

---

# Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau BT ou HTA

---

**Guide pratique à l'usage des installateurs,  
des bureaux d'études et des porteurs de projets**

Version du 23/01/2012

**Rédaction : Gérard MOINE**



**SOMMAIRE**

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION</b>	<b>4</b>
1.1	Domaine traité	4
1.2	Normes et guides	4
1.3	Définitions	6
1.4	Protection des personnes et des biens	8
<b>2</b>	<b>Première partie - CONCEPTION</b>	<b>9</b>
2.1	Partie courant continu (DC)	10
2.1.1	Généralités :	10
2.1.2	Modules photovoltaïques :	11
2.1.3	Appareillage et protections DC	12
2.1.4	Câbles DC	20
2.2	Onduleurs	22
2.3	Partie courant alternatif (AC) des installations raccordées au réseau	28
2.4	Partie courant alternatif (AC) des installations raccordées au réseau BT	28
2.4.1	Raccordement au réseau BT	28
2.4.2	Partie alternative de l'installation de production	29
2.5	Partie courant alternatif (AC) des installations raccordées au réseau HTA	34
2.5.1	Raccordement au réseau HTA	34
2.5.2	Exemple de schémas unifilaires HTA	38
2.6	Dispositions de sécurité pour service de secours	40
<b>3</b>	<b>Deuxième partie – INSTALLATION – TRAVAIL SUR SITE</b>	<b>42</b>
3.1	Généralités	42
3.2	Spécificités des installations PV	42
3.2.1	Risques identifiés	42
3.2.2	Mesures générales de sécurité	43
3.2.3	Mesures spécifiques de sécurité	43
3.2.4	Précautions de câblage	44
3.2.5	Emplacement des matériels	49
3.2.6	Identification des composants	49
3.2.7	Signalisation	49
3.2.8	Dossier technique	52
<b>4</b>	<b>ANNEXES</b>	<b>53</b>

## AVANT-PROPOS

Ce guide de spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens pour les générateurs photovoltaïques raccordés au réseau, a été rédigé par M. Gérard MOINE, ingénieur systèmes photovoltaïques, directeur technique de Transénergie, et assisté pour la partie HTA, de Patrice BRUN, ingénieur à Transénergie.

Ce document a été réalisé pour le compte du Syndicat des Energies Renouvelables (S.E.R.) avec l'aide financière du Département des Énergies Renouvelables de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME).

Ce guide a pour objectif d'aider les bureaux d'études et installateurs à la conception et la mise en œuvre de systèmes photovoltaïques, par des règles pratiques, inspirées des guides français et européens existants.

Ce guide a fait l'objet d'une première édition parue le 2 juillet 2006 et d'une deuxième édition parue le 1<sup>er</sup> décembre 2008. Cette troisième édition prend en compte les résultats des différents travaux des groupes de travail impliqués dans la même problématique notamment au niveau de l'UTE. Elle intègre les exigences formulées dans le guide C15-712-1 (juillet 2010) applicable à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2011.

Toute remarque et suggestion d'amélioration de ce document sont les bienvenues et peuvent être transmises à l'auteur pour une prise en compte lors d'une édition ultérieure.

Syndicat des Energies Renouvelables  
Romain POUBEAU  
13-15 rue de la Baume  
75008 PARIS  
Tél : 01 48 78 05 60  
[romain.poubeau@enr.fr](mailto:romain.poubeau@enr.fr)

TRANSENERGIE  
Gérard MOINE  
3 D Allée C. Debussy  
69130 ECULLY  
Tél : 04 72 86 04 16  
[g.moine@transenergie.eu](mailto:g.moine@transenergie.eu)

ADEME/DER  
Rodolphe MORLOT  
500 route des Lucioles  
06560 SOPHIA ANTIPOLIS  
tél : 04 93 95 79 12  
[rodolphe.morlot@ademe.fr](mailto:rodolphe.morlot@ademe.fr)

*SER, Paris, 2012*

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le code de la propriété intellectuelle (Art. L122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le code pénal. Seules sont autorisées (Art. L122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L122-10 à L122-12 du même code, relatives à la reproduction par reprographie.

---

## 1 INTRODUCTION

### 1.1 Domaine traité

L'objet de ce document est de préciser les spécifications techniques des installations photovoltaïques raccordées au réseau BT ou HTA à l'usage des concepteurs et des installateurs.

Il traite essentiellement des spécifications relatives à la protection des personnes et des biens pour la partie basse tension (BT) quelque soit le niveau de puissance.

Ce document est complémentaire au guide UTE C15-712-1 : installations photovoltaïques (juillet 2010)

Les principes de conception énergétique et d'intégration des générateurs photovoltaïques sont plus particulièrement traités dans le guide de rédaction du cahier des charges techniques de consultation à destination du maître d'ouvrage (ADEME- 2007).

Les systèmes photovoltaïques « de sécurisation » ne sont pas spécifiquement traités dans cette édition.

### 1.2 Normes et guides

L'application des présentes règles doit s'effectuer dans le respect des textes réglementaires en vigueur, des normes de l'industrie photovoltaïque et des normes relatives aux installations électriques basse tension, et des guides d'application notamment :

Textes réglementaires :

- le décret n° 88-1056 du 14 novembre 1988 et ses arrêtés pour la protection des travailleurs qui mettent en œuvre des courants électriques,
- le décret n° 92-587 du 26 juin 1997 relatif à la compatibilité électromagnétique des appareils électriques et électroniques,
- la circulaire DRT 89-2, 6 février 1989 modifiée le 29 juillet 1994 - Application du décret 88-1056,
- les règlements de sécurité contre l'incendie dans les établissements recevant du public et/ou des travailleurs,

Normes et guides :

NF EN 50380 (C 57-201)	Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les modules photovoltaïques
NF EN 60269-1-6	Fusibles basse tension - Partie 6: Exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque.
NF EN 50380	Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les modules photovoltaïques
NF EN 50521	Connecteurs pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais
NF EN 60947-1-2-3	Appareillage basse tension – Partie 1: Règles générales – Partie 2: Disjoncteurs – Partie 3: Interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs-sectionneurs et combinés-fusibles
NF EN 61000-1-2-3	Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3-2: limites - Limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils inférieur ou égal à 16 A par phase).
NF EN 61439	Ensembles d'appareillages à basse tension
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 17-100	Protection contre la foudre - Protection des structures contre la foudre - Installation de paratonnerres
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 15-443	Choix et mise en œuvre des parafoudres basse tension
UTE C 15-520	Guide pratique : Canalisations - modes de pose - connexions
UTE C 17-100-2	Guide pratique - Protection contre la foudre - Partie 2: Evaluation des risques
UTE C 18-510-1	Recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique,
UTE C 61740-52	Parafoudres basse tension Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 52: Principes de choix et d'application - Parafoudres connectés aux installations photovoltaïques
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
ADEME	Guide ADEME (2007) : Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau – Guide de rédaction du cahier des charges techniques de consultation à destination du maître d'ouvrage

### 1.3 Définitions

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

**Cellule PV**

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

**Module PV**

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

**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.

**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.

**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.

**Générateur PV ou champ PV**

Ensemble de groupes PV, connectés en parallèle à un onduleur et associés à un même MPPT

**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.

**Câble de chaîne PV**

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

**Câble de groupe PV**

Câble reliant les boîtes de jonction groupe PV à la boîte de jonction générateur PV.

**Câble principal continu PV**

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

**équipement de conversion PV ou onduleur**

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

**Câble d'alimentation PV**

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

**Installation PV**

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

**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.

**Tension en circuit ouvert : UocSTC**

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.

**Tension au point de puissance maximale : UmppSTC**

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

**Tension maximale en circuit ouvert : UocMAX**

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.

$$UOCMAX = k \times UOCSTC$$

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 UocSTC .

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).

**Courant à la puissance maximale : ImppSTC**

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

**Courant de court-circuit : IscSTC**

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

**Courant inverse maximal : IRM**

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 ITEST égale à 135% de IRM pendant 2 heures selon la norme NF EN 61730-2

NOTE 2 : La norme NF EN 50380 définit une valeur IR différente de IRM qui correspond à la tenue en courant inverse du module pendant 8 heures

**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.

**Partie courant alternatif**

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

**Maximum Power Point Tracking : MPPT**

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

**Parafoudre :**

Dispositif de protection des équipements électriques contre les surtensions transitoires

- Inparafoudre : Courant Nominal de décharge avec onde 8/20  $\mu$ s (en kA)
- I<sub>max</sub> : Courant maximal de décharge d'un parafoudre avec onde 8/20  $\mu$ s (en kA)
- UCPV : Tension maximale de régime permanent d'un parafoudre
- UP : Niveau de protection d'un parafoudre
- ISCWP : Tenue au courant de court circuit d'un parafoudre

**Appareil Général de Commande et de Protection : AGCP**

Les fonctions de l'appareil général de commande et de protection sont d'assurer :

- le sectionnement et la commande ;
- la protection contre les surintensités ;
- la coupure d'urgence (pour les locaux d'habitation) ;  
et, optionnellement
- la protection contre les contacts indirects ;
- la limitation de puissance.

NB. Dans le cas d'installation de puissance  $\leq 36$  kVA, cet appareil général de commande et de protection est le disjoncteur de branchement

**Isolation ou séparation galvanique**

On parle d'isolation ou séparation galvanique entre deux circuits électriques ou électroniques directement voisins (souvent couplés), quand le courant ne peut circuler directement entre ces deux circuits.

## 1.4 Protection des personnes et des biens

Dès le départ, le concepteur et l'installateur d'un système photovoltaïque raccordé au réseau doivent prendre sérieusement en considération les dangers potentiels, pendant et après la phase d'installation, et prendre toutes les dispositions pour assurer la protection des personnes et des biens.

La sécurité à long terme d'un système ne peut être atteinte que si les composants et le système ont été correctement conçus et spécifiés dès le départ. Ces aspects sont couverts dans la première partie « conception » de ce guide.

La seconde partie « installation » de ce guide traite des consignes à respecter lors de l'installation.

Compte tenu de la spécificité des installations PV et conformément au guide C15-712-1, il est retenu le principe d'assurer la protection électrique des personnes et des biens par les dispositions suivantes en BT :

- L'ensemble des composants côté DC sont de classe II
- Toutes les parties métalliques des matériels (y compris de classe II) constituant l'installation photovoltaïque sont interconnectées et reliées à la même prise de terre
- Le schéma de liaison à la terre de la partie courant alternatif est réalisé conformément aux exigences de la norme NF C15-100 (TT en BT ; ou TN ou IT entre onduleur et transformateur en HTA)
- La protection contre les surcharges des câbles en cas de défaut est assurée par fusibles ou disjoncteurs
- La prévention contre la dégradation des installations photovoltaïques est assurée par un contrôle d'isolement de la partie courant continu
- La protection des équipements sensibles (onduleurs, modules PV,...) contre les surtensions atmosphériques est assurée par la mise en œuvre de parafoudres et éventuellement de paratonnerres pour les sites exposés à la foudre

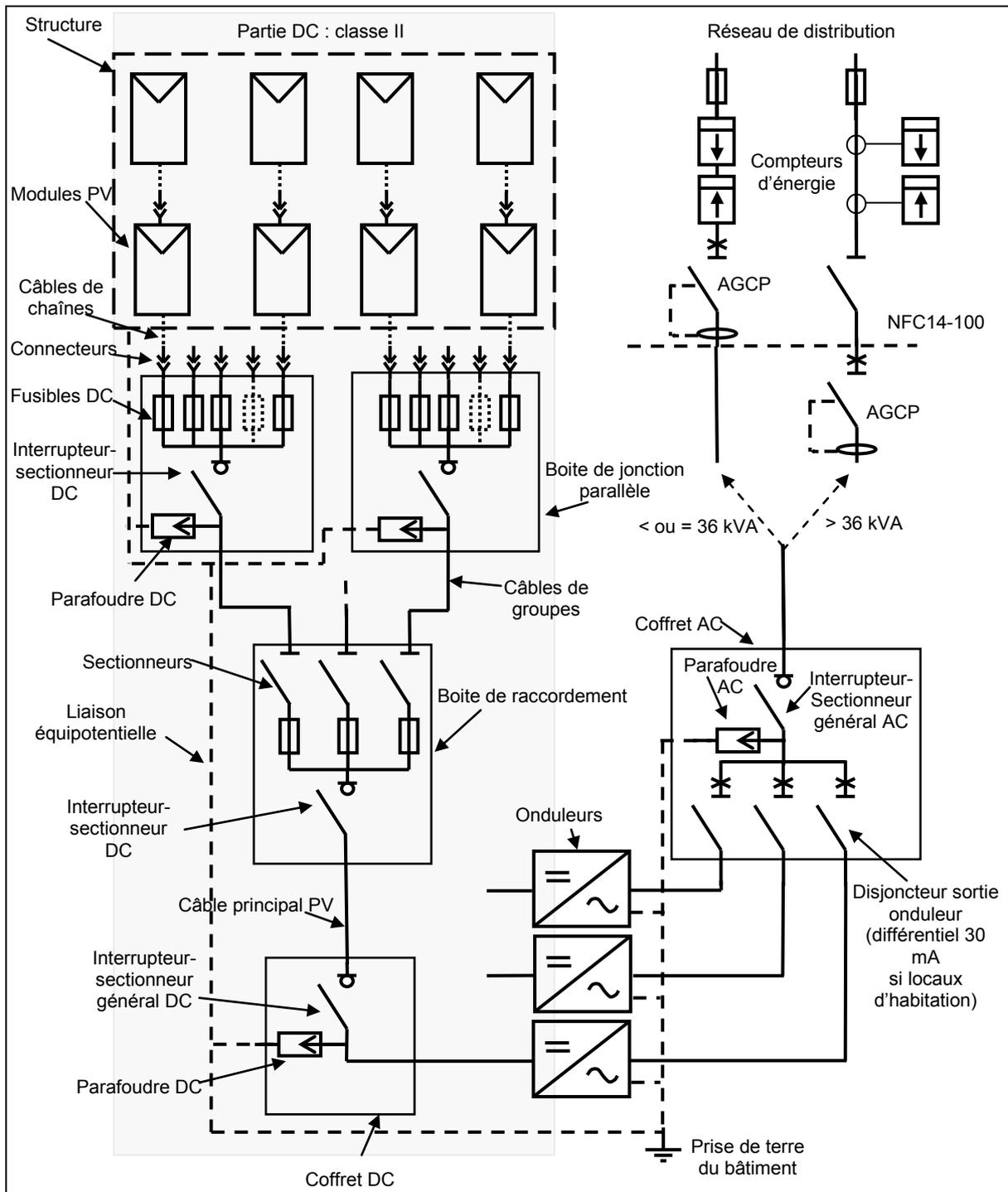
Ce document ne traite pas de la protection foudre des installations photovoltaïques qui fera l'objet d'un autre guide spécifique dès que les normes européennes et françaises auront été harmonisées.

Toutefois, les concepteurs et installateurs pourront se reporter au guide UTE 61 740-52 (1 février 2011): Parafoudres basse tension Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 52: Principes de choix et d'application - Parafoudres connectés aux installations photovoltaïques

## 2 PREMIERE PARTIE - CONCEPTION

Typiquement un générateur photovoltaïque est constitué, sur le plan électrique en BT, des composants suivants :

- Modules photovoltaïques
- Câblage DC (câbles, connecteurs, boîtes de jonction éventuelles,...)
- Dispositifs de protection (fusibles, disjoncteurs, parafoudres, ..)
- Dispositifs de coupure et sectionnement
- Onduleur(s)
- Câblage AC
- Compteur(s) d'énergie



**Schéma unifilaire type d'une installation PV raccordée au réseau BT**

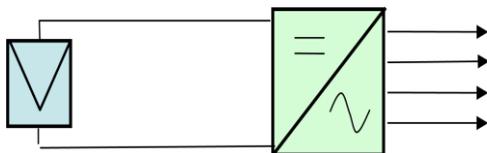
## 2.1 Partie courant continu (DC)

### 2.1.1 Généralités :

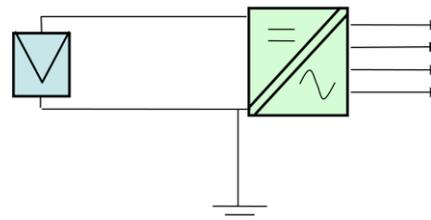
Le système photovoltaïque doit être conçu pour permettre une installation dans des conditions de sécurité optimale. Les circuits DC étant généralement à un niveau de tension supérieur à la TBT (>120V), le câblage peut être réalisé sans risque de chocs électriques si la procédure d'intervention est respectée. Pour cela, le type de composants et leurs caractéristiques constructives permettront de garantir une isolation électrique du système DC vis à vis des personnes pendant l'installation ou l'exploitation du champ PV.

#### 2.1.1.1 Polarité à la terre ou non

D'une manière générale, la plupart des installations photovoltaïques constituées de modules photovoltaïques ne nécessitent pas la mise à la terre d'une polarité DC. Toutefois, certains fabricants de cellules photovoltaïques préconisent de relier une polarité à la terre pour des raisons fonctionnelles (pour éviter des dégradations des performances énergétiques réversibles ou non selon les technologies de cellules PV). Dans ces cas, des mesures spécifiques doivent être prises pour assurer à la fois le bon fonctionnement du système et la protection des personnes et des biens (onduleur avec transformateur, contrôle du courant de fuite à la terre,...). Ces points sont abordés en 2.2



Aucune polarité à la terre



Une polarité DC reliée à la terre

#### 2.1.1.2 Mise à la terre des masses et éléments conducteurs

Il est à noter que la protection des personnes est assurée par une isolation double ou renforcée (classe II) des matériels DC et ne nécessite donc, pas à priori, de mise à la terre des éléments métalliques. Toutefois, un défaut d'isolement éventuel des matériels DC provoqué par une dégradation de leur isolant (détérioration lors de la mise en œuvre ou vieillissement) pourrait entraîner :

- Au premier défaut : la mise au potentiel des éléments métalliques à une valeur de plusieurs centaines de volts potentiellement dangereuse pour les personnes
- Au deuxième défaut : un court-circuit au niveau du champ PV susceptible de provoquer des arcs électriques et un risque d'incendie

En conséquence, la mise à la terre des parties métalliques constituant un générateur photovoltaïque s'impose essentiellement pour assurer le contrôle de défaut d'isolement éventuel des matériels DC et également pour contribuer à la protection des matériels contre les éventuelles surtensions induites par la foudre.

#### 2.1.1.3 Caractéristiques électriques des composants DC

Tous les composants DC (câbles, interrupteurs, connecteurs, etc,...) du système doivent être choisis en fonction des valeurs de courant et tension maximum des modules connectés en série/parallèle constituant le champ PV.

Modules photovoltaïques avec cellules en silicium mono et multi-cristallin :

Tous les composants DC seront dimensionnés au minimum :

- En tension :  $U_{oc}(stc) \times k$
- En courant :  $I_{sc}(stc) \times 1,25$

*N.B : En conditions réelles, l'éclairement et la température peuvent varier considérablement par rapport aux conditions standard. Les facteurs multiplicatifs indiqués ci-dessus permettent de prendre en compte ces variations. Si les variations maximales de température sont bien connues, le coefficient de tension (k) sera éventuellement ajusté après vérification des tensions maximales calculées.*

Modules en couches minces (silicium amorphe, cuivre-indium-sélénium, tellure de cadmium,...) :

Tous les composants DC seront dimensionnés, au minimum :

- Par calcul spécifique des conditions les plus sévères d' $U_{oc}$  et  $I_{sc}$  à partir des données constructeur (plage de température de module minimale)
- Par calcul d'un accroissement de  $U_{oc}$  et  $I_{sc}$  appliqué sur les valeurs déjà calculées précédemment à partir des données constructeur.

*N.B. A titre d'exemple, les modules en silicium amorphe délivrent une puissance de sortie beaucoup plus élevée durant les premiers mois de fonctionnement que celle annoncée par le fabricant (puissance crête garantie après stabilisation). En effet, le fabricant prend en compte, dès le départ, la baisse de puissance prévisionnelle liée à cette technologie. Il y a lieu de se rapprocher des fabricants pour connaître les valeurs correspondantes.*

Les spécifications des différents composants constituant le générateur PV sont détaillées ci-après.

### **2.1.2 Modules photovoltaïques :**

Les modules photovoltaïques doivent respecter les normes suivantes :

- CEI 61215 : Qualification de la conception et homologation des modules PV au silicium cristallin
- CEI 61646 : Qualification de la conception et homologation des modules PV en couches minces
- CEI 61730 -1 et 2 : Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules PV

Conformément aux normes 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 (considérés comme répondant aux exigences de la classe II).
- Un module photovoltaïque avec des parties conductrices accessibles qui forment l'armature du périmètre ou le système de montage doit avoir des dispositions pour la mise à la terre avec identification du symbole approprié.

L'ensemble des modules constituant le générateur photovoltaïque doivent avoir des caractéristiques identiques avec une tolérance la plus faible possible (+/- 3 à 5% sans excéder 10%) sur la valeur nominale de la puissance crête.

Conformément à la norme NF EN 50380 ed.3, la tension de fonctionnement maximum devra être clairement spécifiée dans la documentation technique et sur l'étiquette apposée au dos du module. Elle devra être compatible avec les niveaux de tension mis en jeu dans le champ photovoltaïque.

La valeur du courant inverse  $I_{rm}$  des modules PV devra être précisée.

## 2.1.3 Appareillage et protections DC

### 2.1.3.1 Généralités

Une chaîne est un circuit dans lequel les modules PV sont connectés en série, afin de générer la tension nécessaire à l'onduleur pour son bon fonctionnement. La mise en série peut se faire, soit directement au niveau des modules en reliant les connecteurs de polarité opposée, soit par l'intermédiaire de boîtes de jonction série.

Pour atteindre la puissance crête totale du générateur photovoltaïque, il y a lieu de mettre en parallèle les différentes chaînes de modules photovoltaïques. La mise en parallèle se fait généralement par une ou plusieurs boîtes de jonction.

Pour réduire les pertes de performances énergétiques du champ photovoltaïque, toutes les chaînes susceptibles d'être mises en parallèle doivent être constituées :

- d'un nombre de modules en série identique,
- de modules de puissance nominale identique et de même technologie, exposés aux mêmes conditions d'ensoleillement (orientation, inclinaison).

La liaison entre les modules et la boîte de jonction parallèle (ou l'onduleur en cas d'absence de boîte de jonction) est appelée câble de chaîne.

La liaison entre la boîte de jonction parallèle et la boîte de raccordement est appelée câble de groupe PV.

La liaison entre la boîte de jonction parallèle (ou de raccordement) et le coffret DC est appelée câble principal.

### 2.1.3.2 Protection des modules PV

Un champ photovoltaïque peut être constitué d'une ou plusieurs chaînes de modules photovoltaïques. Pour un ensemble de  $N_c$  chaînes connectées en parallèle, chacune d'elle étant constitué de  $M$  modules connectés en série, le courant de défaut maximum dans une chaîne peut atteindre  $1,25 \times (N_c - 1) I_{sc}(stc)$ .

*N.B. En cas de défaut sur une des chaînes en parallèle (tension plus faible par exemple), l'ensemble des autres chaînes est susceptible de débiter dans celle-ci. Pour un champ PV comportant quelques chaînes en parallèle (par exemple 2 ou 3 chaînes), les protections contre les surintensités ne sont pas nécessaires si les composants constituant chaque chaîne (modules, connecteurs et câbles) sont dimensionnés pour supporter le courant maximum de défaut. Cette solution réduit le nombre de composants et améliore la fiabilité du système tout en évitant un risque d'incendie en cas de défaut.*

*Le nombre exact de chaînes qui peuvent être connectées en parallèle sans protection, dépend des caractéristiques des modules PV :*

- courant inverse  $I_{RM}$  : valeur donnée par le fabricant et définie par la norme CEI 61 730-2 (capacité du module PV à supporter un courant inverse de  $1,35 I_{RM}$  pendant au moins 2h)
- courant de court-circuit  $I_{scSTC}$

Un dispositif de protection des chaînes contre les surintensités est exigé uniquement si le nombre de chaînes du générateur  $N_c$  est supérieur à  $N_{c,max}$ , nombre maximal de chaînes en parallèle sans protection.

*N.B.  $N_c$  est le nombre total de chaînes connectées en parallèle à un même onduleur ou associés à un même MPPT.*

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  $N_{c,max}$  est donnée par la formule suivante, en fonction de la valeur du courant inverse maximal des modules  $I_{RM}$  et du courant de court-circuit des modules  $I_{scSTC}$  :

$$N_{c,max} \leq (1 + I_{RM} / I_{scSTC})$$

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.

