



Prévenir les désordres,
améliorer la qualité
de la construction

PÔLE
PRÉVENTION
PRODUITS MIS
EN ŒUVRE

Juillet 2018

DYSFONCTIONNEMENTS ÉLECTRIQUES DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES : POINTS DE VIGILANCE

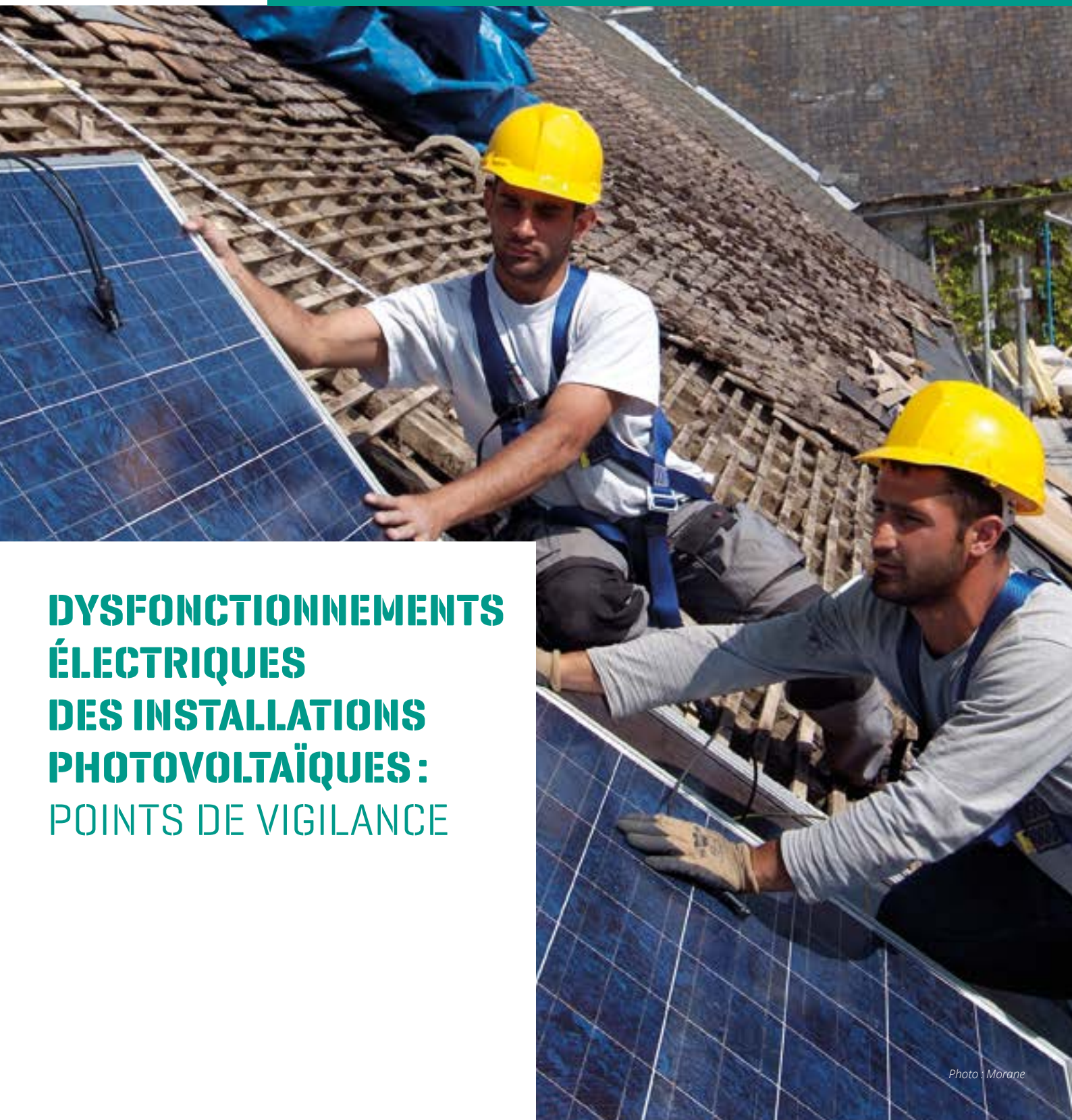


Photo : Morane

Ce document a été réalisé par Madame Cécile Miquel, Madame Constantina Stavrou, Monsieur Nicolas Lebert et Monsieur Jérémy Sarantou de l'association HESPUL.



LISTE DES ABRÉVIATIONS	4	5. QUALITÉ	32
AVANT-PROPOS	5	5.1 Qualité du matériel	32
1. LE DYSFONCTIONNEMENT ÉLECTRIQUE	6	5.1.1 Qualité du matériel dans le domaine électrique	32
2. LES SINISTRES D'ORIGINE ÉLECTRIQUE EN PHOTOVOLTAÏQUE	7	5.1.2 Qualité du matériel dans le domaine de la construction	33
2.1 Analyse qualitative de rapports d'expertise suite à des sinistres	7	5.1.3 Certification des fabricants de matériel électrique	34
2.2 Base ARIA	8	5.2 Qualification et certification des entreprises d'installation	34
3. ÉTUDE BIBLIOGRAPHIQUE	8	5.3 Contrôle de la réalisation	35
3.1 Catégories de défauts	8	5.3.1 Contrôle CONSUEL des installations électriques	35
3.2 Fiabilité des équipements	9	5.3.2 Contrôle technique de la construction	36
3.2.1 Modules PV	9	5.3.3 Vérifications complémentaires de la qualité de réalisation	36
3.2.2 Onduleurs PV	11	5.4 Synthèse sur la qualité	38
4. REVUE DES DÉFAUTS ÉLECTRIQUES	11	Bibliographie	40
4.1 Catalogue de défauts	12	Remerciements	40
4.2 Principaux défauts électriques	14	ANNEXES	41
4.2.1 Défauts modules	14	Annexe 1 : Avis Technique sur les procédés PV	42
4.2.2 Défauts de connectique et de câblage	21	Annexe 2 : Contrôle CONSUEL des installations électriques	43
4.2.3 Défauts du système de protection	26	Annexe 3 : Fiches défaut	46
4.2.4 Défauts onduleur	29		
4.2.5 Défauts du système d'acquisition de données	30		
4.3 Systèmes de détection d'arcs électriques en courant continu	30		

Liste des abréviations

AC : Attestation de conformité

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

AMO : Assistance à Maîtrise d'Ouvrage

AQPV : Alliance Qualité photovoltaïque (signe de reconnaissance de la qualité de services des entreprises de la filière solaire photovoltaïque, marque déposée par le SER)

ARIA : Analyse, Recherche et Information sur les Accidents

BAPV : Building Applied Photovoltaics

BARPI : Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels

BIPV : Building Integrated Photovoltaics

BT : Basse Tension

CA : Courant Alternatif

CAPEB : Confédération de l'Artisanat et des Petites Entreprises du Bâtiment

CC : Courant Continu

CCFAT : Commission Chargée de Formuler des Avis Techniques

CENELEC : Comité européen de normalisation en électronique et en électrotechnique

CERFA : Centre d'enregistrement et de révision des formulaires administratifs

COFRAC : Comité français d'accréditation

CONSUEL : Comité national pour la sécurité des usagers de l'électricité

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie

CSTB : Centre Scientifique et Technique du Bâtiment

DTU : Document Technique Unifié

ERP : Établissements Recevant du Public

EURAC : Centre de recherche privé basé à Bolzano (It)

EVA : Ethylène Vinyle Acétate

GPRS : General Packet Radio Service (protocole réseau pour la téléphonie mobile)

HTA : Haute tension

ICPE : Installations Classées pour la Protection de l'Environnement

IEC : International Electrotechnical Commission

ISO : Organisation internationale de normalisation

MPPT : Maximum power point tracker (suivi du point de puissance maximale)

NEC : National Electrical Code (norme électrique aux États-Unis)

PID : Potential Induced Degradation

PV : Photovoltaïque

Qualifelec : Organisme français de qualification des professionnels de l'électricité

Qualit'EnR : Organisme de Qualification des énergies renouvelables

RGE : Reconnu Garant de l'Environnement

SER : Syndicat des énergies renouvelables

TÜV : Organisme de certification de produits et systèmes de management. (Technischer Überwachungs-Verein)

UTE : Union Technique de l'Électricité (bureau de normalisation électrotechnique français)

UV : Ultra-Violet

AVANT-PROPOS

L'objectif de cette étude est d'appréhender les dysfonctionnements électriques pouvant survenir sur une installation photovoltaïque (PV) installée sur bâtiment et pouvant mener à des pertes d'exploitation, présenter un risque électrique voire mener à un sinistre d'origine électrique par :

- la caractérisation des défauts électriques ;
- l'identification de l'origine des défauts électriques ;
- la prévention des défauts électriques.

L'accent est mis sur les matériels utilisés (modules au silicium cristallin, stockage exclus), les bonnes pratiques de mise en œuvre et le cadre qualité des réalisations.

Cette synthèse s'appuie sur des données terrain pour classer et analyser les comportements électriques des systèmes défaillants.

Elle débute par l'analyse de rapports de sinistres électriques photovoltaïques qui reflètent les préoccupations des professionnels de l'assurance vis-à-vis de cette technologie.

Elle se prolonge par une brève étude de la littérature scientifique disponible sur le sujet afin de construire les catégories d'un catalogue de défauts.

Elle propose ainsi un catalogue de défauts électriques complété par les retours d'expérience de professionnels de la filière collectés à travers une série d'entretiens.

En parallèle, elle dresse une liste de recommandations par famille d'équipements à partir des résultats de cette enquête.

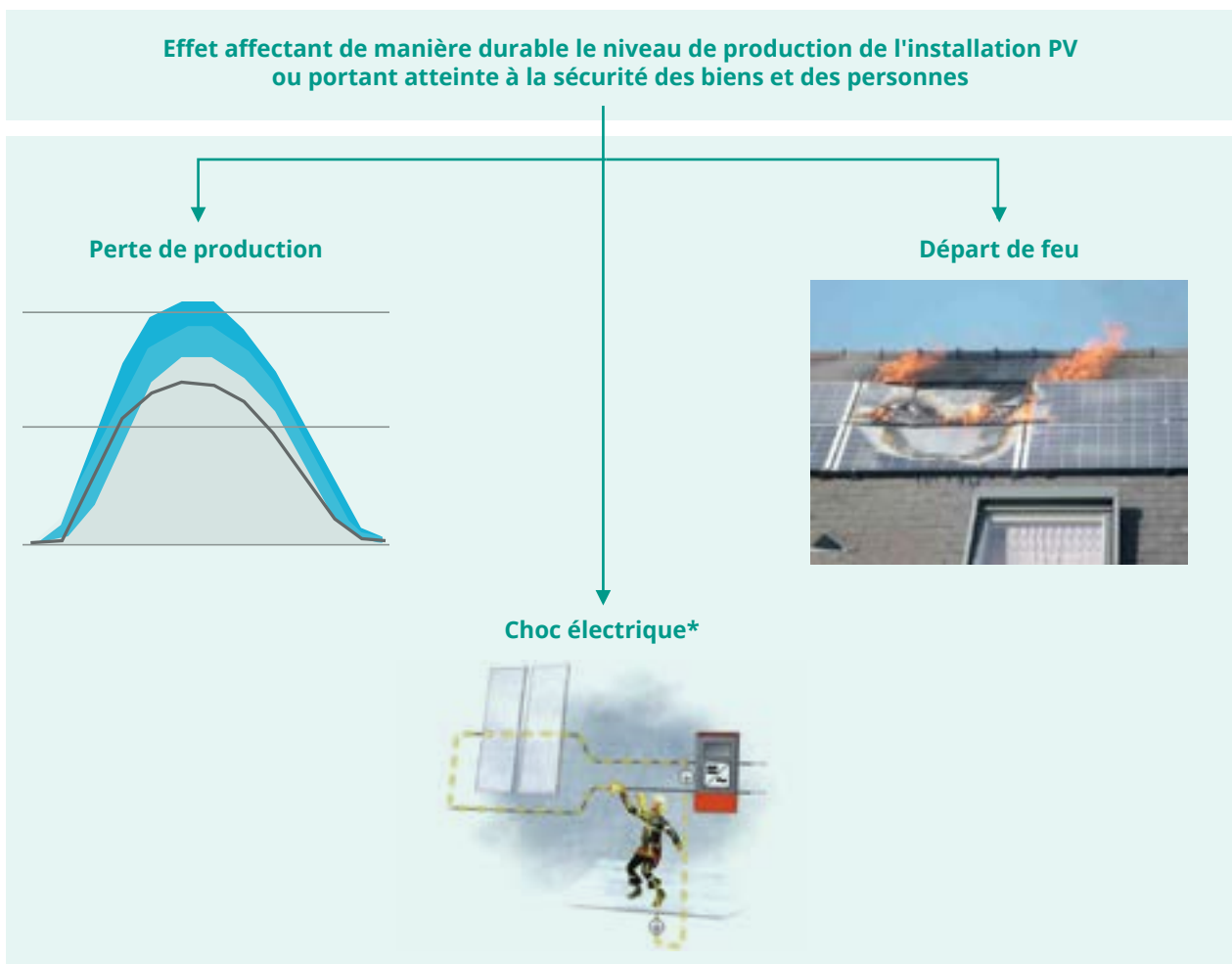
Enfin, elle propose une vision d'ensemble de la qualité des systèmes PV à la lumière des normes et certifications existantes.

1. LE DYSFONCTIONNEMENT ÉLECTRIQUE

Une définition du dysfonctionnement électrique d'un système PV peut découler des travaux de la tâche 13 du programme photovoltaïque de l'agence internationale de l'énergie¹, qui étudie la performance et la fiabilité des systèmes PV, et qui définit un défaut module comme un effet provoquant une baisse durable de la puissance et/ou portant atteinte à la sécurité des personnes. En ce sens, un défaut visuel ne peut de facto être considéré comme un défaut module.

Par extension, on peut définir selon le schéma ci-dessous un dysfonctionnement électrique d'un système PV.

On notera que le risque d'infiltration lié à l'intégration en toiture ne fait pas partie du dysfonctionnement électrique.



1. IEA PVPS T13 : <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=57>

Iconographie gauche : HESPUL ; iconographie centrale : Guide à destination des sapeurs-pompiers : « Maîtriser le risque lié aux installations PV », ADEME, 2013 ; iconographie droite : photo J. Perocheau

2. LES SINISTRES D'ORIGINE ÉLECTRIQUE EN PHOTOVOLTAÏQUE

L'observatoire de la Qualité de la Construction 2017², édité par l'AQC, signale que le Dispositif Alerte a remonté « un nombre important de sinistres concernant des systèmes photovoltaïques intégrés en toiture, liés aux procédés ou à leur mise en œuvre », concernant dans 30 % des cas des dysfonctionnements électriques (part établie sur plus de 600 rapports reçus depuis 2012).

Un échantillon de ces rapports a été analysé dans le but de poser la problématique rencontrée par les propriétaires et leurs assureurs en donnant un premier aperçu des causes possibles.

Ces résultats restent qualitatifs car ils n'ont pas fait l'objet d'une étude statistique, aucune donnée n'étant disponible en libre accès pour le marché photovoltaïque français. L'obtention de données statistiques nécessiterait un échantillonnage à plus grande échelle, soit à partir de déclarations des producteurs soit à partir des bases de données assurantielles qui sont aujourd'hui confidentielles. Par ailleurs, la comparaison de systèmes intégrés (dont l'abréviation anglaise est BIPV pour Building Integrated Photovoltaics) et surimposés (ou BAPV pour Building Applied Photovoltaics) ne pourrait se faire qu'à une échelle plus large que celle du simple territoire national, la France ayant favorisé l'intégration au bâti des systèmes PV sur bâtiment depuis 2006.

Toutefois, la sinistralité des systèmes BIPV devrait faire l'objet d'une prochaine étude de l'agence internationale de l'énergie. La tâche 15 du programme photovoltaïque³, traitant de l'intégration au bâti, vient de lancer une coordination de recherche pour la sous-tâche E « Démonstration », portée en France par le CSTB (équipe R&D - Division Énergie) et soutenue par l'ADEME (Service Réseaux et Énergies Renouvelables).

L'objectif est de définir, à l'aide de la participation de tous les pays impliqués dans la tâche 15, l'ensemble des

moyens techniques et scientifiques permettant de soutenir spécifiquement le développement de composants BIPV. Les résultats attendus sur les différents critères d'intégration, que ce soit ceux du contexte tarifaire ou ceux du contexte réglementaire, devraient permettre d'enrichir les retours d'expérience de données statistiques et de prendre en compte l'impact de l'intégration au bâti sur la sinistralité électrique des systèmes PV.

2.1 Analyse qualitative de rapports d'expertise suite à des sinistres

L'analyse de 32 rapports d'expertise faisant suite à des sinistres survenus dans les cinq premières années de fonctionnement ont mis en évidence que les 3/4 des sinistres ont eu lieu dans le marché résidentiel et sur de faibles puissances (moins de 3 kWc dans 70 % des cas).

L'origine de ces sinistres se situe au niveau des connexions en courant continu : boîtes de jonction de modules, connecteurs de câbles, coffrets de dérivation, et des onduleurs.

Plusieurs types de dysfonctionnements se distinguent : la perte de production, le risque de choc électrique, l'échauffement et l'incendie.

Il est à noter que la perte de production est associée à tous les types de dysfonctionnements, qu'il s'agisse d'une panne onduleur ou de la destruction du système par le feu (que l'origine soit ou non photovoltaïque) : le montant de la perte financière à prendre en compte dépend alors du délai de remise en service et des conditions d'ensoleillement durant les journées perdues, ceci étant d'autant plus vrai en cas de contrat d'achat sur une durée limitée (20 ans par exemple).

La figure en page suivante résume les différents types de défauts constatés, leur localisation dans le système PV, l'origine du problème et leurs conséquences. Ces constats se limitent aux rapports en possession de l'AQC pour la période 2012 – 2016 et ne sauraient être extrapolés aux plus de 315 000 installations PV exploitées par des producteurs particuliers.

2. <http://www.qualiteconstruction.com/sites/default/files/2017-07/R-Observatoire-Qualite-Construction-2017.pdf>

3. <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=task15>

	MODULES	LIAISONS DC	LIAISON ÉQUIPOTENTIELLE	ONDULEUR
Conception	Absence de prise en compte de l'ombrage → PP	Connexions DC défectueuses dans les coffrets DC → I		Erreur de dimensionnement → PP
Matériel	Connectique DC défectueuse → PP + E + I			Défaillance → PP
Mise en œuvre		Connexions DC défectueuses → PP + E Malt incorrecte → rE		Défaut d'isolement → PP

Matrice croisée de défauts électriques de systèmes PV figurant les composants et les étapes en cause. La couleur traduit qualitativement le niveau de risque pour les biens et les personnes - de jaune à rouge, et la taille de la police la fréquence du défaut, avec PP : perte de production, E : échauffement, I : incendie, rE : risque de choc électrique.

Il ressort de ces cas concrets d'une part que la perte de production peut être associée soit à des erreurs de dimensionnement du système (champ PV, compatibilité électrique modules-onduleurs...), soit à des pannes onduleurs, et d'autre part que le risque incendie est fortement lié à des défauts de connectique en courant continu, que ce soit au niveau des modules (boîtes de jonction défectueuses), du choix des matériels pour les connexions ou de leur mise en œuvre (coffrets CC).

Les défaillances affectant le matériel, c'est-à-dire liées à la qualité intrinsèque du matériel, touchent principalement les modules et les onduleurs. Un soin particulier devrait donc être apporté à leur sélection, dans l'esprit de l'arrêt du 3 août 2016 portant réglementation des installations électriques des bâtiments d'habitation, par exemple. En termes de mise en œuvre, le câblage est l'étape qui demande le plus grand soin pour éviter tout dommage électrique.

2.2 Base ARIA

La base ARIA (Analyse, Recherche et Information sur les Accidents), tenue par le Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels (BARPI) du Ministère de la Transition écologique et solidaire, recense les incidents et accidents survenus dans les ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement).

Parmi les sinistres impliquant le photovoltaïque recensés entre 2007 et 2016, le photovoltaïque est à l'origine du sinistre dans seulement 20 cas sur 75.

En termes de risque incendie en ICPE, si l'on exclut les sinistres ayant eu lieu chez des particuliers qui n'auraient pas dû figurer dans cette base, seulement 11 incendies sont fortement suspectés d'avoir une origine photovoltaïque sur cette même période de 9 ans, soit environ un par an.



Représentation schématique des éléments électriques d'un système photovoltaïque

3. ÉTUDE BIBLIOGRAPHIQUE

La littérature scientifique traitant des défauts relatifs aux installations photovoltaïques est abondante et variée. Elle traite notamment les pans suivants du sujet : caractérisation, risque d'occurrence, causalités, méthodes de détection, influence sur la performance... L'objectif de cette littérature est au final de permettre la gestion la plus sûre et optimale des installations photovoltaïques.

3.1 Catégories de défauts

Les installations photovoltaïques sont des systèmes complexes, et les défauts électriques les affectant peuvent toucher chacun des éléments qui le composent, dont les grandes familles sont :

- Module,
- Onduleur,
- Connectique,
- Système de protection.

Les défauts principaux pouvant affecter les différents composants du système seront présentés dans la suite de l'étude et détaillés en annexe dans des fiches réalisées pour chacune des anomalies possibles. Dans l'ensemble, la différenciation des résultats en fonction du type d'installation (sur toiture, intégré ou non, au sol) est peu présente dans la littérature.

3.2 Fiabilité des équipements

Si de nombreux articles s'attachent à décrire de manière très précise un type de défaut et son impact sur le fonctionnement des installations, d'autres traitent des dysfonctionnements de manière plus large. Parmi ceux-ci, les articles [1], [2] et [3] essaient d'apporter des données statistiques quant à l'occurrence des différents défauts possibles, et ce à partir des données de fonctionnement d'un grand nombre d'installations.

3.2.1 Modules PV

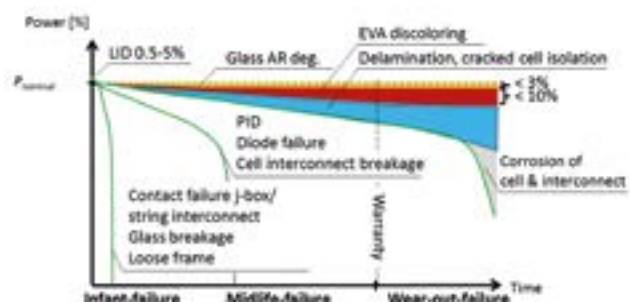
La durée de vie d'un module PV est la durée pendant laquelle celui-ci va remplir sa fonction, à savoir la production d'énergie, à un niveau satisfaisant pour le producteur.

Il est communément admis que les modules PV sont fonctionnels pendant 20 à 30 ans, ceci étant attesté par des observations de terrain. Cette fonctionnalité s'accompagne toutefois d'un vieillissement prévisible et, dans de rares cas, de défaillances. Lorsqu'elles se présentent, celles-ci peuvent être précoces, c'est-à-dire dues au rodage, généralement détectées par l'homologation produit, ou liées à l'usure, et faisant l'objet de la garantie sur la puissance.

En ce qui concerne la dégradation lente des modules, elle est généralement due à une perte de courant de court-circuit liée à la décoloration et la délamination de l'encapsulant menant à une baisse moyenne de la puissance de 0,5 % par an [4].

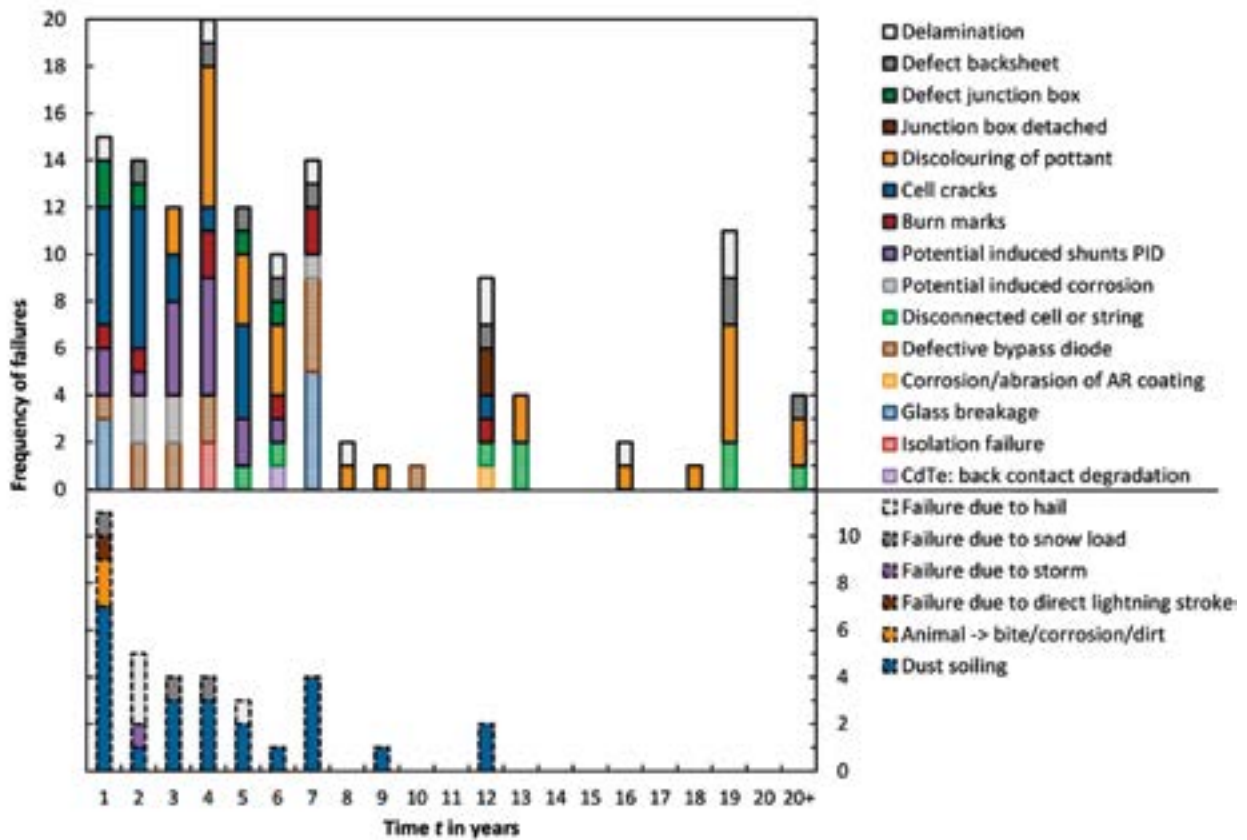
On retrouve les différents phénomènes entraînant ces défaillances sur l'illustration ci-dessous.

Quel que soit le défaut, on observe une modification visuelle du module (décoloration, délamination, taches brunes, cloquage de la face arrière, verre brisé...). Ce constat a incité les experts de la tâche 13 de l'IEA PVPS à élaborer une méthode d'inspection visuelle⁴ permettant de corréliser ou non des modifications d'aspect à des défauts certains sans passer par des diagnostics coûteux, comme l'électroluminescence, le flash-test ou plus simplement le traceur IV.



Typologie des défauts module sur sa durée de vie – Illustration IEA PVPS International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme [1]

4. <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=344>



Occurrence des défaillances module sur 20 ans d'exploitation – Illustration IEA PVPS International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme [5]

Le graphe ci-dessus illustre les différentes défaillances que peut connaître un module PV, avec en haut celles liées à l'usure et en bas celles liées à l'environnement.

Il convient de préciser que toutes les modifications d'aspect ne sont pas corrélées à une baisse de la puissance. En particulier, la décoloration de l'EVA qui est un phénomène continu (en jaune vif sur le graphe ci-dessus) ne commence à affecter la puissance du module qu'au bout de trois ans et ce, de manière conséquente, qu'après dix-huit ans d'exploitation.

