



Prévenir les désordres,
améliorer la qualité
de la construction

PÔLE
PRÉVENTION
PRODUITS MIS
EN ŒUVRE

Juin 2019

MÉTHODES DE DÉTECTION DES DYSFONCTIONNEMENTS ÉLECTRIQUES DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES



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



Liste des abréviations	4
AVANT-PROPOS	5
1. INTRODUCTION	6
1.1 Les dysfonctionnements électriques	7
1.2 Les méthodes de détection et de protection	8
2. ÉTUDE BIBLIOGRAPHIQUE	10
2.1 Rappel sur les dysfonctionnements et les risques associés	11
2.2 Les méthodes de détection des dysfonctionnements	13
2.3 Les méthodes de protection contre les défauts électriques	15
3. REVUE DES MÉTHODES DE DÉTECTION	16
3.1 Caractérisation	17
3.2 Liste des méthodes	18
3.3 Fiches descriptives	18
4. PRÉVENIR LES DYSFONCTIONNEMENTS ÉLECTRIQUES	24
4.1 Mise en œuvre	25
4.2 Mécanismes de protection	27
4.3 Suivi continu	30
4.4 Maintenance des installations photovoltaïques	34
4.5 Contrôle en laboratoire	38
5. SYNTHÈSE	40
5.1 Quels mécanismes de détection pour quelles installations ?	41
5.2 Quelle organisation de la filière ?	41
BIBLIOGRAPHIE	44
REMERCIEMENTS	44
FICHES DESCRIPTIVES	45

Liste des abréviations

AFCI : (Arc Fault Circuit Interrupter) Disjoncteur de défaut d'arc
AFNOR : Association Française de Normalisation
APSAD : Assemblée Plénière de Sociétés d'Assurances Dommages
AQC : Agence Qualité Construction
CA : Courant Alternatif
CC : Courant Continu
CCD : Charge Coupled Device (Dispositif à transfert de charge)
CEI : Commission électrotechnique internationale
ERP : Etablissement Recevant du Public
EVA : Ethylène Vinyle Acétate
IEA : International Energy Agency
IEA PVPS : Agence Internationale de l'énergie – Programme Systèmes Photovoltaïques
IFSH : Institut de recherche sur l'énergie solaire de Hameln
kWc : kilowatt-crête
LIT : (Lock-In Thermography) Thermographie active module
NEC : National Electrical Code (norme électrique aux États-Unis)
PID : Potential Induced Degradation (dégradation potentielle induite)
PV : Photovoltaïque
Qualibat : Organisme de qualification et de certification des entreprises du bâtiment
Qualifelec : Association Professionnelle et Technique de Qualification des Entreprises du Génie Electrique et Energétique
Qualit'EnR : Organisme de qualification des énergies renouvelables
SaS : Software as a Service
STD : (Signal Transmission Device) Dispositif de Transmission d'un Signal
UV : Ultraviolet

AVANT-PROPOS

Cette étude fait suite à celle dénommée « Étude sur les dysfonctionnements électriques des installations photovoltaïques », réalisée et rédigée par Hespul en 2017. Ce précédent travail avait permis de recenser l'ensemble des dysfonctionnements possibles pour une installation photovoltaïque (PV), de les caractériser et d'ouvrir sur les bonnes pratiques permettant de diminuer le risque électrique. L'objet de cette étude est de proposer un état des lieux détaillé des méthodes de détection de dysfonctionnements électriques qui ont été développées pour les systèmes PV installés en toiture.

Cet état des lieux comprendra :

- Une caractérisation et une classification des méthodes de détection,
- Une mise en parallèle des méthodes de détection avec les dysfonctionnements possibles,
- Une synthèse des normes associées,

D'un côté se situe donc un risque de dysfonctionnements électriques pouvant mener à des pertes d'exploitation ou même à un sinistre, et de l'autre des solutions de prévention de ce risque. Chaque typologie de dysfonctionnement ayant un risque d'occurrence et une conséquence financière sur l'installation, et chaque méthode de détection présentant également un degré de fiabilité et un coût financier, une analyse technico-économique de la pertinence de l'utilisation des différentes méthodes au regard de la typologie de l'installation PV sera proposée.

Seules les installations PV en toiture sont concernées par cette étude ; qu'elles soient intégrées au bâti ou en surimposition.

Cette étude s'appuie à la fois sur la bibliographie scientifique, une étude de marché des solutions existantes, et une étude de terrain avec la réalisation d'entretiens avec les professionnels de la filière.

Elle débute par un bref rappel sur les dysfonctionnements électriques et une introduction sur les méthodes de détection associées.