N.B. Pour déterminer  $N_{c_{max}}$ , on considère qu'un module PV pouvant supporter un courant inverse de  $1,35 I_{RM}$  pendant au moins 2h, pourra supporter à fortiori un courant inverse de  $1,25 \times (N_{c_{max}} - 1) I_{sc(stc)}$  pendant une durée ne dépassant pas 2h. En conséquence,  $(N_{c_{max}} - 1) \times I_{scSTC}$  doit être inférieur à  $I_{RM}$

Pour les générateurs PV avec un nombre de chaînes  $N_c$  supérieur à  $N_{c_{max}}$ , 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,  $N_p$  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  $N_{p_{max}}$  raccordables à un dispositif de protection est donné par la formule suivante :

$$N_{p_{max}} \leq (1 + I_{RM} / I_{scSTC}) / 2,4$$

Le dimensionnement des dispositifs de protection se fait à l'aide du Tableau ci-dessous :

#### Dimensionnement des dispositifs de protection des modules PV

<b>Nc</b> Nombre de chaînes du générateur	<b>Np</b> Nombre de chaînes par dispositif de protection	Courant inverse maximal dans une chaîne	Obligation de Protection	$I_n$ Courant assigné des dispositifs de protection
<b>1</b>	-	-	NON	-
<b>2</b>	-	$1,25 I_{scSTC}$		-
<b><math>N_c \leq N_{c_{max}}</math></b>	-	$(N_c - 1) 1,25 I_{scSTC}$		-
<b><math>N_c &gt; N_{c_{max}}</math></b>	<b>1</b>	$(N_c - 1) 1,25 I_{scSTC}$	OUI	$1,4 I_{scSTC} \leq I_n \leq I_{RM}$
	<b><math>N_p &gt; 1</math></b>	$(N_c - 1) 1,25 I_{scSTC}$		$I_n \geq N_p 1,4 I_{scSTC}$ $I_n \leq I_{RM} - (N_p - 1) I_{scSTC}$

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

#### 2.1.3.3 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 2.1.3.2.

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

## 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	$I_n$ déterminé par le tableau du § 2.1.3.2	$I_z \geq I_2$ 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 PV, 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 norme 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 norme NF C 15-100 est applicable et  $I_z$  doit être supérieur ou égal à  $I_n$  ou à  $k_p I_n$ .

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

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

#### 2.1.3.4 Connecteurs DC

Des connecteurs débrochables sont généralement utilisés au niveau des modules photovoltaïques, boîtes de jonction, coffrets DC, onduleurs, etc... pour simplifier la procédure d'installation.

Ces connecteurs sont également un bon moyen de protection contre les risques de choc électrique de l'installateur. De tels connecteurs sont exigés entre chaque module PV et à l'extrémité de chaque chaîne PV dès que la tension  $U_{ocMAX}$  est supérieure à 60 V.

Les connecteurs doivent être :

- spécifiés pour le courant continu et dimensionnés pour des valeurs de tensions et courants identiques ou supérieures à celles des câbles qui en sont équipés.
- assurer une protection contre les contacts directs (≥ IP2X ou IPXXB)
- être de classe II
- résister aux conditions extérieures (UV, humidité, température,...) (= ou > à IP55)
- conformes à la norme NF EN 50521

*NB. Il est impératif d'utiliser des connecteurs mâles et femelles du même fabricant pour assurer une fiabilité de contact même si à priori le type de connecteurs est identique (cas d'un raccordement d'un module PV en bout de chaîne possédant sa propre connectique avec le connecteur du câble de chaîne d'un autre fabricant).*

Un marquage « ne pas déconnecter en charge » doit être présent sur chaque connecteur ou à défaut une étiquette doit être fixée à proximité des connecteurs.

Toutefois, pour éviter tout sectionnement en charge, les dispositifs de connexion accessibles aux personnes non averties ou non qualifiées (par exemple à proximité des onduleurs dans les locaux d'habitation) ne doivent être démontables qu'à l'aide d'un outil par construction ou par installation (exemple : connecteurs DC verrouillables) et ceci après avoir actionné l'interrupteur DC correspondant.

### 2.1.3.5 Boîte de jonction pour mise en série de modules PV (le cas échéant)

Dans certains cas, la mise en série de modules doit être réalisée par l'intermédiaire de boîte de jonction série. Chaque module photovoltaïque (ou série de modules photovoltaïques) doit pouvoir être déconnecté et isolé individuellement pour permettre un contrôle électrique sans risque pour l'intervenant.

Ce sectionnement, qui peut être réalisé simplement à l'aide de connecteurs débroschables, ne présente pas de risque pour l'opérateur, sous réserve que le sectionnement ne soit pas réalisé en charge. Pour cela, un interrupteur-sectionneur DC doit être intégré dans chaque boîte de jonction série sur le départ de la chaîne PV afin de faciliter les opérations de maintenance.

D'autre part, afin de garantir un bon niveau de sécurité, les dispositions constructives suivantes doivent être respectées :

- choix d'une enveloppe non propagatrice de la flamme et de degré de protection d'au moins IP 44 et IK 07
- disposition pour éviter tout phénomène de condensation
- disposition pour éviter tout mauvais contact électrique (utilisation de borniers à cages à ressorts de préférence)
- disposition de telle sorte que les risques de court-circuit entre différentes polarités soient improbables (exemple : séparation physique des portes fusibles (ou borniers) positifs et négatifs avec isolation appropriée)
- utilisation de câbles unipolaires double isolation
- utilisation de la classe II ou par isolation équivalente (§ 412 de la norme NFC15-100)
- ouverture possible seulement à l'aide d'un outil
- conformité aux normes de la série NF EN 61 439 ou ensemble d'appareillage fabriqués et installés conformément aux règles de 558.2 à 558.5 de la norme NFC15-100.

La boîte de jonction série est implantée en un lieu accessible par les exploitants, et comporte des étiquettes de repérage et de signalisation de danger (voir § 3.2.6)

Les étiquettes sont facilement visibles et fixées d'une manière durable pour résister aux conditions ambiantes (température, humidité, UV,...)

*NB. Un champ photovoltaïque ne peut être mis hors tension pendant la journée. L'interrupteur-sectionneur DC permet la coupure en charge du circuit, opération autorisant le sectionnement de chaque module PV (ou série de modules PV) pour le contrôle.*

*Une intervention d'ordre électrique (exemple : changement d'interrupteur-sectionneur,...) à l'intérieur de la boîte de jonction série pourra s'effectuer sans aucun risque si le sectionnement des différentes liaisons a été effectué (déconnexion de l'ensemble des connecteurs (+) et (-) des différents modules PV (ou série de modules PV) et consignation du câble de chaîne PV au niveau de la boîte de jonction parallèle).*

### 2.1.3.6 Boîte de jonction pour mise en parallèle de chaînes PV (le cas échéant)

Si le groupe PV est constitué de plusieurs chaînes de modules photovoltaïques, la boîte de jonction permet leur mise en parallèle. Celle-ci contient généralement les composants suivants : fusibles, interrupteur-sectionneur, parafoudres et points de tests.

Chaque chaîne du champ photovoltaïque doit pouvoir être déconnectée et isolée individuellement pour permettre un contrôle électrique sans risque pour l'intervenant.

Ce sectionnement, qui peut être réalisé simplement à l'aide de connecteurs débrochables, ne présente pas de risque pour l'opérateur, sous réserve que le sectionnement ne soit pas réalisé en charge. Pour cela, un interrupteur-sectionneur DC doit être intégré dans chaque boîte de jonction parallèle sur le départ de la liaison principale (ou de groupe PV) afin de faciliter les opérations de maintenance.

D'autre part, afin de garantir un bon niveau de sécurité, les dispositions constructives suivantes doivent être respectées :

- choix d'une enveloppe non propagatrice de la flamme et de degré de protection d'au moins IP 44 et IK 07
- disposition pour éviter tout phénomène de condensation
- disposition pour éviter tout mauvais contact électrique (utilisation de borniers à cages à ressorts de préférence)
- disposition de telle sorte que les risques de court-circuit entre différentes polarités soient improbables (exemple : séparation physique des portes fusibles (ou borniers) positifs et négatifs avec isolation appropriée)
- utilisation de câbles unipolaires double isolation
- utilisation de la classe II ou par isolation équivalente (§ 412 de la norme NFC15-100)
- ouverture possible seulement à l'aide d'un outil
- conformité aux normes de la série NF EN 61 439 ou ensemble d'appareillage fabriqués et installés conformément aux règles de 558.2 à 558.5 de la norme NFC15-100.

La boîte de jonction est implantée en un lieu accessible par les exploitants, et comporte des étiquettes de repérage et de signalisation de danger (voir § 3.2.6)

Les étiquettes sont facilement visibles et fixées d'une manière durable pour résister aux conditions ambiantes (température, humidité, UV,...)

*NB. Un champ photovoltaïque ne peut être mis hors tension pendant la journée. L'interrupteur-sectionneur DC permet la coupure en charge du circuit, opération autorisant le sectionnement de chaque chaîne pour le contrôle.*

*Une intervention d'ordre électrique (exemple : changement d'interrupteur-sectionneur,...) à l'intérieur de la boîte de jonction pourra s'effectuer sans aucun risque si le sectionnement des différentes liaisons a été effectué (déconnexion de l'ensemble des connecteurs (+) et (-) des différentes chaînes et consignation du câble de groupe PV au niveau de la boîte de raccordement dans le cas de plusieurs boîtes de jonction en parallèle).*

### 2.1.3.7 Diodes série (le cas échéant)

Si les diodes série sont placées sur les chaînes de modules PV, elles doivent avoir une tension inverse minimum égale à  $2 U_{oc} (stc) \times \text{nombre de modules en série (M)}$  dans la chaîne.

*N.B. Les diodes série (induisant une faible chute de tension) sont parfois préconisées dans un système PV connecté réseau pour éviter des courants inverses dans les chaînes parallèles. Cette préconisation est faite par certains fabricants de modules PV, notamment pour les modules à couches minces.*

*Toutefois ces diodes ne permettent pas pour autant de s'affranchir de la présence d'un fusible sur chaque chaîne.*

*En effet, en cas de défaut les diodes série peuvent se mettre en court-circuit et demandent par conséquent un contrôle régulier.*

*Pour ces raisons, les diodes série sont rarement utilisées dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau. L'emploi de fusibles sur chaque chaîne permet d'assurer une protection suffisante contre les courants inverses sans les pertes énergétiques et problèmes induits par les diodes.*

### 2.1.3.8 Boîte de raccordement pour mise en parallèle de groupes PV (le cas échéant)

Si le système est constitué de plusieurs groupes de modules photovoltaïques, la boîte de raccordement permet leur mise en parallèle. Celle-ci peut contenir aussi d'autres composants tels que sectionneurs, fusibles, interrupteur-sectionneur, parafoudres et points de tests.

Chaque groupe du champ photovoltaïque doit pouvoir être déconnecté hors charge et isolé individuellement avec des sectionneurs DC appropriés. Pour cela, un interrupteur-sectionneur DC doit être intégré dans chaque boîte de raccordement sur le départ de la liaison principale afin de faciliter les opérations de maintenance.

D'autre part, afin de garantir un bon niveau de sécurité, les dispositions constructives suivantes doivent être respectées :

- choix d'une enveloppe non propagatrice de la flamme et de degré de protection d'au moins IP 44 et IK 07
- disposition pour éviter tout phénomène de condensation
- disposition pour éviter tout mauvais contact électrique (utilisation de borniers à cages à ressorts de préférence)
- disposition de telle sorte que les risques de court-circuit entre différentes polarités soient improbables (exemple : séparation physique des portes fusibles (ou borniers) positifs et négatifs avec isolation appropriée)
- utilisation de câbles unipolaires double isolation
- utilisation de la classe II ou par isolation équivalente (§ 412 de la norme NFC15-100)
- ouverture possible seulement à l'aide d'un outil
- conformité aux normes de la série NF EN 61 439 ou ensemble d'appareillage fabriqués et installés conformément aux règles de 558.2 à 558.5 de la norme NFC15-100.

La boîte de raccordement est implantée en un lieu accessible par les exploitants, et comporte des étiquettes de repérage et de signalisation de danger (voir § 3.2.6)

Les étiquettes sont facilement visibles et fixées d'une manière durable pour résister aux conditions ambiantes (température, humidité, UV,...)

*NB. Un champ photovoltaïque ne peut être mis hors tension pendant la journée. L'interrupteur-sectionneur DC permet la coupure en charge du circuit, opération autorisant le sectionnement de chaque groupe pour le contrôle.*

*Une intervention d'ordre électrique (exemple : changement d'interrupteur-sectionneur,...) à l'intérieur de la boîte de raccordement pourra s'effectuer sans aucun risque si le sectionnement de toutes les liaisons de groupes PV et de la liaison principale a été effectué au niveau de l'onduleur.*

### 2.1.3.9 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 défaut éventuel dans une boîte de jonction.

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 ci-dessous.

**Courants admissibles des câbles de groupes PV et choix des dispositifs de protection associés**

Na Nombre de groupes du générateur	Courant inverse maximal dans un câble de groupe	Avec protection ?	$I_n$ Courant assigné des dispositifs de protection de groupes	$I_z$ Courant admissible des câbles de groupes
1	-	NON	-	$I_z \geq 1,25 I_{scSTC\_Groupe}$
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 PV, le courant  $I_2$  est pris égal à  $1,45 I_n$ .

Note 2 : Calcul de  $I_{scSTC\_Groupe} = N_c / Na I_{scSTC}$

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 norme 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 en 2.1.3.3, 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 norme NF C 15-100.

**2.1.3.10 Fusibles ou disjoncteurs DC (le cas échéant)**

Lorsque la protection contre les surintensités s'impose (voir § 2.1.3.2 et § 2.1.3.9), des fusibles ou disjoncteurs doivent être installés pour protéger à la fois la polarité positive et négative de chaque chaîne ou de chaque câble de groupe :

- Les protections doivent être calibrées pour une valeur de courant conformément aux tableaux précédents
- Les protections doivent être dimensionnées pour fonctionner à une tension au moins égale à  $U_{ocmax}$
- Les fusibles doivent être conformes à la norme NF EN 60 269-6 (spécifiés pour applications photovoltaïques avec marquage gPV, avec courant conventionnel de fonctionnement  $I_2 = 1,45 I_n$ )
- Les disjoncteurs doivent être conformes à la norme NF EN 60947-2 (avec courant conventionnel de fonctionnement  $I_2 = 1,3 I_n$ )

**2.1.3.11 Protection du câble principal DC**

Le câble principal d'un générateur PV n'a pas besoin de comporter de protection contre les surintensités dans la mesure où le courant ne dépassera jamais  $1,25 I_{scSTC\_Gen}$ . En conséquence, il doit être dimensionné avec un courant admissible  $I_z$  supérieur ou égal à  $1,25 I_{scSTC\_Gen}$ .

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.

*NB : Pour un système de  $N_c$  chaînes connectées en parallèle,  $I_{scSTC\_Gen} = N_c I_{scSTC}$*

### 2.1.3.12 Coupure générale DC

En cas d'apparition d'un danger inattendu au niveau de l'onduleur, un dispositif de coupure doit être prévu en amont de celui-ci. Ce dispositif doit respecter les dispositions suivantes spécifiques aux installations photovoltaïques :

- Tension assignée d'emploi  $\geq U_{OCMAX}$
- Courant assigné  $I_n \geq 1,25 I_{scSTC}$
- Conformité aux normes de la série NF EN 60 947
- Matériel spécifié pour le courant continu de catégorie d'emploi à minima DC21B avec marquage correspondant
- Commande des dispositifs de coupure d'urgence facilement reconnaissables et rapidement accessibles à proximité de l'onduleur
- Coupure électromécanique omnipolaire et simultanée assurée par une commande directe ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée

N.B. Conformément aux règles de la NF C15-100, les dispositifs de coupure d'urgence doivent être à action manuelle directe dans les locaux d'habitation.

La commande de coupure générale DC doit être repérée par une étiquette portant la mention « Coupure d'urgence entrée onduleur » (en lettres rouge sur fond jaune visible) fixée d'une manière durable pour résister aux conditions ambiantes (température, humidité, ...)

*NB. Le pouvoir de coupure d'un interrupteur n'est pas le même en DC ou en AC. L'interrupteur doit être spécifié pour un fonctionnement en DC.*

### 2.1.3.13 Sectionnement général DC

Le sectionnement DC sur la liaison principale, en amont de l'onduleur, est un moyen d'isoler électriquement le champ PV tout entier pour permettre une intervention en toute sécurité sur l'onduleur durant les travaux d'installation, de maintenance ou de réparation (sous réserve d'avoir sectionné également au préalable la liaison AC en sortie onduleur !).

Le sectionnement DC doit :

- être bipolaire pour isoler électriquement les 2 conducteurs correspondant à chaque polarité mais peut ne pas être à sectionnement simultané.
- être spécifié pour le courant continu
- se situer en amont et à proximité de l'onduleur

En pratique, pour des onduleurs de faible puissance, le sectionnement peut être assuré par des connecteurs débroschables reliant le câble principal au coffret intégrant la coupure générale (coffret DC). Toutefois, pour éviter tout sectionnement en charge, 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 (exemple : connecteurs DC verrouillables) et ceci après avoir actionné la coupure DC.

Toutefois, l'utilisation d'un interrupteur-sectionneur situé en amont de l'onduleur, permet d'assurer en une seule manœuvre la coupure et le sectionnement de la partie courant continu sans risque.

Dans ce cas, il n'est pas nécessaire de déconnecter les connecteurs du câble principal DC, pour intervenir sur l'onduleur, si l'interrupteur-sectionneur a été préalablement ouvert.

*N.B. Auparavant, sur de nombreuses installations photovoltaïques constituées d'onduleurs de puissance inférieure à quelques kW, les chaînes de modules étaient souvent raccordées directement à l'onduleur par le biais de connecteurs débroschables sur chaque polarité sans la présence d'un interrupteur général.*

*Cette solution n'est plus tolérée car :*

- elle ne permettait pas de couper l'alimentation DC de l'onduleur en cas d'urgence

- *le risque d'une déconnexion en charge (création d'arcs électriques) était réel en cas de non respect de la procédure de la part des installateurs ou utilisateurs non avertis.*

*N.B. Par construction, certains onduleurs ont leurs dispositifs de coupure et de sectionnement situés dans des enveloppes distinctes mais attenantes à la partie conversion de l'onduleur. Dans ce cas-là, il est admis que les dispositifs de coupure sont considérés comme non intégrés à l'onduleur.*

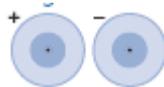
## 2.1.4 Câbles DC

### 2.1.4.1 Généralités

Compte tenu de la spécificité des installations photovoltaïques, les câbles DC doivent respecter les spécifications suivantes :

*Type de câbles :*

Tous les câbles sont sélectionnés de manière à ce que les risques de défaut à la terre ou de courts-circuits soient minimisés après installation. Cette condition est assurée en utilisant des câbles monoconducteurs d'isolement équivalent à la classe II.



Les câbles doivent posséder les caractéristiques suivantes :

- Isolant de type C2 non propageur de la flamme
- Température admissible sur l'âme d'au moins 90°C en régime permanent
- Stabilité aux UV répondant à la condition d'influence AN3 (si non protégés par interposition d'écran)
- Tension assignée du câble (U<sub>0</sub>/U) compatible avec la tension maximum U<sub>comax</sub>

*N.B.*

- *Pour les câbles U<sub>0</sub>/U spécifiés en AC, la tension U<sub>comax</sub> ne doit pas être supérieure à 1,5 fois la tension assignée (U) du conducteur ou câble et la tension nominale entre l'âme et la terre (U<sub>0</sub>) ne doit pas être supérieure à 1,5 fois la tension assignée (U<sub>0</sub>) du conducteur ou câble.*
- *Les câbles PV 1000F, U1000R2V sont utilisables jusqu'à 1500 V DC.*
- *Le guide UTE C32-502 décrit les câbles qui peuvent être utilisés dans les installations photovoltaïques.*

### 2.1.4.2 Dimensionnement :

Deux critères interviennent pour le dimensionnement des câbles : le courant admissible et la chute de tension induite.

Courant admissible :

Le dimensionnement des câbles est effectué conformément aux règles de la norme NFC15-100 et du guide UTE C15-105 sur la base de câbles à isolation PR, pour des courants maximum susceptibles de les traverser y compris en cas de défaut.

Pour déterminer le courant admissible, les câbles sont dimensionnés en appliquant les facteurs classiques multiplicatifs de correction en courant (coefficient de mode de pose, coefficient prenant en compte le nombre de câbles posés ensemble, coefficient tenant compte de la température ambiante et du type de câble).

$$I_z > I'z = I_b / (K1 \times K2 \times K3)$$

Avec les coefficients suivants :

- K1 : facteur de correction prenant en compte le mode de pose (= 1 pour câbles mono-conducteurs sur chemins de câbles perforés)
- K2 : facteur de correction prenant en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte
- K3 : facteur de correction prenant en compte la température ambiante et la nature de l'isolant (= 1 si Ta = 30°C ; = 0,82 si Ta = 50°C ; = 0,71 si Ta = 60°C ; = 0,58 si Ta = 70°C)
- Ib : courant maximum d'emploi traversant les câbles
- I'z : courant maximum admissible du câble en tenant compte des conditions de pose
- Iz : courant maximum admissible du câble choisi : données fabricant (Iz doit être supérieur ou égal à I'z)

A titre d'exemple, il est donné dans le tableau ci-dessous, les valeurs de courant maximales admissibles dans des câbles de chaînes en fonction de la température ambiante :

#### Conditions d'utilisation

Les câbles de chaînes cheminant derrière les modules photovoltaïques ou soumis au rayonnement direct sont dimensionnés pour une température ambiante de 70°C.

*N.B. En toiture, la température arrière des modules peut être élevée en milieu de journée et il est impératif que les câbles susceptibles d'être en contact direct avec leur face arrière soient dimensionnés en conséquence.*

Type de câbles	Section	Courant max admissible (A)	
		2 câbles sur parois (Ta = 30°C) : I'z	2 câbles sur parois (Ta = 70°C) : Iz
Câble PV unipolaire (Tmax= 90°C)	2,5	33	19
	4	45	26
	6	57	33
	10	79	46
Câble PV unipolaire (Tmax= 120°C)	2,5	52	30
	4	69	40
	6	89	52
	10	124	72

Les autres câbles (câbles de groupes PV et câble principal) sont dimensionnés en fonction de la température ambiante maximale à laquelle ils sont susceptibles d'être soumis.

#### Chute de tension

Les différentes liaisons entre les modules PV les plus éloignés et l'onduleur sont réalisées par des câbles unipolaires double isolation et de section suffisante de telle sorte que la chute de tension globale soit au maximum de 3%.

*Rappel : la chute de tension en courant continu dans une liaison est donnée par la formule suivante :*

$$\Delta U = (\rho L/S) \times I \quad \text{Soit } \Delta U/U(\%) = (\rho L/S) \times I / U \times 100$$

*Par convention, on prendra les hypothèses suivantes :*

- $\rho$  = résistivité du câble à la température d'âme supposée être à 90°C en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  ( $\rho = 1,25 \times \rho_0$ ),  $\rho_0$  étant la résistivité du cuivre à 20°C. Cela donne  $\rho = 1,25 \times 0,01851 = 0,02314 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- L = longueur des câbles (+) et (-) en m

- $I = \text{courant } I_{mpp} (25^\circ\text{C}) \text{ en A sous } 1000 \text{ W/m}^2$
- $U = \text{tension du champ PV } U_{mpp} (25^\circ\text{C}) \text{ en V sous } 1000\text{W/m}^2$

Dans le cas de plusieurs tronçons de liaisons en série de section différente parcourus par des courants différents, la chute de tension totale est déterminée par la somme des chutes de tensions de chacun des tronçons.

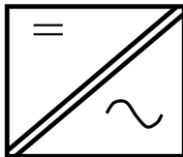
*NB. La longueur à prendre en compte pour la chute de tension dans un tronçon correspond à la longueur de câble unipolaire utilisé sur ce tronçon (les longueurs de câbles inter-modules PV ne sont pas prises en compte).*

## 2.2 Onduleurs

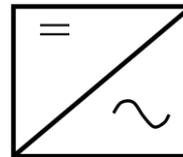
L'onduleur synchrone est l'interface situé entre la partie DC et la partie AC.  
Ses principales fonctions sont les suivantes :

- Ajustement de la tension d'entrée de l'onduleur pour un fonctionnement à puissance maximale du champ PV ( $U_{mpp}$ ).
- Conversion du courant continu généré par le champ PV en courant alternatif et injection sur le réseau de distribution au « fil du soleil »

Selon la typologie de l'onduleur, il existe des onduleurs avec séparation galvanique (onduleurs avec transformateur BF ou HF) et des onduleurs sans séparation galvanique (onduleurs sans transformateur).