Cette précision faite, on peut constater que les défauts se déclenchent en grande majorité les sept premières années d'exploitation. Parmi ceux-ci, les fissures de cellules sont les plus fréquentes durant les deux premières années. Les défaillances liées au phénomène de PID surviennent dans les trois ou quatre premières années. Le sectionnement des interconnexions a lieu après quatre ans et continue de se produire sur toute la durée de vie du module. Les défauts liés aux diodes by-pass sont révélés durant les dix premières années.

La littérature et l'expérience terrain nous confirment que la garantie fabricant sur la puissance est largement atteignable par les modules disponibles sur le marché. Dans ce dernier cas, ce sont finalement plus les modalités de mise en œuvre de cette garantie que les performances annoncées qui font la différence entre les fabricants. En effet, il incombe généralement au producteur d'apporter la preuve de la baisse de puissance de ses modules, ce qui implique d'assumer les frais de dépose, de transport et de flash-test.

Une fois ce diagnostic établi et reconnu par le fabricant, le remplacement à l'identique est rarement possible étant donné que la durée de commercialisation constatée est inférieure à la durée de vie attendue des modules. Une indemnisation financière ou un remplacement par de nouveaux modules fait office de garantie, ce qui n'est pas toujours satisfaisant en termes de compatibilité électrique (déséquilibre au niveau des chaînes) ou dimensionnelle (par rapport au système de montage, en particulier lorsque le système PV concourt à l'étanchéité de la toiture).

3.2.2 Onduleurs PV

En cas de défaut sur une installation PV, la probabilité qu'il soit lié à l'onduleur est équivalente à celle qu'il soit lié aux modules, mais étant donné que les onduleurs sont moins nombreux, on peut affirmer que ce sont des équipements beaucoup moins fiables que les modules. Les pannes sont dues à la relative sensibilité de leurs composants internes aux contraintes électriques et thermiques. Elles ont lieu dans les deux premières années de fonctionnement dans 75 % des cas.

Ces constats résultent de l'étude Solar Bankability [2], menée par l'institut de recherche EURAC en Italie dans le cadre du programme européen Horizon 2020, ayant analysé 1 066 536 anomalies observées sur 746 installations photovoltaïques totalisant une puissance de 422 MWh. Cette étude a développé une méthode d'évaluation des risques financiers associés aux investissements PV en tenant compte des défaillances des systèmes au cours de l'exploitation.

Elle a également mis en évidence de forts taux de remplacement des onduleurs les premières années, passant de 4 % la première année à 1 % la cinquième. Cette estimation est basée sur le suivi de 2000 installations mises en service en 2009.

4. REVUE DES DÉFAUTS ÉLECTRIQUES

Pour la présente étude, une collecte de données terrain a été réalisée auprès des professionnels de la filière sous la forme d'entretiens téléphoniques. L'objectif était d'identifier les défauts électriques récurrents, leurs origines et de comprendre comment les éviter.

Les questions posées abordaient trois thèmes principaux :

- Matériel : les critères de choix des matériels et l'expérience du fonctionnement des garanties ;
- Conception et installation : les défauts et pannes récurrents et les bonnes pratiques dans la réalisation des systèmes PV ;
- Exploitation : les solutions de réparation et le rôle de l'entretien et de la maintenance.

Au total, une vingtaine d'entretiens avec des professionnels aux profils variés (bureaux d'études, distributeurs, installateurs, experts divers, organismes de contrôle, exploitants, mainteneurs) ont permis d'alimenter chacune des problématiques.

L'exploitation et le croisement des données bibliographiques et des données collectées lors des entretiens ont permis de dresser la liste suivante de défauts électriques affectant les installations photovoltaïques.

Chacune de ces défaillances est décrite de façon détaillée dans le catalogue de défauts.

	Défaillances		
Module	Détérioration de la couche anti-reflet Décoloration de l'encapsulation Corrosion Sectionnement des connexions entre cellules Fissures de cellules Traces d'escargot	Marques brunes Point chaud Délamination Décollage face arrière Bris de verre PID Dégradation induite par le potentiel	Rupture du cadre Diode bypass défectueuse Boîte de jonction défectueuse Mismatch Sous-ventilation des modules PV Ombrage Encrassement
Système de protection	Fusibles DC mal calibrés, défectueux ou absents Parafoudre inopérant ou hors service	Liaison équipotentielle défaillante Disjoncteur mal dimensionné	Disjonction intempestive du différentiel Coupe intempestive des arrêts d'urgence sur ERP
Connectique et câblage	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés Boucle d'impédance sous les panneaux	Câbles DC mal dimensionnés Câbles DC dégradés	Coffrets DC dégradés Borniers DC défectueux
Onduleur	Pb de tension d'entrée Absence d'isolation galvanique avec mise à la terre fonctionnelle	Découplage récurrent dû à un problème de tension réseau Surchauffe	Défaut d'isolement Rupture de composant

Listes des dysfonctionnements électriques d'un système PV - HESPUL

4.1 Catalogue de défauts

Pour chaque défaut, une fiche détaillée reprend :

- sa description : composant en cause, description ;
- les causes possibles : matériel, mise en œuvre, défaut survenant lors de l'exploitation ;
- les conséquences prévisibles : sur la performance du système et le niveau de risque induit ;

- les solutions de réparation et les mesures de prévention à mettre en place : rappel du cadre normatif, recommandation à la conception et lors de la pose, maintenance, détection.

L'illustration suivante présente une des fiches défauts du catalogue.

Nom du défaut

Classement qualitatif selon nature du risque (aucun, choc électrique, incendie), niveau de perte de production et fréquence

Description détaillée

Causes possibles aux différentes étapes : fabrication du composant, conception et pose, vieillissement.

Conséquences sur le niveau de risque et sur la production électrique

Référentiel normatif
Bonnes pratiques (prévention, points de vérification et d'entretien en maintenance)


Signature du défaut

Méthodes de réparation

Défaut 1

DÉTÉRIORATION DE LA COUCHE ANTI-REFLET

Famille	Défaut de module		
Composant	Couche anti-reflet		
Installation	CC		
Description	Détérioration de la couche anti-reflet présente sur la face avant du panneau.		
Classement	Risque A	Performance 1	Occurrence +
Mots clés	Anti-reflet, module		



© lorem ipsum dolor

CARACTÉRISATION

Description détaillée

La couche anti-reflet permet de limiter les pertes de production liées à la réflexion de la lumière sur la cellule. Etant donné qu'elle a pour objectif d'augmenter le taux d'absorption de la lumière, un défaut sur cette dernière induira une perte de rendement. La face en verre du module réfléchit en effet environ 4% de la lumière incidente dans la spectre utilisé pour la conversion en énergie. Une détérioration de cette couche posera plus particulièrement problème pour une installation à proximité d'une zone sensible aux dangers d'éblouissement, tel que les aéroports par exemple.

Causes possibles

Fabrication Aucune cause identifiée

Mise en œuvre Aucune cause identifiée

Exploitation Cycle thermique - Diffusion d'éléments entre les cellules et la couche anti-reflet

Conséquences

Risque Aucun risque identifié

Performance Diminution du rendement (inférieur à 4 %)

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif Non identifié

Prévention Choix du matériel

Maintenance Non applicable

Méthode de détection

Signature visuelle : peut correspondre à une décoloration ou une brillance accrue de la couche anti-reflet.
Signature électrique : diminution de la performance du module - Mismatch entre les cellules

Réparation

Ne nécessite pas de réparation

Références

IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules
E. Meyer - Assessing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters
University of Loughborough (crédit photo)

Tout défaut n'ayant pas la même conséquence sur le fonctionnement ou le niveau de risque de l'installation, les caractéristiques suivantes seront utilisées pour quantifier la gravité du défaut :

- Niveau de risque pour la sécurité des biens ou des personnes (risque de choc électrique ou d'incendie),
- Impact sur la performance,
- Fréquence du défaut.

Qualitativement, cela se traduit par l'échelle suivante :

Variable	Code	Signification
Risque	A	Pas de conséquence sur la sécurité
	B et B+	Risque de choc électrique (faible à important)
	C et C+	Risque incendie (faible à important)
Performance	0	Pas de perte de rendement
	1	Pertes de rendement faible (< 3 %)
	2	Perte de rendement stable mais importante
	3	Perte de rendement s'aggravant avec le temps
	4	Perte de rendement brutale
Occurrence	+	Occurrence faible
	++	Occurrence moyenne
	+++	Occurrence forte

Échelle de classement des défauts utilisée dans les fiches

Le classement des défauts répertoriés en suivant cette échelle permet de constater que la cause principale de pertes de production est liée au fonctionnement de l'onduleur, qui se met en sécurité dès qu'un défaut survient (surchauffe, défaut d'isolement...). Viennent ensuite la conception du champ PV (gestion des ombrages et de la ventilation, appairage des modules par puissance) et l'encrassement des modules, suivis par les connexions CC défectueuses qui entraînent des pertes par effet joule.

	Perte de production	Risque de choc électrique	Risque incendie
Module - fabrication	+	++	+++
Module - installation	+++		+
Système de protection	+	+	+
Connectique et câblage	++	++	+++
Onduleur	+++		+

Localisation et problèmes posés par les défauts électriques des systèmes PV

Le problème le plus grave que posent des connexions CC défectueuses est le risque de départ de feu, que les connexions se situent au niveau des boîtes de jonction des modules PV, des connecteurs, ou des borniers de raccordement. Le fait d'intégrer les modules PV en couverture est un facteur aggravant vis-à-vis de l'élévation de température qui va accélérer le vieillissement des matériels mais surtout par rapport aux conséquences d'un départ de feu, qui sont moindres en surimposé. Dans tous les cas, une installation PV en toiture pose des difficultés d'accès au câblage des modules à la réception et lors des visites d'entretien.

4.2 Principaux défauts électriques

4.2.1 Défauts modules

Les défauts modules peuvent se classer en trois catégories : le vieillissement prématuré, les dégradations dues à des chocs ou des contraintes mécaniques, les défauts de fabrication ponctuels ou sériels et les défauts dans la conception du système.



Module PV bi-verre délaminé et corrodé. Photo IEA PVPS T13

4.2.1.1 Vieillessement des modules

Les modules PV connaissent une dégradation lente de leur rendement en raison du vieillissement des matériaux qui les composent. Celle-ci est prévisible (cf. 3.2.1) et prise en compte par les fabricants dans la garantie de performance affichant une baisse moyenne de 1 % par an. Bien que les facteurs de vieillissement des modules soient nombreux, ces défauts contribuent moins à la perte de production que les pannes onduleurs et très peu aux risques relevant de la sécurité des personnes.

■ Dégradation de l'encapsulant

Le vieillissement d'un module PV est principalement lié à la dégradation de l'encapsulant, matériau basé sur un copolymère de type EVA⁵. Ce polymère subit une auto-oxydation lente sous l'action des UV et de la chaleur, menant à une décoloration allant du jaune au brun. Celle-ci s'accélère avec la disparition progressive des stabilisants contenus dans l'EVA mais peut être freinée en présence d'oxygène.

L'EVA contient un agent catalyseur qui favorise sa réticulation pendant le procédé de laminage. Si celui-ci est incomplet car trop rapide ou si le catalyseur n'est pas complètement éliminé, il y a création d'impuretés photosensibles qui réagissent plus tard aux UV. Pour éviter ce phénomène, des stabilisants sont ajoutés mais leur concentration finit par baisser par photodégradation. Une fois que les impuretés photosensibles réagissent aux UV, elles créent des radicaux libres qui réagissent avec l'EVA pour former des sous-produits dont l'acide acétique. Un inhibiteur à ces réactions en chaîne est l'oxygène qui diffuse lentement dans le matériau à travers le polymère de face arrière puis l'encapsulant. Sa présence empêche la photodégradation des stabilisants mais modifie les propriétés mécaniques de l'EVA par coupure des chaînes de molécules.

Cette décoloration de l'encapsulant engendre des pertes optiques induisant une baisse du courant de court-circuit et donc de la puissance du module.

■ Corrosion

Parmi un certain nombre de réactions en chaînes, la décomposition de l'EVA produit de l'acide acétique. Celui-ci se concentre en face avant des cellules, plus exposées aux UV, et se révèle corrosif pour les électrodes en argent et pour les rubans d'interconnexion en cuivre étamé qui relie la face avant d'une cellule à la face arrière de la cellule suivante.

Le phénomène de corrosion est aggravé par la présence de vapeur d'eau, qui peut pénétrer à l'intérieur du module en raison d'une trop grande perméabilité de l'encapsulant et de la face arrière en polymère. Ce phénomène est facilité par une déformation mécanique du cadre par exemple.

La corrosion des interconnexions mène à une augmentation de la résistance des contacts qui se traduit d'abord par une perte de performance et ensuite par un échauffement localisé. Celui-ci entraîne des marques brunes par dégradation thermique des matériaux polymères sous l'effet de la perte Joule voire de l'arc électrique entre cellules si l'interconnexion est sectionnée. La corrosion peut également être provoquée ou aggravée par la délamination des différentes couches (verre, encapsulant, cellules PV, encapsulant, face arrière).

5. EVA : Ethylène Vinyle Acétate

■ **Délamination**

La délamination résulte d'une adhésion limitée entre l'encapsulant et les cellules PV, mise à mal par l'exposition aux UV et pouvant trouver ses causes dans un procédé de laminage imparfait, une mauvaise gestion de la dilatation des couches du module lors des cycles thermiques climatiques ou lors d'un effort mécanique. Ces contraintes mécaniques sont soit induites par le procédé de fabrication (laminage, cadrage) soit dues à des facteurs extérieurs (couple de serrage des cadres sur le système de montage trop important, efforts sur la charpente, champ PV désaligné, cycles thermiques...).

Références normatives

NF EN 61215 : 2005 : Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation

À respecter selon le guide UTE C 15-712-1 de Juillet 2013

Cette norme est la norme produit relative à la performance des modules PV au silicium cristallin. Elle a été mise à jour en 2017 en deux parties : les exigences et les procédures d'essai, et quatre sous-parties spécifiant les exigences particulières d'essai par technologie de cellules. Cette mise à jour n'a pu être prise en compte dans le présent rapport.

Le guide UTE C 15-712-1 spécifie que les modules PV doivent être conformes à la NF EN 61215 (silicium cristallin) ou à la NF EN 61646 (couches minces).

Le principe de l'homologation est de caractériser électriquement les modules PV, puis à vérifier leur performance électrique avant et après des tests simulant des conditions réelles (UV, chaleur humide, humidité-gel, cycles thermiques, neige, grêle).

Les essais réalisés reproduisent en partie le vieillissement des modules dû à leur environnement d'utilisation (comme les essais de cycles et d'évènements climatiques) et la résistance aux dégradations que peut provoquer ce vieillissement (tenue à l'échauffement localisé, fiabilité des diodes de dérivation). Les séquences ont initialement été développées d'après les études de défauts et de pannes des modules PV menées depuis les années 1970, notamment par le JPL Block Procurement Program et par le European Solar Test Installation – ESTI.

Le tableau ci-contre montre la correspondance entre les essais de laboratoire et les différents défauts connus.

ESSAIS	PANNES RECHERCHÉES
Cycle thermique	Perte de la continuité électrique due à un stress mécanique induit par la dilatation thermique : fissure de cellule, coupure des interconnexions entre cellules, défaut de soudure, arc électrique, perte d'adhérence de la boîte de jonction...
Chaleur humide	Corrosion et perte d'intégrité du module : corrosion des électrodes et contacts, délamination de l'encapsulant, perte d'adhérence de la boîte de jonction...
Humidité -gel	Perte d'intégrité du module : délamination de l'encapsulant, perte d'adhérence de la boîte de jonction...
Exposition aux UV	Perte d'intégrité du module : délamination et décoloration de l'encapsulant, défaut de terre dû à la dégradation de la face arrière...
Charge mécanique	Perte de la continuité électrique : fissure de cellule, coupure des interconnexions entre cellules, défaut de soudure, bris de verre, endommagement structurel
Résistance d'isolement en milieux secs ou humides	Délamination de l'encapsulant et courants de fuite à la terre
Échauffement localisé	Points chauds
Grêle	Bris de verre, fissures de cellules
Essai thermique de la diode de dérivation	Dégradation des diodes bypass

Essais répondant aux catégories de défauts modules (Source : [6])

...

...

Essais répondant aux catégories de défauts modules (Source : [6])

Ces essais n'ont pas vocation à remplacer un retour d'expérience en conditions réelles sur plusieurs dizaines d'années. En particulier, on notera que les préconisations en termes de montage des modules invitent seulement à respecter « les instructions de montage du fabricant ». La performance électrique du module PV n'est donc pas testée en configuration d'intégration au bâti, liée sur le marché français aux conditions réglementaires d'obtention d'un tarif d'achat préférentiel jusqu'en 2018. On peut supposer que la moindre ventilation de modules PV intégrés au bâti peut accélérer leur vieillissement et donc leur baisse de puissance.

Le comité technique TC-82 de l'IEC traitant du photovoltaïque a publié des recommandations visant à déterminer les essais à renouveler pour le maintien de la certification en cas d'évolution dans la conception ou le procédé de fabrication des modules. Elles devraient être intégrées à la 3^e édition de la norme IEC 61215 prévue pour décembre 2018. À titre d'exemple, un changement de cellules nécessiterait de refaire les essais de cycle thermique ; l'augmentation des dimensions du module, les essais de cycle thermique, de charge mécanique et de grêle ; la boîte de jonction, les essais de cycle thermique et d'humidité-gel après pré-conditionnement par les UV ; la face avant, si elle n'est pas en verre trempé, les essais de grêle. Cette possibilité de maintien de l'homologation pour un changement de pièce devrait permettre de s'assurer que la conformité des produits suive leurs évolutions techniques.

De manière générale, la certification IEC 61215 permet d'éliminer du marché les modules présentant des défauts majeurs qui vont se révéler dans les premières années de service, mais d'après Wohlgemuth

[6], elle n'est pas suffisante pour qualifier la fiabilité à long terme, en particulier parce que le principe de la norme est de valider un niveau de performance sans aborder la notion de taux de dégradation annuel ou de limites de performance du produit dans ses conditions d'utilisation. Pour représenter le comportement des modules sur 25 ans, il est par exemple recommandé d'augmenter à 500 le nombre de cycles thermiques, actuellement de 200, l'exposition aux UV devrait se faire sur des échantillons pendant 6 mois, un essai de charge mécanique dynamique devrait reproduire l'action du vent...

Les évolutions de la norme devraient refléter la meilleure connaissance acquise sur le vieillissement des modules.

NF EN 61730-1 et 2 : 2007 : Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 1 : exigences pour la construction et Partie 2 : exigences pour les essais

À respecter selon le guide UTE C 15-712-1 de Juillet 2013

La norme produit relative à la sûreté de fonctionnement des modules PV est la NF EN 61730, avec en partie 1 les exigences de construction et en partie 2 la description des essais, dont le séquençage peut être coordonné avec ceux de la NF EN 61215. Cette norme fait partie intégrante du marquage CE.

Le guide UTE C 15-712-1 spécifie que les modules PV doivent être conformes aux normes de la série NF EN 61730.

Dans sa dernière version internationale, le domaine d'application exclut l'intégration au bâti et des essais supplémentaires doivent être réalisés dans ce dernier cas.

4.2.1.2 Dégradations d'origine mécanique

■ Sectionnement des interconnexions

Outre la corrosion, des contraintes ou chocs mécaniques peuvent sectionner les interconnexions entre cellules et

mener à des échauffements localisés. L'origine de ces chocs peut se trouver dans la manutention et le transport avec un emballage insuffisamment protecteur, un événement de grêle exceptionnelle, une élasticité de l'EVA insuffisante...

6. http://www.iec.ch/dyn/www/?p=103:7:0:::FSP_ORG_ID:1276

7. *Product or Process Modifications Requiring Retesting to Maintain Certification for IEC 61215 and IEC 61646* : https://www.iecee.org/committees/ctl/documents/pdf/RetestGuideline_IEC61215_61646.pdf

Références normatives

NF EN 62759-1 : 2015 : Modules photovoltaïques (PV) – Essais de transport / Partie 1 : Transport et expédition d'unités d'emballage de modules

Cette norme propose une séquence d'essais simulant les contraintes mécaniques pouvant survenir au cours du transport des modules afin de détecter et différencier les défauts déclenchés par leur transport des défauts survenant ultérieurement au cours de leur vie. Elle peut être coordonnée avec les essais de la norme produit NF EN 61215 mais elle augmente le risque de défaillances pour l'obtention de l'homologation.

Les essais sont à mener sur une unité d'expédition contenant au moins 10 modules dont 25 % de modules sans défauts visuels ni fonctionnels. Des mesures sont effectuées à l'état initial, avant les essais d'environnement et en fin de séquences, sur les modules testés et sur un module de référence.

Elles comprennent : un examen visuel, une mesure de la puissance crête, un essai d'isolement de la continuité à la terre, un essai de courant de fuite en milieu humide et sont éventuellement complétées par de l'imagerie infrarouge et d'un test d'électroluminescence. La norme ne précise pas de niveau à atteindre.

Les séquences à effectuer entre les mesures initiales et finales sont les suivantes :

- essai de vibration aléatoire
- essais de chocs
- essais de contrainte environnementale avec :
 - essai de transport suivi de 200 cycles thermiques pour une partie des modules
 - essai de transport suivi de 250 cycles de charge mécanique dynamique, de 50 cycles thermiques, de 20 cycles humidité-gel et d'essai de charge mécanique à 2400 Pa pour l'autre partie des modules.

Les essais d'environnement sont ceux décrits dans la NF EN 61215 sauf l'essai de charge mécanique dynamique qui se réfère à l'IEC 62782.

■ Fissures

Les chocs favorisent la casse des cellules en créant des micro-fissures dans le silicium, l'un des défauts principaux des modules. La cause la plus fréquente est le fait de marcher sur les modules. Une fissure isole électriquement deux parties d'une même cellule, ce qui mène à des pertes de performance. Par ailleurs, elle peut être suivie par l'apparition de traces d'escargot qui sont le résultat de la décoloration de la métallisation des électrodes en argent et la décoloration de l'EVA.

4.2.1.3 Défauts de fabrication

Les modules photovoltaïques sont de fabrication industrielle et peuvent de ce fait être sujets à des défauts de fabrication.

Parmi ces défauts, on peut citer la soudure défectueuse au niveau des interconnexions, un contact imparfait à l'intérieur de la boîte de jonction, des diodes bypass non fonctionnelles par suite d'un choc mécanique ou d'une décharge électrostatique au moment de l'assemblage du module ou un module présentant un phénomène de dégradation induite par le potentiel.

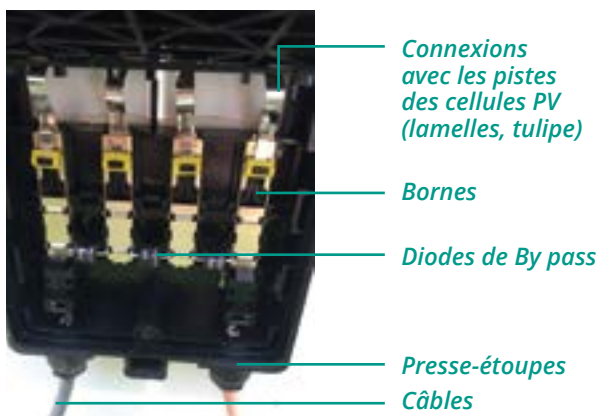
■ Zoom sur le défaut de fabrication de la boîte de jonction à l'arrière du module PV

Certaines séries de modules PV ont fait l'objet d'une alerte fabricant (Scheuten en juillet 2012, Solar Fabrik en avril 2015, Auversun, Heckert Solar...) préconisant une déconnexion préventive des systèmes en raison d'un échauffement observé au niveau de la boîte de jonction située à l'arrière des modules.

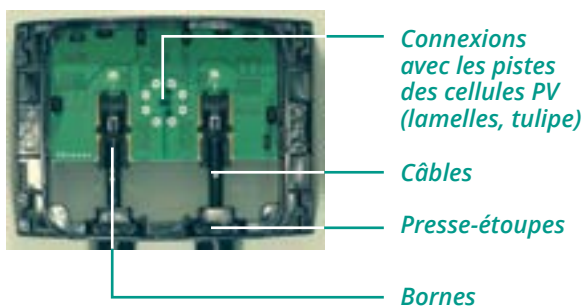
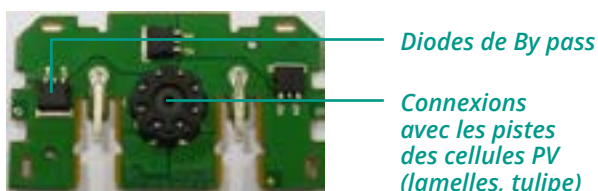
Sur le plan technique, on peut assimiler une boîte de jonction à un petit coffret électrique dont le but est d'assurer une connexion entre les pistes des cellules d'un module photovoltaïque avec celles des autres modules avec lesquels il sera mis en série, ainsi que la protection des personnes contre le contact avec des parties actives.

La boîte de jonction doit avoir un indice de protection (IP) suffisant pour son utilisation et une classe de protection électrique adaptée au module photovoltaïque, c'est-à-dire être de classe II.

Les composants internes principaux d'une boîte de jonction sont les suivants :



Boîte de jonction avec connexions à lamelles.
Photo : Edisun Power



Boîte de jonction avec connecteur central à huit pôles
- Source : [7]

Les boîtes de jonction doivent être capables de fonctionner dans la plage de température d'utilisation des modules photovoltaïques. À titre indicatif, les normes NF EN 50548 : 2011 et NF EN 62790 : 2015 donnent des températures de fonctionnement entre -40 °C et +85 °C. Le guide UTE C15-712-1 préconise de faire dimensionner les câbles avec une température de 70 °C et de choisir des câbles avec une température d'âme admissible de 90 °C.

Les éléments qui peuvent vieillir prématurément dans une boîte de jonction sont :

- les connexions car les discontinuités entre les conducteurs peuvent être source d'échauffement si celles-ci ne sont pas correctement réalisées ;
- les composants électroniques comme les diodes car s'ils sont trop sollicités, leur fonctionnement peut être détérioré ou le composant détruit.

D'après les informations collectées sur les sinistres passés, les départs de feu sont généralement créés au niveau de connexions mal réalisées et fragilisées par des mouvements dus à des contraintes thermiques (ex : dilatation), où un matériau inflammable situé à proximité (polymère quelconque) peut s'embraser sous l'effet de la chaleur générée par un contact défectueux.

Les fuites de courant, quant à elles, présentent plus de problèmes dans le cadre de la protection des personnes.

Les boîtes de jonction font désormais l'objet de deux normes récentes présentées ci-dessous.

Références normatives

NF EN 50548 : 2011 : Boîtes de jonction pour modules photovoltaïques

La norme NF EN 50548 : 2011 est une norme de qualification pour les boîtes de jonction. Elle liste des exigences en termes de conception et de construction et décrit des tests de validation de ces exigences avec des protocoles d'essais.

Parmi ces exigences de conception, on trouve :

- un degré de protection IP de 55 a minima,
- un fonctionnement dans la plage de température compris entre -40 °C et + 85 °C,
- une classe de sécurité adaptée : classe 0 à classe 3 suivant l'accès aux modules. La classe 2 est identifiée pour les modules photovoltaïques.

Les protocoles d'essai définis cherchent à valider les exigences de conception de la boîte de jonction face à des contraintes, parmi lesquels :

- essai de matériau (corrosion, inflammabilité, intempéries, fil incandescent, bille, vieillissement)
- essais de sécurité électrique (chocs électriques, bornes de connexion, distances d'isolement, épaisseur de paroi, couvercles)
- essai de sécurité mécanique.

NF EN 62790 : 2015 : Boîtes de jonction pour modules photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais

La norme EN 62790 : 2015 est basée sur la norme NF EN 50548 : 2011 qu'elle vient compléter et renforcer par des protocoles de tests supplémentaires. Elle fait référence à la classe II définie dans le NF EN 61140.

Elle devrait complètement remplacer la NF EN 50548 d'ici fin 2017.