Elle se prolonge par une synthèse de la littérature scientifique et commerciale sur le sujet, qui permet d'identifier le cadre nécessaire à l'élaboration du catalogue de méthodes.

Le catalogue de méthodes de détection est ensuite proposé et complété par les retours d'expérience des professionnels de la filière.

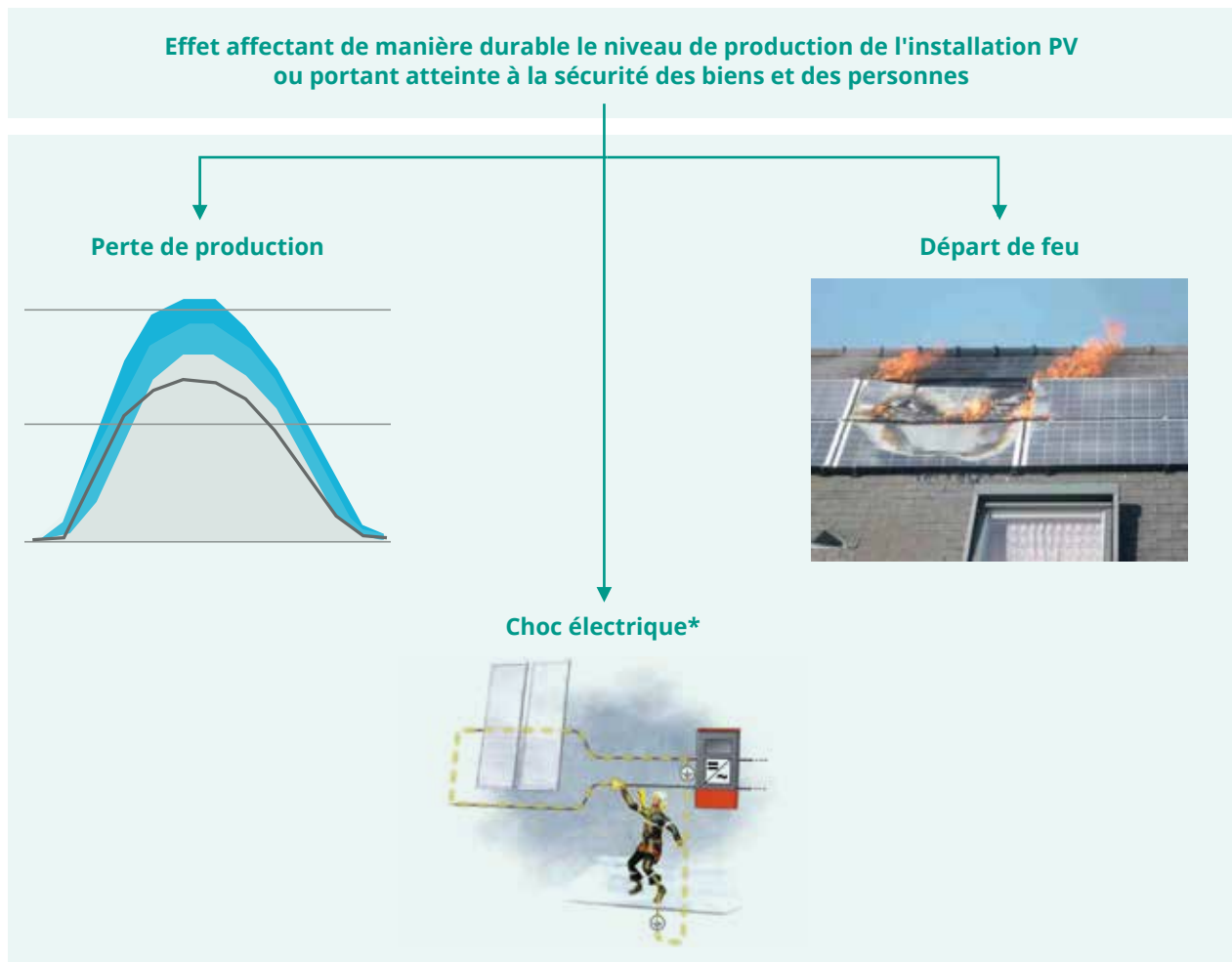
Finalement, des recommandations sont proposées afin de permettre au lecteur d'évaluer la pertinence technico-économique des différentes méthodes de détection au regard de la typologie du système PV concerné.

1. INTRODUCTION



1.1 Les dysfonctionnements électriques

La définition proposée dans [1] d'un dysfonctionnement électrique d'un système PV est la suivante :



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

Les défauts visuels ou encore d'infiltration ne sont donc pas considérés comme des dysfonctionnements électriques, et sortent donc du cadre de ce travail.