Représentation d'un onduleur avec séparation galvanique



Représentation d'un onduleur sans séparation galvanique

D'autre part, des fonctions complémentaires de sécurité sont généralement intégrées à l'onduleur à savoir :

- Contrôle de défaut d'isolement du champ PV
- Protection du réseau électrique par découplage

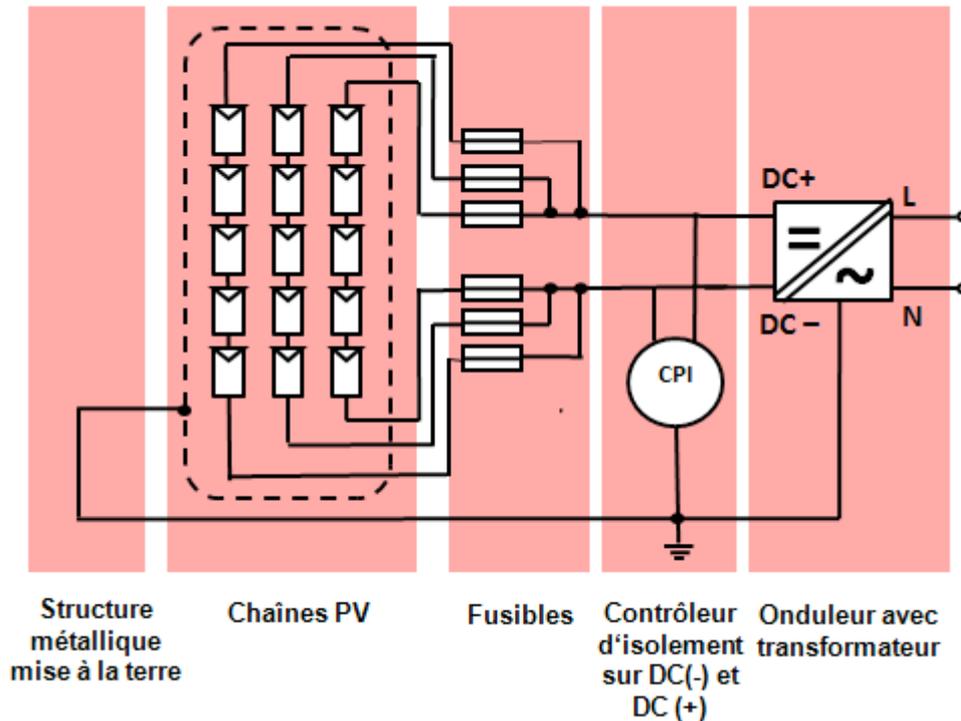
*N.B. Pour les installations raccordées en HTA, certains onduleurs ont des fonctionnalités supplémentaires leur permettant de contribuer à la stabilité et au soutien du réseau public de distribution notamment :*

- Régulation de tension par absorption ou fourniture de puissance réactive
- Gestion de la puissance active
- Gestion des creux de tension

### Contrôle de défaut d'isolement du champ PV

L'onduleur doit comporter un contrôleur d'isolement côté DC permettant de prévenir d'un défaut éventuel d'isolement (entre chaque polarité et la masse) et provoquer l'arrêt éventuel de l'onduleur. Dans l'hypothèse où cette fonction ne serait pas assurée par l'onduleur, il y a lieu de rajouter un contrôleur d'isolement externe sur la partie continue avec signalisation du défaut.

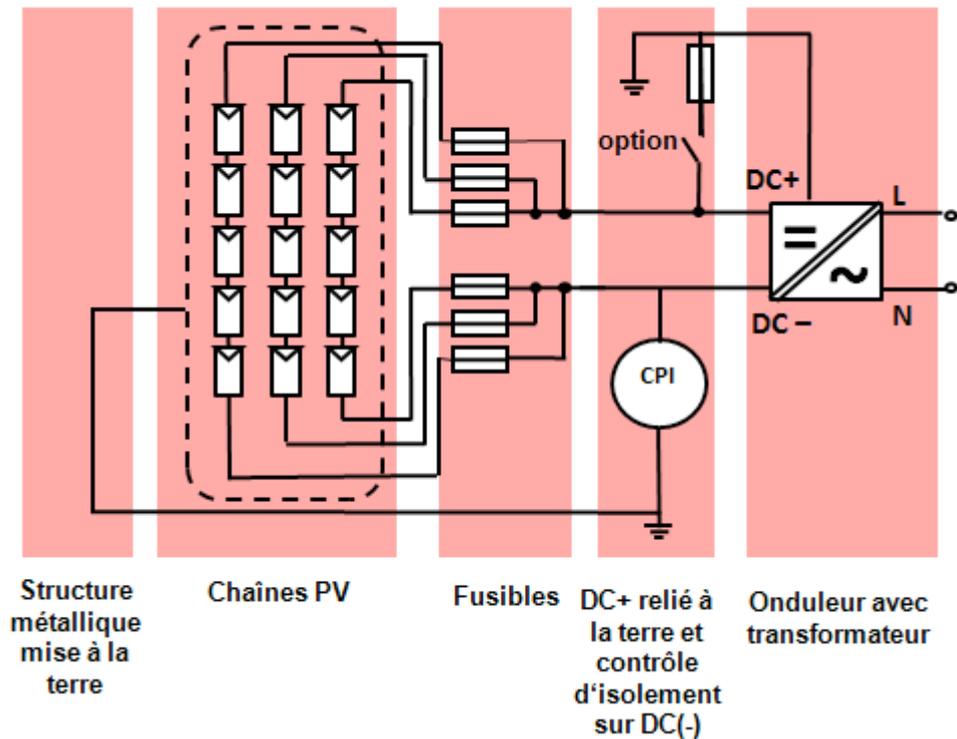
1 - Onduleur avec transformateur sans polarité DC reliée à la terre :



Actions en cas de défaut d'isolement

- Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du CPI.
  - 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
- Le choix du seuil d'alarme du CPI est fonction de la technologie des modules PV et de la surface du champ PV.

2 - Onduleur avec transformateur avec une polarité DC reliée à la terre par un dispositif de coupure automatique permettant d'éliminer un courant de défaut circulant dans le câble de mise à la terre fonctionnelle du générateur PV (exemple : fusible, disjoncteur, relais ampèremétrique,..).



Actions en cas de défaut d'isolement :

- Arrêt ou déconnexion immédiate de l'onduleur, côté a.c.
- Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle

#### Remarques

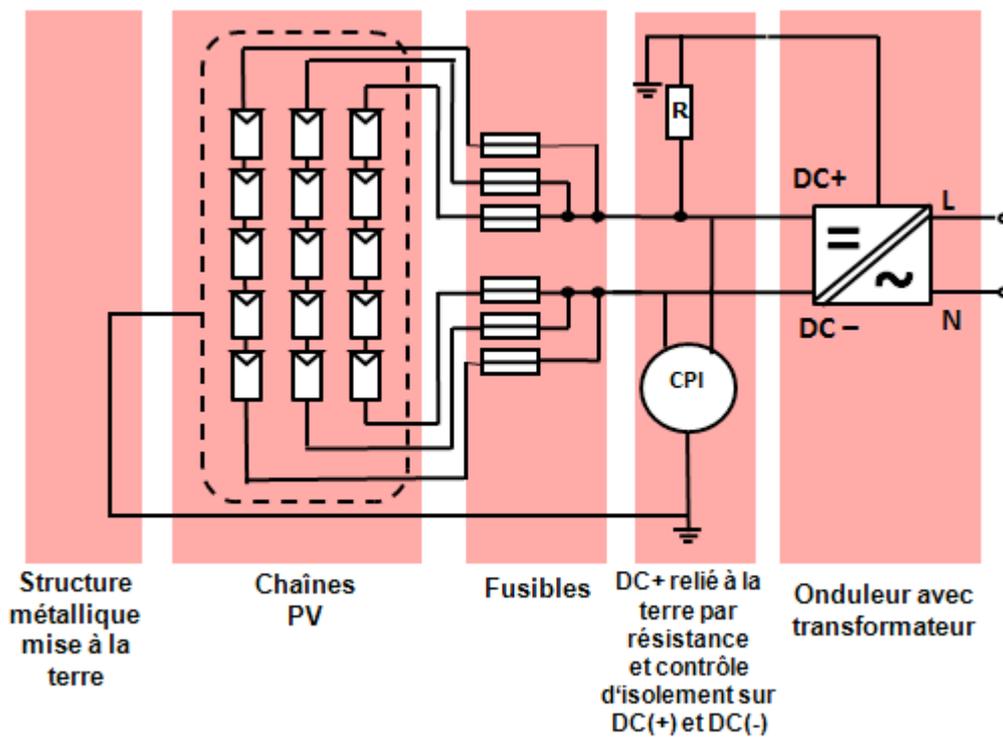
Dans le cas d'une protection insérée directement dans le câble de mise à la terre, le choix du niveau de protection minimal est fonction de la technologie des modules PV et de la surface du champ PV.

- Pour les onduleurs répondant à la norme VDE 0126-1-1, une adaptation du contrôle d'isolement est nécessaire pour permettre leur utilisation avec une polarité mise à la terre.

*NOTE : Une disposition complémentaire pour permettre d'identifier un défaut sur la polarité déjà connectée à la terre peut être mise en œuvre :*

- 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 pré-norme VDE 0126-1-1, le contrôle d'isolement intégré est accepté pour répondre à cette mesure s'il est adapté.

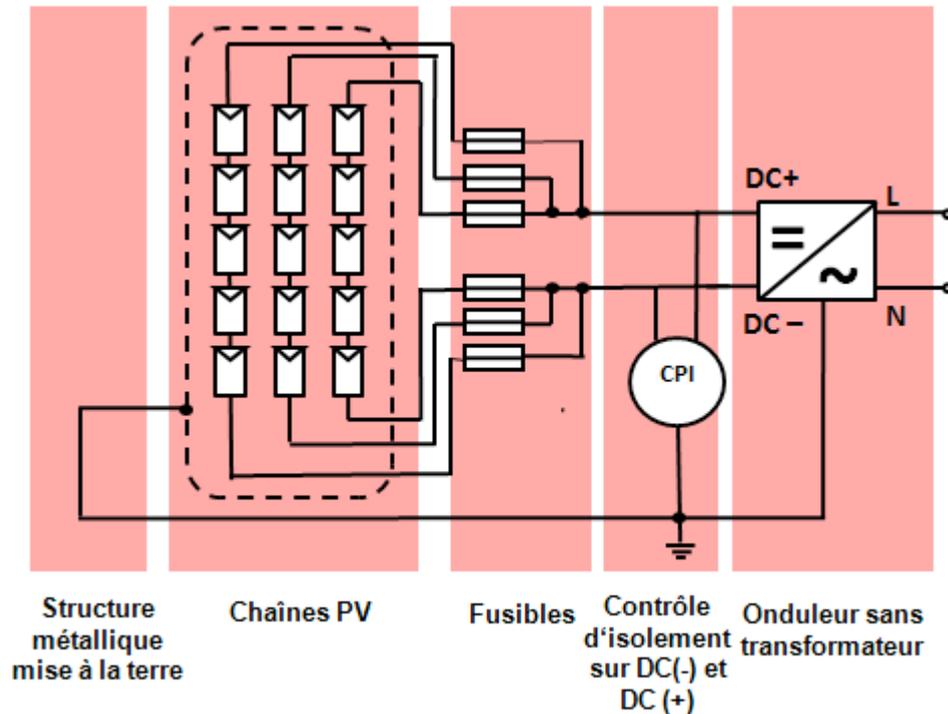
## 3 - Onduleur avec transformateur avec une polarité DC reliée à la terre par une résistance



Actions en cas de défaut d'isolement :

- Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du CPI. 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**  
Le choix du seuil d'alarme du CPI 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.

## 4 - Onduleur sans transformateur sans polarité DC reliée à la terre



Actions en cas de défaut d'isolement

- Déconnexion immédiate de l'onduleur, côté a.c.
- Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle

*Note :*

*Une surveillance quotidienne de l'isolement de la partie d.c. par rapport à la terre est recommandée.*

*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.*

*Pour les onduleurs répondant à la pré-norme VDE 0126-1-1, le dispositif intégré de contrôle de l'isolement réalise cette fonction.*

### Protection du réseau électrique par découplage

Comme toute installation comportant des générateurs pouvant fonctionner en parallèle avec le réseau électrique de distribution, une protection de découplage est nécessaire.

Cette protection est destinée à la déconnexion du générateur PV en cas de :

- Disparition de l'alimentation par le réseau de distribution
- Variations de la tension ou de la fréquence supérieures à celles spécifiées par le distributeur

Les onduleurs synchrones disposent généralement d'une protection de découplage interne. Ce dispositif de déconnexion automatique est installé comme interface de sécurité entre le champ PV et le réseau public à basse tension et remplace de fait une protection de découplage externe. Il empêche l'alimentation inopinée d'un sous-réseau séparé de l'autre réseau de distribution (exploitation en réseau séparé ou ilotage) et protège ainsi :

- le personnel d'exploitation et consommateur contre des tensions et des fréquences non admises,
- les moyens d'exploitation contre des tensions et des fréquences non admises,

Les onduleurs respectant la pré-norme VDE 0126-1-1 ont une protection de découplage interne basée sur le contrôle de plusieurs paramètres :

- tension ( $80\% U_n < U < 115\% U_n$ )

- fréquence ( $47,5 \text{ Hz} < f < 50,2 \text{ Hz}$ )
- fonctionnement en ilotage
- courant continu éventuellement injecté sur le réseau alternatif
- courant de défaut d'isolement (côté continu et alternatif) pour les onduleurs sans séparation galvanique

Tous les onduleurs se prévalant de la prénorme VDE0126-1-1 doivent disposer d'un certificat de conformité établi par un organisme accrédité.

**Normes :**

Les spécifications relatives aux onduleurs concernent essentiellement les aspects suivants :

- Raccordement au réseau public de distribution : pré-norme allemande VDE 0126-1-1 (ou à défaut découplage externe de type B1).
- Prévention contre l'ilotage : CEI 62116
- Harmoniques : norme EN 61000-3-2 ( $\leq 16\text{A}$  par phase) et norme EN 61000-3-12 ( $> 16\text{A}$  par phase)
- Fluctuations de tension et flicker : norme EN 61000-3-3 ( $\leq 16\text{A}$  par phase) et norme EN 61000-3-11 ( $> 16\text{A}$  par phase)
- Compatibilité électromagnétique : norme EN 61000-6-3 et 4 (émissions) et EN 61000-6-1 et 2 (immunité)
- Marquage CE : directive 93/68/CEE
- Sécurité électrique : EN50178 et 62109-1 (2010)
- Efficacité globale des onduleurs photovoltaïques raccordés au réseau : NF EN 50530 (01/07/2010)

## 2.3 Partie courant alternatif (AC) des installations raccordées au réseau

Les installations photovoltaïques peuvent être raccordées au réseau BT ou HTA selon la puissance maximale cumulée des onduleurs.

Puissance maximale de l'installation de production	Textes de référence	Tension de raccordement
$P \leq 6$ kVA	Référentiel ERDF	BT monophasé
$6$ kVA $< P \leq 250$ kVA	Référentiel ERDF	BT triphasé
$250$ kVA $< P \leq 12$ MVA	Arrêté du 23 avril 2008	HTA

*N.B. Selon le référentiel technique ERDF de 2011, le raccordement en monophasé est possible jusqu'à 6 kVA, au-delà de cette puissance, le raccordement en triphasé est obligatoire.*

## 2.4 Partie courant alternatif (AC) des installations raccordées au réseau BT

### 2.4.1 Raccordement au réseau BT

Pour le raccordement au réseau BT d'une installation photovoltaïque, il y a lieu de se référer à la norme NF C14-100 : Installations de branchement à basse tension

Deux cas sont possibles pour raccorder une installation PV au réseau :

- Installation PV raccordée sur l'installation électrique interne (1 seul point de raccordement au réseau pour la consommation et la production) : cas de l'autoconsommation ou injection du surplus de production

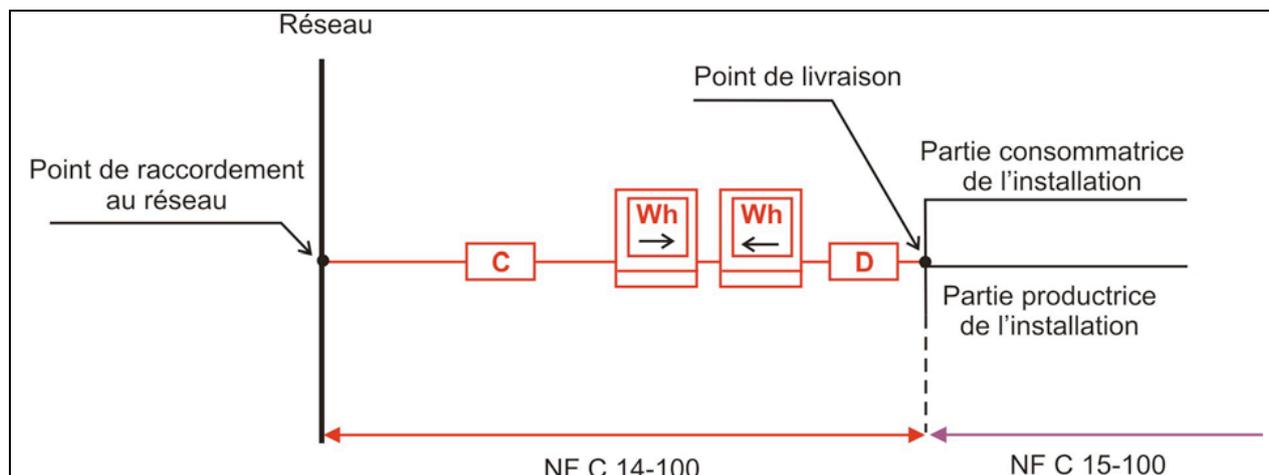
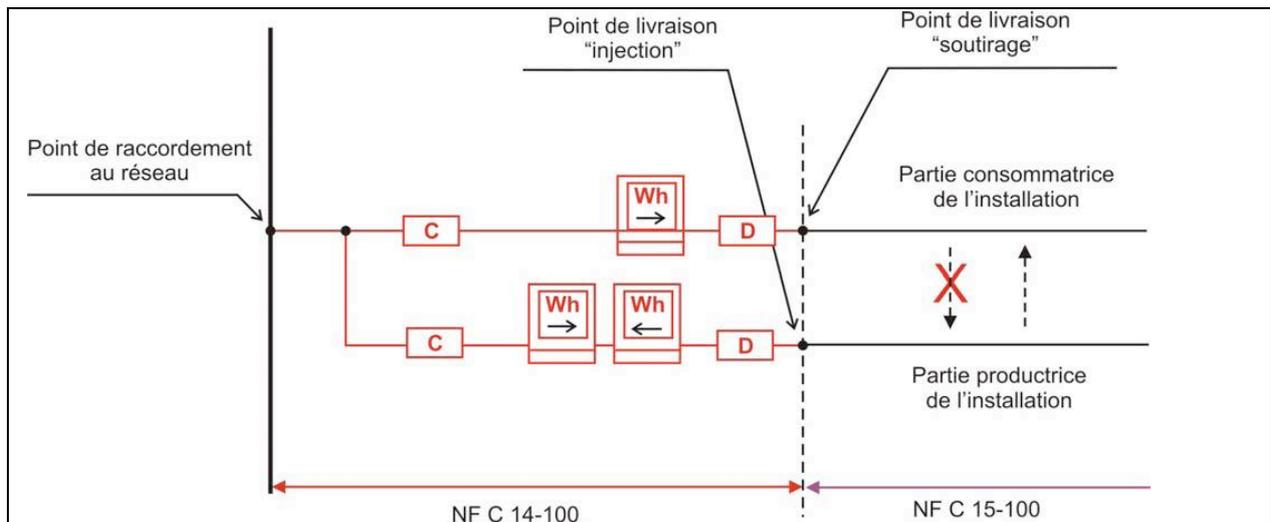


Schéma de principe unifilaire de raccordement en injection de surplus de production ( $P \leq 36$  kVA)

C : Coupe-circuit principal individuel (CCPI)

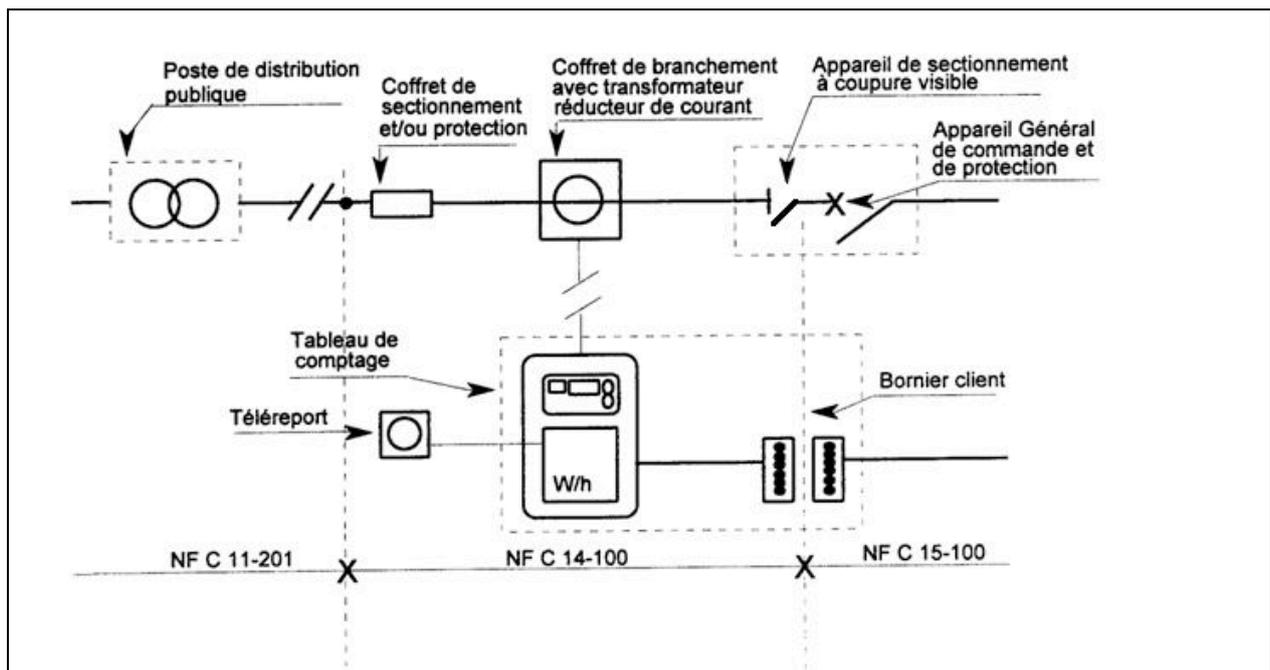
D : Appareil Général de Commande et de Protection (AGCP) : Disjoncteur de branchement

- Installation PV raccordée directement sur le réseau de distribution avec point de livraison spécifique à la production : cas de l'injection totale de la production nette

Schéma de principe unifilaire de raccordement en injection totale ( $P \leq 36$  kVA)

C : Coupe-circuit principal individuel (CCPI)

D : Appareil Général de Commande et de Protection (AGCP) : Disjoncteur de branchement

Schéma de principe unifilaire de raccordement en injection totale ( $P > 36$  kVA)

## 2.4.2 Partie alternative de l'installation de production

### 2.4.2.1 Appareillage et protections AC

La partie AC de l'installation photovoltaïque peut être considérée comme un circuit spécifique de la distribution interne et doit répondre aux spécifications de la norme NFC 15-100.