Les exigences de ces deux normes posent, pour les fabricants de boîtes de jonction et de modules photovoltaïques qui les soumettent à ces certifications, les exigences minimales de qualité. On retrouve les conditions minimales de conformité relatives aux coffrets électriques. Pour information, les essais de bornes et méthodes de connexion font référence à d'autres normes, la EN 60352-2, la EN 60999-1 et la 60999-2, dont le contenu n'a pas été vérifié dans le cadre de cette étude.

Il n'a pu être clairement établi si la conformité à ces normes entre dans le cadre du marquage CE par le biais de la NF EN 61730 qui entre elle-même dans le champ d'application de la Directive Basse Tension. De même, un décodage de ces séquences d'essais serait nécessaire afin de comprendre dans quelle mesure elles permettent de se prémunir des risques de départ de feu au niveau des boîtes de jonction.

Ce point mérite une attention particulière dans le sens où :

- Parmi les essais de sécurité électrique, il y a bien une validation de fonctionnement dans les plages de température (essai de cycle thermique et essai thermique de la diode) mais il n'y a pas d'application du courant assigné : ce courant est uniquement appliqué dans l'essai thermique de la diode de dérivation. Afin de valider le comportement de la boîte de jonction en condition de fonctionnement, il aurait fallu appliquer ce courant dans les essais d'humidité – gel et de cycle thermique.
- De plus, il n'y a pas d'observation « thermique » (via thermographie infrarouge par exemple) de la boîte de jonction, notamment pour tous les essais électriques, mais également pour les essais des bornes et les méthodes de connexion.

On notera que la norme ne précise pas les recommandations à suivre pour la certification dans le cas de changement de composants. Cela reste à la discrétion du fabricant ou du laboratoire certificateur.

À noter aussi que la plupart des fiches techniques des modules ne mentionnent pas la conformité aux normes : il est seulement fait référence à l'indice de protection et à la classe de sécurité.

8. Mismatch : décalage en puissance de modules raccordés en série dans une même chaîne (les modules PV sont vendus pour une puissance nominale avec une tolérance sur la puissance de \pm quelques %).

4.2.1.4 Défauts de conception du champ PV

Les modules PV peuvent présenter des caractéristiques électriques différentes en raison de la tolérance acceptée sur leur puissance nominale. S'ils sont câblés en série, cet effet de mismatch aura un impact sur le fonctionnement de groupes de panneaux (baisse de l'énergie produite par dégradation du point de fonctionnement optimal), ce qui pourra engendrer des anomalies de certains des modules.

Une baisse de production peut provenir d'un ombrage sur le champ PV, en particulier s'il est mal géré, c'est-à-dire que certains modules seulement d'une chaîne sont partiellement ombragés. Dans ce cas, les diodes bypass des modules sont plus fortement sollicitées et peuvent vieillir

prématurément. Une fois dégradées, elles ne protègent plus les modules ou les parties de modules ombragés qui finissent par s'échauffer localement.

Un autre facteur de pertes quasi-systématique pour les installations sur bâtiment est la sous-ventilation des modules intégrés en toiture. Il a été démontré que la perte sur la production annuelle était comprise entre 5 et 10 %, d'où l'importance de ménager une lame d'air suffisante en sous-face des modules, ainsi qu'une entrée d'air en bas de toiture et une sortie au niveau du faîtage.

Finalement l'environnement extérieur dans lequel évoluent les installations photovoltaïques est également la cause de défauts d'installations, tels que l'encrassement par exemple.

Recommandations pour éviter les défauts relatifs aux modules

Conception

- UTE C15-712-1 : Conformité à la norme NF EN 61730 et NF EN 61215.

- Éviter les zones ombragées

- Prévoir une lame d'air à l'arrière des modules

- Prévoir des zones de circulation autour du champ PV

Lors du choix du matériel

- UTE C15-712-1 : Choisir des modules adaptés à l'atmosphère du lieu d'implantation (bord de mer : NF EN 61701, bâtiment d'élevage : NF EN 62716), éventuellement bi-verre

Réalisation

- Soigner l'emballage des modules pour le transport, éviter les chocs lors de la manutention

- UTE C15-712-1 : Trier les modules par puissance avant de câbler les séries

- Éviter de tirer sur les câbles des modules à la pose

- Serrer les fixations des modules avec une clé dynamométrique réglée au couple adéquat

- Vérifier la planéité de la toiture avant la pose et s'assurer de l'alignement des modules après (pas de déformation)

- Éviter de marcher sur les modules

À la réception

- Mesurer les tensions des chaînes en circuit ouvert Vco pour établir un point de référence

Exploitation

En maintenance préventive :

- Éviter de marcher sur les modules

- UTE C15-712-1 : Élaguer régulièrement la végétation pour éviter les ombrages

- UTE C15-712-1 : Nettoyer régulièrement les modules, en particulier en cas de zone poussiéreuse (proximité d'une route, d'un chemin de terre, d'un chantier, d'un silo...) ou d'inclinaison insuffisante : retirer les débris et nettoyer à l'eau claire avec une brosse non abrasive

- Vérifier que les entrées et les sorties d'air assurant la ventilation sous les panneaux PV ne sont pas obstruées

- Inspecter visuellement les modules pour détecter les décolorations, jaunissement, fissures ou traces d'escargot, à corrélérer avec le niveau de production annuel

- Vérifier l'état des diodes bypass si des points chauds ou des marques brunes sont présents

- Mesurer les tensions en circuit ouvert des chaînes pour détecter les modules défaillants en utilisant la méthode de la comparaison

En maintenance curative :

- Utiliser l'imagerie thermique comme élément de recherche de panne ou en cas de forte baisse de production.

- Remplacer les modules défectueux.

4.2.2 Défaits de connectique et de câblage

La connectique électrique est le troisième composant essentiel d'une installation photovoltaïque. Elle peut être à l'origine de pertes de production, mais également de départs de feu dans les cas les plus sévères. Les principales anomalies liées au câblage peuvent être générées par des problèmes de conception : câble manquant, sous-dimensionnement, mauvais câblage des strings, connectique entre les câbles défectueuse..., ou apparaissent lors du fonctionnement de l'installation : dégradation, défaut d'isolation, vieillissement UV, déconnexion...

4.2.1.4 Câbles CC

Les câbles conduisent le courant continu depuis les modules jusqu'à l'onduleur. Selon la puissance de l'installation (c'est-à-dire le nombre de modules PV) et la complexité de l'architecture électrique (nombre de chaînes et d'onduleurs ou d'entrées onduleurs), ils seront mis en parallèle dans des boîtes de jonction de chaînes intermédiaires (cf. paragraphe sur « Coffrets CC »).



Absence de chemin de câbles - Photo : Antoine Farcot - AUTAN SOLAIRE

Références normatives

NF EN 50618 : 2015 : Câbles électriques pour systèmes photovoltaïques

Cette norme spécifie des câbles unipolaires pour le courant continu jusqu'à 1 500 V, adaptés à du matériel de classe II, pouvant fonctionner à une température maximum pour l'âme du conducteur de 90 °C pendant 25 ans, dont en partie à 120 °C pendant 20 000 heures.

Ces câbles doivent posséder une âme en cuivre et être protégés par une enveloppe isolante et une gaine en polymère réticulé de couleur noire.

Le guide UTE C15-712-1 précise les règles de dimensionnement des câbles en cas de cheminement entre des isolants thermiques ou entre un isolant et des modules PV. La température à prendre en compte pour leur dimensionnement est de 70 °C avec un facteur correctif de 0,45 à appliquer.

Les défauts pouvant survenir au niveau des câbles CC sont dus à un mauvais dimensionnement de ces câbles au moment de la conception de l'installation ou à leur dégradation suite à de mauvaises manipulations ou en raison d'environnements agressifs. Des erreurs de pose peuvent également mener à la formation de boucles d'impédance.

■ Câbles CC incorrectement dimensionnés ou installés

La section des câbles est calculée en tenant compte du courant admissible corrigé d'un facteur selon la température ambiante et la chute de tension acceptable. Si l'étape de calcul des sections est omise, ou si les câbles posés sur chantier ne correspondent pas au choix technique, alors il y a un risque d'échauffement des câbles.

Le choix de câbles inadaptés peuvent aussi résider dans l'utilisation de câbles à âme aluminium, d'une section déterminée sans tenir compte de la température ambiante réelle et de la dissipation de la chaleur dans le volume du coffret et/ou du local dans lequel il sera posé, de l'utilisation de logiciels de calcul pour le courant alternatif...

Nota : la version 2013 du guide UTE C15-712-1 ne fait pas référence à la norme produit NF EN 50618 qui renforce les spécifications techniques applicables aux câbles CC.

Les câbles CC et la liaison d'équipotentialité peuvent créer une boucle d'impédance s'ils ne cheminent pas côte-à-côte. Une telle boucle peut créer une surtension qui va endommager les appareils électriques du bâtiment, dont l'onduleur, en cas d'épisode orageux. Ce point est bien documenté dans le guide UTE C15-712-1.

■ Dégradation des câbles CC

Les câbles CC peuvent être blessés lors du montage : par pincement ou écrasement, ou par frottement lors du tirage des câbles dans les gaines électriques, en particulier pour les câbles enterrés. Le pincement conduit généralement à des défauts d'isolement car l'âme se trouve alors en contact avec la masse par l'intermédiaire des cadres de modules ou du système de fixation,

Les câbles CC peuvent également mal vieillir s'ils sont exposés à un environnement agressif : UV, rongeurs ou oiseaux, ce qui produit des défauts d'isolement voire un arc électrique par court-circuit si deux polarités sont en contact.

Enfin, les câbles peuvent subir les effets conjugués d'une fragilisation des gaines au montage et d'un vieillissement prématuré.

En cas de défaut d'isolement détecté par l'onduleur, on mesurera la tension entre les polarités et la terre afin de détecter une fuite à la terre. Sinon, une inspection visuelle permet de vérifier l'état des gaines de câbles lors des maintenances préventives (rétractation des isolants si échauffement, gaine endommagée).

Recommandations pour éviter les défauts relatifs aux câbles CC

Conception

Lors du choix du matériel :

- UTE C15-712-1 : S'assurer que les câbles sont mono-conducteurs, en cuivre, à double isolation, avec une température minimum admissible de 90 °C à ajuster aux conditions d'utilisation (facteur correctif), et disposant d'une garantie produit supérieure à 1 an
- Élaborer un plan de câblage pour déterminer la longueur de câble nécessaire

Réalisation

- Vérifier le respect du choix du matériel avant commande puis après livraison
- Fixer les câbles sous les modules pour éviter tout pincement
- Éviter les frottements lors de la pose des câbles
- UTE C15-712-1 : Protéger les chemins de câbles des UV et des rongeurs, poser des closoirs sous les panneaux si nécessaire (éviter toute détérioration due aux influences externes)
- S'assurer que les câbles circulent dans des espaces ventilés

- UTE C15-712-1 : S'assurer que le dimensionnement de la section des câbles CC tient compte de leur environnement (traversée d'isolant...)
 - UTE C15-712-1 : S'assurer que les câbles CC et le conducteur d'équipotentialité cheminent côte à côte pour éviter les boucles induites
- À la réception : mesurer les résistances d'isolement Riso +/-terre et -/terre

Exploitation

En maintenance préventive :

- UTE C15-712-1 : Inspecter visuellement les chemins de câbles et les gaines
- Vérifier la continuité des câbles
- Mesurer les résistances d'isolement Riso +/-terre et -/terre

En maintenance curative :

- Rechercher l'origine du défaut si une perte de production ou un défaut d'isolement se déclenche de façon récurrente
- Utiliser la caméra thermique pour détecter un échauffement
- Remplacer les câbles endommagés après vérification de leur bon dimensionnement
- Dératiser régulièrement le site si nécessaire

4.2.2.2 Connecteurs CC

Les composants d'un système PV, comme les modules, les coffrets CC et même les onduleurs sont de plus en plus fréquemment raccordés à l'aide de connecteurs à encliqueter.



Accumulation de salissures retenant l'eau autour de connectiques.
Photo EMASOLAR

La qualité du contact électrique entre deux connecteurs est évoquée dans la norme produit qui exige que les contacts se touchent lors du branchement, et dans le guide UTE C15-712-1 qui requiert que les connecteurs soient de même type et de même marque.

Les défauts présentés par les connecteurs peuvent être de plusieurs ordres :

- incompatibilité entre connecteurs : marques et/ou modèles différents, même s'ils sont déclarés compatibles à d'autres modèles par le fabricant ;
- sertissage mal exécuté : réalisé sans la pince adéquate ou dans de mauvaises conditions sur chantier ;
- encliquetage ou serrage insuffisant lors de la pose ;
- corrosion due à un environnement humide permanent sous les panneaux.

Ces défauts apparaissent généralement tôt dans la vie du système PV, a priori au cours de la première année d'exploitation [8]. Il a été démontré que la connexion croisée (l'utilisation de deux connecteurs de marques différentes) présente un risque d'échauffement élevé, aussi le respect du guide UTE C15-712-1 doit être formel.

Références normatives

NF EN 50521 : 2009 et NF EN 50521/A1 : 2012 : Connecteurs pour systèmes photovoltaïques - Exigences de sécurité et essais

À respecter selon le guide UTE C 15-712-1 de Juillet 2013

Cette norme spécifie des connecteurs conformes à la EN 61730-1, de tension allant jusqu'à 1 500 V CC depuis l'amendement NF EN 50521/A1 d'octobre 2012 (1 000 V CC dans la version initiale de février 2009), avec une double isolation, un courant assigné allant jusqu'à 125 A par contact et dans une plage de température ambiante allant de -40 °C à +85 °C, de degré de protection IP55 au minimum.

Le guide UTE C 15-712-1 spécifie que sur la partie CC, les connecteurs utilisés doivent être conformes à la norme NF EN 50521.

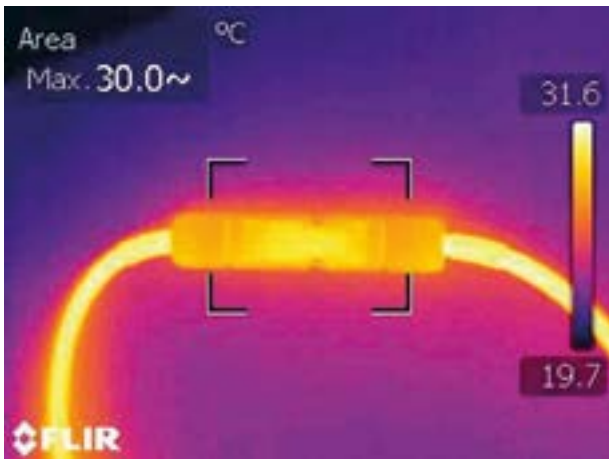
NF EN 62852 : 2015 : Connecteurs pour applications en courant continu pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais

Cette norme reprend et complète les exigences précédentes en se basant sur la classe II du matériel telle que définie dans la NF EN 61140.

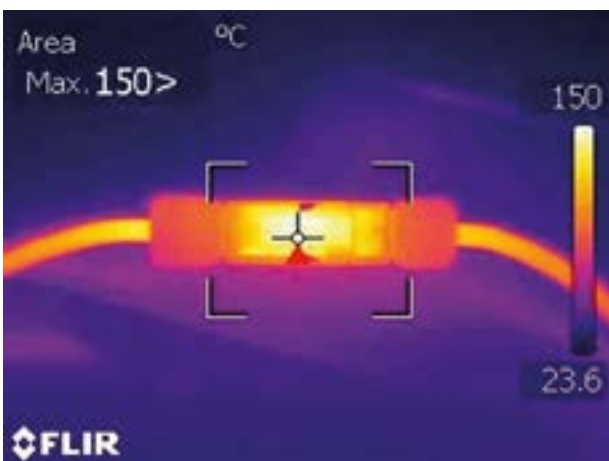
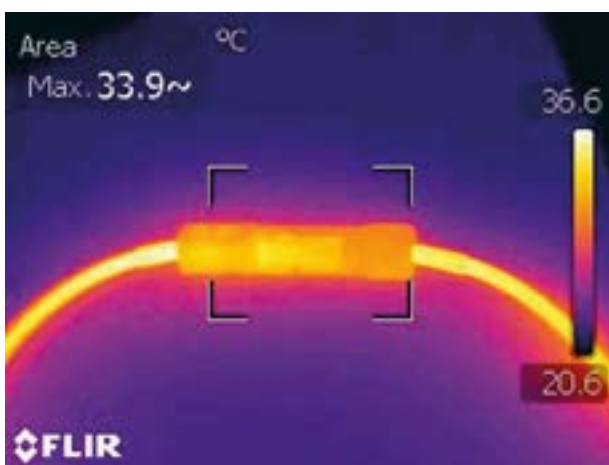
Elle devrait remplacer la NF EN 50521 d'ici fin 2017.

En Suisse, une étude de la compatibilité entre connecteurs de marques différentes tous largement distribués a été menée par le laboratoire photovoltaïque de l'Université des Sciences Appliquées de Berne dans le cadre d'un projet de recherche avec TÜV-Rheinland.

Il en ressort que la résistance de contact est presque similaire entre deux connecteurs identiques ou deux connecteurs croisés avant vieillissement, de l'ordre de 0,3 MΩ, alors qu'elle augmente de 20 % à 150 % par rapport à la valeur de référence après des cycles de vieillissement pour deux connecteurs croisés, la norme autorisant une augmentation de 50 %.



Cette évolution est symbolisée ci-contre par l'échauffement entre deux connecteurs traversés par un courant de 30A, dont les températures de contact sont respectivement de 30 °C et 33 °C pour deux connecteurs identiques ou deux connecteurs croisés avant vieillissement. L'échauffement augmente de manière drastique après un vieillissement accéléré des connecteurs, le contact entre connecteurs croisés présentant alors des températures de l'ordre de 150 °C.



Images à la caméra infrarouge de l'échauffement de deux connecteurs de même marque (à gauche) et de marques différentes avant (au milieu) et après (à droite) des tests de vieillissement selon la norme EN 50521 - Photos extraites de U. Muntwyler, *New Findings in Fire Prevention and Fire Fighting of PV Installations*, 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2016.

Recommandations pour éviter les défauts relatifs aux connecteurs CC

Conception

- Établir un plan de câblage pour déterminer le nombre de connecteurs à prévoir
- Limiter le nombre de rangées de modules pour faciliter l'accès aux connecteurs

Lors du choix du matériel

- UTE C15-712-1 : Conformité à la norme NF EN 50521 : S'assurer que les connecteurs supportent 125A par contact, ont un indice de protection IP55 minimum et à double isolation, compatibles avec une plage de température ambiante minimale de -40 °C à +85 °C
- UTE C15-712-1 : Choisir impérativement des connecteurs de même marque et de même type que ceux des modules PV : proscrire les compatibilités entre marques annoncées par les fabricants

Réalisation

- Vérifier le choix du matériel avant commande puis après livraison
- S'assurer qu'une clé de sertissage adaptée aux connecteurs est disponible et utilisée sur le chantier
- Enclencher les connecteurs jusqu'au clic
- Éviter les câbles en tension pouvant forcer sur les connecteurs

- Maintenir les câbles CC sous les panneaux PV
- UTE C15-712-1 : Éviter toute détérioration due aux influences externes
- UTE C15-712-1 : Aménager des possibilités d'inspection visuelle future

À la réception

- Mesurer les résistances d'isolement Riso +/-terre et +/-terre

Exploitation

En maintenance préventive :

- UTE C15-712-1 : Procéder à une inspection visuelle
- Mesurer les résistances d'isolement Riso +/-terre et +/-terre

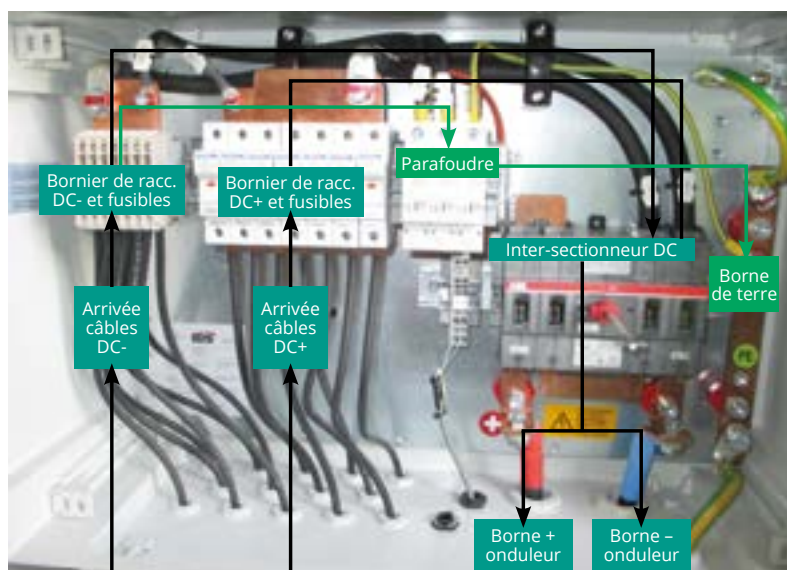
En maintenance curative :

- Rechercher l'origine du défaut si une perte de production ou un défaut d'isolement se déclenche de façon récurrente
- Pour la recherche de défaut, utiliser la caméra thermique ou le traceur IV, démonter les panneaux le cas échéant
- Remplacer les connecteurs défectueux

4.2.2.3 Borniers de raccordement

Le terme générique de « coffret CC » désigne la boîte de raccordement dans laquelle sont situés les fusibles CC, les borniers ou cartes permettant la mise en parallèle des

différentes chaînes de modules, les parafoudres et l'inter-sectionneur CC précédant l'entrée onduleur. Selon le nombre de chaînes et d'onduleurs, il peut y avoir plusieurs coffrets en cascade.



Exemple de coffret CC – Photo Edisun Power

Le rôle du coffret est de protéger ses composants internes de l'environnement extérieur, mais aussi les personnes de tout contact avec un élément sous tension. Il est important que le coffret soit placé dans un endroit protégé des intempéries et correctement ventilé, même si son indice de protection est adapté aux conditions extérieures.

Les borniers de raccordement peuvent être sources de pertes de production ou de courts-circuits si le raccordement est mal exécuté. Les pertes de production proviennent d'une qualité de contact insuffisante (section du bornier insuffisante par rapport à la section du câble, desserrage ou corrosion des connexions...) pouvant aussi mener à des échauffements voire des départs de feu. Les courts-circuits sont le résultat d'un contact malencontreux entre deux polarités (brins mal insérés en contact, distance d'isolement insuffisante...).

Recommandations pour éviter les défauts relatifs aux coffrets et borniers CC

Conception

Lors du choix du matériel :

- S'assurer que les coffrets CC ont un indice de protection IP 65 minimum
- Choisir du matériel compatible courant continu et de degré de protection IP 55 minimum

Réalisation

- Choisir pour les coffrets un emplacement protégé des intempéries et correctement ventilé (local ou paroi nord avec casquette)
- UTE C15-712-1 : Prévoir d'espacer les coffrets et/ou les onduleurs pour mettre une ventilation suffisante des appareils
- Prévoir des embouts pour les câbles souples au niveau du raccordement sur les borniers

Exploitation

En maintenance préventive :

- UTE C15-712-1 : Procéder à une inspection visuelle de l'aspect extérieur des coffrets et de leurs joints
- Resserrer les borniers de raccordement
- Détecter les points chauds avec une caméra thermique

En maintenance curative :

- Pour la recherche de défaut, utiliser la caméra thermique
- Remplacer le matériel endommagé le cas échéant

Les facteurs aggravants sont l'élévation de température à l'intérieur des coffrets lorsqu'ils sont placés en extérieur (plein sud ou en toiture) ou en intérieur, dans un local mal ventilé ou sous combles. La pénétration d'eau (pour un coffret placé à l'extérieur par exemple, voire à l'horizontale) peut aussi mener à de la corrosion ou des courts-circuits entre câbles.

En termes de choix de matériel, il est important d'utiliser des borniers faits pour le courant continu, et de vérifier que toute la chaîne CC est compatible 1 500 V.

4.2.3 Défauts du système de protection

Côté courant continu, le système PV est équipé des protections suivantes :

- Protection contre les contacts indirects : liaison à la terre ;
- Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique : parafoudres ;
- Protection contre les surintensités : fusibles.

L'onduleur assure aussi une fonction de surveillance de certains paramètres, comme le défaut à la terre par exemple.

Côté courant alternatif, le disjoncteur différentiel assure une protection contre les surcharges et les surintensités (assurée par un dispositif magnéto-thermique) ainsi qu'une protection contre les contacts indirects (assurée par la fonction différentielle). Ces deux fonctions sont abordées plus en détail dans les fiches défaut.

4.2.3.1 Liaison équipotentielle

La conception de la liaison équipotentielle est largement documentée dans le guide UTE C15-712-1 et sa réalisation fait l'objet de plusieurs points de contrôle CONSUEL. Son rôle est de protéger les personnes des contacts indirects en évacuant à la terre les courants de défaut.

Depuis la dernière version du guide UTE, tous les matériels du circuit courant continu, même ceux de classe II, doivent être mis à la terre de manière individuelle.

Les défauts fréquents sont :

- une liaison non durable dans le temps, sans prise en compte de la corrosion galvanique entre métaux par exemple, ou avec une liaison non continue par la mise en série des cadres des modules ou de tout autre élément ;
- des prises de terre multiples pour un même bâtiment, ce qui peut présenter un risque de choc électrique par différence de potentiel ;
- une section de conducteur insuffisante.

4.2.3.2 Fusibles CC

Les fusibles protègent les séries de modules des courants inverses qui pourraient s'y déverser, typiquement si la série fonctionne en récepteur (série ombragée, effet de mismatch entre séries...).

Références normatives

NF EN 60269-6 : 2011 : Fusibles basse tension -- Partie 6 : Exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque

À respecter selon le guide UTE C 15-712-1 de juillet 2013

Cette norme est la norme produit des fusibles courant continu des installations PV.

Des fusibles sous-dimensionnés entraîneront des pertes de production, tandis que des fusibles surdimensionnés ne protègent pas les chaînes de modules.

4.2.3.3 Parafoudres

Les parafoudres protègent l'installation PV des surtensions d'origine atmosphérique en les évacuant à la terre. S'ils sont mal dimensionnés, positionnés ou raccordés, il y a un risque de destruction de l'installation en cas de foudre (modules, onduleurs...). Si les parafoudres sont détériorés, il y a en outre un risque de court-circuit et donc d'échauffement.

Références normatives

NF EN 50539-11 : 2013 : Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 11 : Exigences et essais pour parafoudres connectés aux installations photovoltaïques

À respecter selon le guide UTE C 15-712-1 de Juillet 2013

Cette norme est la norme produit des parafoudres pour les installations PV.

Le guide UTE C 15-712-1 spécifie que les parafoudres installés sur la partie CC de l'installation PV doivent satisfaire aux exigences de la norme NF EN 50539-11.

Le suivi du vieillissement et le remplacement des parafoudres est un point à ne pas négliger, soit par une remontée de son état au niveau du système de suivi de l'installation soit par une vérification lors d'une maintenance préventive ou après un épisode orageux.

Recommandations pour éviter les défauts relatifs au système de protection CC

Conception

Protection contre les contacts indirects :

- UTE C15-712-1 : Prévoir un raccordement en peigne vers un unique conducteur d'équipotentialité
- Déterminer une section du conducteur suffisante
- UTE C15-712-1 : S'assurer de la présence d'une prise de terre unique pour le bâtiment

Protection foudre :

- S'assurer que le choix du parafoudre tient compte du niveau kéraunique du site
- UTE C15-712-1 : S'assurer que les parafoudres sont placés au niveau de l'onduleur (interne ou externe) et, si les modules et les onduleurs sont distants de plus de 10 m, dans les coffrets CC à proximité des modules.