Cette définition est calquée sur la proposition qui avait été faite par l'IEA dans [2] et [3] :

"À PV module failure is an effect that (1) degrades the module power and which is not reversed by normal operation or (2) creates a safety issue. A purely cosmetic issue which does not have

the consequences of (1) or (2) is not considered as a PV module failure. À PV module failure is relevant for the warranty when it occurs under conditions the module normally experiences."

L'étude [1] propose ainsi un catalogue des dysfonctionnements, auquel le lecteur peut se référer pour plus d'informations. Les types d'anomalies y sont classés en fonction de différents critères, le principal étant l'élément de l'installation sujet au défaut : module, onduleur, connectique ou système de protection.



Représentation schématique des éléments électriques d'un système photovoltaïque

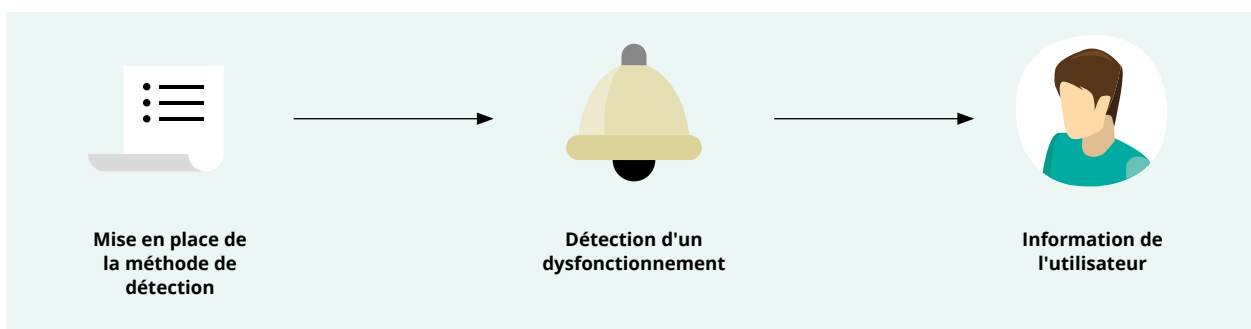
1.2 Les méthodes de détection et de protection

Afin de minimiser les risques induits par les potentiels dysfonctionnements électriques, des méthodes de détection de signes précurseurs de dysfonctionnements peuvent être mises en place. De manière générale, c'est-à-dire sorti du contexte photovoltaïque, il n'existe pas de caractères universels communs aux méthodes de diagnostic de défauts : la nature du système, le fonctionnement de ses composants ou encore la nature des défauts potentiels seront des éléments à prendre en compte lors de l'élaboration des méthodes de détection de dysfonctionnement à mettre en place.

Une définition très générale est donc choisie ici pour caractériser les méthodes de détection de défauts :

Méthode, manuelle ou automatisée, permettant de détecter un ou plusieurs dysfonctionnements d'un système, et d'en informer l'utilisateur.

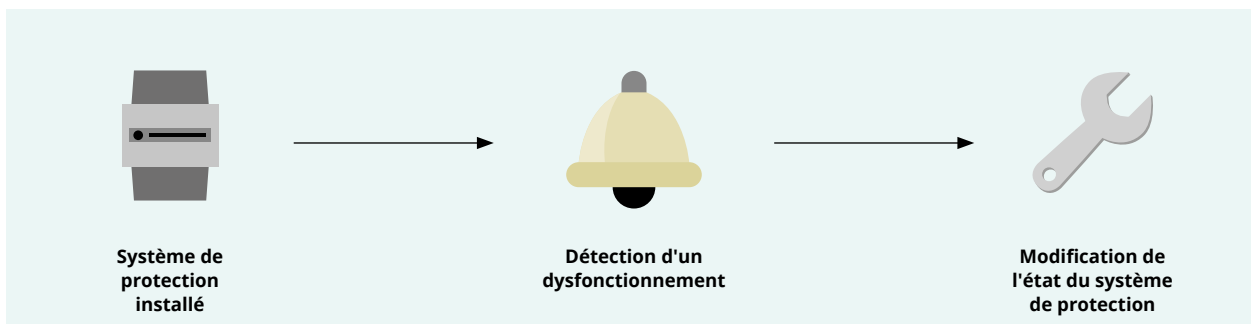
De manière un peu plus schématique, voici le fonctionnement d'une méthode de détection de dysfonctionnement :