*N.B. Pour sa capacité à alimenter un défaut par un courant beaucoup plus important que ne peut le faire un onduleur, le réseau est considéré comme la source et le générateur PV comme la charge. Tout le câblage AC est réalisé et dimensionné en conséquence.*

### Protection contre les surcharges et court-circuits :

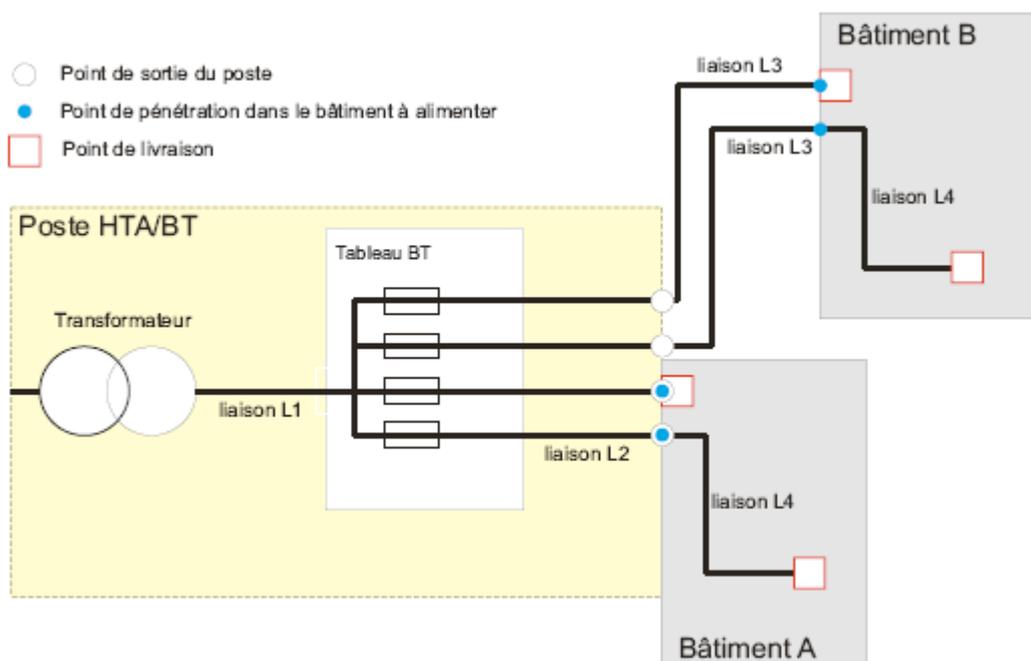
L'onduleur synchrone, par sa fonction, est un générateur de courant. Par conséquent, il n'y a pas lieu de prévoir de protection de surcharge des canalisations au-delà du courant maximal donné par le fabricant d'onduleur (ou à défaut 1,1 fois son courant nominal).

Toutefois les liaisons électriques doivent être protégées au plus près de la source (réseau de distribution) contre un court-circuit éventuel au niveau des onduleurs ou du TGBT. Le pouvoir de coupure des dispositifs de protection 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 ( $\leq 36$  kVA), compte tenu de la présence des protections amont (fusibles AD), un pouvoir de coupure de 3 kA est suffisant pour les dispositifs de protection contre les court-circuits situés en aval du point de livraison.

Dans le cas d'un branchement à puissance surveillée ( $> 36$  kVA), le producteur ou son représentant demande au gestionnaire du réseau de distribution la puissance maximale du transformateur et sa tension de court-circuit, les longueurs et les sections de la canalisation entre le transformateur et le point de livraison, ceci afin d'avoir les éléments pour calculer le courant de court-circuit.

Pour le calcul des courants de court-circuit, selon l'article 5.1.7 de la norme NF C 14-100, il est fait référence au schéma suivant :



Source NF C 14-100

Dans le cas où le gestionnaire du réseau de distribution ne serait pas en mesure de fournir tous les éléments, on choisira les valeurs manquantes parmi les données suivantes :

- puissance du transformateur : 1000 kVA ;
- tension de court-circuit : 6 % ;
- liaison L1 : longueur 6 m, Aluminium, 4 câbles de section 240 mm<sup>2</sup> en parallèle par phase ;
- liaison L2 : longueur 15 m, Aluminium de section 240 mm<sup>2</sup> ;
- liaison L3 : longueur 0 m ;
- liaison L4 : longueur, nature et section déterminées par l'installateur.

Pour le calcul du courant de court-circuit la résistivité à utiliser est celle à 20°C.

En pratique, le pouvoir de coupure est toujours inférieur à 25kA pour les dispositifs de protection (transformateur de 1000kVA dans le poste HTA/BT public).

### Protection contre les contacts indirects

Le schéma de liaison à la terre est de type TT pour lequel le conducteur neutre en sortie onduleur ne doit pas être relié à la terre.

La protection contre les contacts indirects est assurée soit :

- par isolation double ou renforcée en amont de protection différentielle
- par coupure automatique de l'alimentation AC (par dispositif différentiel) au premier défaut d'isolement de l'onduleur, considéré comme un récepteur vis-à-vis du réseau, car celui-ci n'est généralement pas de classe II.

### Sectionnement

Pour permettre la maintenance, un dispositif de sectionnement doit être prévu en sortie et à proximité de chaque onduleur avec étiquette numérotée pour repérage.

*NB. Ces dispositifs permettent le sectionnement d'un onduleur sans arrêter le fonctionnement des autres afin de ne pas pénaliser la production globale de l'installation.*

D'autre part, pour répondre aux exigences du distributeur, un dispositif de sectionnement général doit être installé en amont de la liaison principale AC reliant le générateur photovoltaïque au réseau.

### Coupure d'urgence

Afin de permettre l'arrêt de l'onduleur par coupure du réseau d'alimentation AC, notamment en cas d'apparition d'un danger inattendu, un dispositif de coupure omnipolaire et simultané doit être présent à proximité de l'onduleur, visible et facilement accessible (exemple : interrupteur-sectionneur).

La commande de coupure d'urgence doit être repérée par une étiquette portant la mention « Coupure d'urgence sortie onduleur » (en lettres rouge sur fond jaune visible) fixée d'une manière durable pour résister aux conditions ambiantes (température, humidité, ...)

*NB. Cette fonction peut être réalisée par l'AGCP s'il se trouve à proximité de l'onduleur. Dans le cas contraire, il y a lieu de rajouter un dispositif de coupure spécifique.*

### Protection contre les surtensions :

Pour protéger les onduleurs contre les surtensions éventuelles en provenance du réseau de distribution, il est souvent nécessaire de prévoir un parafoudre avec sa protection spécifique au niveau du TGBT.

### Dispositifs de protection

*N.B. Certaines fonctions décrites précédemment (coupure, sectionnement, protection contre les courts-circuits et/ou protection différentielle) peuvent être judicieusement réalisées dans certains cas par un seul dispositif (AGCP, interrupteur/sectionneur ou disjoncteur si celui-ci est reconnu apte au sectionnement par sa norme).*

L'ensemble des appareils de protection AC (disjoncteurs, parafoudre, interrupteur-sectionneur) sont souvent généralement regroupés dans un même coffret situé en sortie onduleur (coffret AC).

Le choix du calibre des dispositifs 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.

On se référera à la norme NF EN 61 439 – 1 pour la conception et réalisation du coffret AC.

**Pour une puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA**, le disjoncteur de branchement (AGCP) avec fonction différentielle 500mA de type S assure les 2 fonctions (coupure et protection contre les courts-circuits) dans le cas d'un raccordement en injection totale.

Le calibrage du disjoncteur de branchement est déterminé en fonction du courant maximum fourni par le(s) onduleur(s).

De plus, pour les locaux d'habitation, une protection complémentaire doit être assurée par un dispositif différentiel de sensibilité inférieure ou égale à 30 mA.

En conséquence, dans le cas d'un seul onduleur, un interrupteur ou disjoncteur différentiel 30mA (de préférence à immunité renforcée) est rajouté sur le circuit de sortie de l'onduleur assurant à la fois, le sectionnement de l'onduleur, la coupure d'urgence et le sectionnement général de l'installation photovoltaïque vis-à-vis du réseau, sous réserve qu'il soit facilement accessible.

Dans le cas de plusieurs onduleurs, un interrupteur ou disjoncteur différentiel 30mA (de préférence à immunité renforcée) sera rajouté sur le circuit de sortie de chaque onduleur. Un disjoncteur ou interrupteur-sectionneur sera placé sur le câble principal pour assurer à la fois le sectionnement général de l'installation photovoltaïque vis-à-vis du réseau et à la fois la coupure d'urgence sous réserve que la commande soit facilement accessible (voir schéma en annexe).

Dans le cas d'un raccordement en vente excédentaire, l'onduleur sera raccordé au tableau de distribution interne par une liaison spécifique via un dispositif différentiel 30mA dédié (pour les locaux d'habitation) (voir schéma en annexe).

**Pour une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA au réseau BT**, un disjoncteur différentiel ou non (AGCP) devra être installé en aval de l'interrupteur sectionneur du point de raccordement en cas de vente totale.

Le calibrage du disjoncteur sera déterminé en fonction du courant maximum fourni par le(s) onduleur(s).

Dans le cas d'un seul onduleur, un interrupteur ou disjoncteur différentiel ou non sera rajouté en sortie onduleur (intégré généralement dans le coffret AC) et assurant à la fois, le sectionnement de l'onduleur, la coupure d'urgence et le sectionnement général de l'installation photovoltaïque vis-à-vis du réseau, sous réserve qu'il soit facilement accessible.

Dans le cas de plusieurs onduleurs, un interrupteur ou disjoncteur différentiel ou non sera rajouté en sortie de chaque onduleur. Un disjoncteur ou interrupteur-sectionneur sera placé sur le câble principal pour assurer à la fois le sectionnement général de l'installation photovoltaïque vis-à-vis du réseau et à la fois la coupure d'urgence sous réserve que la commande soit facilement accessible.

L'ensemble de ces appareillages doivent être intégrés dans le coffret AC à proximité des onduleurs (voir schéma en annexe).

*NB. En cas d'urgence, la coupure permet de mettre hors tension la partie AC en aval du ou des onduleur(s). Toutefois, cette coupure d'urgence ne permet pas la mise hors tension les circuits DC puisque les câbles DC restent alimentés tant que le champ PV est exposé à la lumière du jour.*

*Compte tenu du risque électrique potentiel pour les intervenants de secours, des dispositions doivent être mise en œuvre dans certains bâtiments (ERP et IGH) : se reporter au § 2.5.*

#### 2.4.2.2 Câbles AC

*Type de câbles :*

Le câble principal assurant la liaison entre le disjoncteur de branchement et le coffret AC doit être de type PR avec une section minimale de 10 mm<sup>2</sup> cuivre.

De plus, le câble est de classe II, si le disjoncteur de branchement n'est pas différentiel.

*Dimensionnement :*

Deux critères interviennent pour le dimensionnement des câbles :

- le courant maximum admissible
- la chute de tension induite

Courant admissible :

Le dimensionnement des câbles est effectué conformément aux règles de la norme NFC15-100 et du guide UTE C15-105 sur la base de câbles à isolation PR, pour des courants maximum susceptibles de les traverser y compris en cas de défaut.

Pour déterminer le courant admissible, les câbles sont dimensionnés en appliquant les facteurs classiques multiplicatifs de correction en courant (coefficient de mode de pose, coefficient prenant en

compte le nombre de câbles posés ensemble, coefficient tenant compte de la température ambiante et du type de câble).

$$I_z > I'z = I_b / (K1 \times K2 \times K3)$$

Avec les coefficients suivants :

- K1 : facteur de correction prenant en compte le mode de pose
- K2 : facteur de correction prenant en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte
- K3 : facteur de correction prenant en compte la température ambiante et la nature de l'isolant (= 1 si  $T_a = 30^\circ\text{C}$  ; = 0,82 si  $T_a = 50^\circ\text{C}$ )
- $I_b$  : courant maximum d'emploi traversant les câbles (déterminé à partir du courant maximum délivré par l'onduleur)
- $I'z$  : courant maximum admissible du câble en tenant compte des conditions de pose
- $I_z$  : courant maximum admissible du câble choisi : données fabricant ( $I_z$  doit être supérieur ou égal à  $I'z$ )

### Chute de tension

Les différentes liaisons entre le point de livraison au réseau et les onduleurs les plus éloignés sont réalisées par des câbles de section suffisante de telle sorte que la chute de tension globale soit au maximum de 3%. Toutefois il est recommandé de limiter la chute de tension à une valeur inférieure à 1 % d'une part pour réduire les pertes d'énergie et d'autre part pour éviter les risques des découplages momentanés de l'onduleur.

*N.B. L'impédance de la ligne AC doit être minimisée selon le critère de la limitation en tension maximale admissible. En effet, l'onduleur lui-même est équipé d'une coupure automatique en cas de dépassement d'une certaine valeur de tension mesurée en sortie de l'appareil. Les conditions de dépassement interviendront donc d'autant plus facilement que la chute de tension dans la liaison est importante.*

Dans le cas de plusieurs tronçons en série de liaisons de section différente parcourus par des courants différents, la chute de tension totale est déterminée par la somme des chutes de tensions de chacun des tronçons.

*Rappel : la chute de tension en courant alternatif dans une liaison est donnée par la formule suivante :*

$$\Delta V = b (\rho_1 L/S \cos\phi + \lambda L \sin\phi) I_b$$

Avec  $\Delta V$  : chute de tension, en volts

- $b$  : coef de 1 pour triphasé phase-neutre, 2 mono, et racine de 3 pour le tri entre phases.
- $\rho_1$  : résistivité du conducteur en service normal, soit 1,25 fois celle à  $20^\circ\text{C}$   $\rho_1 = 0,0225 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$  pour le cuivre;  $\rho_1 = 0,036 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$  pour l'aluminium
- $L$  : longueur de la canalisation, en mètres
- $S$  : section des conducteurs, en  $\text{mm}^2$
- $\cos\phi$  : facteur de puissance
- $I_b$  : courant maximal d'emploi, en ampères
- $\lambda$  : réactance linéique des conducteurs. En l'absence d'information, prendre  $0,08 \text{ m}\Omega/\text{m}$

En BT,  $\cos\phi = 1$  (le courant injecté par l'onduleur est en phase avec la tension du réseau) d'où la formule simplifiée:

$$\Delta V = b (\rho_1 L/S) I_b \quad \text{et} \quad \Delta V/V (\%) = 100 \Delta V/V_o \quad (V_o : \text{tension entre phase et neutre en volts})$$

### 2.4.2.3 Comptage

#### Comptage gestionnaire du réseau :

Dans le cas de l'injection totale, l'installation photovoltaïque comporte deux compteurs d'énergie (un pour mesurer la production et un autre pour mesurer une consommation éventuelle d'auxiliaires) sur le circuit de production.

Dans le cas de l'autoconsommation, l'installation photovoltaïque comporte deux compteurs d'énergie (un pour mesurer la production et un autre pour mesurer la consommation).

#### Comptage producteur :

Un compteur d'énergie spécifique avec affichage est utilement mis en place en sortie du (ou des) onduleur(s) dans le cas de la vente d'énergie excédentaire.

*N.B. Un comptage éventuel, interne à l'onduleur, ne dispense pas de ce compteur externe qui permet d'enregistrer le cumul d'énergie fournie par le générateur photovoltaïque, même en cas de remplacement éventuel d'onduleur.*

Le compteur d'énergie externe est optionnel dans le cas d'une vente d'énergie totale dans la mesure où le comptage de production est également effectué par le distributeur.

*N.B. Un tel compteur permet au producteur de contrôler l'énergie fournie par le système photovoltaïque et contribuera à la fois à satisfaire le client et à la détection d'un défaut éventuel. Le compteur doit être placé de telle sorte que le producteur puisse y accéder facilement.*

### 2.4.2.4 Alimentation des auxiliaires

Dans certains cas, il y a lieu d'alimenter en 230V des équipements dont le fonctionnement est directement lié au générateur photovoltaïque (exemple : ventilation, acquisition de mesures, afficheurs,...).

L'alimentation peut s'effectuer de 2 manières selon le type d'auxiliaires :

- Le branchement en sortie onduleur du générateur photovoltaïque se fait obligatoirement pour tous les équipements indispensables à la production et à la sécurité de fonctionnement (ventilation, dispositifs de sécurité,...)
- Le branchement sur le tableau de distribution du bâtiment par une liaison spécifique peut être envisagé pour des équipements périphériques annexes (éclairage locaux techniques, afficheurs,...)

Dans le premier cas, le raccordement peut s'effectuer au niveau du coffret AC en aval du sectionneur par une liaison spécifique protégée par un disjoncteur de calibre approprié (et différentiel 30mA pour prise de courant) en cas d'injection totale.

## 2.5 Partie courant alternatif (AC) des installations raccordées au réseau HTA

### 2.5.1 Raccordement au réseau HTA

Le raccordement d'une installation photovoltaïque au réseau de distribution HTA nécessite un poste de livraison décrit par la C13-100. Cette norme précise la constitution et dimensionnement des postes de livraison intérieurs notamment :

- Les cellules HTA dont le type d'appareil de coupure générale de l'installation
- Le dispositif de comptage à mettre en œuvre (BT ou HTA)
- Les dispositifs de protections en court circuit, homopolaires,
- La nécessité d'une protection de découplage

- La mise en œuvre des sources auxiliaires
- Les prises de terre et conducteur de protection.

Toutefois, d'autres équipements sont demandés par le distributeur, entre autres :

- Dispositif d'Echange d'Informations d'Exploitation (D.E.I.E.),
- Liaisons téléphoniques (télérelève, DEIE, ...).

D'autres types de postes de livraison (semi enterré, simplifié, sur poteau, ...) codifiés par d'autres normes existent, mais n'entrent pas dans le cadre de ce guide.

La norme C13-200 définit les règles de conception et de réalisation des installations électriques haute tension (inférieure ou égale à 245 kV) notamment de type industriel ou tertiaire. Elle régit donc la partie privative de la distribution HTA quand elle existe.

### 2.5.1.1 Type de raccordement HTA de distribution

Plusieurs architectures du réseau de distribution (RPD) sont rencontrées en fonction de la localisation de l'installation :

- en antenne (un seul câble et donc un interrupteur en arrivée)
- en coupure d'artère (le poste de livraison est inséré dans une boucle, soit 2 interrupteurs)
- en double dérivation (le poste est desservi par 2 câbles indépendants, soit 2 interrupteurs avec un fonctionnement en inverseur).

Typiquement, l'architecture en antenne est développée en milieu rural alors que la coupure d'artère est privilégiée en milieu urbain et péri-urbain. La double dérivation est rencontrée en région parisienne ou alimente les sites requérant une bonne continuité d'alimentation (hôpitaux, certains industriels, ...).

### 2.5.1.2 Matériel HTA

La norme C13-100 prévoit l'utilisation :

- Soit de cellules HTA sous enveloppe métallique
- Soit de cellules HTA de type ouverte où les parties sous tension sont visibles.

Actuellement les cellules type ouvertes ne sont plus utilisées. Les cellules HTA auxquelles il est fait référence dans ce texte sont implicitement sous enveloppe métallique.

### 2.5.1.3 Protection de découplage

Certaines perturbations du réseau nécessitent l'arrêt de l'injection en puissance. La norme NF C13 100 impose une protection de découplage pour toute installation de production couplée au réseau, même fugitivement.

Pour une installation photovoltaïque HTA, le distributeur impose une protection de type H1 à H5, essentiellement en fonction de la puissance crête. La protection de type H1 déclenche instantanément sur détection d'un défaut en tension ou en fréquence. Les protections de type H2 à H5 sont à déclenchement temporisé.

L'action de cette protection peut concerner soit l'ensemble de l'installation et agir sur l'appareil de coupure générale ou bien seulement les organes de production.

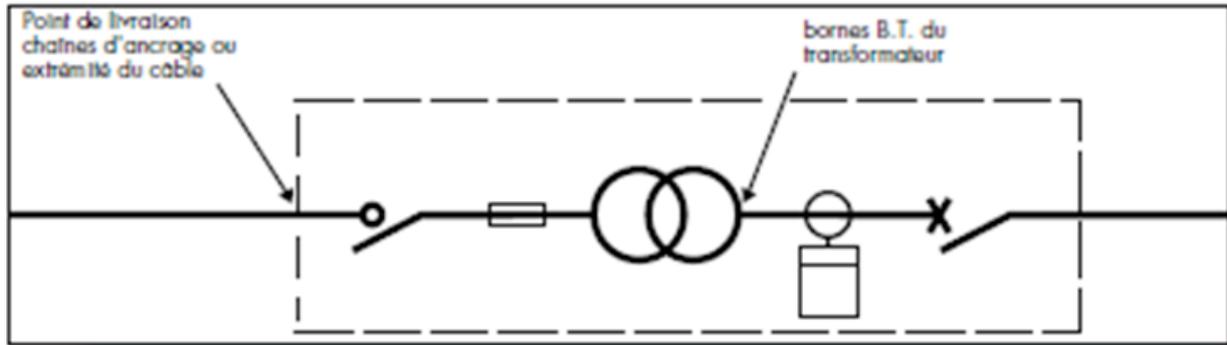
La protection de découplage demande une prise de tension en amont de l'appareil de coupure générale de l'installation.

### 2.5.1.4 Comptage

#### Comptage BT

Si la tension et l'intensité pour le comptage de l'énergie sont mesurées au secondaire du transformateur, on parle de comptage BT. Ce type de comptage est autorisé si et seulement si :

- le poste de livraison ne comporte qu'un seul transformateur
- le courant secondaire de ce transformateur est inférieur ou égal à 2000A (soit un transformateur de puissance 1250 kVA sous 20 kV).

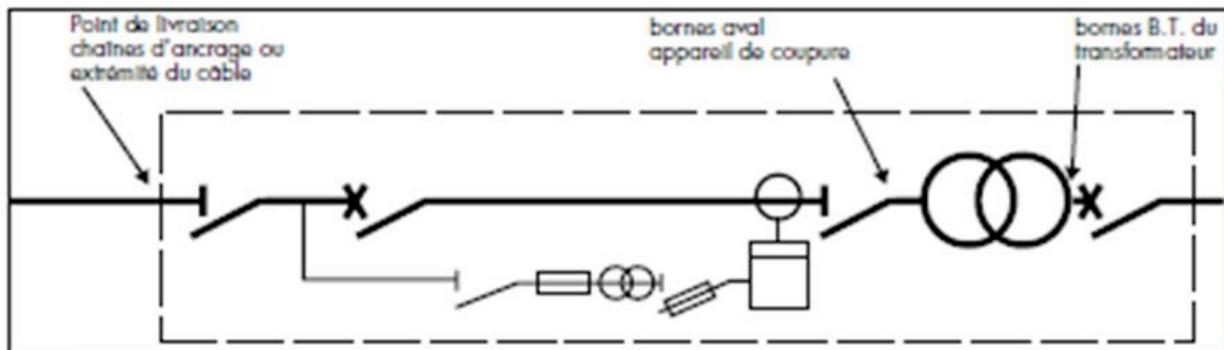


### Comptage HTA

A contrario, le comptage en HTA est obligatoire si :

- L'installation comporte plusieurs transformateurs
- **ou bien** le courant secondaire du transformateur est supérieur à 2000A.

Dans ce cas, la tension HTA est abaissée à un niveau compatible avec l'électronique des relais de protection par les transformateurs de potentiels HTA. Ces TP sont situés dans la cellule de prise de tension déjà installée pour la protection de découplage.



#### 2.5.1.5 Appareil de coupure général HTA

Un interrupteur-fusible peut remplir cette fonction si le courant de base ( $I$  nominal) de l'installation est inférieur à 45A. Au-delà, un disjoncteur est exigé par la norme C13-100.

Ce disjoncteur doit s'ouvrir en cas de court circuit en 0,2s maximum (hors cas particulier d'une sélectivité logique). Cette réactivité est nécessaire pour permettre la sélectivité chronométrique avec les disjoncteurs du distributeur en amont (poste source). Cette temporisation réduite interdit toutefois toute sélectivité chronométrique en aval de la distribution.

#### 2.5.1.6 Alimentations auxiliaires

Outre l'alimentation des relais de protection, des DGPT, les auxiliaires du poste relèvent de l'exploitation d'un bâtiment :

- Eclairage
- Chauffage
- Sécurisations diverses (intrusion, incendie, ...)
- Monitoring, DEIE, ...
- Divers

La C13-100 demande que l'ouverture du disjoncteur général soit de type « minimum de tension » et réalisé par une bobine alimentée par une alimentation auxiliaire indépendante.

La perte de l'alimentation de cette bobine (ou une défaillance des relais numériques de protection) provoque donc l'ouverture du disjoncteur général. Cette alimentation doit donc être particulièrement

fiable. Concrètement, on utilise un chargeur batterie dit à recouvrement avec un système batterie/chargeur redondant.

Les autres auxiliaires du poste de livraison sont alimentés généralement par un des transformateurs de puissance du poste ou un transformateur de faible puissance dédié.