Protection contre les surintensités :

- UTE C15-712-1 : S'assurer que la valeur de courant du fusible est proportionnelle au courant de court-circuit des modules

Réalisation

Protection contre les contacts indirects :

- UTE C15-712-1 : Réaliser la mise à la terre des tous les éléments conducteurs du circuit courant continu : cadres des modules, système de montage, chemins de câbles, coffrets, carcasse de l'onduleur...,
- UTE C15-712-1 : Prévoir des rondelles bi-métal cuivre-aluminium pour la liaison des cadres aluminium des modules

Protection foudre :

- UTE C15-712-1 : Limiter à 50 cm la distance entre le raccordement du parafoudre sur la polarité et la prise de terre
- S'assurer qu'il existe une prise de terre unique pour les paratonnerres et les parafoudres
- UTE C15-712-1 : Aménager la possibilité de vérification visuelle de l'état des parafoudres

Protection contre les surintensités :

- Vérifier le calibre des fusibles avant commande et réalisation
- UTE C15-712-1 : Placer les coffrets à hauteur d'homme pour faciliter la maintenance

...

Les sectionneurs CC sont très peu sujets à des défauts.

...

À la réception

- Mesurer la continuité de la liaison à la terre (Consuel)

Exploitation

En maintenance préventive :

- UTE C15-712-1 : Procéder à une inspection visuelle de la liaison équipotentielle
- UTE C15-712-1 : Vérifier l'état des parafoudres
- Remplacer les parafoudres si nécessaire
- Vérifier le bon état des fusibles par mesure de continuité ou par lecture du témoin (UTE C15-712-1)

En maintenance curative :

- Remplacer les cartouches de parafoudres endommagées après un épisode orageux
- Pour la recherche de défaut, utiliser la mesure de continuité

4.2.4 Défaits onduleur

Les onduleurs sont à l'origine d'une bonne partie des anomalies de fonctionnement des installations photovoltaïques, pouvant être liées à un problème de conception, de mise en œuvre ou encore de fonctionnement électrique.



Onduleurs protégés des intempéries par une casquette – Photo SIPPEREC

Références normatives

NF EN 62109-2 : 2012 : Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 2 : exigences particulières pour les onduleurs

À respecter selon le guide UTE C 15-712-1 de Juillet 2013

Cette norme établit les exigences d'essais relatives à la sécurité des onduleurs : défaut de la protection, essai d'étouffement, tension et fréquences de sortie, forme d'onde de tension, détection de la résistance d'isolement avec et sans mise à la terre du générateur, détection du courant résiduel...

Les exigences générales font l'objet de la norme CEI 62109-1 : 2010.

Le guide UTE C 15-712-1 spécifie que les onduleurs d'injection doivent être conformes aux normes CEI 62109-1 et NF EN 62109-2.

4.2.4.1 Dimensionnement de l'onduleur

Les caractéristiques courant-tension du champ PV aux conditions limites de température doivent entrer dans la plage de tensions d'entrée de l'onduleur et a fortiori dans celles de son MPP tracker, et ne pas dépasser le courant maximum admissible. Pour optimiser le fonctionnement du système dans la durée, on choisira un point de fonctionnement autour de la tension de chaîne la plus fréquemment relevée, par exemple 600 V, afin d'éviter de faire travailler l'onduleur en surcharge, ce qui générerait un vieillissement prématuré.

Références normatives

NF EN 50530 : 2010 : Efficacité globale des onduleurs photovoltaïques raccordés au réseau

À respecter selon le guide UTE C 15-712-1 de Juillet 2013

Cette norme propose une procédure d'essai pour la mesure de l'efficacité de la MMPT et de la conversion, ainsi qu'un calcul de l'efficacité globale, rapport entre la puissance CA et la puissance MPP.

4.2.4.2 Méconnaissance de la mise à la terre fonctionnelle d'une polarité CC

Certains modules PV (couche mince, électrodes arrière...) nécessitent la mise à la terre fonctionnelle d'une de leurs polarités du circuit en courant continu, sans quoi ils subissent une dégradation. Cette mise à la terre requiert une isolation galvanique entre les circuits CC et CA, généralement assurée par un onduleur avec transformateur.

Cette configuration doit être mentionnée dans la documentation fournie par le fabricant de modules et transmise à ses distributeurs. Elle fait partie des recommandations du guide UTE C15-712-1 depuis 2010.

4.2.4.3 Découplage récurrent dû à la fluctuation de la tension réseau

L'électricité produite en sortie d'onduleur se doit de respecter les valeurs de tension et de fréquence admises par le réseau de distribution d'électricité, soit 230 V et 50 Hz en monophasé. Il arrive que le réseau local connaisse des perturbations fréquentes se traduisant par des valeurs en dehors de la plage de valeurs nominales, ce qui active la protection de découplage de l'onduleur qui se met en sécurité. Généralement, l'onduleur se remet automatiquement en service dès retour à la norme de ces paramètres. En revanche, si la routine de l'onduleur est d'attendre le jour suivant pour se remettre en route, les pertes de production peuvent être conséquentes.

Références normatives

DIN VDE V 0126-1-1 : 2013 : Dispositif de déconnexion automatique entre un générateur et le réseau public à basse tension

À respecter selon le guide UTE C 15-712-1 de Juillet 2013

Cette norme décrit les exigences relatives à la protection de découplage de l'onduleur du réseau basse tension. Pour tout raccordement au réseau basse tension, le gestionnaire de réseau demande une attestation de conformité à cette norme.

4.2.4.4 Surchauffe

Un onduleur contient des composants électroniques pouvant être endommagés par des températures élevées. Pour cette raison, il réduira sa puissance en abaissant son point de fonctionnement pour les protéger jusqu'à se mettre en sécurité au-delà d'un certain seuil de température.

La ventilation des onduleurs est un point-clé pour une exploitation du système satisfaisante.

4.2.4.5 Défaut d'isolement

Un onduleur dispose d'un contrôleur d'isolement qui vérifie l'absence de défaut à la terre côté courant continu avant de démarrer.

Recommandations pour éviter les défauts relatifs à l'onduleur

Conception

- S'assurer de l'adéquation des tensions d'entrée de l'onduleur et de son MPP tracker aux tensions du champ PV aux valeurs limites de température
- S'assurer que le point de fonctionnement du champ PV est situé dans les plages de rendement maximum de l'onduleur
- Éviter de surcharger l'onduleur pour rester dans ses plages de fonctionnement optimal
- UTE C15-712-1 : Minimiser les chutes de tension entre l'onduleur et le point de livraison (3 % maximum, 1 % recommandé) pour éviter les découplages en lien avec la tension réseau
- Préférer des onduleurs semi-centralisés pour limiter les pertes de production en cas de panne mais aussi faciliter la maintenance.
- UTE C15-712-1 : Choisir obligatoirement un onduleur avec transformateur si la mise à la terre fonctionnelle est requise côté CC
- En cas de proximité avec un consommateur perturbant la fréquence réseau, s'assurer de la possibilité de régler la fréquence de sortie de l'onduleur pour éviter un découplage intempestif (dans le respect des valeurs admises)
- Préférer une entrée CC par chaîne et sélective vis-à-vis du contrôleur d'isolement pour éviter de mettre en défaut tout le champ PV en cas de défaut sur une chaîne

Réalisation

- Au moment de la réception de l'offre de raccordement, vérifier que le réglage en tension du poste de transformation public ne va pas générer des déconnexions intempestives de l'onduleur (cas du réseau rural en bout de ligne avec une tension réglée au-dessus des valeurs nominales)
- UTE C15-712-1 : Installer les onduleurs dans un local ventilé, accessible et hors poussière (plumes, paille, chantier...),
- UTE C15-712-1 : Prévoir un espacement entre onduleurs pour assurer une dissipation suffisante de la chaleur

...

...

Exploitation

En maintenance préventive :

- UTE C15-712-1 : Dépoussiérer l'onduleur et nettoyer ses filtres de ventilation
- UTE C15-712-1 : Dépoussiérer le local onduleur et nettoyer ses grilles de ventilation

En maintenance curative :

- Pour la recherche de défaut d'isolement, mesurer les résistances d'isolement Riso +/terre et -/terre au mégohmmètre une zone après l'autre (nécessité d'avoir un plan de câblage des modules)
- Envisager la possibilité d'installer un système de réenclenchement à distance en cas de défaut récurrent

La réactivité du service après-vente du fabricant d'onduleurs joue sur le montant des pertes d'exploitation en cas de panne onduleur. C'est un sujet de préoccupation pour la plupart des producteurs. Elle dépend du fabricant, de la relation client établie, du maintien de la gamme de produits sur le marché voire de la pérennité du fabricant lui-même, ainsi que des garanties et extensions de garantie souscrites par le client et maintenues ou non par le repreneur en cas de disparition du fabricant initial. Lorsque les délais de réparation sont jugés trop longs (plus de 2 semaines), les exploitants avisés s'organisent afin de disposer d'un onduleur de remplacement pouvant être installé en attendant que l'onduleur défaillant ait fait l'aller-retour en SAV. Une autre difficulté pour la réparation des onduleurs est que sa configuration interne ne permet pas toujours le remplacement d'une pièce ou que cette pièce (condensateur, ventilateur, carte-relais) ne peut être fournie ou programmée que par le fabricant. À ce titre, des onduleurs avec les composants présentant des pannes récurrentes montés sur casiers coulissants et facilement remplaçables par le mainteneur permettraient d'optimiser l'exploitation en évitant les pertes de production.

4.2.5 Défaits du système d'acquisition de données

Si ce type de défaut n'est pas développé dans cette étude, il l'est dans de nombreuses sources documentaires. Une panne du système d'acquisition n'entraîne pas de défaillance particulière du système PV mais peut masquer un dysfonctionnement ayant pour conséquence une perte de production par défaut dans le suivi de production et dans la remontée des alarmes.

Les sources de pannes des systèmes d'acquisition de données sont généralement celles des systèmes d'information (problème de connexion internet ou GPRS, coupure de

courant, mauvais paramétrage de l'enregistreur de données ou datalogger...), et donnent lieu à de fréquentes interventions en maintenance curative pour rétablir la communication.

4.3 Systèmes de détection d'arcs électriques en courant continu

Les incendies électriques ont en général pour origine les surcharges, les courts-circuits, les courants de défaut à la terre. Pour les installations PV, ils proviennent principalement des arcs électriques dans les câbles et les connexions. Un câble écrasé peut par exemple mener à un échauffement localisé et provoquer une carbonisation des matériaux environnants, jusqu'à favoriser l'apparition d'arcs électriques pouvant enflammer très rapidement leur environnement. C'est pourquoi la détection de la présence d'arcs est un moyen d'éviter qu'ils ne se transforment en sinistre.

Dans la configuration des systèmes PV, contrairement aux installations usuelles en courant alternatif, ces arcs ne sont ni détectés par les protections différentielles ni par les disjoncteurs ou les fusibles.

4.3.1 Les arcs électriques en courant continu

Les arcs électriques se produisent lorsqu'une tension de 12 V ou plus est générée entre deux électrodes distantes de quelques millimètres et provoque l'ionisation du gaz entre ces électrodes. Autrement dit, les électrons sont "expulsés" des molécules et atomes de gaz, créant un plasma d'ions et d'électrons positifs. Ce plasma peut chauffer jusqu'à plusieurs 1 000 °C et créer un flux de courant entre les électrodes, ce qui provoque l'apparition d'un arc brillant. Les températures élevées de l'arc peuvent causer de graves dommages au système et même provoquer un départ de feu. Un autre phénomène a été observé : cet arc peut faire fusionner l'électrode créant une bille incandescente qui peut, en rétablissant le contact électrique, rester rougeoyante plusieurs minutes et pyrolyser l'environnement et faciliter le départ de feu.

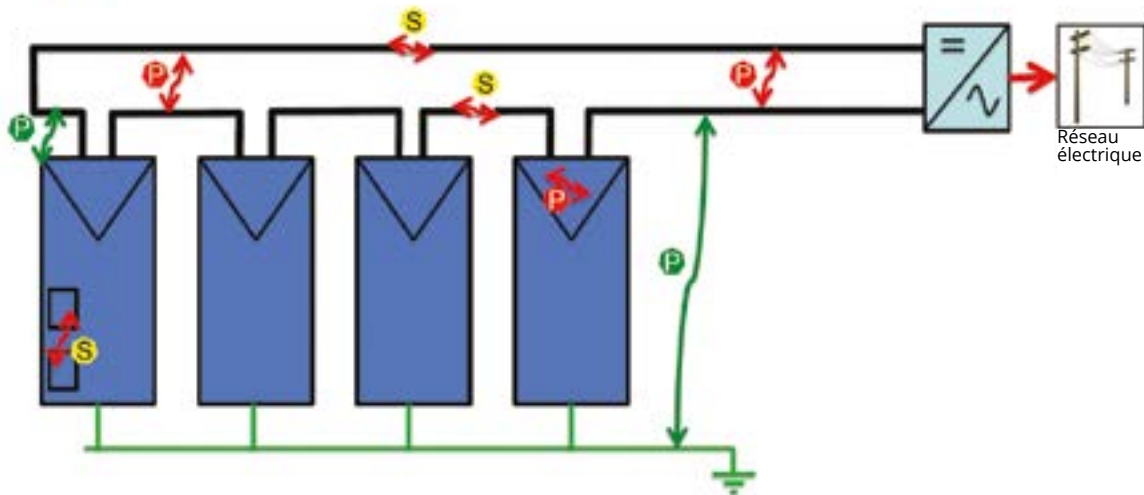
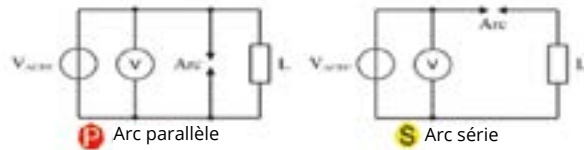
On peut distinguer trois types d'arcs électriques :

1. Arc parallèle entre deux polarités
2. Arc parallèle entre une polarité et la terre
3. Arc série sur une polarité

L'arc parallèle entre deux polarités, ou court-circuit, est peu susceptible de se produire dans la mesure où le matériel utilisé possède une double isolation. L'arc parallèle entre une polarité et la terre, de très faible puissance et non destructeur, sera immédiatement détecté par le contrôleur permanent de l'isolement de l'installation ou l'onduleur, sauf si une mise à la terre fonctionnelle d'une des polarités a été réalisée. Dans ce cas c'est le fusible de faible valeur en série qui est en charge d'éliminer le défaut.

L'arc série se produit en cas de conducteur ou connexion défectueuse : boîte de jonction défectueuse, un câble mal connecté ou blessé.

- **P** Arc parallèle entre polarités
- **P** Arc parallèle à la masse
- **S** Arc série



Caractérisation des arcs électriques PV, Forum INES sur la sécurité des installations photovoltaïques, 31 mai 2016 - Illustration Raymond Alazard

4.3.2 Principe de la détection d'arcs électriques

Le principe du détecteur d'arc est que l'apparition d'un arc dans le générateur photovoltaïque provoque des changements importants dans les signaux de courant et de tension pour le système photovoltaïque. Un dispositif électronique avec une capacité d'analyse de ces signaux peut être utilisé pour surveiller ces changements et couper le circuit par un moyen d'inhibition approprié, afin d'éteindre l'arc. Cet appareil peut être intégré dans l'onduleur ou installé en tant qu'élément séparé du côté CC du système photovoltaïque.

Les trois étapes de fonctionnement du système sont les suivantes :

1. Détection d'un signal et traitement de l'information
2. Communication entre le détecteur/analyseur et le système de coupure
3. Coupure du circuit CC

Les principes de détection des arcs électriques utilisés aujourd'hui sont divers et portent sur des paramètres tels que le courant ou la température. La fiabilité de chacun d'entre eux n'est pas clairement établie par les experts du comité de normalisation.

4.3.3 Cadre normatif et réglementaire

La détection et la coupure des arcs électriques est obligatoire aux États-Unis (cf. NEC 2017) en raison d'un régime de neutre différent et de l'utilisation très fréquente du bois dans la construction. Ceci a permis l'émergence d'un certain nombre de produits déjà ou bientôt sur le marché par de nombreux fabricants, parmi lesquels : STECA, SMA, Fronius, ABB, Socomec, Delta, Electria, Tigo, IMO, Solaredge, Huawei...

5. QUALITÉ

La qualité des réalisations est le gage d'une exploitation satisfaisante pendant plusieurs dizaines d'années.

Le double enjeu auquel doivent répondre les matériels mis en œuvre dans les systèmes PV sur bâtiment est celui de la fonctionnalité électrique combinée aux exigences des produits de construction. À ce jour, les référentiels adressent majoritairement l'un ou l'autre de ces domaines.

L'autre difficulté dans la mise en place d'une filière qualité satisfaisante est la définition des limites du système, depuis les composants montés dans les modules PV jusqu'à la couverture photovoltaïque complète, et la répartition des responsabilités entre les multiples acteurs de la chaîne de valeur. Un système PV n'est pas un bien fabriqué et vendu par une seule entreprise et dont le processus de fabrication pourrait faire l'objet d'une démarche d'assurance qualité relativement restreinte.

Schématiquement, celle-ci repose sur 3 grands volets :

- la qualité du matériel (normes, évaluations, certification des fabricants...);
- la compétence de l'entreprise (qualification des installateurs...);
- le contrôle de la réalisation (référentiels, obligations réglementaires, missions complémentaires).

Le maintien de la qualité des installations repose ensuite sur le suivi d'exploitation et l'entretien régulier des systèmes.

5.1 Qualité du matériel

Le cadre normatif dans lequel doivent s'inscrire les fabricants de matériels a fortement évolué ces dernières années et cette tendance devrait s'accroître.

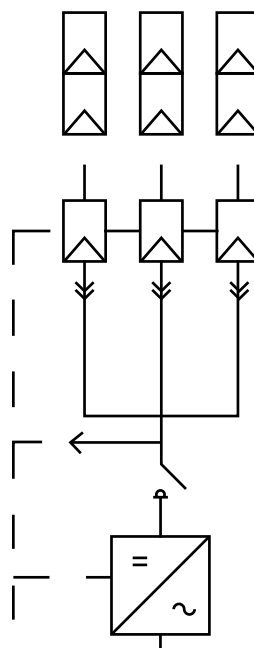
5.1.1 Qualité du matériel dans le domaine électrique

Les normes produits sont d'application volontaire, contrairement aux normes NF C14-100 et C15-100 qui sont d'application obligatoire :

- La norme obligatoire NFC 15-100 impose le respect du guide UTE C15-712
- Le guide UTE C 15-712-1 impose l'utilisation de produits conformes à de nombreuses normes produits au fur et à mesure de leur parution, parmi lesquelles la NF EN 61215, la NF EN 61646 et la NF EN 61730 pour les modules PV, la NF EN 50521 pour les connecteurs, la NF EN 50539-11 pour les parafoudres CC, la CEI 62109-1 et la NF EN 62109-2 pour les onduleurs.

Cependant, la Directive européenne Basse Tension DBT 2014/35/UE induit la conformité des matériels mis sur le marché aux normes harmonisées pour l'obtention de leur marquage CE. En photovoltaïque, on trouve parmi les normes harmonisées les normes produits portant sur : la sûreté de fonctionnement des modules PV, les fusibles CC, câbles CC et la sécurité électrique des onduleurs. Elles sont notées hEN dans l'illustration ci-dessous.

<p>Modules PV NF EN 61215 : Qualification et homologation NF hEN 61730-1 et -2 : Sûreté de fonctionnement NF EN 61701 et NF EN 62716 : corrosion au brouillard salin et à l'ammoniac (NF EN 50548), NF EN 62790 : Boîtes de jonction CEI TS 62804-1 : PID NF EN 50380 : Plaques constructeur NF EN 62759-1 : Transport</p>
<p>Câbles PV NF hEN 50618, UTE C32-502</p>
<p>Connecteurs PV (NF EN 50521), NF EN 62852</p>
<p>Fusibles PV NF hEN 60269-6</p>
<p>Parafoudres PV NF EN 50539-11</p>
<p>Onduleurs PV NF hEN 62109-1 et -2 : Sécurité électrique DIN VDE 0126-1-1 : Découplage NF EN 50530 : Efficacité NF EN 61557-8 : Contrôleur d'isolement NF EN 50524 : Fiche technique et plaque d'identification</p>



Principales normes produits PV – Illustration HESPUL

La conformité à ces normes est requise pour se raccorder au réseau électrique, qui nécessite la conformité aux prescriptions du guide UTE C 15-712-1 vérifiée lors de la procédure CONSUEL.

5.1.2 Qualité du matériel dans le domaine de la construction

■ Avis techniques sur les procédés photovoltaïques

Dans l'attente de règles communes permettant de qualifier les procédés photovoltaïques, chaque procédé est ciblé par une évaluation technique (ATEC, ATEEx...), rendue obligatoire pour bénéficier de l'obligation d'achat.

L'instruction de l'Avis Technique par le CSTB s'appuie sur un dossier technique dont les pièces relatives à la sécurité électrique sont listées en annexe 1.

Dans l'Avis Technique, il est vérifié la conformité du matériel électrique aux normes produit NF EN 61215 et NF EN 61730 et à son domaine d'emploi : homologation des modules PV, traçabilité des composants du module avec les rapports d'essais des normes en question, tenue en température des câbles CC, indice de protection des connecteurs CC et des boîtes de connexion, continuité de la liaison équipotentielle... Le dossier technique de l'avis référence précisément les matériels utilisés et leurs fabricants. Les essais requis pour l'obtention de l'Avis Technique concernent des exigences relevant du domaine de la construction. Également, les essais de conformité électrique demandés doivent prendre en compte le cas où le module est intégré à un support, par exemple, si le module est fixé sur une plaque métallique (tuile PV).

Au niveau de sa mise en œuvre, des préconisations sont livrées quant aux liaisons inter-modules et modules-onduleur, aux câbles de terre, au cheminement de câbles à l'intérieur du bâtiment et aux mesures à effectuer à la réception (continuité, tensions circuit ouvert). Il est aussi rappelé que le dimensionnement du système doit respecter les référentiels existants (NF C 15-100, UTE C 15-712-1, guide « Promotelec » et guide « ADEME/SER »).

Par ailleurs, les instructeurs du CSTB sont formés pour monter en toiture lors des visites de sites.

Le titulaire de l'Avis Technique est bien souvent le fabricant du procédé d'intégration, qui s'engage à demander une révision en cas de modification de matériels et de fournisseurs car l'avis est valable à configuration constante, c'est-à-dire pour un procédé défini. Le titulaire de l'Avis Technique peut être également associé à un fabricant de module en tant que co-titulaire. Cependant, le système complet n'est pas forcément commercialisé par une même entité : le fournisseur de modules et celui du système d'intégration peuvent être distincts. De plus, le domaine d'emploi est spécifique à chaque procédé évalué. Ceci fait porter la responsabilité de la conformité à l'Avis Technique au concepteur de l'installation et éventuellement à son distributeur.

■ Norme BIPV

Depuis 2011, le Règlement Produit de Construction (RPC) UE n° 305/2011 impose le respect de ses exigences essentielles (dont la stabilité mécanique, la sécurité incendie, la sécurité d'utilisation et l'accessibilité...) aux produits mis sur le marché européen et marqués CE, et plus particulièrement à ceux visés par les normes harmonisées. À ce jour, les modules PV ne sont pas soumis au RPC.

Les exigences européennes relatives aux produits de construction (RPC 3054/2011) et aux équipements électriques à basse tension (DBT 2006/95/CE) sont retranscrites dans une norme récente visant les modules ou systèmes PV incorporés au bâtiment. L'évolution de son application est à suivre de près si elle devait entrer dans le cadre du RPC.

Références normatives

NF EN 50583-1 : 2016 : Éléments photovoltaïques dans la construction - Partie 1 : Modules photovoltaïques incorporés au bâtiment

La partie 1 de cette norme est destinée aux modules PV utilisés comme produits de construction. Elle retranscrit les exigences essentielles de construction du règlement UE Produit de Construction 305/2011 ainsi que celles de la directive Basse Tension 2006/95/CE ou des normes CENELEC.

Ces exigences couvrent notamment les domaines suivants :

- résistance mécanique, incendie, et accessibilité vis-à-vis des exigences construction ;
- sécurité du matériel électrique pour les biens et les personnes et pour le matériel lui-même vis-à-vis des exigences électriques.

Elles s'appuient sur les normes produit EN 61215 et EN 61730, qui doivent être validées pour le module BIPV (de nouveaux essais peuvent être nécessaires si certains paramètres électriques sont modifiés par rapport à un module PV sans son système d'intégration). De la même manière, les modules BIPV doivent être évalués sur les propriétés qu'ils modifient par rapport au produit de construction qu'ils remplacent.

La norme différencie ensuite 5 catégories de montage : toit incliné accessible ou non depuis les combles, façade accessible ou non depuis l'intérieur du bâtiment, élément extérieur à l'enveloppe du bâtiment. Elle différencie également les catégories de modules PV : avec ou sans panneau de verre, sur feuille polymère ou plaque métallique. Pour chacune de catégories sont énumérées des références normatives. Celles-ci abordent des exigences mécaniques, le classement au feu, l'intégrité après cassure (neige ou vent), la transmission thermique...

NF EN 50583-2 : 2016 : Éléments photovoltaïques dans la construction - Partie 2 : Systèmes photovoltaïques incorporés au bâtiment

La partie 2 de cette norme s'adresse aux systèmes PV utilisés comme produits de construction. Elle englobe les structures de montage des modules PV.

La technique de pose en surimposé, définie dans ces textes comme des modules ou systèmes dits BAPV, ne fait vraisemblablement pas l'objet de la norme suscitée.

Il sera nécessaire de vérifier dans quelle catégorie définie par la norme les systèmes PV installés en France se situent, et d'évaluer dans quelle mesure les essais auxquels il est fait référence vont modifier le processus de qualification actuellement utilisé, à savoir l'Avis Technique.

5.1.3 Certification des fabricants de matériel électrique

La certification des fabricants des modules, onduleurs et transformateurs aux normes ISO 9001 et ISO 14001 est requise depuis 2016 par les appels d'offres de la CRE.

Cette démarche doit permettre de s'assurer d'une certaine consistance dans la qualité des produits fabriqués et des ouvrages réalisés étant donné qu'elle valide un système de management de la qualité interne à l'entreprise.

En revanche, elle ne pose pas d'exigences en termes de niveau de qualité des produits, ce niveau faisant l'objet des normes produits.

5.2 Qualification et certification des entreprises d'installation

L'éco-conditionnalité liée aux entreprises RGE ne fonctionne plus dans la filière PV dans la mesure où le crédit d'impôt a été supprimé.

Toutefois, les nouvelles conditions d'obtention du tarif d'achat ou du complément de rémunération impliquent la fourniture d'une attestation de conformité de la qualification (pour un installateur) ou de la certification professionnelle (pour un contractant général) de l'entreprise.

Pour répondre à ces obligations, les certifications existantes sont les suivantes :

- La qualification QualiPV délivrée par Quali'EnR pour les puissances < 36 kWc et dédiées à l'habitat individuel ;
- La qualification Solaire photovoltaïque délivrée par Qualifelec sur la partie électrique, avec les indices SPV1 pour les puissances ≤ 36 kWc, SPV2 pour les puissances > 36 kWc ;
- Les qualifications 5911 et 5912 pour les installations PV sur bâtiment de puissance inférieure et supérieure à 250 kWc délivrées par Qualibat ;
- La certification AQPV permettant de gérer la qualification des entreprises co- ou sous-traitantes du contractant général dans le cadre de chantiers importants.

Leur principe repose sur la validation d'un domaine d'activités (enregistrement de l'entreprise, assurance responsabilité civile générale et décennale) et d'une compétence attestée par des chantiers de référence, un audit et le suivi de formations par un référent technique.

Il est entendu que les intervenants sur les systèmes PV doivent être titulaires de l'habilitation électrique spécifique aux risques encourus à proximité d'une installation PV (courant continu).

Les limites de ce dispositif sont l'absence de qualification nominative pour les installateurs : le principe repose sur la formation et la qualification d'un référent technique par établissement, même s'il ne participe pas directement au chantier.

Pour le marché de l'habitat individuel, l'audit de chantier pour la partie électrique est réalisé par CONSUEL qui mutualise les visites par sondage : les mêmes réserves d'absence de vérification des éléments non accessibles (majoritairement le champ de modules PV) peuvent alors être émises.