Certains auxiliaires peuvent être alimentés également via un onduleur industriel qui permet de s'affranchir, dans une certaine mesure, d'une coupure prolongée du RPD.

#### **2.5.1.7 Prise de terre**

Tout poste doit posséder une prise de terre des masses du poste. Les éléments à relier à la terre sont les suivants :

- Les masses des cellules HTA
- Les masses des matériels divers BT
- La masse des onduleurs
- La masse des transformateurs, le bac de rétention pour un transformateur huile
- Les gaines des câbles
- Les armatures métalliques du bâtiment
- Les sectionneurs de mise à la terre intégrés aux cellules HTA.

Les portes du local et les auvents métalliques de ventilation ne doivent pas être reliés.

Si le poste abrite un transformateur, une prise de terre du neutre doit être installée.

#### **2.5.1.8 Transformateur élévateur BT/HTA**

Plusieurs types de transformateurs BT/HTA sont disponibles sur le marché :

- Sec enrobé à isolement dans l'air et résine
- Immergé à diélectrique huile minérale

En pratique, les transformateurs les plus utilisés dans les installations photovoltaïques sont des transformateurs élévateurs à huile à pertes réduites. Seule la réglementation IGH (Immeuble de Grande Hauteur) impose des transformateurs de type sec.

La gamme des puissances disponibles est large.

Pour les fortes puissances d'onduleurs, les tensions d'entrée du transformateur s'adaptent généralement aux tensions onduleurs (270V, 315V, 335V, ...).

Les dispositifs de protection couramment employés dans le cas d'un poste de livraison intérieur sont :

- Dispositif de détection DGPT2 (gaz, surpression, température,...) agissant sur le dispositif de coupure HTA et BT
- Rétention totale du diélectrique par bac
- Parois coupe-feu 2h du poste
- Détection automatique d'incendie.

#### **2.5.1.9 DEIE**

Pour la gestion du RPD, ERDF a un besoin d'information « à la source » de l'état de la production ainsi qu'une nécessité de « commandabilité » des machines électrogènes injectant sur le réseau. Le dispositif d'échange et d'informations d'exploitant est conçu à cette fin.

Ce dispositif rapatrie certaines informations de la centrale comme la puissance, l'état (en fonctionnement, arrêt maintenance, découplée, ...) et peut ordonner un découplage ou une limitation de la puissance.

La liaison avec le gestionnaire du réseau est assurée par une ligne téléphonique installée dans le poste.

#### **2.5.1.10 Puissance Réactive**

Selon l'arrête du 23 avril 2008, l'installation PV en HTA doit être capable de fournir et de consommer de la puissance réactive, dans les limites suivantes :

- 40% de la puissance installée en émission
- 35% de la puissance installée en absorption.

En pratique, les limites de fonctionnement ( $\text{tg } \varphi \text{ min} - \text{tg } \varphi \text{ max}$ ) sont précisées dans la PTF et fixées contractuellement dans le CARDI. La demande du distributeur est essentiellement pour un fonctionnement dans le quadrant « condensateur », donc une injection de puissance réactive sur le réseau.

*NB : Est facturée au producteur HTA, l'énergie réactive en opposition à la consigne ou hors limite.  
En soutirage, l'énergie réactive au delà de  $\text{tg } \varphi$  de 0,4 (rapport entre l'énergie réactive absorbée et la puissance active) est facturée au même taux.*

### 2.5.1.11 Limite d'application de la norme C13-100

Le point de livraison et la limite de propriété ERDF/Producteur sont situés immédiatement à l'aval des bornes des boîtes d'extrémité du ou des câbles ERDF de raccordement (câbles souterrain).

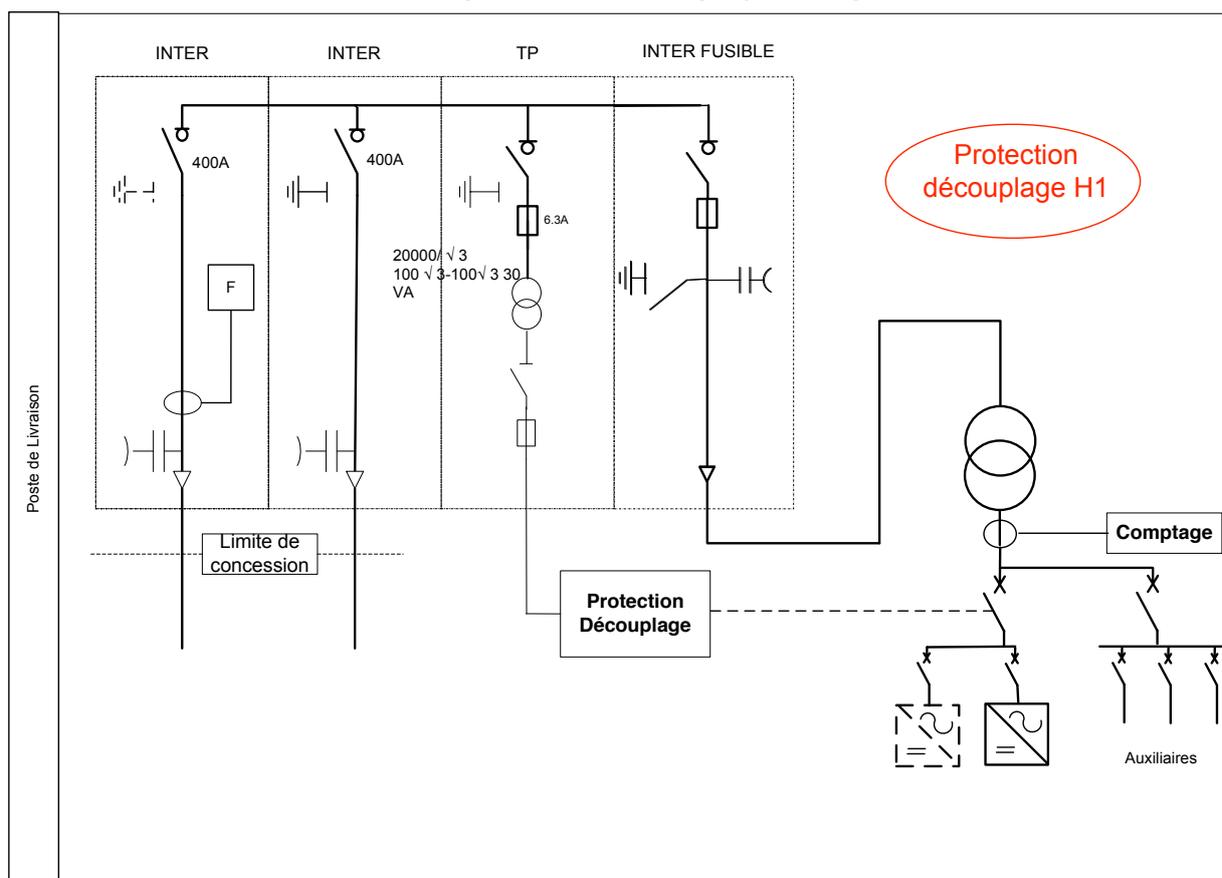
Dans le cas d'arrivée aérienne, la limite est définie comme l'amont des chaînes d'ancrage du support d'arrêt de la ligne aérienne (si ce câble emprunte uniquement le domaine privé).

En aval, la limite des installations régie par la C13-100 porte (voir schémas plus loin):

- jusqu'à l'appareil de coupure générale HTA de l'installation compris (appelé souvent disjoncteur C13-100) dans le cas d'un comptage HTA,
- ou bien jusqu'à l'AGCP BT (et donc intègre le transformateur et le circuit BT jusqu'à l'AGCP) dans le cas de comptage BT.

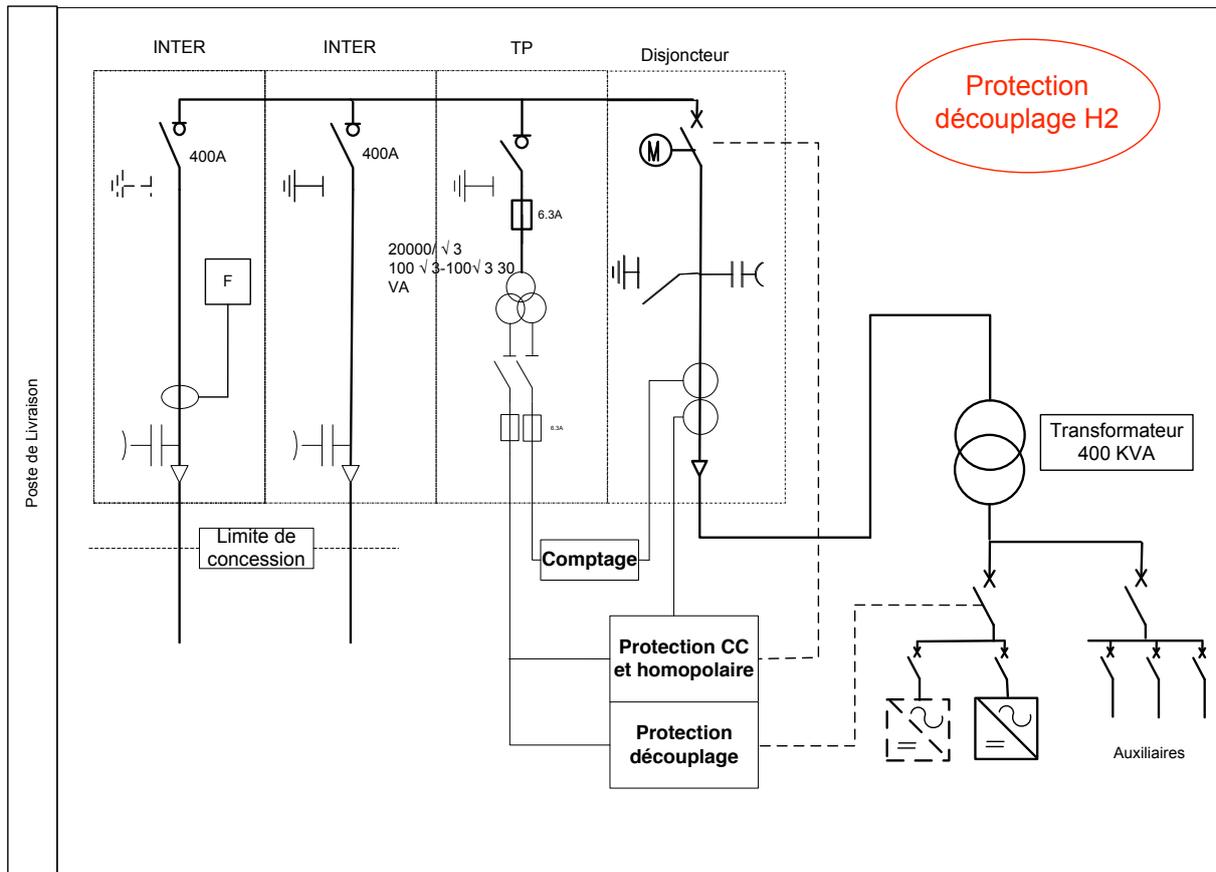
## 2.5.2 Exemple de schémas unifilaires HTA

### 2.5.2.1 Avec arrivée en coupure d'artère, comptage BT et protection H1



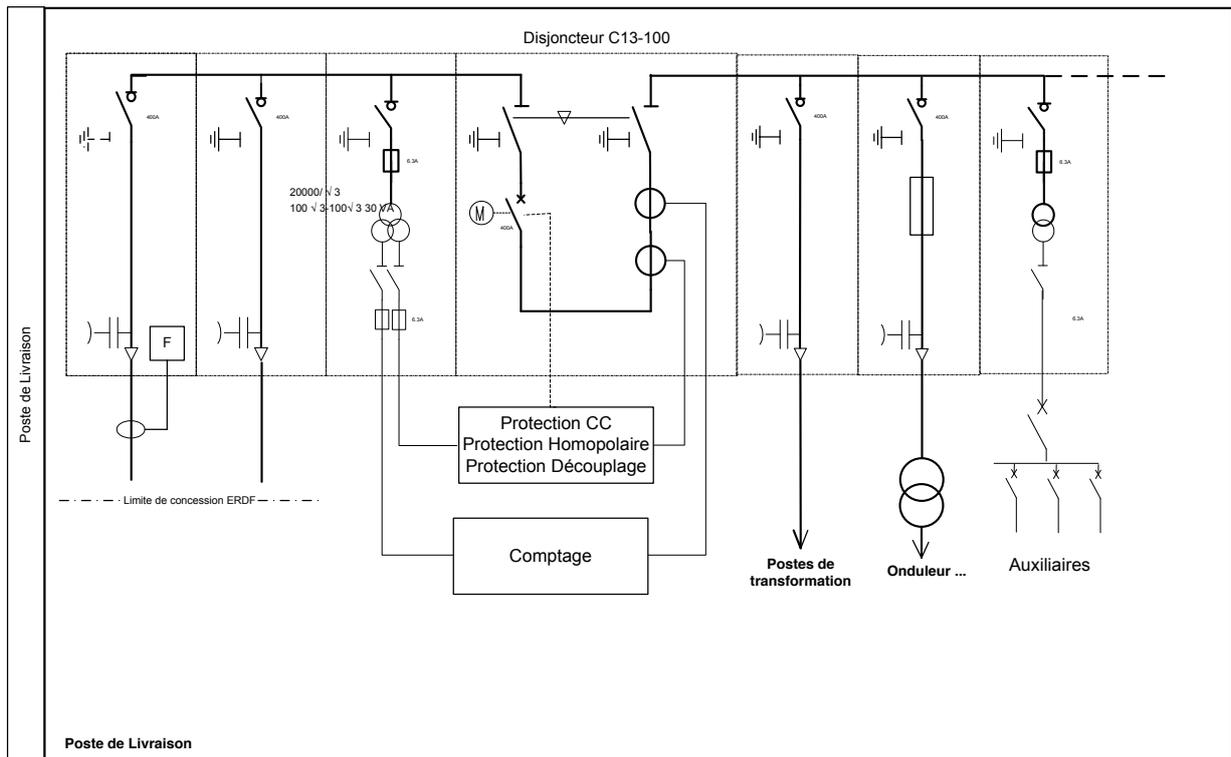
Dans cet exemple, la protection de découplage ne coupe pas l'ensemble de l'installation mais uniquement le ou les onduleurs ce qui permet d'alimenter les auxiliaires.

## 2.5.2.2 Avec arrivée en coupure d'artère, comptage HTA et protection H2



L'emploi d'un disjoncteur est demandé par la C13-100 si la protection de découplage est de type temporisé. Dans cet exemple, le comptage HTA a été retenu même si les conditions permettent un comptage BT.

### 2.5.2.3 Avec arrivée en coupure d'artère et comptage HTA avec distribution HTA privative.



## 2.6 Dispositions de sécurité pour service de secours

Spécificité des ERP (Etablissements Recevant du Public) et IGH (Immeubles grande hauteur) :

La Commission Centrale de Sécurité (CCS) a rendu public en novembre 2009 son avis sur les mesures de sécurité à prendre en cas d'installation de panneaux photovoltaïques dans un établissement recevant du public (ERP et IGH) pour éviter le risque de choc électrique pour les intervenants de secours.

Ces dispositions sont précisées par le Bureau de la réglementation incendie de la DGSCGC (Direction Générale de la Sécurité civile et de la Gestion des Crises) :

- Présence d'un dispositif de coupure d'urgence (en injection de surplus) ou de deux dispositifs de coupure d'urgence (en injection totale) regroupés pour permettre d'une part la coupure du réseau de distribution et d'autre part la coupure du circuit de production (parties AC et DC). (N.B. les AGCP des circuits de distribution et de production peuvent réaliser cette fonction)
- La coupure du circuit DC s'effectue au plus près des modules photovoltaïques, et en tout état de cause en amont des locaux accessibles aux personnes (public, personnel ou occupants non autorisés), par un dispositif de coupure électromécanique.
- Les commandes de ces dispositifs de coupure sont regroupées avec la commande de la coupure du réseau de consommation. La coupure du circuit DC est pilotée à distance depuis une commande (électrique ou pneumatique). Toutefois, dans le cas d'un bâtiment existant, cette coupure peut être réalisée au moyen d'une commande mécanique ou pneumatique accessible, de plain pied, de l'extérieur du bâtiment par les services publics de secours et agissant directement au niveau des boîtes de jonction photovoltaïques.

Toutefois, l'absence de coupure sur le circuit DC est acceptée sous réserve du respect de l'une des dispositions suivantes:

- Les câbles DC cheminent en extérieur, et pénètrent directement dans chaque local technique onduleur du bâtiment. L'installation de ces câbles en extérieur est conforme à la C15-100 (sous protection mécanique s'ils sont accessibles, aucun câble positionné horizontalement au dessous d'un ouvrant, etc.)
- Les onduleurs sont positionnés à l'extérieur, protégé(s) de toute agression extérieure (chocs, intempéries etc.), au plus près des modules, sans pénétration de câbles DC dans la construction.
- Les câbles DC cheminent à l'intérieur du bâtiment jusqu'au local technique onduleur, et sont placés dans des cheminements techniques protégés, et de degré coupe feu égal au degré de stabilité du bâtiment, avec un minimum de 30 minutes.
- Les câbles DC cheminent uniquement dans le volume où se trouvent les onduleurs. Ce volume est situé à proximité immédiate des modules photovoltaïques. Le plancher bas de ce volume est stable au feu de même degré que la stabilité du bâtiment avec un minimum de trente minutes.
- La tension maximale des chaînes photovoltaïques en circuit ouvert est inférieure à 60V DC

---

## 3 DEUXIEME PARTIE – INSTALLATION – TRAVAIL SUR SITE

### 3.1 Généralités

Lors de l'installation d'un système PV, les règles d'usage en matière de santé, de sécurité et les recommandations en matière d'installations électriques doivent être appliquées notamment par l'élaboration d'un PGSC (Plan Général Simplifié de Coordination en matière de Sécurité et de Protection de la Santé) ou d'un PPSPS (Plan Particulier de Sécurité et de Protection de la Santé).

Les spécificités du travail en toiture et du câblage résidentiel en courant alternatif sont traitées plus largement dans d'autres publications et ne sont donc pas détaillées dans ce guide.

*La section « installation » de ce guide traite des problèmes d'installation spécifiques aux systèmes photovoltaïques.*

### 3.2 Spécificités des installations PV

#### 3.2.1 Risques identifiés

- Les modules PV produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière du jour et ne peuvent pas être interrompus individuellement. C'est pourquoi, contrairement à l'usage dans la plupart des installations électriques, les matériels PV partie courant continu doivent être considérés sous tension, si les conducteurs actifs ne sont pas protégés contre les contacts directs, et ceci même en cas de déconnexion de la partie courant alternatif.
- De même que pour un générateur de courant, la liaison principale du champ PV ne peut pas être protégée par un fusible ou disjoncteur DC pour une déconnexion automatique en cas de défaut. En effet, le courant de court circuit est à peine plus élevé que le courant en fonctionnement.  
Certains défauts non détectés (contacts défectueux, défauts d'isolation) peuvent engendrer la création d'arcs électriques qui ne pourront être interrompus et augmenter les risques d'incendie. Sans protection par fusibles pour lever de tels défauts, la prévention des risques d'incendie peut être réalisée par une bonne conception du système courant continu et une installation soignée.

Compte tenu du niveau de tension en DC, généralement supérieur à 120V, de bonnes pratiques en matière de conception et d'installation de câblage sont nécessaires pour protéger du risque de choc électrique à la fois les installateurs du système et toute personne qui pourrait par la suite entrer en contact avec le système (exploitant, propriétaire, contrôleur, personnel de secours, etc).

Le photovoltaïque présente une combinaison unique de risques relatifs simultanément aux difficultés d'accès et de manutention à savoir :

- risques de choc électrique,
- risques de chutes pour le personnel travaillant en hauteur
- risques de chutes d'objets si les travaux sont réalisés en hauteur
- risque de casse de modules photovoltaïques

Tous ces risques sont rencontrés systématiquement sur un bâtiment en construction, mais rarement tous en même temps. Bien que les couvreurs puissent être habitués à minimiser les risques de chute ou de blessure dus à des problèmes de manutention, ils ne sont probablement pas familiarisés avec les risques de chocs électriques. De la même façon, les électriciens sont familiarisés avec les risques de chocs électriques, mais pas forcément avec ceux de la manutention de composants volumineux en hauteur.

### 3.2.2 Mesures générales de sécurité

Afin de limiter les risques encourus lors de l'installation d'un générateur photovoltaïque, les mesures de sécurité générales suivantes devront être mises en œuvre :

- Au niveau des intervenants :
  - Poseurs de modules photovoltaïques (couvreurs ou étancheurs)
    - Personnes ayant reçu une formation sur les spécificités du photovoltaïque raccordé au réseau (exemple : formation « QualiPV bat »)
    - Personnes titulaires d'une habilitation électrique de symbole BP (selon UTE 18-510)
    - Personnes formées aux travaux en hauteur

Electriciens solaires :

- Personnes justifiant d'une expérience minimum pour la mise en œuvre d'installations photovoltaïques en conditions similaires
- Personnes titulaires d'une habilitation électrique à minima de symbole « BR photovoltaïque » (selon UTE 18-510)
- Personnes ayant reçu une formation au photovoltaïque raccordé réseau et traitant particulièrement ses spécificités en terme de protection des personnes et des biens (exemple : formation « QualiPV elec »)
- Personnes formées aux travaux en hauteur si nécessaire (exemple : connexion ou contrôle électrique des boîtes de jonction situées en toiture,...)

*N.B. Dans le cas où les mêmes personnes assurent à la fois la pose des modules photovoltaïques et l'ensemble du câblage électrique, celles-ci devront disposer de l'ensemble des compétences.*

- Au niveau des procédures à respecter :
  - Elaboration après une visite préalable des lieux et avant le début des travaux d'un PGSC (suivant l'arrêté du 25 février 2003) ou d'un PPSPS (voir en annexe).
  - Elaboration de procédures d'intervention

### 3.2.3 Mesures spécifiques de sécurité

Afin de limiter les risques encourus pour l'installation d'un générateur photovoltaïque, les mesures de sécurité suivantes devront être mises en œuvre

#### 3.2.3.1 Travaux de manutention :

- Utilisation d'équipements de protection individuelle (casque, vêtements, gants, chaussures de sécurité...)
- Utilisation de matériel de manutention approprié (palan, grue, nacelle, planche de répartition de charge, échelle élévatrice,...)
- Utilisation d'outils et d'appareils homologués pour un usage extérieur (outils, outillage électrique portatif, cordons prolongateurs, lampes baladeuses, groupe électrogène,...)

#### 3.2.3.2 Travaux d'ordre électrique :

- Utilisation d'équipements de protection individuelle (gants isolants, écran facial,...)
- Utilisation de matériel de sécurité (outils isolants, vérificateur absence de tension, barrières de signalisation,...)
- Respect des procédures d'installation

#### 3.2.3.3 Travaux en hauteur :

La loi du 31-12-93 avec les décrets y afférant ainsi que le décret du 01-09-04 précisent que les travaux temporaires en hauteur doivent être réalisés à partir d'un plan de travail conçu et réalisé pour garantir la

sécurité des travailleurs et préserver leur santé lors des travaux de mise en place, d'entretien et de maintenance :

- Accès :

Lors de la conception, il est nécessaire de privilégier les dispositifs d'accès permanents (escalier et fenêtre de toit, échelle à crinoline ...).

En l'absence de dispositifs permanents, des accès temporaires (tour d'accès, plates-formes élévatrices mobiles, échelles mobiles) seront mis en place. La solution présentant les conditions les plus sécurisées doit systématiquement être privilégiée.

- Travaux :

- Utilisation de protections collectives en périphérie de la toiture (garde-corps, filets, échafaudage,...) en priorité
- Protection en sous face sur la totalité ou en partie de la toiture (en fonction du type panneaux PV, de la présence de skydômes ou autres ...)
- Délimitation des zones de travaux vis-à-vis du risque de chutes d'objets) pour le public :
  - Utilisation de balisage rigide interdisant l'accès aux zones dangereuses
  - Signalisation de zones de travaux

En cas **d'impossibilité technique** d'utiliser des protections collectives, utilisation d'équipements de protection individuelle anti-chute (EPI : harnais de sécurité, longe, casque,...) nécessitant la pose de points d'ancrage, de ligne de vie temporaire ou permanente.

Toutefois, l'utilisation des EPI antichute est soumise à une réglementation importante (qualification entreprise, formation personnel, aptitudes médicales, normalisation des matériels, organisation du travail ...) à laquelle il convient de se référer.

### 3.2.4 Précautions de câblage

#### 3.2.4.1 Champ photovoltaïque :

Le système photovoltaïque doit être conçu pour permettre une installation dans des conditions de sécurité optimale. En conséquence, le câblage doit pouvoir se réaliser sans risque de chocs électriques si la procédure d'intervention est respectée.

Cela doit être réalisé de sorte qu'il ne soit jamais possible pour un installateur de travailler dans une enceinte ou une situation avec les parties positives et négatives du champ PV de tension supérieure à 60V qui soient accessibles simultanément.

*N.B. L'utilisation de connecteurs isolés sur chacune des polarités est un moyen de travailler sans risque et hors tension.*

S'il est inévitable de travailler dans une enceinte ou une situation qui permet l'accès à des fils sous tension > 60V positifs et négatifs simultanément, cela doit être réalisé en travaillant de nuit avec un dispositif d'éclairage approprié, ou en utilisant des gants, outils et matériels isolants dans le but de protéger le personnel (voir conditions réglementaires de travail sous tension).

Un signal d'avertissement temporaire et une barrière doivent être affichés pour toute la période pendant laquelle les câbles sous tension du champ PV ou d'autres câbles à courant continu sont en cours d'installation.

*Remarque : couvrir un champ PV peut être un moyen d'éviter de travailler sous tension. En pratique, il est souvent difficile de mettre en œuvre cette solution sur des installations importantes.*

*N.B. Un champ PV peut être divisé en plusieurs subdivisions, pour réduire la tension et éviter ainsi une éventuelle électrocution sur ce circuit. Quelques onduleurs présents sur le marché sont conçus pour s'adapter à de telles divisions.*

Une double isolation, des barrières adéquates et une séparation des différentes parties du champ PV doivent être appliqués à tout système dont la tension en circuit ouvert dépasse les 120 volts en courant continu.

*Remarque : la double isolation de tous les câblages en courant continu supprime pratiquement le risque d'électrocution accidentelle (par exemple via un câble défectueux entrant en contact avec le cadre d'un panneau PV) et le risque d'incendie. Avoir une boîte de jonction PV avec des parties négatives et positives bien séparées et protégées par des barrières, ou mieux en utilisant des enceintes séparées, tout cela réduit de manière significative le risque d'électrocution pour l'installateur.*

Il est important de noter qu'en dépit des précautions décrites préalablement, un installateur qualifié ou un ingénieur spécialisé peut encore subir un choc électrique.

*Remarque : un choc électrique peut se produire à cause d'une décharge capacitive –en effet, une charge peut s'accumuler dans le système PV en raison d'un effet capacitif réparti vers la terre. De tels effets sont plus courants avec certains types de modules ou de systèmes, en particulier les modules en silicium amorphe (couches minces), les modules avec des cadres ou faces arrière métalliques. Dans ce cas, des mesures de sécurité appropriées doivent être adoptées (voir directives de travail sous tension).*

*Un choc électrique peut se produire en raison d'un défaut d'isolement, généré par le champ PV. De bonnes pratiques de câblage, une double isolation et l'utilisation de modules de classe II peuvent réduire significativement ce problème, mais une fois le système installé, des défauts d'isolement peuvent encore apparaître, notamment par dégradations des caractéristiques des composants dans le temps. Toute personne travaillant sur un système PV doit être consciente de ce problème et prendre les mesures appropriées.*

Pour tout système avec une tension en circuit ouvert de plus de 60 volts, il est impératif de tester l'absence de tension sur les composants DC avant de toucher un quelconque composant du système (utilisation d'un VAT : Vérificateur d'Absence de Tension). Si un risque de choc électrique résiduel est identifié, alors les pratiques de travail sous tension doivent être adoptées.

*Remarque : un exemple pour lequel de tels risques peuvent être rencontrés serait dans le cas où un installateur est assis sur une pièce métallique reliée à la terre pendant qu'il câble un grand champ PV. Dans de telles circonstances, l'installateur en touchant le câblage peut subir un choc électrique. La tension du choc électrique augmente avec le nombre de modules connectés en série. L'utilisation de gants et d'outils isolants, à laquelle s'ajoute un paillason isolant sur lequel l'installateur doit se tenir debout ou assis, peut supprimer ce risque.*

#### **3.2.4.2 Mise à la terre des masses et éléments conducteurs**

#### **3.2.4.3 Mise en œuvre**

Les cadres métalliques des modules PV, les structures métalliques support ainsi que les masses des différents matériels (chemins de câbles, coffrets, onduleurs,...) doivent être reliée à une liaison équipotentielle elle-même reliée à la terre.

#### **Principe de mise en œuvre de mise à la terre des modules PV :**

Dans la mesure où il est métallique, il convient de relier le cadre des modules PV au conducteur de liaison équipotentielle à un des points prévus à cet effet par le fabricant (cf. § 6.3.1 UTE C15-712-1, § 8.1 et 8.3 NF EN 61730-1) ;

Le mode de connexion à la liaison équipotentielle doit suivre les prescriptions du fabricant (§ 6.3.1 UTE C15-712-1) ;

La mise en œuvre de la mise à la terre du module PV doit permettre d'assurer la continuité électrique, y compris en présence d'anodisation ou de revêtement de protection, généralement isolants par exemple en utilisant des vis inox auto-taraudeuse ou des rondelles inox « éventail »

Le contact entre la partie métallique et le dispositif de connexion doit éviter tout couple électrolytique, ou être de matériau tel que le couple électrolytique est inférieur ou égal à 0,30 V comme rappelé dans l'annexe. (Exemples de mise en œuvre : cosse cuivre étamé sur aluminium, rondelle bi-métal cuivre-aluminium, inox-aluminium...)

Si l'on retire un module PV ou s'il existe une mauvaise connexion (mauvais serrage, oxydation éventuelle...), l'équipotentialité des autres modules PV ne doit pas être supprimée. La liaison équipotentielle doit être réalisée selon l'un des trois schémas présentés en annexe.

En l'absence de paratonnerre raccordé à la structure du champ PV, le conducteur de liaison équipotentielle et le conducteur commun de liaison équipotentielle doivent avoir une section de 6 mm<sup>2</sup> Cu au minimum, ou équivalent. La structure métallique de support peut éventuellement jouer ce rôle.

#### **Principe de mise en œuvre de mise à la terre de(s) onduleur(s) :**

La masse de l'onduleur doit être reliée directement à la liaison équipotentielle par un conducteur de section minimale 6 mm<sup>2</sup> Cu ou équivalent même si un conducteur de protection PE de la partie AC est relié à la prise de terre.

### **3.2.4.4 Liaisons électriques**

#### **Longueur et type de câbles**

Les sections et type de câbles reliant les différents sous-ensembles doivent être conformes aux spécifications réalisées par le bureau d'étude pour éviter tout problème de fonctionnement (voir première partie).

#### **Dispositions de câblage**

Un soin particulier doit être pris pour le câblage des modules PV.

En effet, il y a lieu de veiller à faire un câblage en « goutte d'eau », pour éviter toute pénétration d'eau dans les boîtes de connexion des modules PV, lors de fortes pluies, même si les boîtes sont présumées étanches.

D'autre part, le champ magnétique dû à la foudre génère dans les boucles des surtensions proportionnelles à l'intensité du coup de foudre, à la surface et à la position de la boucle et à l'inverse de la distance au point d'impact.

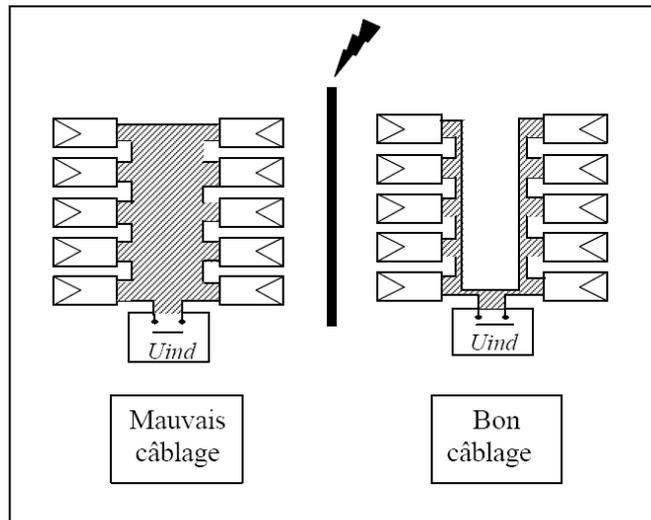
Pour limiter ces surtensions, des dispositions de câblage doivent être prises :

#### Câblage des modules photovoltaïques.

Avec les installations photovoltaïques, deux types de boucle d'induction peuvent exister si des précautions ne sont pas prises dans la mise en œuvre du câblage :

Boucle induite par les conducteurs actifs :

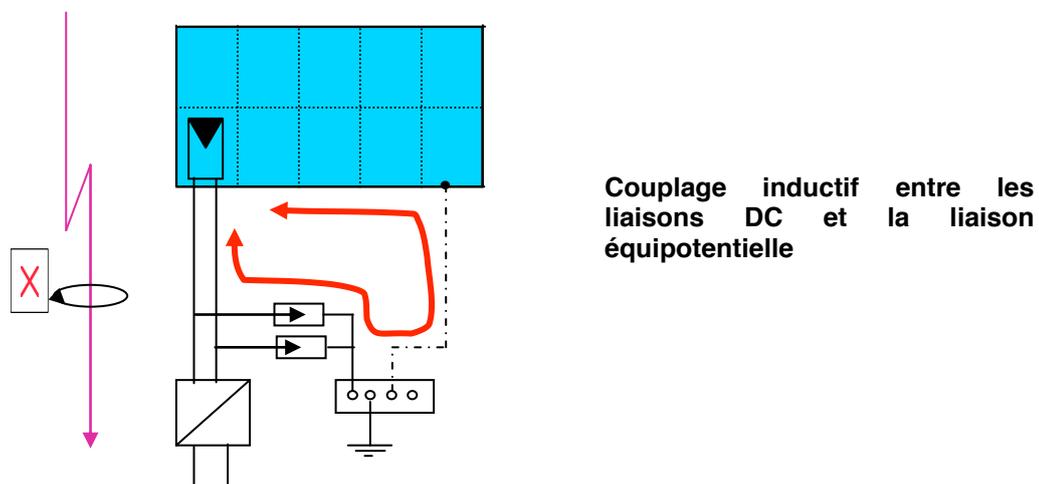
Les générateurs PV sont généralement constitués d'une connexion série de plusieurs modules photovoltaïques. Dans le cas d'un coup de foudre, une tension est créée entre la ligne positive (L+) et la ligne négative (L-) du système. Dans les cas les plus défavorables une tension induite se crée sur chaque module qui vient s'ajouter à la tension dans la boucle (L+, L-). Cette tension induite est transmise directement à l'entrée DC des onduleurs et peut occasionner leur destruction.



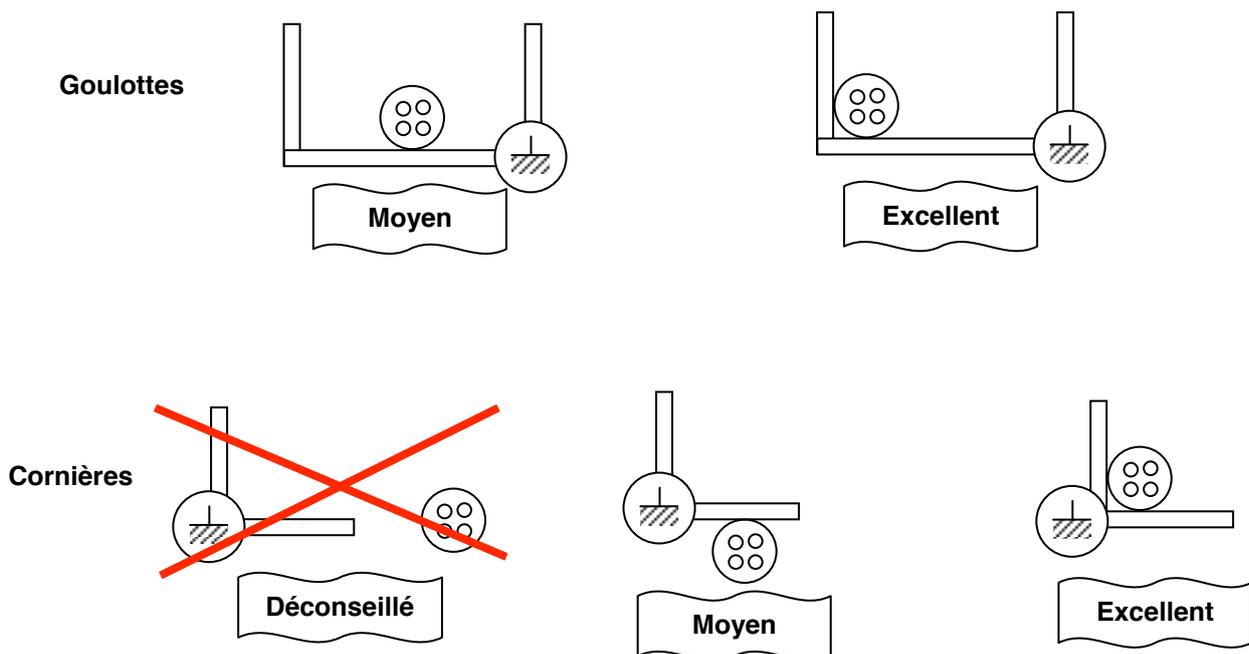
En conséquence, lorsque l'on câble des modules, il faut faire attention à ne pas faire de grande boucle, en plaçant par exemple les conducteurs de polarité positive et négative ensemble et parallèles, ainsi la surface de boucle reste la plus petite possible.

#### Boucle induite par les conducteurs actifs et le conducteur de masse

Une autre boucle peut se former entre les conducteurs actifs du circuit DC et le conducteur d'interconnexion des masses si ceux-ci ne sont pas joints lors du cheminement des câbles vers les équipements électriques (voir ci-dessous.). Cette surtension peut provoquer un claquage destructif des onduleurs ou des modules photovoltaïques.



En conséquence, on veillera à ce que les câbles de liaison entre le champ photovoltaïque et les équipements électriques soient plaqués sur toute leur longueur contre le câble de masse. Une protection complémentaire, type blindage permet d'augmenter le degré de protection. Ce blindage peut être réalisé en utilisant des goulottes métalliques raccordées à la masse côté capteurs et côté bâtiment.



### Cheminement des câbles:

#### Cas général :

- Les câbles doivent être fixés correctement, en particulier ceux exposés au vent. Les câbles doivent cheminer dans des zones préalablement définies ou à l'intérieur de protections mécaniques. Ils doivent aussi être protégés des bords anguleux.
- Le cheminement devra être tel que la longueur soit la plus faible possible entre le champ photovoltaïque et l'onduleur. Les câbles (+) et (-) ainsi que la liaison équipotentielle devront être jointifs pour éviter des boucles de câblage préjudiciable en cas de surtensions dues à la foudre.

*N.B. Pour des installations très exposées à la foudre comportant des équipements sensibles, par exemple en télécommunication, plutôt que d'utiliser des câbles blindés entre champ photovoltaïque et électronique, il est préférable et moins coûteux de faire cheminer les conducteurs dans des chemins de câbles métalliques reliés à la masse de part et d'autre.*

### Connexions

Pour des raisons de fiabilité de la connexion dans le temps, le nombre de connexions sur les liaisons DC doivent être réduit au minimum et celles-ci devront être réalisées par des connecteurs débrochables ou boîtes de jonctions adaptées (voir § 2.1.2.)

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 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

*NB. L'emploi de barrettes de connexion n'est pas autorisé en raison du risque de mauvais contact pouvant engendrer un arc électrique et incendie.*

### Câblage des protections AC

Au niveau du câblage des protections AC, le réseau sera considéré comme la source et le générateur photovoltaïque comme la charge. En conséquence, on veillera à relier les conducteurs en provenance

du réseau sur les bornes amont des disjoncteurs, alors que les conducteurs en provenance des onduleurs seront connectés sur les bornes aval.

Dans le cas contraire, il est nécessaire d'apposer à l'intérieur du coffret un étiquetage afin de signaler les connexions sous tension après ouverture di circuit concerné.

### 3.2.5 Emplacement des matériels

L'emplacement des matériels (boîte(s) de jonction, onduleur(s), coffrets de protections et comptage,...) sera choisi en fonction des critères suivants :

- Distance la plus courte possible entre les différents sous-ensembles (champ photovoltaïque, onduleur(s), réseau,...)
- Accessibilité aisée pour la maintenance
- Montage sur une paroi suffisamment solide pour supporter le poids des équipements
- Fixation du ou des onduleur(s) à une hauteur entre 1,20 m et 1,80 m dans les locaux d'habitation (non accessibilité aux enfants)
- Montage sur murs éloignés d'un bureau ou pièce d'habitation en cas de nuisance sonore potentielle des onduleurs (ronronnement de transformateur interne ou de ventilation)
- Montage en extérieur possible si le degré de protection des équipements est suffisant (>IP 44) en privilégiant les zones protégées de la pluie, du rayonnement solaire direct et de la poussière (voir recommandations du constructeur)
- Montage du ou des onduleur(s) à l'intérieur d'un local suffisamment tempéré, ventilé et étanche au ruissellement si non conçu(s) pour un usage en extérieur (avec une distance minimale de 20 cm entre chaque onduleur)

*N.B. Une faible distance entre le champ PV et le(s) onduleur(s) permet de réduire au minimum la partie DC sous tension en cas de coupure d'urgence (exemple : intervention du personnel de secours).*

### 3.2.6 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 DC. et AC
- Câbles DC. et AC (tenant et aboutissant avec repérage des polarités pour les câbles DC)
- Onduleurs
- Dispositifs de protection et sectionnement
  - En amont d'onduleur, sur le coffret DC, une étiquette portant la mention « **coupure d'urgence entrée onduleur** » en lettres rouges sur fond jaune
  - En aval d'onduleur, sur le coffret AC, une étiquette portant la mention « **coupure d'urgence sortie onduleur** » en lettres rouges sur fond jaune
- Disjoncteurs de branchement
- Dispositifs éventuels de coupure d'urgence

Selon les exigences du distributeur du réseau, une étiquette portant la mention « **sectionnement général – Installation photovoltaïque** » doit être apposée à proximité du dispositif de sectionnement général situé en amont de la liaison principale AC reliant l'installation photovoltaïque au réseau

### 3.2.7 Signalisation

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.



Production  
photovoltaïque

Une étiquette de signalisation sur le coffret des fusibles situé en limite de propriété.

#### Dans le cas de la vente totale :



ATTENTION  
Présence production  
photovoltaïque

Coupure réseau de  
distribution

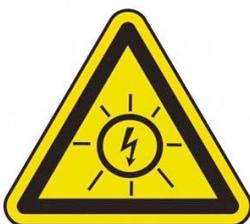
Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession en soutirage : disjoncteur de branchement (< ou = 36 kVA) ou interrupteur-sectionneur à coupure visible (> 36 kVA).



Coupure  
photovoltaïque

Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession en injection (disjoncteur de branchement (< ou = 36 kVA) ou l'interrupteur-sectionneur (> 36 kVA).

#### Dans le cas de la vente de surplus :



Coupure réseau de  
distribution et  
photovoltaïque

Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession : disjoncteur de branchement (< ou = 36 kVA) ou interrupteur-sectionneur à coupure visible (> 36 kVA).

## Partie DC

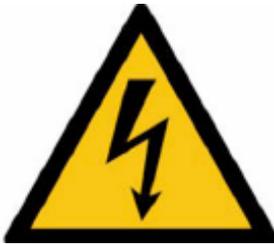
Toutes les boîtes de jonction (générateur PV et groupes PV) et canalisations d.c. devront porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes peuvent rester sous tension même après sectionnement de l'onduleur coté continu



ATTENTION :  
Câbles courant continu  
sous tension

Une étiquette portant la mention « **Attention, câbles courant continu sous tension** » :

- sur la face avant des boîtes de jonction
- sur la face avant des coffrets de raccordement DC.
- sur les extrémités des canalisations DC. à minima



Ne pas manœuvrer en  
charge

- Une étiquette portant la mention « **Ne pas manœuvrer en charge** » à l'intérieur des boîtes de jonction et coffrets DC. à proximité des sectionneurs-fusibles, parafoudres débouchables,...



- Une étiquette portant la mention « **Ne pas déconnecter en charge** » ou celle proposée ci-dessous à proximité du des connecteurs DC visibles et accessibles et ne comportant pas de marquage correspondant

## Onduleur (s) :



Toutes les onduleurs devront porter un marquage visible et inaltérable indiquant qu'avant toute intervention, il ya lieu d'isoler les 2 sources de tension :

- Documents sous pochette étanche (schémas électriques et d'implantation des composants de l'installation photovoltaïque avec coordonnées de l'exploitant) à proximité du disjoncteur de branchement de soutirage du réseau public de distribution.