Dans le cadre de l'obligation d'achat, le recours à la sous-traitance peut s'envisager :

- avec des entreprises également qualifiées dans le cas des installateurs, ceci reposant sur un engagement sans qu'il y ait de vérification autre que celle du maître d'ouvrage,
- avec des entreprises non qualifiées pour les contractants généraux sous réserve de fournir la preuve d'un processus de sélection des sous-traitants maîtrisé.

Ceci traduit un manque de parallélisme dans le niveau d'exigences selon le type d'entreprise concernée.

Par ailleurs, les entreprises de travaux doivent également prouver leur certification ISO 9001 et ISO 14001 pour la réalisation de toitures PV dans le cadre de l'appel d'offres CRE.

5.3 Contrôle de la réalisation

5.3.1 Contrôle CONSUEL des installations électriques

Les dispositions réglementaires encadrant les missions CONSUEL sur le photovoltaïque sont présentées en annexe. Le principe est que chaque système PV raccordé au réseau de distribution doit attester de sa conformité aux normes électriques et principalement celle du guide UTE C 15-712-1. Selon la puissance et le type de bâtiment sur lequel est installé le système, les vérifications sont prises en charge par :

- l'installateur, avec un taux de contrôle de 20 % des chantiers dans l'habitat individuel ;
- un organisme d'inspection qui établit un rapport sur la base du dossier technique de l'installateur et d'une visite sur site, pour les bâtiments à réglementation particulière et les installations de puissance ≥ 250 kVA.

Dans les deux cas, l'installateur s'engage sur ses déclarations et fait viser son attestation par CONSUEL

Le bilan 2016 de CONSUEL sur les installations de production PV est développé en annexe 2.

La mission CONSUEL a pour objet principal la sécurité des personnes et des biens. Les éléments sur lesquels porte le contrôle sont donc principalement des organes de protection (protection différentielle, liaison à la terre, découplage de l'onduleur, sectionneurs CA et CC, disjoncteur de branchement, fusibles CC) ainsi que ceux concourant indirectement à la sécurité électrique (protection des canalisations, signalisation...). La question de la performance énergétique du système PV est de facto exclue de ce contrôle.

Ensuite, les contrôles par sondage effectués par CONSUEL portent sur les éléments dont l'accès ne présente pas de risque de chute de hauteur. De ce fait, les contrôles en toiture sont rares sauf si celle-ci est sécurisée. En pratique, les modules ne sont pas contrôlés lors de la visite ; ils font l'objet d'une déclaration de conformité par l'installateur via le dossier technique. Les autres matériels comme les fusibles, les parafoudres, les coffrets CC ou les sectionneurs sont généralement accessibles dans la catégorie d'installations visitées par CONSUEL. Les moyens de contrôle de CONSUEL vont de l'inspection visuelle aux mesures sur site, notamment d'isolement, de continuité de la prise de terre et de différentiel, dont les résultats sont consignés. Étendus à des paramètres de fonctionnement des chaînes de l'installation PV (Voc, Riso...), ils pourraient constituer la vérification initiale du bon fonctionnement en s'appuyant sur le référentiel proposé par la NF EN 62446-1.

Par ailleurs, la responsabilité juridique est in fine portée par l'installateur et/ou le bureau de contrôle si l'attestation de conformité ou le rapport de l'organisme sont vierges d'observations. Cependant, même si CONSUEL ne procède pas à la vérification de l'ensemble de l'installation (contrôle exhaustif), les principales règles de sécurité sont respectées. CONSUEL s'assure de l'engagement de l'installateur au respect des normes électriques et de la crédibilité de l'attestation de conformité sans procéder au démontage des modules.

5.3.2 Contrôle technique de la construction

Les bureaux de contrôle assurent un certain nombre de contrôles portant sur la solidité des ouvrages (déformation des structures, défaut d'étanchéité à l'eau des couvertures...) ou la sécurité des personnes dans les constructions (sécurité incendie, sécurité contre les chutes de hauteur...) qui incluent ou non l'installation PV, selon les dispositions contractuelles avec le maître d'ouvrage. Ces contrôles correspondent à des missions particulières :

- la mission L pour la solidité, et plus particulièrement la mission LE dans l'existant, précédée d'un diagnostic solidité,
- la mission S pour la sécurité, et plus particulièrement la mission STI pour le tertiaire et l'industrie, la mission SEI pour les ERP et la mission SH pour l'habitation.

C'est la mission Sécurité qui va plus particulièrement concerner les installations électriques.

5.3.2.1 Dans le cadre de la réglementation

Les vérifications réglementaires sont obligatoires pour les ERP dans le cadre de la sécurité incendie. Si le rapport mentionne une non-conformité par rapport au règlement de sécurité incendie, la NFC 15-100 ou le guide C15-712-1, il y a un risque de non-ouverture de l'établissement par la commission de sécurité avant la mise en exploitation, ce qui n'est pas le cas pour les autres types de bâtiments (tertiaire et industrie soumis au code du travail, habitation, agricole...).

Cette obligation de contrôle technique améliore la qualité des réalisations, en particulier si le PV est spécifié dans la mission S. La pertinence de la mission dépend toutefois du niveau d'exigence et des moyens alloués par le maître d'ouvrage.

5.3.2.3 Dans le cadre de l'assurance dommages-ouvrage

Quand ils ne sont pas obligatoires, les contrôles techniques de la construction sont souvent motivés par la demande de l'assurance prenant en charge la "dommage-ouvrage". À noter toutefois que pour le PV, seules les parties de l'ouvrage faisant office de couverture ou nécessitant la traversée de l'étanchéité sont concernées par la "dommage-ouvrage."

5.3.2.2 Dans le cadre de la procédure CONSUEL

Les vérificateurs techniques interviennent également de manière systématique dans le cadre de la procédure de CONSUEL, pour les installations électriques à usage non domestique (établissement recevant du public ou des travailleurs) ou pour les installations de production d'énergie d'une puissance supérieure à 250 kVA. La vérification porte sur le dossier technique et est complétée par une visite de site en fin de travaux. Celle-ci comprend la mesure de la valeur de la prise de terre et la vérification de la continuité de la liaison à la terre en CA. En CC, les vérifications sur site dépendent de l'accessibilité aux éléments concernés et se basent la plupart du temps sur le dossier technique établi par l'entreprise de travaux.

Pour les installations raccordées en HTA, c'est-à-dire au-delà de 250 kVA, un contrôle périodique est requis tous les 10 ans en plus du contrôle avant la mise en service (articles 7 et 8 de l'arrêté du 6 juillet 2010).

5.3.3 Vérifications complémentaires de la qualité de réalisation

Des missions complémentaires peuvent être déclenchées par le maître d'ouvrage afin de s'assurer de la qualité de réalisation des installations PV. L'objectif recherché est le respect des règles de l'art afin de garantir la pérennité de fonctionnement du système PV sur toute sa durée d'exploitation.

5.3.3.1 Mission de maîtrise d'œuvre

La mission de maîtrise d'œuvre est un appui technique indéniable pour encadrer la conception du système et la réalisation des travaux, pour peu que les attentes du maître d'ouvrage soient clairement formulées au maître d'œuvre et que des réunions régulières aient lieu entre maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'œuvre.

Le maître d'œuvre procède entre autres à des vérifications tout au long de la réalisation de l'ouvrage, parmi lesquelles :

- lors du choix de l'entreprise : vérification de sa décennale et de ses compétences attestées par ses références chantiers ;
- lors de la phase de conception du système : validation du choix des matériels (vérification du domaine d'emploi des procédés d'intégration, de la classe II pour les modules et les connecteurs, du choix de connecteurs de même type que ceux des modules) ; optimisation du système proposé (architecture électrique, gestion des ombrages, prise en compte de la ventilation des modules, calcul de la chute de tension...) ; visa du dossier d'exécution (plan de câblage, calepinage en toiture et emplacements des divers organes choisis en prévision de la maintenance, respect des règles pompiers, visa des calibres des disjoncteurs, des fusibles, des parafoudres, des sections de câbles ou des boîtes de jonction) ;
- pendant le suivi des travaux : vérification du matériel commandé (conformité aux notes de calcul, collecte des flash tests et tri des modules par puissance à la livraison...), contrôle de la qualité de pose (câbles CC fixés sous les modules et non pincés, chemins de câbles propres et bien ventilés, visseuses réglées au couple adéquat pour la fixation des modules au système d'intégration, respect des préconisations de pose du fabricant et de l'Avis Technique...) ;
- à la réception : mesures à l'état initial (tensions de chaînes en circuit ouvert, résistances d'isolement, parfois caméra thermique), réception du dossier des ouvrages exécutés et rédaction d'un PV de réception ;
- lors du parfait achèvement : levée des réserves.

5.3.3.2 Mission d'assistance à maîtrise d'ouvrage

Un AMO PV préserve les intérêts du maître d'ouvrage vis-à-vis du travail réalisé par la maîtrise d'œuvre afin que le système PV puisse être exploité pendant plusieurs dizaines d'années. Sa mission peut porter sur l'orientation des choix techniques opérés par le maître d'œuvre.

5.3.3.3 Vérifications techniques non obligatoires

La plus-value du contrôleur technique sur la partie électrique réside essentiellement dans des missions complémentaires. À titre d'exemple, une mission complémentaire portant sur un système PV raccordé en basse tension peut inclure :

- une réunion préalable avant le démarrage des travaux, l'examen du dossier d'exécution et un Avis Technique selon les référentiels en vigueur (emplacement, choix et calibre des matériels, notes de calcul, fixations selon les Eurocodes Vent...),
- une visite sur chantier, en cours de pose des panneaux PV pour émission d'un avis sur la mise en œuvre des installations,
- la participation à la recette ou réception fonctionnelle des installations avant la réception des ouvrages.

L'objectif est d'émettre, en fin de mission, un rapport vierge d'observation.

Le financement de ces missions est peu envisageable pour un système de faible puissance, mais peut s'entendre pour une puissance significative de l'ordre de 100 kW, ou pour une grappe de projets. Bien que ces dépenses constituent une charge supplémentaire pour le maître d'ouvrage, elles pourront limiter les frais liés à la sous-production du système ou au remplacement de matériel défectueux lors de la phase d'exploitation.

Une norme récente décrit les éléments à remettre à la livraison du système PV ainsi que les mesures électriques à réaliser à la réception, puis régulièrement lors des maintenances préventives. Bien que certaines notions méritent d'être définies de manière plus précise (les contours d'un système ou d'une installation PV) et que son articulation avec les autres normes et la réglementation existante ne soit pas totalement satisfaisante, son contenu technique pourrait être le socle d'exigences renforcées pour la vérification de la bonne exécution des travaux.

Références normatives

NF EN 62446-1 janvier 2017 : Systèmes photovoltaïques (PV) – Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance - Partie 1 : Systèmes connectés au réseau électrique - Documentation, essais de mise en service et examen

La norme NF EN 62446-1 liste les besoins en termes de documentation technique et d'informations (fiches de manœuvre, plaques signalétiques, etc.) des installations photovoltaïques raccordées au réseau. Elle préconise également toute une série de tests à mener lors de la mise en service de l'installation.

Les informations principales que l'on pourra retenir de cette norme sont les suivantes :

- la fourniture d'une documentation technique détaillée et complète au producteur à la mise en service pour permettre une bonne exploitation de l'installation photovoltaïque ;
- un examen suivant une fiche de contrôle (« checklist ») à suivre lors de la mise en service de l'installation ;
- des procédures d'essais classées selon 2 catégories :
 - Les essais préconisés dans la première catégorie (continuité des conducteurs de terre, tension en circuit ouvert, courant de court-circuit, résistance d'isolement) sont des essais à exiger a minima de la part des installateurs.
 - Les essais de catégories 2 peuvent apporter des informations complémentaires et se justifient pour des installations plus grandes et plus complexes. Il s'agit de courbes I-V de chaînes, d'examen de panneaux par caméra infrarouge et d'essais additionnels.

Est également mentionnée la méthode de comparaison de grandeurs physiques entre deux chaînes de modules pour l'analyse des essais, que ce soit pour les tensions à vide, les courants de court-circuit, ou les valeurs de résistance d'isolement, afin de repérer les divergences entre chaînes et par conséquent les défauts potentiels.

Les essais de catégorie 1 sont pour la plupart réalisables avec des équipements classiques (multimètre fonctionnant en courant continu, megohmmètre) et garantissent un certain niveau de sécurité et une qualité d'exécution à la mise en service. Il paraît également important de réaliser ces essais lors des maintenances préventives.

Les essais de catégorie 2 menés tous les 5 ans nécessitent quant à eux un équipement particulier onéreux comme un analyseur de courbes I-V et permettent de surveiller le vieillissement des chaînes de modules photovoltaïques.

On notera enfin qu'il est primordial de faire préciser (absence dans la norme) sur les fiches des essais, la date et l'heure à laquelle ces essais ont été menés ainsi que la météo au moment des essais, en particulier si le ciel est dégagé ou non.

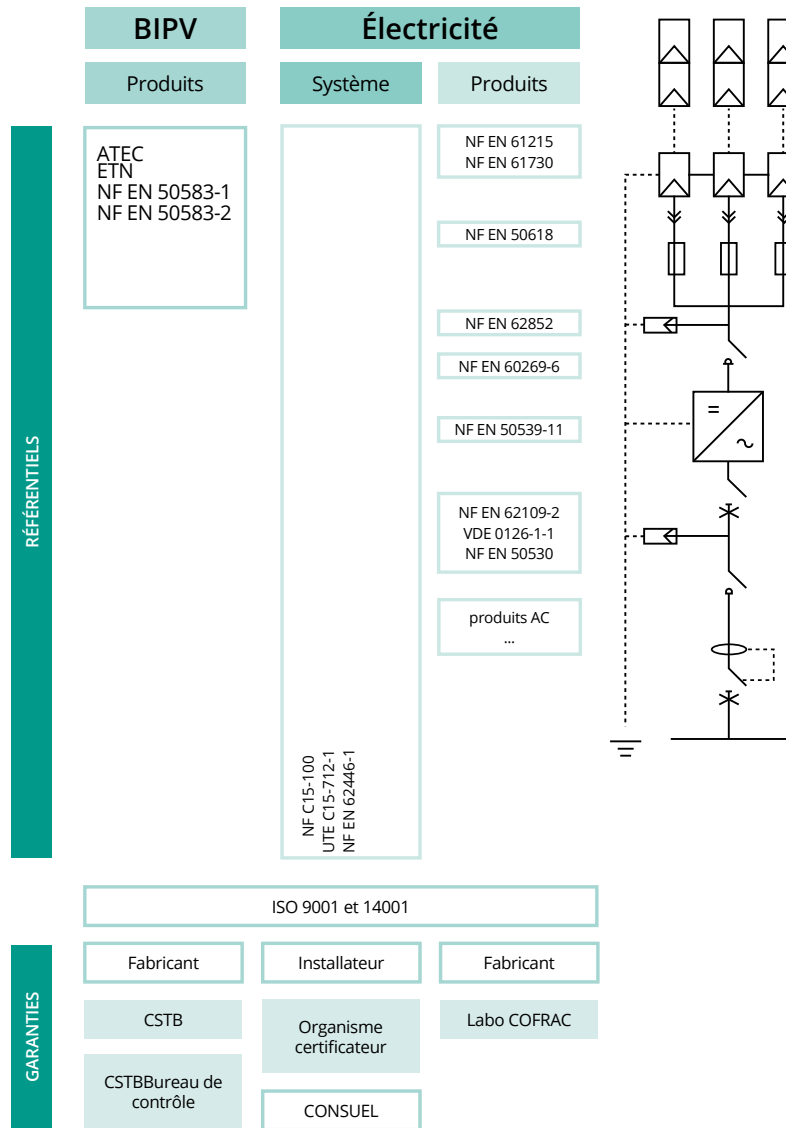
5.4 Synthèse sur la qualité

La qualité du matériel installé, de plus en plus encadrée par un référentiel normatif spécifique aux systèmes photovoltaïques, est en forte évolution.

Les normes produits ont précisé leurs exigences vis-à-vis de la performance et de la sécurité électriques des différents composants et de certains de leurs sous-ensembles. À titre d'exemple, la norme sur les boîtes de jonction devrait permettre d'améliorer leur niveau de sécurité par une meilleure prise en compte des contraintes auxquelles elles sont soumises. De la même manière, les essais simulant le transport des modules PV vont éliminer un certain nombre d'anomalies précoces. Toutefois, l'arrivée sur le marché de nouveaux composants comme les batteries de stockage n'est pas encore totalement encadrée par des normes produits.

Concernant la qualification des modules PV comme produits de construction, un premier référentiel a été mis en place, qui devrait venir compléter la norme produit électrique.

La certification des entreprises telle qu'elle est envisagée aujourd'hui pourrait avantageusement évoluer, du point de vue de la qualité des réalisations, vers une qualification nominative afin de s'assurer que tous les intervenants sont correctement formés. Dans tous les cas, le respect du guide UTE C15-712-1 doit être formel sur l'ensemble des points car il est un vrai rempart contre les dysfonctionnements.



Assurance qualité de la réalisation des systèmes PV sur bâtiment) - Illustration HESPUL

Nota : la liste et l'avancement de la révision des normes électriques applicables au PV sont consultables sur le site du comité technique 82 de l'IEC⁹.

Le contrôle des installations est aujourd'hui moins effectif sur la partie située en toiture (soit sur les modules) que sur la partie accessible sans habilitation au travail en hauteur. De nouvelles modalités de contrôle sont à mettre en place : soit en facilitant l'accès des agents de contrôle à la toiture en les habilitant, soit en développant les mesures électriques sur les chaînes (tensions en circuit ouvert, résistance d'isolement, courant en charge...), soit les deux. Pour le parc existant, le diagnostic d'éventuels dysfonctionnements peut passer par la mise en place d'un suivi

de production (relevés manuels ou supervision) et d'une maintenance préventive, dont la fréquence et le contenu restent à définir selon les typologies d'installations, mais aussi par l'identification des sites à risque, pouvant découler de leur mode de commercialisation par exemple.

Pour améliorer la qualité des réalisations, une réception de l'ouvrage pourrait être mise en place de même qu'un entretien minimum tout au long de sa durée de vie, pour lesquels la norme NF EN 62446-1 pourrait être une base technique.

Une démarche coordonnée de la filière, associant les représentants des professionnels de l'installation et de l'assurance ainsi que ceux des différentes catégories de producteurs (particuliers, agriculteurs, collectivités, industriels au sens large et tiers investisseurs) devrait permettre de définir les besoins de chaque partie et les niveaux d'exigence requis pour chaque typologie d'installation.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] IEA-PVPS T13-01 : 2014 - Review of Failures of Photovoltaic Modules, Marc Köntges et al., ISBN 978-3-906042-16-9
- [2] Solar Bankability - Report on technical risks in PV project development and PV operation.
- [3] D.C. Jordan - Reliability and Geographic Trends of 50,000 Photovoltaic Systems in the USA. NREL/CP-5J00-62801 - 2014
- [4] "Compendium of Photovoltaic Degradation Rates", D.C. Jordan, et al, NREL, 2015
- [5] IEA-PVPS T13-09 : 2017 - Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field, Marc Köntges et al., ISBN 978-3-906042-54-1
- [6] J.Wohlgemuth, S.Kurtz, Reliability Testing beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic's Progress Toward Grid Parity, NREL, 2011
- [7] KM. Jakobi, Faults of Contacts in PV Module Junction Boxes due to Fretting Corrosion, 29th EUPVSEC, 2014
- [8] U. Muntwyler, New Findings in Fire Prevention and Fire Fighting of PV Installations, 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2016
- [9] Maîtriser le risque lié aux installations photovoltaïques, Gimelec, CEA-INES, SER-Soler, ADEME, mai 2013

AUTRES PUBLICATION D'INTÉRÊT

- Revue Qualité Construction n° 115, Le photovoltaïque en maison individuelle : une installation électrique sous haute surveillance, août 2009
- Agence Qualité Construction, Panneaux photovoltaïques : État des lieux des pathologies, août 2009
- Revue Qualité Construction n° 146, Étude de sinistralité : les installations photovoltaïques intégrées en toiture, septembre/octobre 2014

REMERCIEMENTS

La phase d'enquête terrain a bénéficié des retours d'expérience des personnes suivantes. Qu'elles en soient remerciées.

B. Abdelhamid - SERGIES, R. Alazard - Expert indépendant, S. Boddaert - CSTB, C. N'Guyen - CSTB, JP. Brissaud - GREENKRAFT EXPERTISE, L. Causse - FERMES DE FIGEAC, V. Duacheux - ALPES CONTRÔLE, A. Farcot - AUTAN SOLAIRE, M. Feuillet - BELENN INGÉNIERIE, P. Franqueville - Expert Spécialiste Électricité, B. Giraud - EMASOLAR, I. Hascoet - Chambre d'agriculture d'Ile-et-Vilaine, P. d'Hérouville - SOS SOLAIRE, M. Laquerriere - TECSOL, F. Le Danois - SIPPAREC, C. Mesguen - HAWI ENERGIE, A. Muller - CNPP, B. Pêcher - KDI SOLAR, B. Riou - APAVE, Y. Rouzic - ENER24, E. Saidi-Chalopin - CONSUEL, N. Salvat - GENSUN, J. Sarantou - EDISUN POWER FRANCE, G. Thoreau - JIT SOLAIRE.

ANNEXES

ANNEXE 1

Avis Technique sur les procédés PV

Le dossier technique demandé au candidat comporte des pièces relatives à la sécurité électrique comme en témoigne la liste minimale des justifications pour une demande d'Avis Technique figurant sur le site internet de la CCFAT¹⁰:

- La description des cheminements de câbles et des spécifications électriques,
- Les spécifications relatives à la liaison équipotentielle des masses de l'installation,
- Les préconisations et fréquences d'entretien ainsi que la procédure à suivre (tant au niveau de la mise en œuvre que de la sécurité électrique) pour le remplacement d'un module photovoltaïque,
- Les certificats et rapports d'essais complets de conformité des modules photovoltaïques à la norme NF EN 61215 et à la norme NF EN 61730 afin de vérifier l'adéquation des composants du module avec le rapport d'essais, les seuils des essais de charge mécanique et le classement obtenu pour vérifier la classe de sécurité électrique II,
- Les certificats de la boîte de connexion selon la norme EN 50458 (ou prochainement EN 62790), les certificats des connecteurs selon la norme EN 50521 (ou prochainement EN 62852), le classement des câbles au feu C2 selon la norme NF C 32-070 ou équivalence TÜV spécifications 2PFG/1169 (ou prochainement EN 50618 et EN 62930),
- Le dimensionnement et la réalisation du champ photovoltaïque selon la norme NF C 15-100, les guides UTE C 15-712 et le guide « Promotelec ».

10. www.ccfat.fr/groupe-specialise/download/modules-photovoltaques-verre-polymre-mis-en-4904/

ANNEXE 2

Contrôle CONSUEL des installations électriques

Rappel des dispositions réglementaires

Depuis le 24 mars 2010, tout système PV raccordé en basse tension au réseau public de distribution d'électricité doit faire l'objet d'une attestation de conformité (AC) visée par CONSUEL. Les formulaires correspondants sont l' « AC BLEUE » dans le cas général et l' « AC VIOLETTE » depuis novembre 2016 pour les installations avec batteries. Ces attestations sont exigées par le gestionnaire de réseau de distribution avant la mise en service du raccordement.

La demande du visa CONSUEL par l'installateur s'accompagne d'un dossier technique n° SC 144 dans lequel sont mentionnées les caractéristiques électriques principales de l'installation.

	Bâtiment à usage d'habitation et P < 250 kVA	Bâtiment à réglementation particulière et/ou P ≥ 250 kVA
Référentiel technique	C15-100 UTE C15-712-1 ou XP C15-712-3 si stockage	C15-100 UTE C15-712-1 ou XP C15-712-3 si stockage + C13-100 si HTA + Réglementation spécifique
Dossier	AC Bleue ou Violette + dossier technique + certificat de conformité de découplage de l'onduleur + schéma électrique	AC Bleue ou Violette + Rapport de contrôle d'un organisme d'inspection + certificat de conformité de découplage de l'onduleur + schéma électrique
CONSUEL	Visite selon sondage + Visa	Visa

Processus du contrôle de conformité électrique avant mise en service d'un raccordement au réseau - Source : HESPUL

En outre, pour les sites soumis à réglementation particulière (code du travail dont font généralement partie les installations agricoles, établissements recevant du public, immeubles de grande hauteur...) ou pour les puissances ≥ 250 kVA par point de livraison, un rapport doit être établi par un organisme d'inspection.

Le CONSUEL vise les attestations sur la base de la déclaration de l'installateur qui, par l'établissement de son formulaire CERFA, s'engage à respecter les prescriptions de sécurité électrique en vigueur. L'AC peut aussi être achetée par une entreprise commerciale ou un sous-traitant électricien. Cet acheteur sera l'interlocuteur de CONSUEL, avec une visite systématique si c'est un non-professionnel de l'électricité.

À réception du formulaire valide, CONSUEL procède aux contrôles qu'il juge nécessaires. Le taux global des interventions sur site par le CONSUEL est proche de 20 % pour les installateurs professionnels, et de 100 % pour les installateurs non-professionnels en électricité. Pour les installations dans des locaux à réglementation particulière, l'installation fait l'objet d'un contrôle par un organisme d'inspection, et le CONSUEL vise sur la base du rapport du bureau de contrôle, vierge d'observation. Ainsi, au global sur l'année 2016, 37 % des installations PV ont été visitées, soit par le CONSUEL soit par un organisme de contrôle.

Lorsqu'une non-conformité en CC ou deux non-conformités en CA sont constatées lors d'une visite, CONSUEL se déplace pour une contre-visite (14 % des cas) et attend dans tous les cas une déclaration de mise en conformité établie par l'installateur avant d'accorder son visa.

11. Article D342-19 code de l'énergie

12. <http://www.consuel.com/dossiers-techniques-consuel/>

Bilan 2016 de CONSUEL sur les installations de production PV

En 2016 ont été visées 22 570 AC Bleue « Photovoltaïque », principalement dans le secteur résidentiel (puissance moyenne de 5 kVA par habitation). Pour les sites recevant des travailleurs et/ou du public, la puissance moyenne est de 42 kVA.

Des taux de non-conformités ont pu être établis pour chaque prescription de sécurité sur les plus de 4000 installations PV visitées et posées sur des bâtiments d'habitation, sachant que la non-conformité la plus fréquente est le défaut dans la signalétique (étiquettes) qui présente un risque faible.

Protection contre les chocs électriques si la case de la colonne « C » est de couleur ■

Protection contre l'incendie si la case de la colonne « I » est de couleur ■

Partie en courant continu si la case de la colonne « = » est de couleur ■

Partie en courant alternatif si la case de la colonne « ≈ » est de couleur ■

● Risque plus probable / ○ risque moins probable

	C	I	=	≈		2016		2015	Δ / 2015	
						Nb	%	%		
Protection contre les contacts directs	■				● ●	Parties actives inaccessibles	127	3%	5%	-
	■				● ●	Enveloppes s'ouvrant avec un outil	23	1%	3%	↘
Protection contre les contacts indirects	■				●	Circuit continu de classe 2	12	0,3%	3%	↘
	■				●	Schéma de liaison à la terre (IT, TN)	1	0,03%	0,03%	-
	■				●	Protection différentielle	100	2%	3%	-
	■				● ●	Valeur de la prise de terre	181	4%	4%	-
	■				● ●	Interconnexion des prises de terre	257	6%	6%	-
	■				●	Conducteur de protection du circuit de l'onduleur	659	16%	19%	↘
Protection contre les surintensités	■				○	Liaison équipotentielle sur les modules	158	3%	2%	-
	■				●	Protection contre les surintensités des câbles en continu	305	7%	9%	↘
	■				● ●	Calibre de l'Interrupteur-sectionneur	2	0%	0%	-
	■				●	Protection contre les surintensités du circuit de l'onduleur	436	10%	9%	-
Sectionnement et commande	■	■			● ●	Présence d'interrupteur-sectionneur à proximité de l'onduleur	451	11%	12%	-
	■	■			●	Coupe d'urgence	401	10%	12%	-
Conformité du matériel	■	■			○	* Certificat de conformité du dispositif de découplage	275	7%	8%	-
	■	■			● ●	Marquage CE (ou NF) du matériel et spécifié DC en continu	50	1%	1%	-
Mise en œuvre	■	■			○ ○	Mode pose des canalisations	479	12%	12%	-
	■	■			○ ○	Matériel inadapté en extérieur	12	0,3%	0,5%	-
	■	■			○ ○	Signalisation (étiquette)	1402	33%	33%	-
	■	■			●	Batteries installées dans un local spécifique et ventilé	1	0,03%	0,03%	-

Taux des non-conformités constatées par prescription de sécurité par rapport aux 4 225 installations photovoltaïques des bâtiments d'habitation ayant fait l'objet d'un contrôle par sondage. Source : Rapport d'activité CONSUEL 2016 - Installations de production d'électricité

Globalement, le CONSUEL observe des améliorations. À titre d'exemple, on note beaucoup moins de non-conformités sur « la section des conducteurs doit être > 2,5 mm² », la classe 2 est quasiment admise sur les canalisations... De plus, la filière s'est professionnalisée : environ 20 % des installateurs professionnels achètent près de 90 % des AC.