*N.B. En cas d'intervention du personnel de secours sur un bâtiment, il est important que celui-ci soit informé de :*

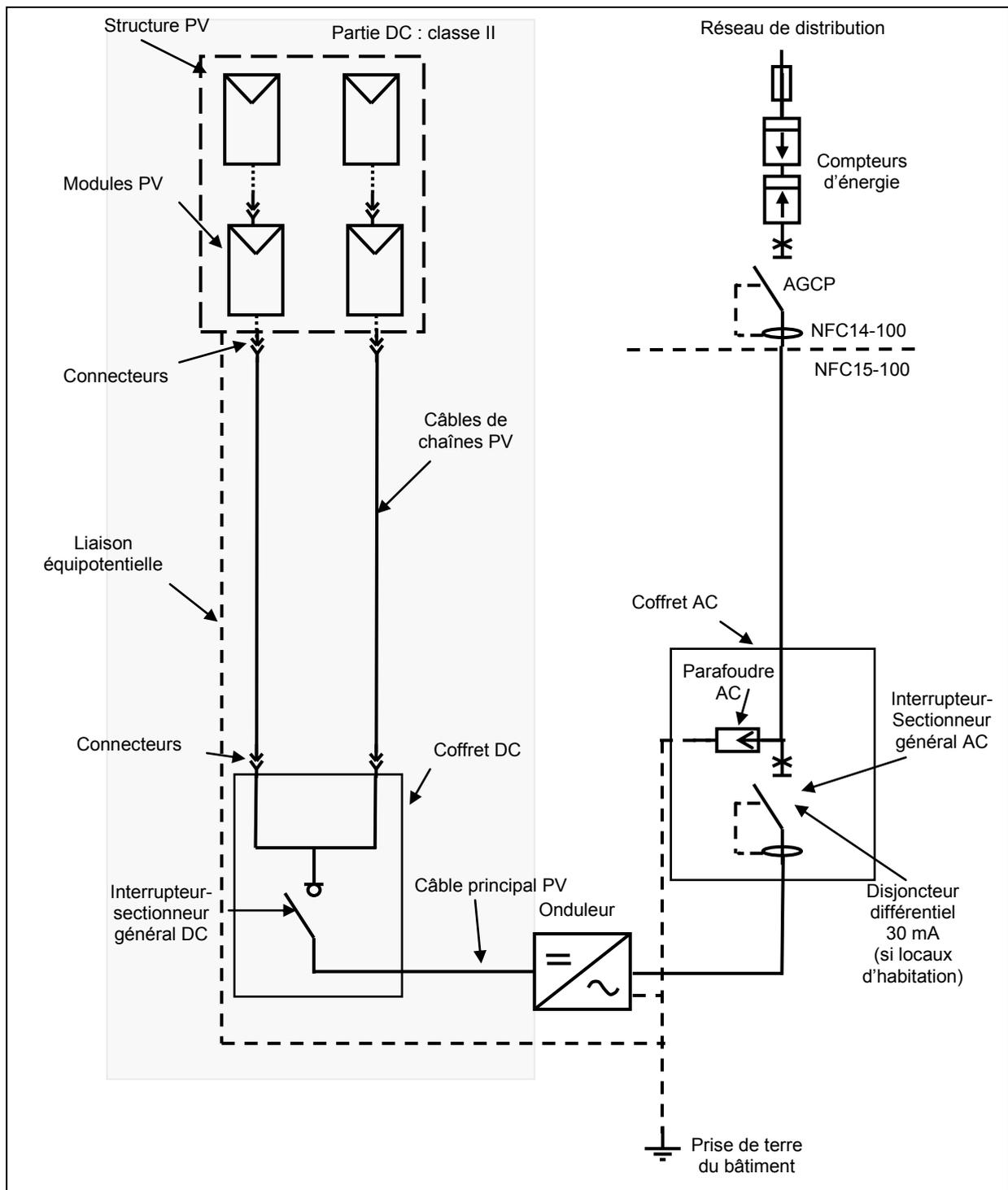
- *l'emplacement des disjoncteurs (injection et soutirage) permettant la coupure générale des circuits alternatifs AC.*
- *la présence de tensions potentiellement dangereuses en journée sur les circuits courant continu DC même après avoir manœuvré la coupure d'urgence côté installation courant alternatif AC.*

### **3.2.8 Dossier technique**

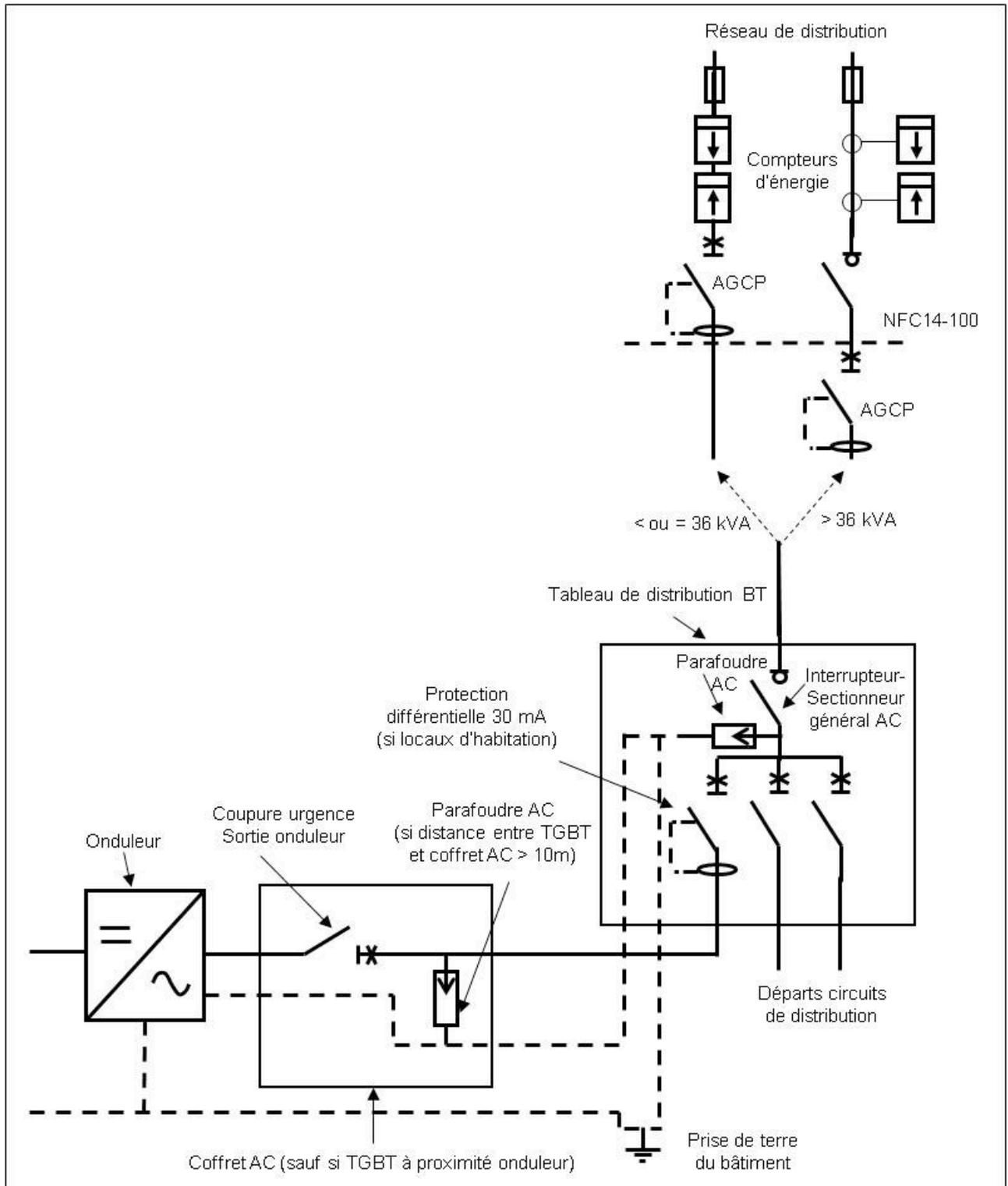
Un dossier technique doit être présent sur site et comporter les éléments suivants en français :

- Un schéma électrique du système photovoltaïque
- La nomenclature des équipements installés mentionnant les caractéristiques et les références des éléments de remplacement (fusibles, cartouche parafoudre...)
- Un plan d'implantation des différents composants et modules photovoltaïques ainsi que des liaisons (canalisations) correspondantes
- Des instructions de fonctionnement et de maintenance de l'onduleur
- Une description de la procédure d'intervention sur le système et consignes de sécurité.

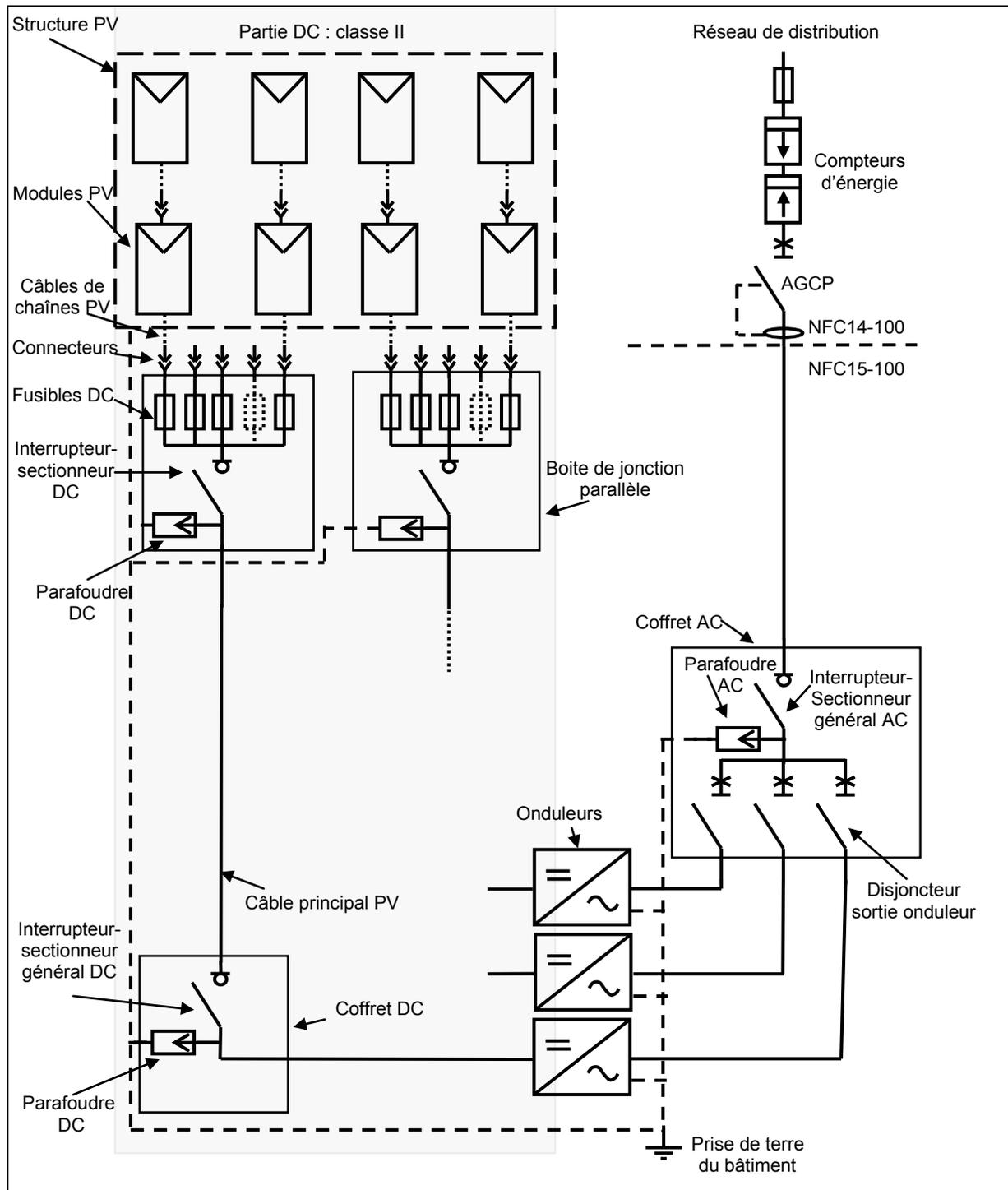
## 4 ANNEXES



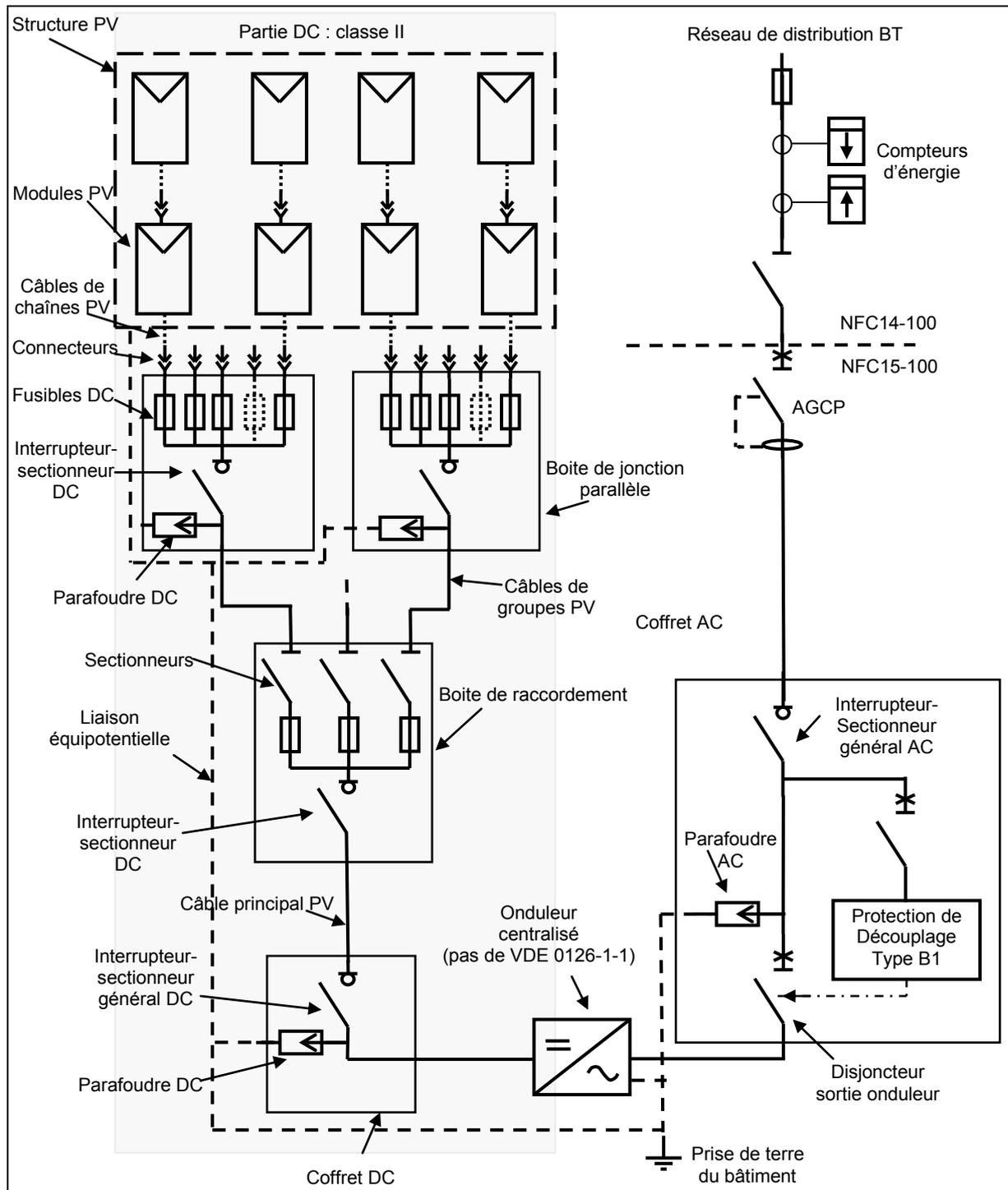
**Exemple de schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau BT (onduleur monophasé de quelques kVA conforme à la pré-norme VDE 0126-1-1)**



**Exemple de schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau BT avec injection du surplus (onduleur monophasé de quelques kVA conforme à la pré-norme VDE 0126-1-1)**



**Exemple de schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau BT (3 onduleurs monophasés < 12 kVA conforme à la pré-norme VDE 0126-1-1)**



**Exemple de schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau BT (Onduleur centralisé triphasé > 36 kVA conforme à la pré-norme VDE 0126-1-1)**

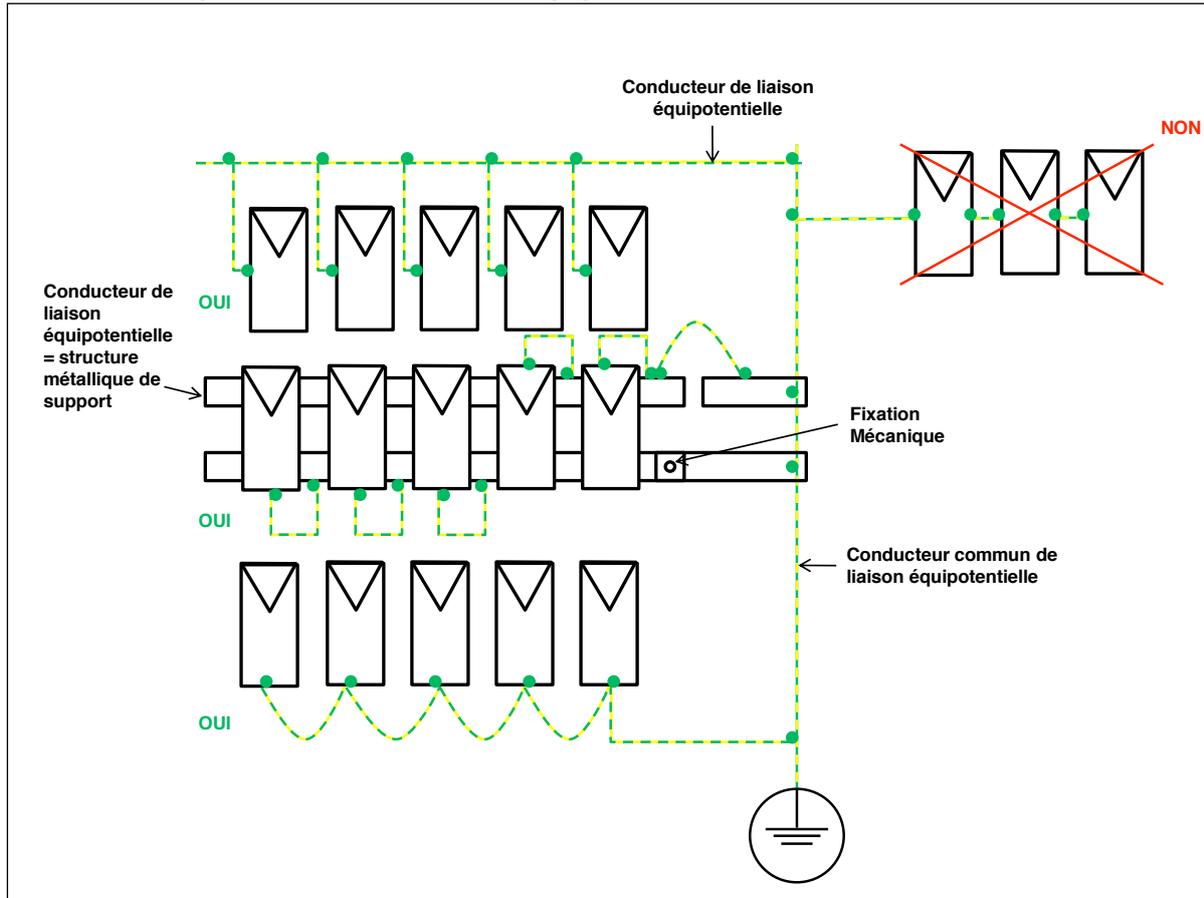
ANNEXE

**SYMBOLES NORMALISÉS**

APPAREILS DE PRODUCTION ET TRANSFORMATION	APPAREILS DE MESURE	CANALISATIONS	APPAREILS D'UTILISATION
Générateur Batterie de piles ou accus Transformateur Transformateur triphasé triangle/étoile Transformateur de courant Transformateur tore Autotransformateur	<p><b>Indicateurs</b></p> Voltmètre Ampèremètre Wattmètre Varmètre Fréquencemètre <p><b>Enregistreurs</b></p> Compteur d'énergie active (wattheuremètre) Compteur d'énergie active (varheuremètre)	Conducteur de phase Neutre De protection (terre) 5 conducteurs (3 P + N + T) Connexion borne Connexion barrette Croisement de 2 conducteurs avec connexion Sans connexion Dérivation Boîte de jonction non enterrée	Lampe d'éclairage (symbole général) Tube à fluorescence Moteur Sonnerie Résistance Condensateur Impédance Eclairage de sécurité sur circuit spécial Bloc autonome d'éclairage de sécurité
APPAREILLAGE D'INSTALLATION			
<p><b>Fonctions de l'appareillage</b></p> Fonction disjoncteur Fonction sectionneur Fonction interrupteur-sectionneur Fonction déclenchement automatique Contact à fermeture (contact de travail) Contact à ouverture (contact de repos) Bobines de commande Élément de protection thermique Élément de protection magnétique	<p><b>Appareillage à fonction simple</b></p> Sectionneur Interrupteur (commande) Fusible (protection contre les surintensités) Contacteur (commande) Rupteur (commande) Bouton-poussoir à fermeture et retour automatique Tirette à ouverture et retour automatique	<p><b>Appareillage à fonctions multiples</b></p> Fusible interrupteur Discontacteur Fusible sectionneur Interrupteur-sectionneur Fusible interrupteur-sectionneur Disjoncteur Fusible à percuteur Disjoncteur tripolaire à relais magnétothermiques Disjoncteur différentiel Contacteur tripolaire avec contact auxiliaire à deux directions	<p><b>Appareillage de protection contre les surtensions</b></p> Eclateur Eclateur double intervalle Limiteur de surtension Parafoudre <p><b>Appareillage de connexion</b></p> Fiche de prise de courant Socle de prise de courant Fiche et prise associées <p><b>Autres formes</b></p> Fiche mâle Prise femelle Fiche et prise associées

Source : PROMOTELEC

Annexe : Principe de mise en œuvre de l'équipotentialité des modules PV



Schémas des configurations possibles de MALT des modules PV (Source : SER-COPREC)

Tableau des couples galvaniques entre quelques métaux et alliages (en millivolts) Electrolyte : eau + 2% de sel marin

Le métal B est attaqué (Yellow) Contact pratiquement indifférent (Green) Le métal A est attaqué (Cyan)

Métal A : Métal B :	Platine	Or	Inox passivé	Argent	Mercur	Nickel	Arcap	Cuivre	Bronze d'alu	Laiton	Bronze	Etain	Plomb	Duralumin	Acier doux	Alpax H	Alu 99,5%	Acier dur	Duralinox	Cadmium	Fer pur	Almasilium	Chrome	Sn75-Zn25	Zinc	Magnésium
Platine	0	130	250	350	350	430	450	570	600	650	770	800	840	940	1000	1065	1090	1095	1100	1100	1105	1105	1200	1350	1400	1950
Or	130	0	110	220	220	300	320	440	470	520	640	670	710	810	870	935	960	965	970	970	975	975	1070	1230	1270	1820
Z15CN18 Inox passivé	250	110	0	100	110	180	200	320	350	400	520	550	590	690	750	815	840	845	850	850	855	855	950	1100	1150	1700
Argent	350	220	100	0	0	80	100	220	250	300	420	450	490	590	650	715	740	745	750	750	755	755	850	1010	1050	1600
Mercur	350	220	110	0	0	80	100	220	250	300	420	450	490	590	650	715	740	745	750	750	755	755	850	1010	1050	1600
N Nickel	430	300	180	80	80	0	20	140	170	220	340	370	410	510	570	635	660	665	670	670	675	675	770	930	970	1520
UZ23N22 Arcap	450	320	200	100	100	20	0	120	150	200	320	350	380	490	550	615	640	645	650	650	655	655	750	910	950	1500
U Cuivre	570	440	320	220	220	140	120	0	30	80	200	230	270	370	430	495	520	525	530	530	535	535	630	790	830	1380
UA10 Bronze d'alu	600	470	350	250	250	170	150	30	0	50	170	200	240	340	400	465	490	495	500	500	505	505	600	760	800	1350
UZ39 Laiton	650	520	400	300	300	220	200	80	50	0	120	150	190	290	350	415	440	445	450	450	455	455	550	710	750	1300
UE12 Bronze	770	640	520	420	420	340	320	200	170	120	0	30	70	170	230	295	320	325	330	330	335	335	430	590	630	1180
E Etain	800	670	550	450	450	370	350	230	200	150	30	0	40	140	200	265	290	295	300	300	305	305	400	560	600	1150
Pb Plomb	840	710	590	490	490	410	380	270	240	190	70	40	0	100	160	225	250	255	260	200	265	265	360	520	560	1100
AU4G Duralumin	940	810	690	590	590	510	490	370	340	290	170	140	100	0	60	125	150	155	160	160	165	165	260	420	530	1010
XC8 à 10 Acier doux	1000	870	750	650	650	570	550	430	400	350	230	200	160	60	0	65	90	95	100	110	105	105	200	360	400	950
AS10G Alpax H	1065	935	815	715	715	635	615	495	465	415	295	265	225	125	65	0	25	30	35	35	40	40	135	295	335	885
A5 Alu 99,5%	1090	960	840	740	740	660	640	520	490	440	320	290	250	150	90	25	0	5	10	10	15	15	110	270	310	860
XC80 à 120 Acier dur	1095	965	845	745	745	665	645	525	495	445	325	295	255	155	95	30	5	0	5	5	10	10	105	265	305	855
AG3 - AG5 Duralinox	1100	970	850	750	750	670	650	530	500	450	330	300	260	160	100	35	10	5	0	0	5	5	100	260	300	850
Cd Cadmium	1100	970	850	750	750	670	650	530	500	450	330	300	200	160	110	35	10	5	0	0	5	5	100	260	300	850
Fe Fer pur	1105	975	855	755	755	675	655	535	505	455	335	305	265	165	105	40	15	10	5	5	0	0	95	255	295	845
ASG Almasilium	1105	975	855	755	755	675	655	535	505	455	335	305	265	165	105	40	15	10	5	5	0	0	95	255	295	845
C Chrome	1200	1070	950	850	850	770	750	630	600	550	430	400	360	260	200	135	110	105	100	100	95	95	0	25	200	750
EZ25 Sn75-Zn25	1350	1230	1100	1010	1010	930	910	790	760	710	590	560	520	420	360	295	270	265	260	260	255	255	25	0	40	590
Z Zinc	1400	1270	1150	1050	1050	970	950	830	800	750	630	600	560	530	400	335	310	305	300	300	295	295	200	40	0	550
G Magnésium	1950	1820	1700	1600	1600	1520	1500	1380	1350	1300	1180	1150	1100	1010	950	885	860	855	850	850	845	845	750	590	550	0

Couples galvaniques entre 2 matériaux conducteurs

## ANNEXE

**LES PUISSANCES DES COMPOSANTS DE L'INSTALLATION DE PRODUCTION****(SOURCE ERDF)**

Les principaux composants d'une installation de production sont les suivants :

**Une source d'énergie active** : qui peut être un moteur thermique, une turbine hydraulique ou éolienne, un panneau photovoltaïque .....c'est le composant qui produit l'énergie active (ou directement la puissance électrique dans le cas du photovoltaïque) sa **puissance active** :  $P_{active}$  exprimée en Watt (Watt <sub>crête</sub> dans le cas du PHOTOVOLTAÏQUE) correspond à la puissance maximale active que peut délivrer la machine d'entraînement. Cette puissance n'est pas demandée dans les fiches de collecte sauf pour le photovoltaïque

**Un générateur électrique** qui peut être :

- ✓ Une **machine tournante** qui convertit l'énergie active en énergie électrique courant alternatif : machine de type synchrone ou asynchrone dont la **puissance apparente** :  $S_{gen}$  s'exprime en VA (volt Ampère) afin de prendre en compte sa capacité à fournir ou absorber du réactif. Cette puissance est utilisée pour les études nécessitant le calcul des courants de court circuit, ainsi que pour les études utilisant l'impédance du générateur (175 Hz, harmonique...) ; cette puissance est demandée dans les fiches de collecte.
  