En revanche, le CONSUEL souligne l'absence de normes produits auxquelles se référer pour les systèmes innovants de stockage qui devraient se développer dans les années à venir.

ANNEXE 3

Fiches défaut

Défaut 1 Détérioration de la couche anti-reflet.....	47	Défaut 19 Encrassement des panneaux.....	65
Défaut 2 Décoloration de l'encapsulation.....	48	Défaut 20 Défaut de fusible	66
Défaut 3 Corrosion	49	Défaut 21 Parafoudre inopérant.....	67
Défaut 4 Sectionnement des interconnexions	50	Défaut 22 Liaison à la terre défaillante	68
Défaut 5 Fissures de cellules.....	51	Défaut 23 Disjoncteur	69
Défaut 6 Traces d'escargot.....	52	Défaut 24 Disjonction intempestive	70
Défaut 7 Marques brunes	53	Défaut 25 Coupure d'urgence.....	71
Défaut 8 Point chaud - Hot spot	54	Défaut 26 Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés.....	72
Défaut 9 Délamination	55	Défaut 27 Boucle d'impédance sous les panneaux.....	73
Défaut 10 Décollage de la face arrière	56	Défaut 28 Câbles DC mal dimensionnés	74
Défaut 11 Bris de la face avant.....	57	Défaut 29 Câbles DC dégradés	75
Défaut 12 Dégradation Induite par le Potentiel (PID).....	58	Défaut 30 Borniers DC défectueux.....	76
Défaut 13 Rupture du cadre	59	Défaut 31 Coffrets DC dégradés	77
Défaut 14 Diode bypass défectueuse	60	Défaut 32 Tensions d'entrée onduleur	78
Défaut 15 Boîte de jonction défectueuse	61	Défaut 33 Absence d'isolation galvanique avec mise à la terre fonctionnelle des modules.....	79
Défaut 16 Mismatch.....	62	Défaut 34 Découplage récurrent dû à la tension réseau.....	80
Défaut 17 Sous-ventilation des modules PV	63	Défaut 35 Surchauffe de l'onduleur.....	81
Défaut 18 Ombrage partiel	64	Défaut 36 Défaut d'isolement.....	82
		Défaut 37 Rupture d'un composant interne.....	83

Échelle de classement utilisée pour l'analyse des défauts répertoriés

Variable	Code	Signification
Risque	A	Pas de conséquence sur la sécurité
	B et B+	Risque de choc électrique (faible à important)
	C et C+	Risque incendie (faible à important)
Performance	0	Pas de perte de rendement
	1	Pertes de rendement faible (< 3 %)
	2	Perte de rendement stable mais importante
	3	Perte de rendement s'aggravant avec le temps
	4	Perte de rendement brutale
Occurrence	+	Occurrence faible
	++	Occurrence moyenne
	+++	Occurrence forte

Défaut 1

DÉTÉRIORATION DE LA COUCHE ANTI-REFLET

Famille	Défaut de module		
Composant	Couche anti-reflet		
Installation	CC		
Description	Détérioration de la couche anti-reflet présente sur la face avant du panneau.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	1	+
Mots-clés	Anti-reflet - Module		



©Illustration IEA PVPS T13

CARACTÉRISATION

Description détaillée

La couche anti-reflet permet de limiter les pertes de production liées à la réflexion de la lumière sur la cellule. Étant donné qu'elle a pour objectif d'augmenter le taux d'absorption de la lumière, un défaut sur cette dernière induira une perte de rendement. La face en verre du module réfléchit en effet environ 4 % de la lumière incidente dans le spectre utilisé pour la conversion en énergie. Une détérioration de cette couche posera plus particulièrement problème pour une installation à proximité d'une zone sensible aux dangers d'éblouissement, tel que les aéroports par exemple.

Causes possibles

Fabrication	Aucune cause identifiée
Mise en œuvre	Aucune cause identifiée
Exploitation	Cycle thermique - Diffusion d'éléments entre les cellules et la couche anti-reflet

Conséquences

Risque	Aucun risque identifié
Performance	Diminution du rendement (inférieur à 4 %)

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	Non identifié
Prévention	Choix du matériel
Maintenance	Non applicable

Méthode de détection

Signature visuelle : peut correspondre à une décoloration ou une brillance accrue de la couche anti-reflet.
Signature électrique : diminution de la performance du module - Mismatch entre les cellules

Réparation

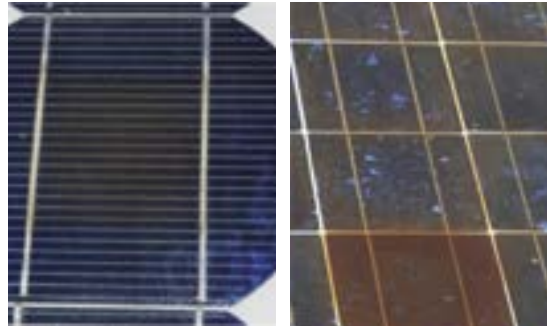
Ne nécessite pas de réparation

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules E. Meyer - Assessing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters University of Loughborough (crédit photo)
-------------------	---

Défaut 2

DÉCOLORATION DE L'ENCAPSULATION

Famille	Défaut de module		
Composant	Encapsulant		
Installation	DC		
Description	Brunissement apparent du panneau engendré par la dégradation du matériau d'encapsulation		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	1	+
Mots-clés	Encapsulant - EVA		



©Illustration IEA PVPS T13

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les quantités d'absorbeurs UV et de stabilisants utilisés dans les matériaux d'encapsulation peuvent diminuer avec le temps par des phénomènes de percolation ou de diffusion. Si leurs concentrations passent en dessous d'un certain seuil, le matériau d'encapsulation va se dégrader plus rapidement et la couche EVA va brunir. Les formes prises par le brunissement du matériau peuvent être très variées, car dépendantes du chemin de diffusion des produits et de l'interaction entre l'encapsulant et les rayonnements UV. Cela entraîne également une diminution faible mais continue du rendement du module, qui s'accélère avec le temps.

Causes possibles

Fabrication	Choix et concentrations des additifs utilisés dans l'encapsulant
Mise en œuvre	Aucune cause identifiée
Exploitation	Rayonnements UV important - Cycle thermique - Sablage du panneau - Produits de nettoyage des panneaux

Conséquences

Risque	Aucun
Performance	Faible diminution du rendement du module (perte de puissance de 0,5 %/an)

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 61730 / NF EN 61215 / NF EN 61646
Prévention	Éviter le sablage des panneaux et l'utilisation de produits détergents pour le nettoyage
Maintenance	Vérification visuelle de l'état des faces avant des panneaux Nettoyage des panneaux à l'eau claire

Méthode de détection

Signature visuelle : présence de tâches brunes sur les panneaux.

Réparation

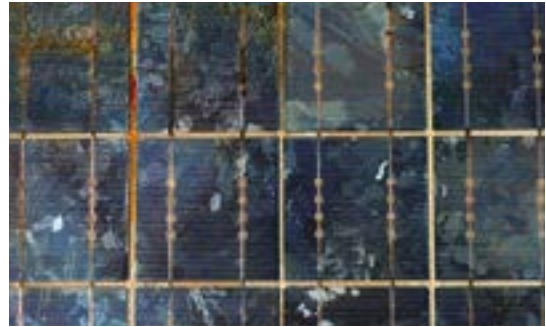
Il n'y a pas de possibilité de corriger le brunissement de l'encapsulant d'un module PV.
En cas de risque de déclenchement d'une diode de bypass lié à un brunissement très important d'une partie du module uniquement, une seule cellule par exemple, le remplacement du module peut être envisagé.

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules
-------------------	--

Défaut 3

CORROSION

Famille	Défaut de module		
Composant	Soudure - Verre - Encapsulant		
Installation	DC - aggravé si bât. élevage, bord de mer et climat tropical		
Description	Corrosion de certains des composants du panneau.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	1,2,3	
Mots-clés	Corrosion - Étanchéité - Eau - Encapsulant - Acide acétique - Perméabilité à l'eau		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

La corrosion est susceptible de se trouver sous plusieurs formes à l'intérieur d'un module PV : corrosion des soudures, des contacts électriques, des électrodes, du verre... Elle est liée à la présence d'eau et d'oxygène à l'intérieur du panneau, dont l'origine peut être due à une déformation du cadre ou à une trop grande perméabilité à la vapeur d'eau de l'encapsulant et de la face arrière, généralement dans les zones délaménées ou en bordures de cellules.

La dégradation de l'encapsulant, visible à sa décoloration, crée de l'acide acétique qui accélère le phénomène, d'autant plus qu'il se concentre en face avant en raison de sa très lente diffusion vers la face arrière.

L'ammoniac étant très corrosif pour les alliages de cuivre et les polycarbonates, des tests ont été normalisés (NF EN 62716).

Causes possibles

Fabrication	Verre à forte teneur en fer
Mise en œuvre	Contrainte mécanique sur les panneaux entraînant une perte d'intégrité de ceux-ci
Exploitation	Perte d'étanchéité du panneau - Rupture du cadre

Conséquences

Risque	Aucun
Performance	Corrosion du verre : faible baisse des performances Corrosion des interconnexions et des électrodes : baisse de puissance en raison de l'augmentation de la résistance série du module s'aggravant avec le temps

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 60068-2-52 / NF EN 61701 / NF EN 62716
Prévention	Éviter atmosphères corrosives (bord de mer, bâtiment d'élevage, climats chauds et humides). Meilleure résistance des modules bi-verre à la corrosion (non perméables à la vapeur d'eau)
Maintenance	Vérification de l'état des modules en cas d'observation de baisse de performance

Méthode de détection

Signature visuelle : marques de corrosion / une délamination peut également être un indice de corrosion de l'encapsulant

Réparation

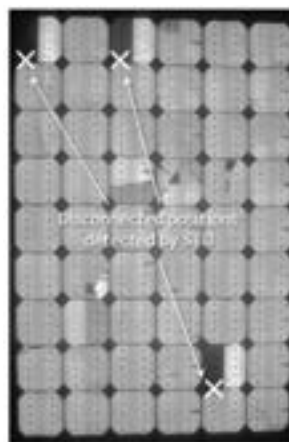
Changement du module si le risque électrique est trop élevé

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules - 2014 IEA - Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field - 2017
-------------------	---

Défaut 4

SECTIONNEMENT DES INTERCONNEXIONS

Famille	Défaut de module		
Composant	Cellule		
Installation	DCI		
Description	Sectionnement des circuits d'interconnexions entre les différentes cellules d'un module PV		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C	3	++
Mots-clés	Interconnexion cuivre - Cellule - Bus bar		



©Illustration IEA PVPS T13

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les cellules PV d'un modules sont raccordées en série par des rubans en cuivre étamé allant de la face avant d'une cellule à la face arrière de la suivante. Ensuite, ces séries, généralement au nombre de 3, sont interconnectées dans la boîte de jonction collée à l'arrière du module.

Le sectionnement des interconnexions peut être dû à une soudure défectueuse, l'effet d'une fatigue mécanique ou un vieillissement prématuré (corrosion, hot spot).

Causes possibles

Fabrication	Soudure défailante entre la série de cellules et le bus-bar, cellules trop proches dans le module
Mise en œuvre	Choc durant le transport
Exploitation	Corrosion, points chauds créés par des ombrages localisés et répétés

Conséquences

Risque	Échauffement pouvant provoquer un bris de verre voire un incendie
Performance	Perte de puissance due à une augmentation de la résistance série du module - Échauffement localisé provoquant des marques brunes

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 62759-1
Prévention	Éviter les chocs à la manutention des panneaux. Éviter les atmosphères corrosives ou préférer les modules bi-verre
Maintenance	Surveiller l'évolution des marques brunes et procéder à une thermographie IR le cas échéant

Méthode de détection

Électroluminescence, thermographie IR
Signature visuelle : marques brunes
Signature électrique : perte de production

Réparation

Remplacement du module

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules
-------------------	--

Défaut 5

FISSURES DE CELLULES

Famille	Défaut de module		
Composant	Cellule en silicium		
Installation	DC		
Description	Fissure dans le substrat silicium de la cellule.		
Classement (voir p. 46)	Risque A	Performance 2	Occurrence +
Mots-clés	Micro-Fissure - Silicium - Cellule - Crack		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Le silicium cristallin constitutif des cellules peut subir des fissures d'orientation et de tailles variées. Il est possible d'identifier la cause d'une fissure en étudiant sa forme, et ainsi de définir à quel moment de la vie du panneau elle s'est produite. Une fois que les fissures existent, il y a un risque d'agrandissement au cours du temps.

Causes possibles

Fabrication	Épaisseur des cellules - Découpage des cellules - Raccordement des cellules en chaîne - Encapsulation
Mise en œuvre	Contrainte mécanique lors de la manutention (transport, chocs, chutes...) ou de la pose
Exploitation	Agrandissement des fissures en raison du vent, de la neige, de la grêle, d'un stress thermo-mécanique

Conséquences

Risque	Aucun
Performance	<p>Selon leurs tailles et leurs orientations, ces fissures peuvent engendrer des pertes de rendement, en créant des parties de cellules inactives. La perte de production est corrélée avec la surface du panneau inactive.</p> <p>Les fissures parallèles aux busbars dégradent particulièrement les performances du module.</p>

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	cellules : NF EN 50461, modules : NF EN 61215 et NF EN 61646, transport modules : NF EN 62759-1
Prévention	Éviter les chocs, serrer les fixations avec une clé dynamométrique selon les préconisations du système de montage
Maintenance	Vérification visuelle de l'état des faces avant des panneaux

Méthode de détection

Signature visuelle : les fissures peuvent être visibles sur le panneau, et sont notamment mises en exergue par le jaunissement lié à un problème d'encapsulation. Possibilité d'utiliser les techniques d'électroluminescence et d'UV fluorescence pour accentuer leur visibilité.

Réparation

Pas de réparation possible sauf remplacement du module si associée à des pertes de production avérées

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules M. Kontges - Quantifying the risk of power loss in PV modules due to micro cracks
-------------------	---

Défaut 6

TRACES D'ESCARGOT

Famille	Défaut de module		
Composant	Electrodes métalliques en face avant des cellules		
Installation	DC		
Description	Décoloration grise/noire de la couche de métallisation du panneau semblable à une trace d'escargot.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	2	+
Mots-clés	Snail tracks - Fissures - Traces d'escargot		



©Illustration IEA PVPS T13

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les traces d'escargot sont une décoloration de la couche de métallisation supérieure des cellules photovoltaïques : le réseau d'électrodes en argent. Elles commencent généralement au bord des cellules et suivent des fissures parfois invisibles, en créant des vides dans l'encapsulant en EVA qui se modifie sous l'effet des UV. Elles apparaissent typiquement entre 3 mois et 1 an après l'installation du panneau. Elles n'induisent pas en elles-mêmes de perte de production mais peuvent contribuer à rendre visibles des fissures de cellule, engendrant elles des pertes de production.

Causes possibles

Fabrication	Propriétés de l'encapsulant, autres (cf. "Fissure")
Mise en œuvre	Cf "Fissure"
Exploitation	Corrélation positive avec le rayonnement UV et la température ambiante.

Conséquences

Risque	Aucun risque
Performance	Pas de diminution de performance systématique mais possible.

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 61215 (insuffisante pour détecter les snail tracks)
Prévention	Éviter les chocs, serrer les fixations avec une clé dynamométrique selon les préconisations du système de montage
Maintenance	Une inspection visuelle des module permet de repérer des snail tracks, qui sont une indication de fissures de cellules.

Méthode de détection

Signature visuelle : "tâches" ressemblant à une traînée d'escargot sur le panneau, elles partent en général du bord d'une cellule et suivent la trace de fissures souvent invisibles.

Réparation

Pas de réparation possible sauf remplacement du module si associée à des pertes de production avérées

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules S. Meyer - Snail trails : root cause analysis and test procedures
-------------------	---

Défaut 7

MARQUES BRUNES

Famille	Défaut de module		
Composant	Encapsulant		
Installation	DC		
Description	Décoloration de l'encapsulant du panneau en raison d'un échauffement anormal et localisé.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C	2	
Mots-clés	Burn marks - Encapsulant - Échauffement - Soudure - Résistance - Arc électrique		



©Illustration IEA PVPS T13

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les burn marks sont liées à un échauffement anormal d'une partie du module en raison d'un problème matériel ou d'un fonctionnement dégradé dudit panneau. Une soudure défectueuse engendrera par exemple une augmentation de la résistance en ce point, et ainsi un échauffement de cette partie du panneau, qui accentuera encore l'augmentation de la résistance en ce point. Lorsque la température atteinte est suffisamment importante, une décoloration de l'encapsulation avant ou arrière du panneau se produit.

Causes possibles

Fabrication	Soudure défectueuse, rupture du ruban de l'électrode en argent
Mise en œuvre	Aucune cause identifiée
Exploitation	Cellule fonctionnant en polarisation inverse (ombrage partiel, mismatch, fissures de cellules...)

Conséquences

Risque	Risque d'incendie faible dans le cas où un arc électrique DC est créé à cause de problèmes de soudures (isolation totale d'une cellule par exemple) avec point chaud en face arrière
Performance	Baisse de rendement dépendant du degré de gravité des problèmes de soudures - Ceux-ci sont amoindris lorsque des interconnexions électriques redondantes existent.

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 61215
Prévention	Aucune mesure identifiée
Maintenance	Vérification visuelle de l'état des faces avant et arrière des panneaux Vérification de l'état des diodes bypass

Méthode de détection

Signature visuelle : marque de brûlure visible à l'œil nu

Réparation

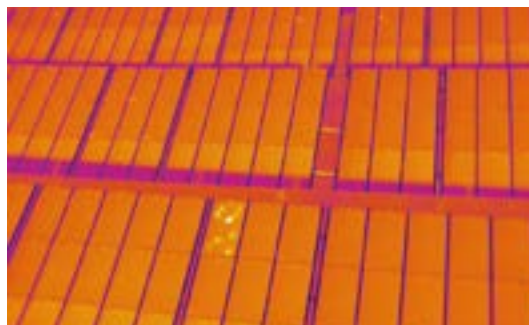
Un panneau ayant subi une burn mark peut être laissé en place en s'il n'y a pas de risques pour l'installation, mais le panneau continuera d'engendrer des pertes de production, il devra sinon être changé. La détermination du risque peut être réalisée en thermographie infra-rouge : si la zone abîmée continue à émettre de la chaleur le panneau doit être changé, sinon le courant a cessé de transiter dans ceUe par5e du panneau et il peut donc rester en place.

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules
-------------------	--

Défaut 8

POINT CHAUD - HOT SPOT

Famille	Défaut de module		
Composant	Cellule		
Installation	DC		
Description	Échauffement anormal d'une partie du module, pouvant causer pertes de production et incendies		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C	2	++
Mots-clés	Point chaud - Échauffement - Caméra thermique - Cellule		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Ce défaut correspond à un échauffement anormal d'une partie du module, lié à une résistivité électrique importante sur cette partie. Lorsque le courant passant dans la string s'approche du court de court-circuit de la cellule défectueuse, cela crée un courant inverse important dans cette dernière : cela induit une dissipation de puissance dans la cellule qui se traduit par un fort échauffement. Des diodes de bypass sont utilisés dans les modules photovoltaïques afin d'empêcher la formation de point chaud, mais celles-ci ne sont pas à l'abri de défaillance.

Les points chauds peuvent être à l'origine d'une décoloration de l'encapsulant, de marques de brûlures, ou encore d'incendie dans le pire des cas.

Causes possibles

Fabrication	Soudure insuffisamment conductrice de courant - Fissure de cellule - Diodes de bypass défectueuses
Mise en œuvre	Panneau localement abîmé suite à son transport ou sa pose
Exploitation	Ombrage partiel - Salissure persistante sur une partie du panneau - Mauvais branchement de la diode de bypass

Conséquences

Risque	Risque d'incendie dans les cas extrêmes
Performance	Baisse de performance liée à un fonctionnement non optimal de l'installation et à un défaut de mismatch entre les cellules et modules.

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 61215
Prévention	Éviter dans la mesure du possible les ombrages partiels sur l'installation lors de la conception
Maintenance	Vérification de la performance des différents champs PV. Contrôler les ombrages partiels dans la mesure du possible Vérification de l'état des boîtes de jonction

Méthode de détection

Signature visuelle : détectable à l'aide d'une caméra thermique - Présence de marques de brûlures sur les panneaux
Signature électrique : caractéristiques électriques dégradées pour les panneaux souffrant de points chauds

Réparation

Remplacement des modules présentant des marques de brûlures importantes

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules L. Bun - Détection et localisation de défauts dans un système photovoltaïque
-------------------	--

Défaut 9

DÉLAMINATION

Famille	Défaut de module		
Composant	Isolation du panneau		
Installation	DC		
Description	Porosité de l'isolation entre le verre/le polymère du panneau, l'encapsulant et la surface active.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	B	3	+



©Photo HESPUL

Mots-clés Délamination - Encapsulant - Porosité

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Le phénomène de délamination correspond à une perte d'adhésion entre le verre, l'encapsulant, la surface photovoltaïque active et la face arrière qui devient poreuse. Dans le cas d'une encapsulation EVA, la délamination a plus de chance de se produire entre l'encapsulant et la surface active en raison d'une adhésion initiale déjà limitée.

La délamination peut être suivie par une augmentation de l'humidité et de l'air à l'intérieur du panneau et donc de la corrosion, en particulier par augmentation de la teneur en acide acétique à la surface des cellules (produit par dégradation de l'EVA).

Causes possibles

Fabrication	Mauvaise régulation de la pression et de la température par la machine de laminage
Mise en œuvre	Pour les films PV souples : inadéquation entre dilatation de la toiture et des modules PV
Exploitation	Usage de la face arrière du panneau - Manque de propreté du verre ou du plastique - Point chaud plus corrosion - Stagnation d'eau (faible pente ou obstacle du au montage) - Climat chaud et humide

Conséquences

Risque	La délamination de la face arrière peut exposer des composants électriques, et provoquer des défauts électriques (fuites à la terre) voire même des incendies.
Performance	Baisse de rendement par augmentation de la réflexion optique et des résistances série induites par corrosion

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 61215 / NF EN 61730 / NF EN 61646
Prévention	Pente suffisante du module pour éviter la stagnation d'eau, choix d'un module cadré, qualité du laminage en usine
Maintenance	Vérification visuelle de l'état des faces avant des panneaux

Méthode de détection

Signature visuelle : "tâches" représentatives de la délamination, corrosion aux interconnexions entre cellules. La thermographie peut également être utilisée pour repérer un phénomène de délamination invisible à l'œil nu.

Signature électrique : Chute du courant de court-circuit

Réparation

Remplacement des modules présentant une forte délamination.

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules
-------------------	--

Défaut 10

DÉCOLLAGE DE LA FACE ARRIÈRE

Famille	Défaut de module		
Composant	Face arrière		
Installation	DC		
Description	Défaut de la face arrière, entraînant une perte d'isolation du panneau, et un risque électrique.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	B+	3	+
Mots-clés	Face arrière - Stratifié polymère - Couche métallique - Verre - Délamination		



©Illustration IEA PVPS T13

CARACTÉRISATION

Description détaillée

La face arrière des modules permet la protection de l'intérieur du panneau des conditions extérieures (humidité par exemple), et plus spécifiquement ses composants électriques. Elle a également un rôle de prévention de risques électriques. Si les faces arrières sont le plus souvent composées d'un stratifié polymère hautement résistante aux UV, elles peuvent également incorporer une couche métallique, ou être composées de verre. Les défauts potentiels de la face arrière vont naturellement être dépendants du type de composant de cette dernière :

- Stratifié polymère : délamination liée à un stress physique ou chimique (cycle thermique, rayonnement UV, humidité...)
- Stratifié polymère avec couche métallique : rupture de l'isolation entre la couche métallique et les cellules
- Verre : rupture du verre, délamination liée à un stress mécanique

Causes possibles

Fabrication	Défaut lors de la lamination (excès d'encapsulant entraînant une déformation de la face arrière)
Mise en œuvre	Contrainte mécanique lors de la manutention - Mauvais montage entraînant une rupture du verre
Exploitation	Rupture du verre lié à un choc - Cycle thermique entraînant la délamination

Conséquences

Risque	Verre : Risque très élevé de problème électrique - Problème de sécurité Stratifié polymère : pas de problème de sécurité immédiat, à moins que la délamination ne soit proche des boîtes de jonction ou des bords du module
Performance	Baisse du rendement

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 61730
Prévention	Qualité du matériel, éviter les tensions mécaniques sur le module une fois monté
Maintenance	Vérification visuelle de l'état des faces arrière des panneaux

Méthode de détection

Signature visuelle : Apparition de bulles sur la face arrière - Verre brisée

Réparation

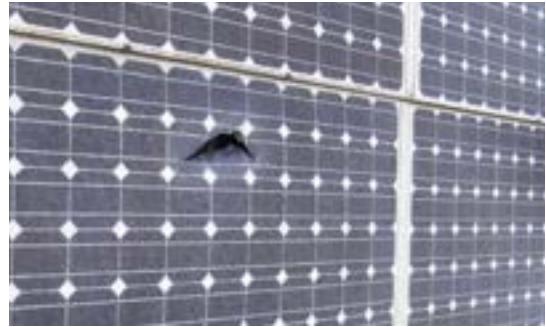
Changement du module

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules
-------------------	--

Défaut 11

BRIS DE LA FACE AVANT

Famille	Défaut de module		
Composant	Face avant en verre		
Installation	DC		
Description	Bris de la face avant (en verre) du module.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	B+	4	+
Mots-clés	Bris - Verre - Vis - Clamps - Choc		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

La face avant du panneau photovoltaïque est une plaque de verre. Cette dernière est donc fragile, et peut être amenée à se briser en cas d'événement mécanique non prévu. Ceci aura pour conséquence une perte d'étanchéité, pouvant entraîner un phénomène de corrosion, une détérioration des cellules et ainsi une diminution de la performance globale du module.

Causes possibles

Fabrication	Faible résistance du verre des modules couche mince CdTe, car il ne peut être ni trempé ni durci pendant le processus de fabrication
Mise en œuvre	Faible résistance du verre des modules couche mince CdTe, car il ne peut être ni trempé ni durci pendant le processus de fabrication
Exploitation	Contrainte mécanique lors de l'exploitation (chute d'objet) - Choc thermique

Conséquences

Risque	Risque électrique lié à un problème d'isolement du module (notamment lors d'épisodes pluvieux) Risque de points-chauds pouvant entraîner surchauffe du module puis incendies
Performance	Diminution de la performance du module dans le temps (corrosion des cellules et du circuit électrique)

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	Pinces (EN 1999-9 / EN 62446 / EN 1090-3) - NF EN 61730
Prévention	Fixer tous les éléments de toiture pouvant s'envoler
Maintenance	Vérification visuelle de l'état des panneaux

Méthode de détection

Signature visuelle : bris visible à l'œil nu

Réparation

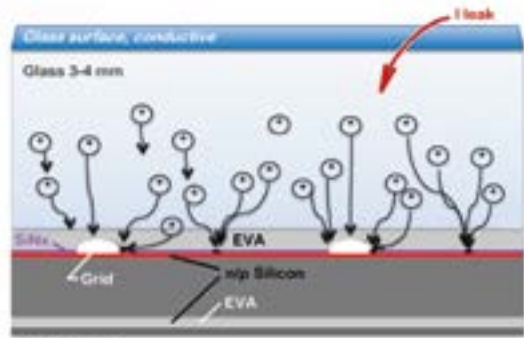
Réparation possible : ajout d'une face en verre au-dessus de la face brisée, réparation à partir de silicone, recouvrement du panneau avec de l'époxy.

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules
-------------------	--

Défaut 12

DÉGRADATION INDUITE PAR LE POTENTIEL (PID)

Famille	Défaut de module		
Composant	Cellule		
Installation	DC		
Description	Dégradation des performances due à la présence d'un courant électrique induit.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	3	+
Mots-clés	PID - Courant électrique induit - Polarisation - Migration - Potentiel		



©Illustration IEA PVPS T13

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Le phénomène de Potential Induced Degradation est lié à la circulation d'un courant électrique induit à l'intérieur du module. Il s'agit de la migration d'ions sodium issus du verre de la face avant vers la couche anti-reflet des cellules en nitrure de silicium, par le courant de fuite à la terre à travers l'encapsulant. Elle crée un déséquilibre de charges qui modifie les propriétés électriques de la cellule. Le terme PID provient du fait que les pertes de puissance augmentent avec la tension de fonctionnement du module.

Ce défaut conduit à une dégradation progressive de la performance du module et, s'il n'est pas traité, à une dégradation irréversible du module (dégradation des cellules, vieillissement de l'encapsulant, délamination). Il peut conduire à des points chauds et à de la corrosion (responsables de la délamination entre les cellules et leur encapsulant).

Causes possibles

Fabrication	Fabrication du module (verre, encapsulant et barrières de diffusion) et des cellules (couche anti-reflet)
Mise en œuvre	Aucune cause identifiée
Exploitation	Corrélation positive avec l'humidité et la température ambiante (accélèrent la mobilité des ions)

Conséquences

Risque	Non identifié
Performance	Baisse du rendement

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	IEC 62804
Prévention	Tests des modules selon la norme IEC 62804-1 pour les technologies silicium cristallin et la IEC 62804-2 pour les couches minces.
Maintenance	Contrôle du fonctionnement et de l'évolution de rendement de l'installation.

Méthode de détection

Signature visuelle : Thermographie infrarouge

Signature électrique : Baisse de performance - Diminution du MPP - Diminution de la tension de circuit ouvert

Réparation

Dans certains cas, les conséquences du PID sont réversibles. La réparation implique l'application d'un courant inverse, la baisse de résistance du verre et du cadre ainsi qu'une température élevée du panneau.

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules Advanced Energy - Understanding Potential Induced Degradation
-------------------	---

Défaut 13

RUPTURE DU CADRE

Famille	Défaut de module		
Composant	Cadre		
Installation	DC		
Description	Rupture du cadre du panneau en raison d'une trop forte contrainte mécanique sur ce dernier.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	B+	4	+
Mots-clés	Cadre - Rupture - Neige - Vent- Arrachement - Déformation - Contrainte		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Une trop forte contrainte mécanique sur un panneau peut engendrer une rupture du cadre de ce dernier. Dans le cas où la contrainte est telle que le cadre est détaché du panneau photovoltaïque, le panneau est détruit et doit être changé car il perd son étanchéité et sa résistance mécanique. Ce défaut est tout particulièrement présent dans les régions à forte couverture neigeuse en hiver.

Causes possibles

Fabrication	Aucune cause identifiée
Mise en œuvre	Manutention des panneaux, fixation insuffisante par rapport à la zone de vent
Exploitation	Couverture neigeuse, contrainte mécanique extraordinaire (événement météo exceptionnel, chute d'objet...)

Conséquences

Risque	Risque de chute du panneau et de défaut électrique en raison de la perte d'intégrité du module.
Performance	Destruction du panneau

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 61215 / NF EN 61646 / SIA 261 / EN 1991
Prévention	Choix de panneaux et de structures résistantes si le risque est avéré (ex : module bi-verre ou cadre plus épais) Importance de l'inclinaison des panneaux pour évacuer la neige (éviter les arrêts de neige).
Maintenance	Nettoyage des panneaux en cas de couverture nuageuse exceptionnelle. Vérification des panneaux en début et fin de période hivernale.

Méthode de détection

Signature visuelle : cadre cassé

Réparation

Remplacement du module

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules
-------------------	--

Défaut 14

DIODE BYPASS DÉFECTUEUSE

Famille	Défaut de module		
Composant	Diodes bypass		
Installation	DC		
Description	Dysfonctionnement des diodes bypass du module		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C	2	++
Mots-clés	Diode bypass - Boîte de jonction - Ombrage		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les diodes bypass sont installées dans la boîte de jonction collée à l'arrière des panneaux PV afin d'éviter que l'inversion de polarité d'une cellule ne la fasse fonctionner en récepteur. Elles permettent notamment de réduire les pertes de production causées par un ombrage partiel ou d'éviter les points chaud consécutifs à ces derniers. Il y en a généralement entre 2 et 5 par module (une diode pour une vingtaine de cellules environ). Elles peuvent être soumises à un grand nombre de problèmes : diode court-circuitée, déconnectée, inversée, non fonctionnelle... et sont sensibles aux chocs mécaniques et aux décharges électrostatiques qui peuvent les endommager.

Les diodes défectueuses se comportent soit comme un shunt (la diode devient le chemin le plus facile pour le courant), soit comme un circuit ouvert (elles ne protègent plus en cas d'ombrage).

Causes possibles

Fabrication	Diode non fonctionnelle - Inversion de la polarité des diodes au montage - Diode mal connectée - Décharge électrostatique en usine
Mise en œuvre	Manutention des panneaux (choc), contraintes mécaniques sur les boîtes de jonction
Exploitation	Déconnexion de la diode de bypass - Corrosion dans la boîte de jonction

Conséquences

Risque	Risque de points chaud, d'arcs électrique et d'incendie si diode en circuit ouvert
Performance	Perte significative de rendement si diode type shunt

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	Modules : NF EN 61215 et NF EN 61646, Boîtes de jonction : NF EN 62790
Prévention	Éviter les chocs mécaniques et électrostatiques à l'installation Éviter les ombrages partiels permanents (vieillesse prématuré)
Maintenance	Vérification de l'état des boîtes de jonction

Méthode de détection

Signature visuelle : la présence d'une burn mark peut être liée à un défaut de diode de bypass
Signature électrique : mesure de la V_{co} de la chaîne (environ -15V si une diode shunt soit $-1/3 V_{co}$)
Thermographie et électroluminescence permettent également la visualisation de ce défaut.

Réparation

Remplacement du module
Nota : un simple changement de diodes est techniquement possible.

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules
-------------------	--

Défaut 15

BOÎTE DE JONCTION DÉFECTUEUSE

Famille	Défaut de module		
Composant	Boîte de jonction		
Installation	DC		
Description	Boîte de jonction présentant une défaillance au niveau des contacts		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C+	3	+
Mots-clés	Boîte de jonction - Junction box - BJ - Contact		



© Photo A. Farcot - AUTAN SOLAIRE

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Une boîte de jonction est le coffret électrique embarqué collé à l'arrière du module PV dont le but est d'assurer une connexion entre les pistes des cellules photovoltaïques dudit module avec les autres modules avec lequel il sera mis en série. Outre les connexions avec les chaînes de cellules, elle comporte les diodes bypass et les bornes de sorties + et - vers les câbles connectés à travers un presse-étoupe.

Causes possibles

Fabrication	Connexions vers les cellules PV défectueuse, faible résistance au feu du boîtier polymère
Mise en œuvre	Aucune cause identifiée
Exploitation	Diodes bypass hors service suite à une trop grande sollicitation

Conséquences

Risque	Échauffement pouvant provoquer un incendie, plus rapidement et dont les conséquences sont plus graves en intégré au bâti
Performance	Perte de production due à la perte de courant par effet joule puis arrêt de l'installation par déconnexion (préventif) ou incendie

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 62790 : 2015, NF EN 50548 : 2011 / NF EN 61215 et NF EN 61646 / UTE C15-712-1
Prévention	À la commande des modules, vérifier la qualité de la boîte de jonction (demande des rapports d'essais complets, de la marque) - Déconnexion des modules concernés par une alerte fabricant - Câbles en sortie de modules suffisamment longs pour éviter de tirer sur les câbles à la pose
Maintenance	Caméra thermique au niveau du champ PV

Méthode de détection

Signature électrique : sous-production
Caméra thermique

Réparation

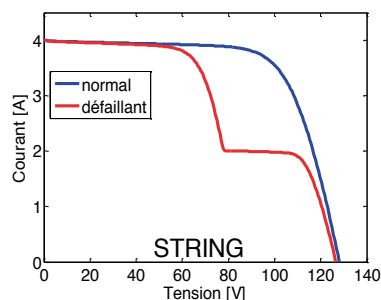
Remplacement du module (la réparation des boîtes de jonction peut conduire à de nouveaux départs de feu).

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules
-------------------	--

Défaut 16

MISMATCH

Famille	Défaut de module		
Composant	Module		
Installation	DC		
Description	Forte disparité entre les paramètres électriques des modules d'une même chaîne		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	2	+++
Mots-clés	Mismatch - Appareillage		



Long Bun. Détection et localisation de défauts dans un système photovoltaïque. © G2ELab, Grenoble, 2011

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Le défaut de mismatch apparaît lorsque les paramètres électriques d'un groupe de modules sont significativement différents. Les modules PV sont commercialisés avec une tolérance sur leur puissance crête. Il convient de les trier par puissance au moment de leur livraison sur chantier avant de constituer des séries de même puissance. Un ombrage partiel peut aussi entraîner un défaut de mismatch. Il peut causer d'importantes pertes de production, le point de fonctionnement du champ PV étant déterminé par le module présentant l'efficacité la plus faible, et causer des dommages irréversibles aux modules.

Causes possibles

Fabrication	Modules différents en raison des tolérances de fabrication
Mise en œuvre	Ombrage partiel sur l'installation
Exploitation	Conditions de fonctionnement différentes (ombrage partiel, température non uniforme)

Conséquences

Risque	Aucun risque
Performance	Baisse de rendement constante (caractéristiques des modules différentes) ou répétée (ombrage partiel)

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	UTE C15-712-1
Prévention	Tri des modules sur chantier à partir de la puissance-crête mesurée par un flash-test sortie usine Présence de diodes de bypass, notamment pour les installations avec un fort taux d'ombrage partiel attendu
Maintenance	Élagage si nécessaire. Nettoyage de niveau équivalent pour l'ensemble de l'installation

Méthode de détection

Signature électrique : perte de production

Réparation

Échange des modules d'une chaîne à l'autre présentant des caractéristiques trop différentes.

Références

Défaut 17

SOUS-VENTILATION DES MODULES PV

Famille	Défaut de l'installation		
Composant	Module		
Installation	DC - intégrée en toiture		
Description	Ventilation insuffisante des modules		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	2	+++
Mots-clés	Ventilation - Échauffement - Lame d'air - Température		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Une ventilation peu efficace des panneaux photovoltaïques aura pour conséquence un échauffement plus important de ces derniers, notamment lors des épisodes de fortes chaleurs estivaux, et donc une perte de production car l'installation ne fonctionne alors pas à son rendement optimal.

La ventilation pour les installations en toiture est importante pour éviter la surchauffe des modules.

Causes possibles

Fabrication	Fort coefficient de température des modules
Mise en œuvre	Mauvaise conception de l'installation - Non suivi des recommandations techniques lors de la pose des panneaux en intégré
Exploitation	Obstruction des voies de ventilation

Conséquences

Risque	Risque d'échauffement important des combles
Performance	Baisse du rendement lors des jours de fortes chaleurs (environ -10 % de pertes annuelles en intégré au bâti par rapport au surimposé)

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	Avis technique, notice de montage du procédé d'intégration
Prévention	Système de montage permettant une lame d'air suffisante sous les panneaux, limiter la longueur du rampant
Maintenance	Désobstruction régulière des grilles et tuyaux de ventilation.

Méthode de détection

Signature visuelle : vérification des grilles de ventilation

Signature électrique : monitoring de l'installation et visualisation de pertes de rendements lors des épisodes de fortes chaleurs, mesure des tensions de chaînes en circuit ouvert plus basses que prévu

Réparation

Détermination de la cause de la surchauffe puis selon les cas :
Désobstruction des grilles et tuyaux de ventilation / Réparation de la ventilation
Modification de la ventilation

Références

Défaut 18

OMBORAGE PARTIEL

Famille	Défaut de module		
Composant	Cellules		
Installation	DC		
Description	Forte disparité entre les paramètres électriques des cellules d'un même panneau.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C	2	+++
Mots-clés	Masque - Ombrage - Diode bypass - Mismatch		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Un ombrage partiel entraîne un effet de mismatch, qui apparaît lorsque les paramètres électriques de deux groupes de cellules ou de modules connectés sont significativement différents. Il peut causer d'importantes pertes de production, le point de fonctionnement du champ PV étant déterminé par le module présentant l'efficacité la plus faible, et causer des dommages irréversibles aux modules.

Causes possibles

Fabrication	Non applicable
Mise en œuvre	Ombrage partiel sur l'installation
Exploitation	Croissance de la végétation, évolution de l'environnement bâti, température non uniforme

Conséquences

Risque	Échauffement si dysfonctionnement des diodes bypass
Performance	Baisse de rendement constante (caractéristique des cellules différentes) ou répétée (ombrage partiel)

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 61215, NF EN 61646, NF EN 62790
Prévention	Présence de diodes bypass Micro-onduleurs ou optimiseurs, permettant un fonctionnement individuel des modules (pas de chaînes) Éviter les zones ombragées pour l'implantation des modules
Maintenance	Élagage si nécessaire Nettoyage de niveau équivalent pour l'ensemble de l'installation Thermographie IR des boîtes de jonction pour détecter les diodes défectueuses suite à une trop grande fréquence de fonctionnement

Méthode de détection

Signature visuelle : relevé du masque d'ombrage de l'installation
Signature électrique : shunt d'1/3 de module par diode bypass soit environ -15 V sur la mesure de la tension en circuit ouvert V_{oc} de la chaîne ombragée

Réparation

Références	IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules JL Crozier - Effet du mismatch sur la courbe I-V de trois cellules en série avec une diode de bypass
-------------------	--

Défaut 19

ENCRASSEMENT DES PANNEAUX

Famille	Défaut de module		
Composant	Module		
Installation	DC		
Description	L'encrassement correspond au recouvrement des panneaux par une couche de salissure.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	3	+++
Mots-clés	Encrassement - Salissure - Nettoyage		



©Photo SOS Solaire

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Le phénomène d'encrassement des panneaux photovoltaïques correspond au recouvrement de ces derniers par une couche de salissure qui peut être de différents types : particules de fumées liées à la pollution atmosphérique, déjections animales, débris végétaux, sable...

L'encrassement entraîne directement une baisse de la performance de l'installation, mais peut également engendrer des points chauds, si elle n'est présente que sur une partie du module.

Causes possibles

Fabrication	Rugosité de la face extérieure avant du module
Mise en œuvre	Une très faible inclinaison des panneaux favorise l'encrassement.
Exploitation	Nettoyage non fréquent des panneaux, exploitation agricole, proximité d'un chantier ou de voies de circulation

Conséquences

Risque	Pas de risque de manière générale, à moins que l'encrassement provoque une contrainte mécanique forte ou un hotspot en créant un ombrage partiel.
Performance	Baisse graduelle de la performance des panneaux.

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	UTE C15-712-1
Prévention	Inclinaison minimale des panneaux de 15°
Maintenance	Nettoyage au moins bisannuel de l'installation.

Méthode de détection

Signature visuelle : accumulation de salissure visible sur les panneaux
Signature électrique : baisse graduelle de la performance des panneaux

Réparation

Nettoyage des panneaux encrassés à l'eau pure à avec une brosse douce (pas d'agent détergent ou corrosif).

Références	Nettoyage des panneaux encrassés à l'eau pure à avec une brosse douce (pas d'agent détergent ou corrosif).
-------------------	--

Défaut 20

DÉFAUT DE FUSIBLE

Famille	Défaut de protection		
Composant	Fusible		
Installation	DC		
Description	Défaut du fusible DC conçu pour protéger les séries de modules des courants inverses		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C	4	++
Mots-clés	Fusible - Protection contre les surintensités - Diode anti-retour		



© Photo A. Farcot - AUTAN SOLAIRE

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les fusibles DC sont utilisés pour protéger les séries de modules des surintensités en courant inverse qui pourraient se produire en raison d'un fonctionnement différent de panneaux installés en parallèle. Ils se situent dans les boîtes de jonction au bout de chaque chaîne. Ils sont conçus pour pouvoir fonctionner jusqu'à certains niveaux de tension, généralement 600 VDC ou 1 000 VDC, et doivent pouvoir couper correctement un courant continu et fonctionner à un courant proche de leur courant de fusion. Si le calibre du fusible est trop faible, la série de modules sera régulièrement déconnectée, tandis que s'il est trop important ou si le fusible est défaillant, il y a des risques de dégradation des panneaux ombragés traversés par un courant inverse provenant des autres chaînes.

Causes possibles

Fabrication	Fusible non conforme à la norme NF EN 60269-1
Mise en œuvre	Fusible mal calibré
Exploitation	Non-remplacement d'un fusible fondu, corrosion dans les boîtes de jonction

Conséquences

Risque	Risque pour l'intégrité des modules si fusible surdimensionné ou non fonctionnel, pouvant aller jusqu'à l'incendie.
Performance	Perte de production en cas de sous-dimensionnement des fusibles ou fusibles fondus - Accentuation des pertes liées à des mismatches, ombrages partiels ou autre phénomène ayant pour conséquence un fonctionnement différent des panneaux

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 60269-6 / C15-712-1
Prévention	Respecter la valeur de courant du fusible de chaîne imposée par le module PV - Visa du maître d'œuvre avant commande puis vérification à la pose
Maintenance	Emplacement des coffrets à hauteur d'homme pour faciliter le remplacement des fusibles (pas besoin de nacelle) Vérification du bon état des fusibles par mesure de continuité ou selon l'état du témoin

Méthode de détection

Signature visuelle : fusible fondu - indication par le fusible qu'un remplacement est nécessaire
Signature électrique : production manquante au niveau onduleur, tout ou partie du champ PV ne produisant plus

Réparation

Remplacement des fusibles fondus.
Redimensionnement des fusibles en cas de problèmes répétés.

Références	Solar bankability - Report on technical risks in PV project development and PV operation Esprit - Proposition d'un cadre de validation des performances et de certification des onduleurs PV
-------------------	---

Défaut 21

PARAFONDRE INOPÉRANT

Famille	Défaut du système de protection		
Composant	Parafoudre		
Installation	toiture - DC et AC		
Description	Parafoudre sous dimensionné ou non connecté à la terre		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C	0	+
Mots-clés	Parafoudre - Céramique - Foudre - Protection - Orage - Surtension		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Le parafoudre a pour rôle la protection des modules et des onduleurs en cas de surtension d'origine atmosphérique dans le circuit électrique en permettant l'évacuation d'une surtension à la terre. La surtension peut être un phénomène lié à la foudre mais également à l'interaction entre réseaux. Si cette protection n'est pas efficace, il y a un risque de panne voire de destruction de l'installation.

Il est de plus possible que les éléments du parafoudre se détériorent jusqu'à provoquer un court-circuit au niveau de l'installation. Pour éviter cela, une protection peut être prévue pour déconnecter le parafoudre si nécessaire, puis indiquer la nécessité de remplacer ensuite le parafoudre.

Causes possibles

Fabrication	Produit défectueux
Mise en œuvre	Mauvaise évaluation du risque de foudre - Mauvais choix de parafoudre - Absence de connexion du parafoudre à la terre - Règle des 50 cm entre parafoudre DC et prise de terre peut entraîner une mauvaise évacuation de la surtension
Exploitation	Dysfonctionnement du système de déconnexion - Non remplacement d'un parafoudre HS après un épisode orageux

Conséquences

Risque	Risque d'incendie - Risque pour les personnes
Performance	Destruction de modules PV - Destruction de l'onduleur

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	Partie AC : NF EN 61643-11 / Partie DC : NF EN 50539-11 / Mise en œuvre AC et DC : UTE C61-740-52 / Choix : UTE C15 712-1 / NFC 15100 / NF EN 62305 /
Prévention	Choix selon le niveau céramique du site - Parafoudre au niveau de l'onduleur (interne ou externe) et dans les coffrets DC si modules et onduleurs distants de plus de 10 m - 50 cm max entre la polarité et la prise de terre Les protections contre les effets directs (paratonnerres) et indirects (parafoudre) sont complémentaires et doivent être associées à la même prise de terre
Maintenance	Vérification du système de protection du parafoudre, afin de remplacer ce dernier lorsque cela est nécessaire.

Méthode de détection

Signature visuelle : indication par le parasurtenseur qu'un remplacement est nécessaire (remontée de l'état du parafoudre au niveau de l'onduleur ou du datalogger)

Réparation

Remplacement des éléments touchés par la foudre.
Remplacement préventif de toutes les cartouches de parafoudres si l'un deux est hs.

Références	SER - SOLER - Protection contre les effets de la foudre dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau Guide UTE C 15-712 & UTE C15-443
-------------------	---

Défaut 22

LIAISON À LA TERRE DÉFAILLANTE

Famille	Liaison à la terre défailante		
Composant	Défaut de connectique		
Installation	Liaison équipotentielle		
Description	DC		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	B+	2	++
Mots-clés	Mise à la terre - Électrique - Câble - Équipotentialité - Isolement		



© Photo A. Farcot - AUTAN SOLAIRE

CARACTÉRISATION

Description détaillée

La liaison à la terre a pour rôle d'évacuer tout courant de défaut vers la terre. Elle permet la protection des personnes contre les contacts indirects en évacuant les courants de défaut.

Causes possibles

Fabrication	Non applicable
Mise en œuvre	Prise de terre non unique, conducteurs de terre en série, absence de mise à la terre individuelle des modules
Exploitation	Corrosion des connexions entre câble de terre et éléments métalliques

Conséquences

Risque	Risque de choc électrique pour le personnel (possible courant de fuite dans des matériels mis à la masse tels que le cadre du module ou les structures de fixation) ou par différence de potentiel entre deux prises de terre différentes, surtout par temps de pluie.
Performance	Perte de production liée à l'arrêt de tout ou partie de l'installation si défaut d'isolement

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF C15-100 / NF C13-200 / UTE C15 712-1
Prévention	Rondelles bi-métal pour éviter tout couple électrolytique entre une structure alu (cadre de module, rail de fixation...) et le câble de terre en cuivre. Prise de terre unique. Câblage de la liaison équipotentielle avec un conducteur cuivre unique de section mini 6 mm ² . Mise à la terre des cadres de modules, du système de fixation, des chemins de câbles, de la carcasse de l'onduleur. Installation d'un système de protection contre les défauts de terre.
Maintenance	Inspection visuelle de la liaison équipotentielle

Méthode de détection

Signature visuelle : inspection visuelle des câbles et de la prise de terre
Signature électrique : mesure de la continuité des conducteurs de protection - mesure de la valeur de la prise de terre

Réparation

Reprise du câblage de terre. Il est important que le personnel s'occupant de la maintenance d'un défaut électrique porte un équipement de protection : lunettes de protection, gants d'isolation à 600V, casque et chaussures de sécurité.

Références	L. Bun - Détection et localisation de défauts dans un système photovoltaïque P. Mync & J. Berdner - PV System Ground Faults - Solarprofessional
-------------------	--

Défaut 23

DISJONCTEUR

Famille	Défaut du système de protection		
Composant	Disjoncteur		
Installation	AC		
Description	Protection contre les surintensités inappropriée		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C	2	+
Mots-clés	Disjoncteur - Protection		



© Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Protection magnéto-thermique contre les surintensités (respectivement court-circuit et surcharge) :
Le rôle des disjoncteurs est de couper l'installation lorsqu'un courant anormalement important apparaît côté AC. S'il est sous-dimensionné, le risque est que l'installation disjoncte très régulièrement lors des moments de fortes production, tandis que s'il est surdimensionné, un courant trop important circulant dans l'installation peut être à l'origine d'arcs électriques voire d'incendie.

Causes possibles

Fabrication	Disjoncteur non conforme à la norme
Mise en œuvre	Mauvais dimensionnement du disjoncteur - Absence de disjoncteur
Exploitation	Disjonction intempestive du différentiel

Conséquences

Risque	Risque d'arcs électriques, d'incendie en cas de surdimensionnement
Performance	Risque de perte de production en cas de sous-dimensionnement

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF C15-100 / UTE C 15-105
Prévention	Le dimensionnement des fusibles et disjoncteurs protégeant l'installation est obtenu à partir du guide UTE C 15-105. Les normes relatives aux disjoncteurs spécifient notamment son pouvoir de coupure qui doit être au moins égal au courant maximal de court-circuit présumé à l'endroit où il est installé.
Maintenance	Vérification régulière de l'état des disjoncteurs, rétablissement des éléments disjonctés.

Méthode de détection

Signature visuelle : installation disjonctée fréquemment en cas de sous-dimensionnement.
Signature électrique : déconnexion régulière d'une partie de l'installation en cas de sous-dimensionnement, apparition de courants importants en cas de surdimensionnement.

Réparation

En cas de sous-dimensionnement : si l'installation n'a pas été détruite, changement des disjoncteurs en défaut, en prenant bien en considération les caractéristiques de l'installation et les normes en vigueur au moment de la réparation.
En cas de surdimensionnement : changement des disjoncteurs en défaut

Références

Défaut 24

DISJONCTION INTEMPESTIVE

Famille	Défaut du système de protection AC		
Composant	Disjoncteur différentiel		
Installation	AC		
Description	Disjonction récurrente de la protection différentielle		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	2	+
Mots-clés	Différentiel - Sensibilité - Contact indirect - Disjoncteur - Protection		



© Photo Edisun Power

CARACTÉRISATION

Description détaillée

La protection différentielle associée au disjoncteur AC permet de protéger l'utilisateur contre les contacts indirects en commandant l'ouverture du circuit en cas de dépassement d'un courant de défaut (30 mA dans l'habitation). Une protection différentielle doit être installée dans le local onduleur et au point de livraison.

Causes possibles

Fabrication	Non applicable
Mise en œuvre	Sensibilité trop grande du différentiel
Exploitation	Cumul des courants de fuite des onduleurs protégés par le même disjoncteur différentiel

Conséquences

Risque	Non identifié
Performance	Pertes de production si pas de dispositif de réenclenchement automatique

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	UTE C15-712-1 : § 7.4.3 / NF C15-100/A5 juin 2015
Prévention	Installer 1 différentiel par onduleur pour éviter le phénomène de cumul des courants de fuite - Régler le différentiel avec une mesure du courant à la terre pour éventuellement relever le seuil
Maintenance	Vérification régulière de l'état des disjoncteurs, rétablissement des éléments disjonctés.

Méthode de détection

Signature électrique : ouverture du circuit détectée si monitoring

Réparation

Réglage du différentiel avec mesure du courant à la terre ou remplacement dans le respect des normes. En habitation, remplacement du dispositif différentiel à haute sensibilité 30 mA possible selon la valeur de la prise de terre si la partie consommation est protégée par un 30 mA. En HTA, installer un réarmement à distance (SCADA) pour limiter les pertes de production.

Références

Défaut 25

COUPURE D'URGENCE

Famille	Défaut du système de protection		
Composant	arrêt d'urgence		
Installation	toiture ERP - DC		
Description	Déclenchement de l'arrêt d'urgence DC en cas de coupure réseau		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	2	+
Mots-clés	Arrêt d'urgence - Protection - Coupure générale		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les Établissements Recevant du Public (ERP) doivent équiper leurs installations PV d'une coupure d'urgence au plus près des modules PV et dont la commande est regroupée avec celle du circuit en consommation.