- ✓ Un **onduleur** peut compléter le générateur lorsque l'énergie produite par le générateur ne peut être directement injectée sur le réseau : conversion alternatif fréquence variable / alternatif 50 Hz (cas des micro turbines), conversion continu / alternatif 50 Hz (cas de l'éolien famille 6, des piles à combustible, du photovoltaïque.....). Pour les installations raccordées en HTA, ces onduleurs peuvent également assurer la fourniture ou l'absorption de réactif. Leur **puissance apparente**  $S_{onduleur}$  en VA (volt Ampère) dès lors qu'ils gèrent l'énergie réactive. Pour les petits onduleurs qui aujourd'hui ne gèrent pas le réactif, cette puissance s'exprime en Watt. Pour les études nécessitant la connaissance des courants de court circuit, ainsi que pour les études utilisant l'impédance du générateur (175 Hz, harmonique...) les caractéristiques de l'onduleur doivent être utilisées en lieu et place de préférence à la puissance apparente. Cette puissance est demandée dans les fiches de collecte.

**Un transformateur** lorsque la tension de raccordement diffère de celle de l'installation de production. Sa **puissance apparente**  $P_{tr}$  s'exprime en VA (volt Ampère). Cette puissance complétée par la tension de court-circuit est utilisée pour les études nécessitant la connaissance des courants de court circuit, ainsi que pour les études utilisant l'impédance du générateur (175 Hz, harmonique...). Cette puissance est demandée dans les fiches de collecte.

**Des consommations raccordées** sur l'installation intérieure afin d'alimenter les auxiliaires de l'installation de production<sup>1</sup> et le cas échéant d'autres usages.

---

<sup>1</sup> Ce sont les usages indispensables pour assurer le fonctionnement de l'installation de production ; la définition des auxiliaire n'est pas de la responsabilité du gestionnaire de réseau, mais est celle de l'acheteur lorsque des clauses des contrats d'achat de type achat net d'auxiliaires existent.

## LES AUTRES PUISSANCES DEFINISSANT L'INSTALLATION DE PRODUCTION

(SOURCE ERDF)

**Les puissances de raccordement Pracc** sont utilisées pour dimensionner le raccordement. Ces puissances sont déclarées par le demandeur dans les fiches de collecte :

- ✓ la puissance de raccordement en injection **Pracc inj** ;
- ✓ la puissance de raccordement en soutirage **Pracc sout**.

Pour une installation de production, la puissance de raccordement en soutirage Pracc sout, normalement faible vis à vis de la puissance de raccordement en injection Pracc inj, n'intervient pratiquement pas dans le dimensionnement du raccordement. Les puissances de raccordement s'expriment en kVA pour la basse tension et en KW associée au facteur de puissance pour la HTA.

la puissance de raccordement en injection **Pracc inj** est inférieure ou égale à **Pmax** et peut être inférieure à **Pactive** si le producteur bride la machine de production et/ou si des consommations sont raccordées sur le site. **La puissance physiquement injectée au point de livraison ne peut dépasser la Pracc inj**. A cette fin, ERDF empêche le dépassement de puissance de raccordement en BT < 36 kVA par un calibrage du disjoncteur de branchement et vérifie le non dépassement de cette puissance en BT > 36 kVA ou en HTA en exploitant les données de comptage.

**La puissance max : P max** exprimée en KW est définie uniquement pour les installations de production. Cette puissance a été introduite pour les études de raccordement par l'article 1 de l'arrêté du 23 avril 2008 : "*Pour l'application des dispositions du présent arrêté, « Pmax » désigne la puissance installée définie à l'article 1er du décret du 7 septembre 2000 susvisé. Par convention, la puissance Pmax est la puissance active pour les installations de production raccordées en HTA et la puissance apparente pour les installations de production raccordées en BT*".

Cette puissance déclarée par le demandeur sur la fiche de collecte doit être identique avec celle déclarée au titre de l'instruction de la déclaration ou l'autorisation d'exploiter Cf. article 1 du décret 2000-877 :

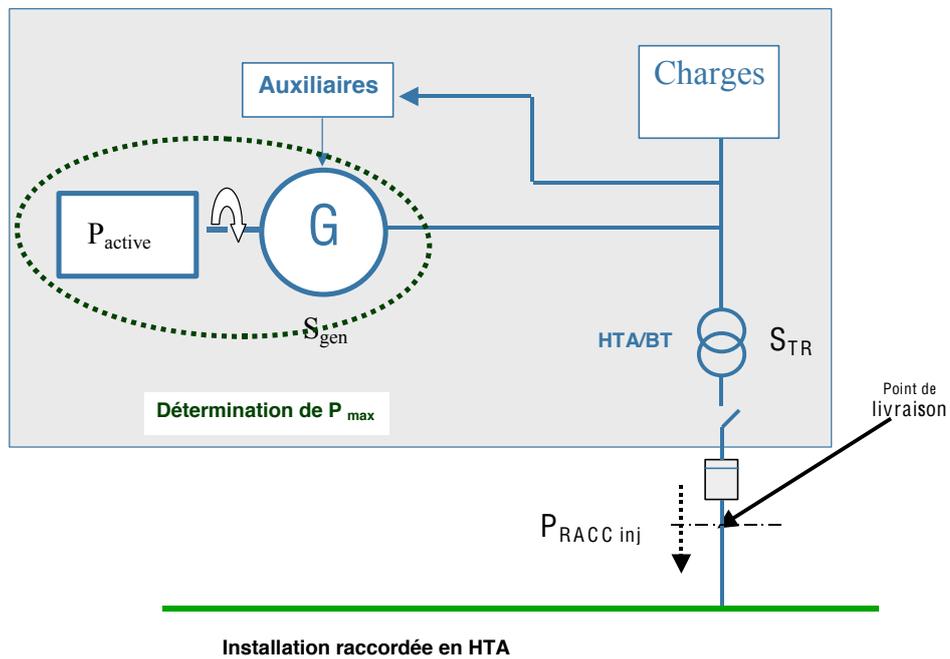
Four l'application du présent décret, la puissance installée d'une installation de production est définie comme la somme des puissances unitaires maximales des machines électrogènes susceptibles de fonctionner simultanément dans un même établissement, identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements, tel que défini par le décret du 14 mars 1973 susvisé.

Ainsi que mentionné dans cet article 1<sup>er</sup> Cette puissance est déterminée à partir des puissances des composants de l'installation de production et par conséquent ne prend pas en compte d'éventuelles consommations du site.

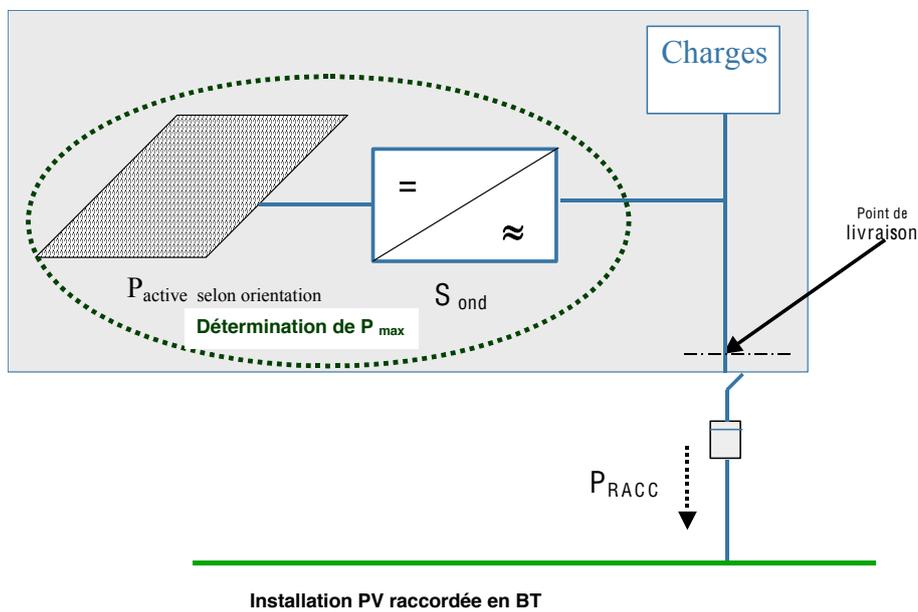
A titre indicatif, c'est la puissance active du composant le plus faible de la chaîne de production qui permettra de déterminer la P max déclarée au titre du décret 2000-877

**P max = Plus petite valeur de ( $P_{\text{panneau pv f (orientation)}}$ ,  $S_{\text{onduleur}}$ ) dans le cas d'une installation photovoltaïque**

**P max** = Plus petite valeur de ( $P_{active}$ ,  $S_{gen}$ ,) dans les autres cas



Normalement  $P_{racc\ inj} \leq P_{active} \leq S_{gen} \leq S_{TR}$



Normalement  $P_{racc\ inj} \leq P_{active} \leq S_{ond}$

$P_{racc\ inj} \leq P_{max}$

## PRISE EN COMPTE DES DIFFERENTES PUISSANCES

(SOURCE ERDF)

### P max

Cette puissance est utilisée pour déterminer le domaine de tension de raccordement conformément à l'article 4 de l'arrêté du 23 avril 2008.

### Remarque ;

*Avant parution de l'arrêté du 23 avril 2008, la puissance de raccordement en injection était utilisée pour déterminer le domaine de tension de raccordement.*

Puissance limite	Domaine de tension	Dérogation P installation > Plimite
18 kVa	BT monophasé	NON
250 kVa	BT Triphasé	NON
12 MW	HTA	17 MW *

Une majoration de plus de 10% de cette puissance constitue une modification substantielle et entraîne une application des clauses de l'article 2 de l'arrêté du 23 avril.

### Pracc

Les puissances de raccordement et **Pracc inj** et **Pracc sout** sont utilisées pour dimensionner le raccordement ; ces puissances sont déclarées par le demandeur dans les fiches de collecte. Ces puissances seront contractualisées dans les contrats comportant les clauses du contrat d'accès.

#### 4.1.1.1 Remarques

Pour un même raccordement au réseau d'une installation, les puissances de raccordement **Pracc inj** et **Pracc sout** ne sont pas nécessairement identiques. En effet la puissance de raccordement ne prend pas en compte le seul transit dans le réseau, mais également d'autres critères tel que le plan de tension, les harmoniques, variation rapides .....

### S<sub>gen</sub>

La puissance de la machine électrique **S<sub>gen</sub>** exprimée en kVA est utilisée pour les études nécessitant la connaissance des courants de court circuit, ainsi que pour les études utilisant l'impédance du générateur (175 Hz...) associée le cas échéant aux caractéristiques du transformateur. Dans le cas d'un onduleur, pour conduire ces études, ce sont les caractéristiques de l'onduleur doivent être utilisées en lieu et place de préférence à la puissance apparente.

### Pactive

La puissance de la machine d'entraînement **Pactive** n'est pas une donnée nécessaire à l'étude de raccordement mais est indispensable pour déterminer la Pmax. Dans le cas du PHOTOVOLTAÏQUE avec des panneaux orientés de façon optimale, **Pactive** peut être la puissance crête des panneaux ; si les panneaux ne sont pas orientés de façon optimale **Pactive** doit le prendre en compte.

# Plan Particulier de Sécurité et de Protection de la Santé

## **SOMMAIRE d'un PPSPS**

### **RENSEIGNEMENTS ENTREPRISE**

#### **I - Organigramme de la société**

#### **II - Généralités sur l'affaire**

- II-1 - Travaux sous-traités
- II-2 - Effectif du chantier
- II-3 - Planning de Travaux
  - II-3.a - Durée du chantier
  - II-3.b - Horaires de Travail

#### **III - Mode de construction**

- III-1 - Fondations
- III-2 - Superstructure
- III-3 - Menuiseries Extérieures
- III-4 - Charpente
- III-5 - Couverture
- III-6 - Autres travaux
- III-7 - Travaux Spécifiques

### **RENSEIGNEMENTS GENERAUX**

#### **I - Maître d'ouvrage**

#### **II - Directeur opérationnel / architecte**

#### **III - Economiste**

#### **IV - Bureau d'études techniques**

#### **V - Bureau de contrôle**

#### **VI - Coordonnateur S.P.S**

#### **VII - Missions OPC**

#### **VIII - Services concessionnaire**

- VIII-1.a - EDF - GDF
- VIII-1.b - France Télécom
- VIII-1.c - Service des Eaux
- VIII-1.d - Direction Départementale de L'Equipement

### **INSTALLATION, CANTONNEMENT ET HYGIENE**

#### **I - Préliminaires**

#### **II - Cantonnements**

- II-1 - Points d'Eau
- II-2 - Sanitaires
- II-3 - Réfectoires
- II-4 - Vestiaires
- II-5 - Infirmerie
- II-6 - Protection Incendie

#### **III - Hébergement**

#### **IV - Bureaux de chantier**

#### **V - Desserte en énergie des locaux**

### **ANALYSE DES RISQUES DU CHANTIER et mesures**

#### **I - Analyse des risques**

- I-1 - Risques engendrés par d'autres entreprises

- I-2 - Risques inhérents à l'environnement du chantier
- I-3 - Risques propres à l'entreprise rédigeant ce PPSPS

## **II - PLAN D'INSTALLATION DE CHANTIER**

- II-1 - Zone de sécurité
- II-2 - Zone de stockage
- II-3 - Accès à la toiture
- II-4 - Sécurité en toiture

## **ORGANISATION DES PREMIERS SECOURS**

### **I - Consignes en cas d'accident**

### **II - Consignes rappelées dans la boîte à pharmacie**

- II-1 - Plaie
- II-2 - Brûlure
- II-3 - Coupure
- II-4 - Oeil
  - II-4.a - Projection de produit chimique
  - II-4.b - Irritation
  - II-4.c - Poussières
- II-5 - Conseils
- II-6 - Autres consignes
  - II-6.a - En cas d'accident grave
  - II-6.b - Blessé transportable avec moyens disponibles :
  - II-6.c - Blessé à transporter couché :

### **III - Matériel de premier secours**

### **IV - Liste des secouristes**

## **PROTECTIONS**

### **I - Protections individuelles**

### **II - Protections collectives**

## **MATERIEL UTILISE**

### **I - Liste des engins de chantier**

### **II - Engins de terrassement**

### **III - Matériel spécifique**

### **IV - Matériel de levage et manutention**

- IV-1 - Grue
- IV-2 - Autres moyens de levage et manutention

### **V - Produits nocifs ou inflammables**

### **VI - Emploi de produits à réglementation spécifique**

# PLAN GENERAL SIMPLIFIE DE COORDINATION

NOM DU CHANTIER :

## COORDONNEES DE L'ENTREPRISE

# PLAN GENERAL SIMPLIFIE DE COORDINATION (PGSC)

Lorsqu'une entreprise effectue des Opérations de 3e catégorie présentant un risque particulier (opérations inférieures à 500 Hommes/jours mais dont les travaux figurent sur la liste des travaux à risques particuliers fixés par l'arrêté du 25 février 2003): le PGSCSPS est exigé (art. R 238-25-1 du CT).

Ce document prend en considération les mesures propres à prévenir les risques découlant de l'interférence de ces travaux avec les autres activités des différents intervenants sur le chantier, ou de la succession de leurs activités lorsqu'une intervention laisse subsister après son achèvement un des risques particuliers énumérés dans la même liste.

<b>Durée des travaux :</b>	<input type="checkbox"/> < 500H/j	<input type="checkbox"/> > 500H/j
<b>Risque de chute en hauteur :</b>	<input type="checkbox"/> Oui	<input type="checkbox"/> Non
<b>Risque électrique :</b>	<input type="checkbox"/> Oui	<input type="checkbox"/> Non
<b>Autres travaux dangereux :</b> (au sens de l'arrêté du 25/02/03)	<input type="checkbox"/> Oui	<input type="checkbox"/> Non
<b>Co-activité sur le chantier :</b>	<input type="checkbox"/> Oui	<input type="checkbox"/> Non

## Arrêté du 25 février 2003

pris pour l'application de l'article L. 235-6 du code du travail fixant une liste de travaux comportant des risques particuliers pour lesquels un plan général simplifié de coordination en matière de sécurité et de protection de la santé est requis (J O n° 55 du 6 mars 2003 page 3903)

Cet arrêté, applicable pour toutes opérations de niveau 3, présente 13 travaux à risques particuliers dont les suivants :

- ❖ Travaux présentant des risques particulièrement aggravés, par la nature de l'activité ou des procédés mis en oeuvre ou par l'environnement du poste de travail ou de l'ouvrage exposant les travailleurs :
  - à des risques de chute de hauteur (Important : Contrairement au décret de 65, le décret 2004-924 n'autorise pas un travail avec risque de chute sans protection même si la hauteur de chute possible est inférieure à 3m).
- ❖ Travaux de retrait ou de confinement de l'amiante friable, au sens du décret du 7 février 1996
- ❖ Travaux exposant les travailleurs au contact de pièces nues sous tension supérieure à la très basse tension (TBT) et travaux à proximité des lignes électriques de HTB aériennes ou enterrées
- ❖ Travaux de démolition, de déconstruction, de réhabilitation, impliquant les structures porteuses d'un ouvrage ou d'une partie d'ouvrage d'un volume initial hors oeuvre supérieur à 200 mètres cubes
- ❖ Travaux de montage ou de démontage d'éléments préfabriqués lourds au sens de l'article 170 du décret du 8 janvier 1965
- ❖ Travaux comportant le recours à des ponts roulants ou des grues ou transstockeurs.
- ❖ Travaux de soudage oxyacétylénique exigeant le recours à un permis de feu.

## 1. Renseignement relatif au chantier

### 1.1. Adresse du chantier

Adresse postale : .....

.....

Adresse d'accès : .....

.....

Tél. :

Fax. :

### 1.2. Nature des travaux

Résumé des travaux confiés à l'entreprise : .....

.....

.....

Déclaration d'ouverture du chantier faite le : .....

	Début des travaux	Délai d'exécution
Entreprise titulaire		
Sous-traitant : .....		
.....		
Responsable : .....		

Horaires de travail sur le chantier : .....

### 1.3. Désignation du client

Maître d'ouvrage : .....

Responsable : ..... Tél. : .....

Maître d'oeuvre : .....

Responsable ..... Tél. : .....

## 2. Inspection commune avant le début des travaux

Nom du représentant du maître d'ouvrage présent: .....

Nom du représentant du maître d'œuvre présent: .....

Nom du représentant de l'entreprise présent: .....

Date de l'inspection commune :                 /                 /

## 3. Risques identifiés et mesures de prévention

Spécificités du site : .....

Spécificités du chantier : .....

.....

Origine et nature des risques	Mesures à prendre
<b>Accès au site</b>	Ex. : signalisation, sens circulation, zone de stockage
..... ..... .....	..... ..... .....
<b>Travail en hauteur</b>	Ex. : Garde-corps, EPI, échafaudage, nacelles.
..... ..... ..... ..... .....	..... ..... <u>Identification des points d'ancrage possibles:</u> ..... .....
<b>Installation de produits électriques</b>	Ex. : habilitation, gants isolant, écran facial
..... ..... .....	..... ..... .....
<b>Manutention, Utilisation d'outils</b>	Ex. : palan, grue, nacelle, élévateur, balisage
..... .....	..... .....
<b>Incendie</b>	
.....	.....

#### 4. Risque sur l'environnement

Par exemple, Nuisances sonores, poussières, gestion des déchets, déplacements de véhicules.

Description des tâches	Matériels, dispositifs et installations concernés	Risques	Mesures de prévention

#### 5. En cas d'accident

- En cas d'accident les secouristes sur le chantier sont : M. ....  
M.....

- La (ou les) boîte(s) de 1<sup>er</sup> secours disponible(s) se trouve(nt) à l'endroit suivant :

.....

- Si nécessaire, alerter les secours en téléphonant au numéro suivant :

**Pompiers : 18 ou 112**

**Police secours : 17**

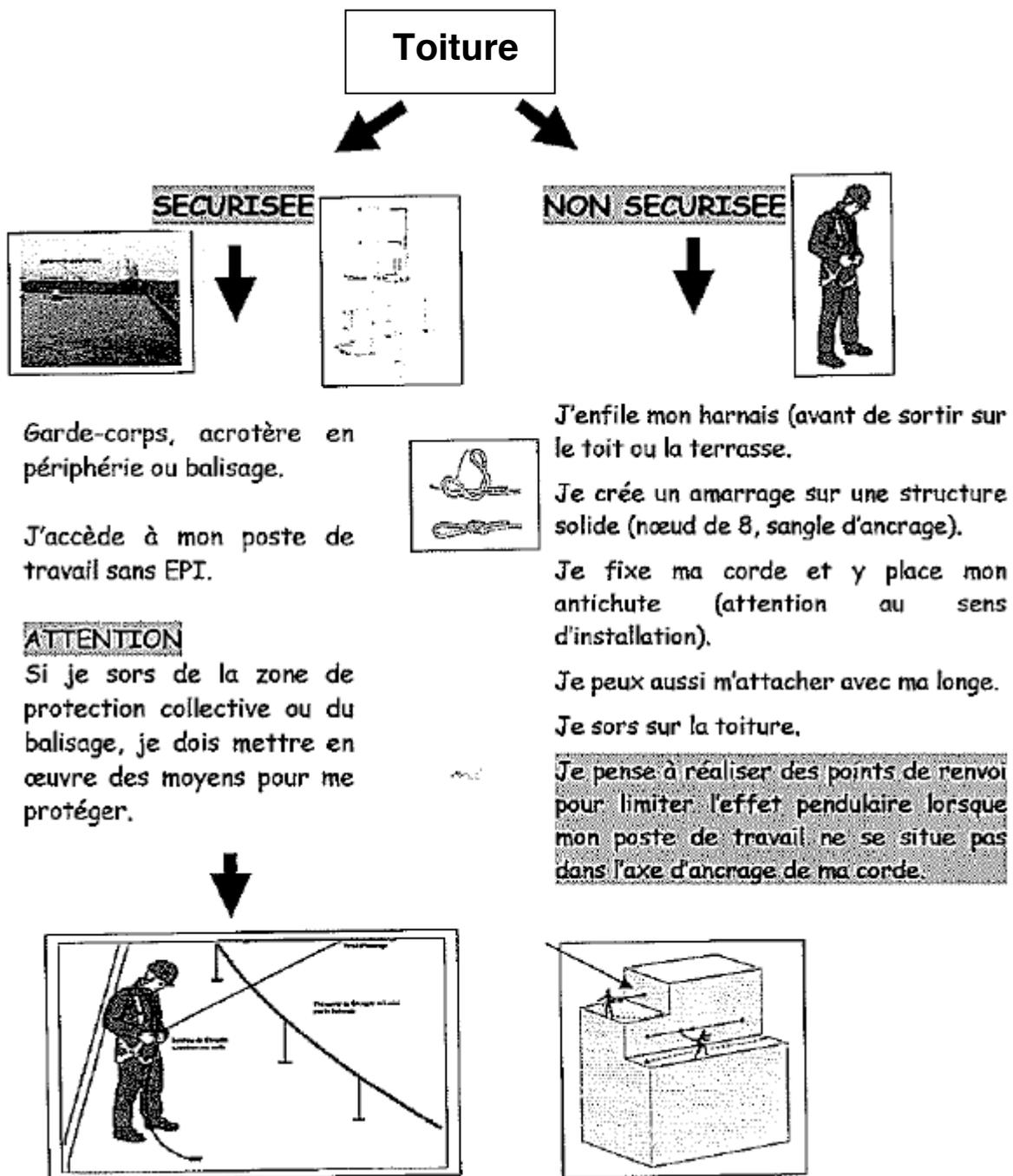
**SAMU : 15**

en précisant l'adresse du chantier, la nature de l'accident, le nombre de blessé et leur état.

- Le responsable de chantier doit prévenir immédiatement par téléphone:

M.....société.....Tél. : .....

# RAPPEL SUR LES INTERVENTIONS EN TOITURE



**En cas d'utilisation d'un EPI, le travailleur ne doit jamais rester seul afin de pouvoir être secouru dans un temps compatible avec la préservation de sa santé.**

**La notion de protection à partir de 3 mètres (décret 65-48) n'existe plus depuis **2004** (décret 2004-924)**