La commande rapportée pilote à distance les interrupteurs généraux DC et AC. Si cette commande est constituée par une bobine MN à manque de tension, elle va se déclencher et systématiquement couper l'installation PV en cas de problème réseau sans remise en route automatique.

Causes possibles

Fabrication	Non applicable
Mise en œuvre	Non applicable
Exploitation	Instabilité locale du réseau électrique.

Conséquences

Risque	Non identifié
Performance	Perte de production

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	C15-712-1 / Règles 463 et 536.3 de la NF C15-100 / NF EN 60947
Prévention	Installer préférentiellement des bobines MNT à manque de tension avec temporisation afin de s'affranchir des micro-coupures réseau
Maintenance	Non applicable

Méthode de détection

Signature électrique : arrêt de la production

Réparation

Fermeture des sectionneurs
Installer un dispositif de réarmement à distance à faire valider par le contrôleur technique

Références

Défaut 26

CONNECTEURS INCOMPATIBLES, MAL MONTÉS OU DÉGRADÉS

Famille	Défaut de connectique		
Composant	Câbles électriques		
Installation	DC		
Description	Défaillance de la connexion entre câbles DC		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C+	3	++

Mots-clés Connecteurs - Câble DC - Appareillage



© Photo A. Farcot - AUTAN SOLAIRE

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Lorsqu'ils ne sont pas raccordés à l'intérieur d'un coffret, les câbles DC sont reliés par l'intermédiaire de connecteurs. Lorsque le contact électrique entre deux connecteurs est défaillant, cela crée une résistance qui augmente avec le temps en créant un point d'échauffement, pouvant conduire à des arcs électriques voire à un incendie. Les causes de ce mauvais contact peuvent être l'utilisation de connecteurs de marques et de types différents, une mauvaise exécution du sertissage des câbles dans les connecteurs (réalisé sans la pince adéquate ou dans de mauvaises conditions sur chantier), une connexion mal réalisée (mauvais encliquetage, serrage insuffisant), ou la corrosion des contacts due à un environnement humide sous les panneaux (amoncellement de débris et connecteurs non fixés).

Causes possibles

Fabrication	Connecteurs ne correspondant pas aux normes en vigueur
Mise en œuvre	Connecteurs non compatibles - Sertissage mal exécuté - Connexion mal exécutée
Exploitation	Désalignement des connecteurs en raison d'un serrage plus souple - Corrosion due à une rétention d'eau par des débris

Conséquences

Risque	Risque d'incendie
Performance	Non transmission du courant dans une partie de l'installation et donc pertes de production

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	CEI 62548 / CEI 62446-1 / NF EN 50521 / UTE C15-712-1 § 14.7
Prévention	Vérification du choix des connecteurs par le maître d'œuvre à la commande et à la réception. Privilégier des connecteurs largement distribués, sachant que le type est imposé par les sorties de panneaux. Clé de sertissage adaptée. Plan de câblage réalisé en amont du chantier avec suffisamment de longueur de câble et de connecteurs afin d'éviter les câbles en tension et les rallonges réalisées avec des chutes. Maintien des câbles DC (chemins de câbles, colliers), nombre limité de rangées de modules. Engager les connecteurs jusqu'au clic.
Maintenance	Changement des connecteurs non compatibles

Méthode de détection

Signature visuelle : visible à l'œil nu, plus difficile si face arrière des modules inaccessible (installation sur toiture par ex)
Signature électrique : défaut d'isolement

Réparation

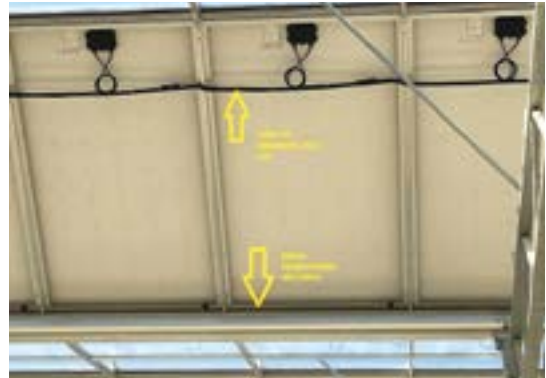
Changement des connecteurs non compatibles.
Recherche de défaut par démontage des panneaux et passage de caméra thermique.

Références Solar bankability - Report on technical risks in PV project development and PV operation

Défaut 27

BOUCLE D'IMPÉDANCE SOUS LES PANNEAUX

Famille	Défaut de câblage		
Composant	Câbles électriques		
Installation	DC		
Description	Création d'une boucle d'impédance entre les câbles DC		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	4	
Mots-clés	Câbles DC		



© Photo Greenkraft Expertise

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Lorsque les câbles des polarités DC ne cheminent pas côte à côte, une boucle d'impédance peut être créée, proportionnelle à la surface de la boucle.

Causes possibles

Fabrication	Non applicable
Mise en œuvre	Méconnaissance de la norme ou économie de câble
Exploitation	Non applicable

Conséquences

Risque	Dégradation d'équipements électriques du système PV ou du bâtiment en cas de surtension ou de foudre
Performance	Perte de production suite à la destruction du matériel

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	UTE C 15-712-1 § 14.2.2, C15-100 : fixation des câbles tous les 30 cm
Prévention	La liaison DC entre le premier et le dernier module d'une chaîne doit suivre les liaisons inter-modules. Les câbles DC et le conducteur d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte.
Maintenance	Inspection visuelle des chemins de câbles

Méthode de détection

Signature visuelle : cheminement distincts des polarités + et -, plus difficile à repérer si les modules sont en toiture)

Réparation

Reprise du cheminement côte à côte des câbles DC et du conducteur d'équipotentialité.

Références

Défaut 28

CÂBLES DC MAL DIMENSIONNÉS

Famille	Défaut de câblage		
Composant	Câbles électriques		
Installation	DC		
Description	Surchauffe de câble DC sous-dimensionnés		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C+	3	
Mots-clés	Câbles - Gaine - isolation - Pertes joule		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Le sous-dimensionnement des câbles DC peut conduire à un échauffement voire un incendie. La section des câbles est calculée en fonction du courant devant circuler dans ces câbles, de la chute de tension admissible et de la température ambiante d'utilisation.

Causes possibles

Fabrication	Qualité de la gaine
Mise en œuvre	Choix du type et de la section de câble
Exploitation	Ventilation des locaux dans lesquels cheminent les câbles

Conséquences

Risque	Échauffement jusqu'à fusion de la gaine isolante - Risque de départ de feu - Risque de défaut d'isolement si contact des conducteurs nus avec la terre
Performance	Perte de production par échauffement ou si circuit ouvert

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 50618 / UTE C32-502 / UTE C15-712-1
Prévention	Vérification du choix de matériel en phase études et chantier par le maître d'œuvre. D'après la norme, la température admissible à l'âme du câble DC doit être de 90 °C : celle-ci doit être ajustée en fonction de la dissipation de chaleur (T° ambiante, volume du coffret, ventilation du local...)
Maintenance	Thermographie IR

Méthode de détection

Signature thermographie IR

Réparation

Reprise de la note de calcul sur le dimensionnement des câbles et remplacement.

Références

Défaut 29

CÂBLES DC DÉGRADÉS

Famille	Défaut de câblage		
Composant	Câbles électriques		
Installation	DC		
Description	Perte d'isolation électrique des câbles DC		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	B+, C+	3	++
Mots-clés	Connecteurs - Câble		



©Photo A. Farcot - AUTAN SOLAIRE

CARACTÉRISATION

Description détaillée

La perte d'intégrité de la gaine isolante des câbles DC peut leur faire perdre leur double-isolation et provoquer des fuites de courant, résultant de la mise en contact du conducteur et la prise de terre ou un composant en contact avec la terre. Le deuxième risque est le contact entre deux conducteurs de polarité opposées créant un court-circuit et pouvant mener à un incendie.

Causes possibles

Fabrication	Câble de qualité inférieure (garantie < 1 an)
Mise en œuvre	Pincement ou écrasement des câbles au montage - Fragilisation de l'isolant par frottement lorsque des câbles enterrés sont tirés dans des gaines - Dégradation de l'isolant par des oiseaux ou des rongeurs
Exploitation	Exposition aux UV provoquant l'effritement de la gaine isolante

Conséquences

Risque	Fuites de courant à la terre, électrisation, court-circuit
Performance	Pertes de production si déclenchement d'un défaut d'isolement ou par effet Joule

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 50618 / UTE C32-502 / NF C15-100 § 529.5 (canalisations enterrées)
Prévention	Câbles DC garantis > 1 an, vérification du choix de matériel en phase études et chantier par le maître d'œuvre - Chemins de câbles protégés des UV pour éviter leur effritement même si IP adapté, et grillage tubulaire si animaux - Closoirs anti-rongeurs sous les panneaux - Mesures Riso +/-terre et -/terre à la réception
Maintenance	Inspection visuelle et mesures Riso +/-terre et -/terre lors des maintenances annuelles Dératisation du site

Méthode de détection

Signature électrique : défaut d'isolement, résistance d'isolement entre le conducteur et la terre très faible
Signature visuelle : gaines dégradées, plus difficile à repérer sur toiture

Réparation

Remplacement des câbles.

Références

Défaut 30

BORNIERS DC DÉFECTUEUX

Famille	Défaut de câblage		
Composant	Câbles électriques et borniers		
Installation	DC		
Description	Contacts défectueux à l'intérieur des coffrets DC		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	B, C+	3	++



© Photo A. Farcot - AUTAN SOLAIRE

Mots-clés Coffret - Câble - Bornier - Serrage

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les coffrets DC sont les boîtes de jonction des câbles de chaîne ou de groupe dans lesquelles les séries sont mises en parallèle. Les contacts à l'intérieur peuvent présenter une résistance importante menant à un échauffement (borniers et câbles incompatibles, desserrage,...) ou un isolement insuffisant entre parties actives menant à un court-circuit (brins de câbles de polarités opposées en contact). Un facteur aggravant est la ventilation insuffisante des coffrets DC.

Causes possibles

Fabrication	Conception par tableautier : volume intérieur adapté à la dissipation thermique
Mise en œuvre	Bornier cuivre avec câbles alu, absence de préconisation de serrage, conducteurs en contact par échappement de brins, distance entre conducteurs insuffisante, borniers AC
Exploitation	Desserrage des connexions - Capot du coffret transparent entraînant un vieillissement UV des composants

Conséquences

Risque	Incendie suite à un court-circuit
Performance	Perte de production

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF C15-100 §513-1 : matériels accessible NF EN C15-712-1 : prise en compte du courant nominal, de l'espacement entre appareils et de la Température ambiante NFC 15-100 § 558.4.3 : 10 mm entre parties actives nues, C15-712-1 § 14.2.1
Prévention	Accessibilité (hauteur d'homme) pour la maintenance et les contrôles Ventilation correcte (intérieur mais pas sous combles, non confiné) Vérification du serrage des cosses et borniers à la livraison du tableau Température admissible de l'âme des câbles d'au moins 90° Embouts sur câbles souples au niveau du raccordement dans les borniers
Maintenance	Resserrage des borniers à vis - Détection des points chauds par caméra thermique

Méthode de détection

Inspection visuelle et/ou caméra thermique

Réparation

Resserrage des borniers, reprise des contacts défectueux, changement du coffret.

Références

Défaut 31

COFFRETS DC DÉGRADÉS

Famille	Défaut de câblage		
Composant	Câbles électriques et borniers		
Installation	DC		
Description	Vieillesse prématurée des coffrets DC à cause des conditions climatiques		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C	1	+



© Photo A. Farcot - AUTAN SOLAIRE

Mots-clés Coffret - Câble - joint

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les coffrets DC sont les boîtes de jonction des câbles de chaîne ou de groupe dans lesquelles les séries sont mises en parallèle. Leur fonction est de protéger les connexions en courant continu du milieu extérieur et les usagers d'un choc électrique. Situées entre le champ de modules PV et le sectionneur général DC, elles consistent en un coffret électrique généralement en polymère dans lequel se trouvent différents composants : arrivées et départs des câbles DC, dispositifs de contact, fusibles, parafoudres... Ces coffrets peuvent s'abîmer avec le temps et ne plus assurer correctement leur fonction de protection en raison d'un vieillissement dû aux conditions climatiques (UV, température, précipitations...).

Causes possibles

Fabrication	Capot supérieur creux, matériaux de qualité secondaire
Mise en œuvre	Emplacement non protégé des UV et des intempéries (toit), pose à plat, degré de protection IP insuffisant
Exploitation	Stagnation d'eau sur le capot Durcissement et perte d'étanchéité des joints (UV, froid) Effritement ou casse du plastique (UV, dilatation thermique) Pénétration d'animaux (escargots, guêpes, rongeurs...)

Conséquences

Risque	Incendie si court-circuit entre deux polarités - Fuite de courant à la terre si conducteur et masse en contact
Performance	Perte de production

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	C15-712-1
Prévention	Placer les coffrets dans un emplacement protégé des intempéries (local ou paroi nord avec casquette), degré de protection IP65 minimum
Maintenance	Inspection visuelle

Méthode de détection

Signature visuelle : inspection visuelle de l'aspect extérieur des coffrets, de l'état des joints, du volume intérieur

Réparation

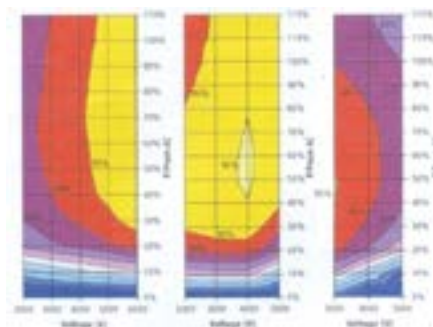
Changement du coffret ou des joints et ajout d'une protection supplémentaire (casquette pour le soleil, protection mécanique pour éviter les chocs).

Références

Défaut 32

TENSIONS D'ENTRÉE ONDULEUR

Famille	Défaut onduleur		
Composant	Onduleur - DC		
Installation	tous types		
Description	Tensions d'entrée hors de la plage de fonctionnement de l'onduleur.		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	2	++
Mots-clés	Tension - Réseau - Plage de tensions d'entrée		



© Illustration Photon International

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les onduleurs sont étudiés pour fonctionner sur une certaine gamme de tensions d'entrée côté DC. Des tensions ou des impédances trop hautes ou trop basses par rapport aux limites de l'onduleur entraîneront un non-démarrage de ce dernier ou de son MPP tracker, ou un écrêtement.

Causes possibles

Fabrication	Non applicable
Mise en œuvre	Dimensionnement champ PV/onduleur incorrect
Exploitation	Températures très basses ou très élevées, comme en intégration au bâti par exemple

Conséquences

Risque	Vieillessement prématuré de l'onduleur qui travaille en surcharge
Performance	Perte de production par non-démarrage de l'onduleur (permanent ou occasionnel) ou écrêtement

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 62109
Prévention	Adéquation entre les tensions minimales et maximales du champ PV calculées selon les températures possibles et la plage de fonctionnement de l'onduleur (MPP tracker, tension maximum). Point de fonctionnement autour de 600 V pour optimiser le rendement et augmenter la durée de vie de l'onduleur qui vieillit plus vite en surcharge
Maintenance	Non applicable

Méthode de détection

Signature électrique : sous-production, non-démarrage

Réparation

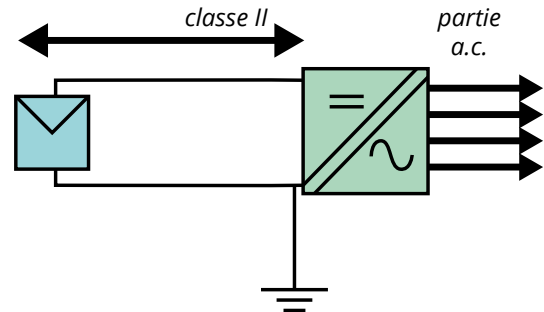
Changement de l'onduleur si nécessaire en tenant compte des caractéristiques du champ PV aux températures limites ou reprise du câblage des séries de modules et des entrées onduleur.

Références	Solar bankability - Report on technical risks in PV project development and PV operation Esprit - Proposition d'un cadre de validation des performances et de certification des onduleurs PV Photon International - avril 2015 (crédit photo)
-------------------	---

Défaut 33

ABSENCE D'ISOLATION GALVANIQUE AVEC MISE À LA TERRE FONCTIONNELLE DES MODULES

Famille	Défaut onduleur		
Composant	Onduleur - DC		
Installation	tous types		
Description	Dégradation des modules PV nécessitant une mise à la terre fonctionnelle de leur polarité négative		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	2	+
Mots-clés	Onduleur - Transformateur - Terre - Polarité - Module		



© Mise à la terre d'une polarité - UTE C15-712-1

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Si les modules PV nécessitent la mise à la terre d'une polarité DC pour éviter une dégradation du rendement des cellules PV, une isolation galvanique entre les circuits DC et AC doit être présente pour se prémunir contre les retours de potentiels par la terre.

Causes possibles

Fabrication	Non applicable
Mise en œuvre	Choix d'un onduleur sans transformateur moins onéreux
Exploitation	Non applicable

Conséquences

Risque	Risque de choc électrique par contact direct avec la polarité non mise à la terre
Performance	Perte de production de 25 % à 75 %

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	UTE C 15-712-1 : § 6.2 et §10
Prévention	Respect des préconisations du fabricant de modules et du guide UTE C15-712-1
Maintenance	Cf Réparation

Méthode de détection

Signature électrique : perte de production

Réparation

Onduleur avec transformateur ou transformateur externe
Mise à la terre fonctionnelle d'une polarité des modules PV
Adaptation du contrôle d'isolement de l'onduleur

Références

Défaut 34

DÉCOUPLAGE RÉCURRENT DÛ À LA TENSION RÉSEAU

Famille	Défaut onduleur		
Composant	Onduleur - AC		
Installation	tous types		
Description	Découplage intempestif dû à des caractéristiques réseau hors plages de fonctionnement de l'onduleur		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	2	+
Mots-clés	Tension - Réseau		



©Photo Greenkraft

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les onduleurs fonctionnent sur une certaine gamme de tension et de fréquence côté AC afin de se conformer aux exigences de qualité de l'électricité délivrée au réseau électrique (230 V, 50 Hz). Lorsque celui-ci sort des valeurs nominales (creux de tension, surtensions, fluctuations de la fréquence...), l'onduleur l'assimile à une coupure réseau et se met en sécurité en activant sa protection de découplage. Des perturbations harmoniques sur le réseau local, pouvant être générées par des équipements industriels comportant des dispositifs d'électronique de puissance, peuvent quant à elle endommager l'onduleur ou les composants en amont.

Causes possibles

Fabrication	Non applicable
Mise en œuvre	Réglage de la plage de fréquence des onduleurs
Exploitation	Variation de la tension ou de la fréquence du réseau en dehors des limites prévues, parfois en raison de la proximité avec un consommateur de type industriel qui modifie la fréquence.

Conséquences

Risque	Échauffement du câble AC si surtension réseau
Performance	Pertes de production, conséquentes si pas de redémarrage automatique de l'onduleur avant le jour suivant

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 50-160 NF EN 62109 DIN VDE-0126-1-1
Prévention	Surdimensionner le câble AC entre l'onduleur et le point de livraison pour éviter la chute de tension qui abaisse la tension en sortie onduleur et le fait découpler. Choix d'onduleurs à fréquence réglable.
Maintenance	Réglage des paramètres de l'onduleur pour fonctionner au mieux sur le réseau tout en étant sécuritaire pour l'installation. Installation d'un système de réenclenchement à distance.

Méthode de détection

Signature électrique : observation des tensions et fréquences du réseau ; déconnexion de l'onduleur ; sous-production

Réparation

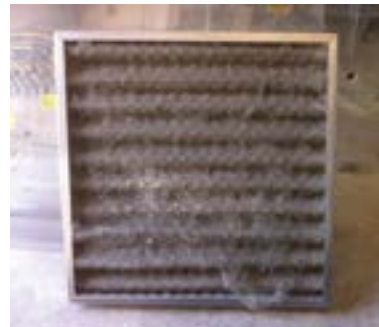
Remplacement de l'onduleur si nécessaire en tenant compte d'une réévaluation des caractéristiques du réseau de raccordement observées et prévues dans les limites imposées par le gestionnaire de réseau.
Faire modifier le réglage du poste de transformation HTA/BT du gestionnaire de réseau.
Demander au gestionnaire de réseau de procéder à des enregistrements d'harmoniques sur une période significative, puis de corriger la situation.

Références

Défaut 35

SURCHAUFFE DE L'ONDULEUR

Famille	Défaut onduleur		
Composant	Onduleur (ventilateur)		
Installation	tous types		
Description	Surchauffe de l'onduleur liée à ses conditions de fonctionnement		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C	4	++
Mots-clés	Température - Onduleur - Ventilation - Filtre		



©Photo Edisun Power

CARACTÉRISATION

Description détaillée

En cas de mauvaise ventilation au niveau de l'onduleur, ou de conditions de fonctionnement non optimales, l'onduleur peut être amené à surchauffer. Cette surchauffe entraîne une baisse de rendement de l'onduleur visant à protéger les semi-conducteurs. Ainsi, lorsque la température maximale est atteinte, l'onduleur change son point de fonctionnement en direction d'une puissance plus faible, et va jusqu'à s'éteindre dans des conditions extrêmes. De manière courante, le ratio utilisé entre la puissance du string raccordé et l'onduleur est de 1.15. L'objectif étant que l'onduleur fonctionne à son maximum pendant les meilleures heures de la journée. Si le ratio pris est plus important, 1.3 étant une bonne limite, le risque de surchauffe augmente fortement, car l'onduleur fonctionne alors à la limite de ses capacités.

Causes possibles

Fabrication	Défaut de programmation du système de protection de l'onduleur (capteurs de températures et tension DC). Point sensible pour les micro-onduleurs placés en sous-face des modules en toiture.
Mise en œuvre	Ventilation insuffisante de l'onduleur Onduleur en plein soleil Espacement entre onduleurs insuffisant
Exploitation	Forte chaleur extérieure Panne du ventilateur Filtre non dépoussiéré Local mal ventilé

Conséquences

Risque	Risque d'incendie en cas de surchauffe importante
Performance	Baisse du rendement allant jusqu'à la déconnexion temporaire de l'installation

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	IEC 62116 DIN VDE 0126-1-1 EN 50530 NF EN 62109 NF EN C15-712-1 : espacement entre appareils
Prévention	Éviter de trop sous-dimensionner l'onduleur. Ventilateur sur rack : permet d'éviter l'A/R en SAV pour son remplacement. Local ventilé, accessible et hors poussière (plumes, paille, chantier...), espacement entre onduleurs suffisant.
Maintenance	Désobstruction régulière des grilles et filtres de ventilation, monitoring de l'installation PV avec réception des alarmes onduleurs

Méthode de détection

Signature visuelle : vérification des grilles de ventilation
Signature électrique : alarme onduleur signalant une surchauffe jusqu'à arrêt de l'onduleur, visualisation de pertes de rendements lors des épisodes de fortes chaleurs

Réparation

Détermination de la cause de la surchauffe puis selon les cas : Désobstruction des grilles et tuyaux de ventilation. Réparation ou changement du ventilateur interne à l'onduleur. Modification de la mise en œuvre des onduleurs (emplacement par exemple) Reprogrammation des capteurs de température de l'onduleur.

Références	Solar bankability - Report on technical risks in PV project development and PV operation Esprit - Proposition d'un cadre de validation des performances et de certification des onduleurs PV
-------------------	---

Défaut 36

DÉFAUT D'ISOLEMENT

Famille	Défaut onduleur		
Composant	Onduleur - DC		
Installation	tous types		
Description	Fuite de courant à la terre côté DC détectée par l'onduleur		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	A	3	++
Mots-clés	Isolement - Fuite de courant - Onduleur - Courant de défaut		



©Photo HESPUL

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Les matériels DC doivent être de classe II et les éléments conducteurs (métalliques) mis à la terre. Un défaut de mise à la terre résulte de la mise en contact entre un élément conducteur de courant de l'installation PV et la prise de terre ou un composant en contact avec la terre. Il entraîne des pertes de production en raison de l'arrêt consécutif de l'onduleur qui intègre un contrôleur d'isolement menant à une déconnexion en cas de défaut. Celui-ci peut être intermittent, lorsque par exemple la présence d'eau est nécessaire à la conduite du courant entre le câble électrique en défaut et la terre.

Causes possibles

Fabrication	Résistance d'isolement des modules PV insuffisante, gaines des câbles DC de qualité médiocre
Mise en œuvre	Câbles ou connexions DC dégradés
Exploitation	Fuites à la terre au niveau des modules ou de tout composant DC

Conséquences

Risque	Choc électrique par contact avec la masse, particulièrement en période humide
Performance	Pertes de production entraînées par le non-démarrage ou l'arrêt de l'onduleur

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	UTE C15-712-1 / NF EN 61557-8 / NF EN 62109-2
Prévention	Mesure de la résistance d'isolement +/-terre et -/terre des chaînes à la réception - Onduleur avec sélectivité sur les entrées DC pour ne pas mettre en défaut toutes les chaînes
Maintenance	Mesure de la résistance d'isolement +/-terre et -/terre zone par zone du système PV - Repérage des dérives - Plan de câblage en toiture disponible pour la recherche de défaut

Méthode de détection

Signature électrique : arrêt de l'onduleur immédiat si sans transformateur, au démarrage le jour suivant si avec transformateur.
Recherche du défaut : mesures de résistance d'isolement +/-terre et -/terre par zone du système PV (mégohmmètre).

Réparation

Remplacer le matériel défectueux une fois la fuite de courant localisée (modules, câbles, etc.)

Références	L. Bun - Détection et localisation de défauts dans un système photovoltaïque P. Mync & J. Berdner - PV System Ground Faults - Solarprofessional
-------------------	--

Défaut 37

RUPTURE D'UN COMPOSANT INTERNE

Famille	Défaut onduleur		
Composant	Condensateur, carte-relais, commutateurs...		
Installation	AC et DC		
Description	Rupture d'un composant électronique interne à l'onduleur		
Classement (voir p. 46)	Risque	Performance	Occurrence
	C	4	++
Mots-clés	Température - Onduleur - Condensateur		



©Photo Edisun Power

CARACTÉRISATION

Description détaillée

Claquage d'un condensateur qui s'enflamme, en particulier si onduleur sans transformateur mal ventilé et supportant un courant de charge trop important.

Dégradation des commutateurs en raison d'un courant DC trop fréquemment élevé si augmentation du ratio kWc/kVA panne de fonctionnement de la carte de communication permettant de le bon démarrage de l'onduleur.

Panne d'une carte-relais.

Causes possibles

Fabrication	Condensateurs électrolytiques moins fiables que condensateurs fim métalliques
Mise en œuvre	Protection insuffisante contre les écarts de température, l'humidité, la poussière, la foudre - Ratio kWc/kVA trop élevé
Exploitation	Viellissement suite à des contraintes électriques et thermiques

Conséquences

Risque	Incendie dans de rares cas
Performance	Perte de production

TRAITEMENT

Prévention / maintenance

Cadre normatif	NF EN 62109
Prévention	Monitoring de l'installation PV avec réception des alarmes onduleur. Emplacement aéré et frais, hors poussière et humidité.
Maintenance	Disposer d'un onduleur de remplacement en roulement sur plusieurs installations, ou d'un rack de rechange des composants présentant des pannes récurrentes, afin de pouvoir s'affranchir du délai de livraison (réparer l'onduleur avant envoi du rack défaillant en SAV chez le fabricant)

Méthode de détection

Signature électrique : alarme, erreur ou non-démarrage de l'onduleur. Utilité du monitoring.

Réparation

Remplacement du composant en SAV chez le fabricant d'onduleur (1 500 € env. pour une carte relais, sans pièce détachée car programmation nécessaire de la carte chez le fabricant).

Références	Solar bankability - Report on technical risks in PV project development and PV operation
-------------------	--