Face aux risques importants pouvant affecter des installations électriques en général, des systèmes de protection ont été créés. Peuvent être cités en exemple les fusibles, les parasurtenseurs (appelés parafoudres par abus de langage) ou encore les systèmes de détection et coupure en cas d'arc électrique. Ces systèmes sont conçus afin de détecter un ou plusieurs types de dysfonctionnements, et d'effectuer une action protectrice pour l'installation en cas de déclenchement. La notion d'information de l'utilisateur n'est plus forcément intégrée à ces systèmes. La définition proposée pour ces systèmes de protection est alors la suivante :

Système dont l'état est modifié lors de la réception d'un signal indiquant un dysfonctionnement de l'installation, et permettant la mise en sécurité de cette dernière vis-à-vis du risque engendré.

De manière un peu plus schématique, voici le fonctionnement d'un système de protection d'un système :



Il existe donc pour les installations photovoltaïques à la fois des systèmes de détection de dysfonctionnement et des systèmes de protection. Permettant de minimiser les risques électriques caractérisés dans [1], ces deux systèmes seront étudiés dans la suite du document.

2. ÉTUDE BIBLIOGRAPHIQUE



La littérature scientifique au sujet du photovoltaïque est relativement abondante, et s'est notamment étoffée ces dernières années avec le développement à grande échelle des installations photovoltaïques, et du retour sur expérience qui en découle. Du fait qu'ils jouent un rôle essentiel dans la rentabilité des installations, mais aussi dans les risques associés au PV, les dysfonctionnements électriques ont fait l'objet d'un nombre important de ces études. Les principaux sujets traités sont les suivants :

- Les dysfonctionnements et leur caractérisation,
- La détection de dysfonctionnements,
- La protection des installations.

2.1 Rappel sur les dysfonctionnements et les risques associés

Parmi l'ensemble des scientifiques étudiant les dysfonctionnements électriques du PV, certains groupes se sont intéressés à synthétiser les travaux réalisés par leurs confrères. Par exemple, l'IEA PVPS a publié deux rapports ([2] et [3]) sur le sujet de la caractérisation des défauts, mais aussi de leurs causes et conséquences. Le papier [4] a été rédigé dans le cadre du projet « Solar bankability », dont l'objet est d'améliorer l'attractivité de l'énergie photovoltaïque en facilitant la quantification et la gestion du risque qui y est associé. Les membres du consortium se sont donc intéressés à l'évaluation du risque d'occurrence des différents dysfonctionnements observés ainsi que leurs conséquences économiques.

2.1.1 La sinistralité

Des études qualitatives mais également quantitatives ont été réalisées afin d'évaluer la sinistralité des installations photovoltaïques. Trois études ont été retenues pour être analysées (ce sont les études généralistes sur le sujet se basant sur le plus grand nombre de données), dont voici leurs caractéristiques principales :

Les données étudiées dans [5] présentent la particularité de considérer les sinistres pour des bâtiments avec PV, que ce dernier soit la cause du sinistre ou non : sur les quelques 400 sinistres étudiés, le PV n'est la cause de l'incendie que dans 45 % des cas. L'ordre de grandeur du risque incendie

associé au PV qui est avancé est celui de 30 incendies par an pour 1 000 000 d'installations. En allant un peu plus loin et en analysant les situations où des dommages avaient été constatés sur le bâtiment, il a été observé une surreprésentation des installations intégrées au bâti, avec 20 % des sinistres alors qu'elles ne représentent qu'environ 1 % du marché allemand.

Hespul, dans son travail traitant des dysfonctionnements électriques synthétisé dans le document [1], a analysé 32 rapports d'expertise qui ont fait suite à des sinistres. Si cette analyse peut permettre de donner certaines indications, le faible nombre de rapports ne permet pas d'avoir un échantillon suffisamment important pour réaliser une étude statistiquement extrapolable. Ces rapports ont ainsi mis en évidence une prépondérance du risque pour les installations résidentielles, avec environ 75 % des sinistres les concernant, bien qu'un certain nombre de professionnels interrogés dans le cadre de la présente étude estiment que ces systèmes ne présentent pas plus de risques que les systèmes de grande puissance. Cette représentation élevée des installations résidentielles pourrait peut-être s'expliquer par une non représentativité des rapports d'expertises fournis. L'étude a de plus montré que la majorité de ces sinistres trouvaient leur origine dans les connections en courant continu : boîtes de jonction de modules, connecteurs de câbles, coffrets de dérivation et onduleurs.

Cette analyse de la sinistralité par composant est confirmée par l'étude [4], dont les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous. Les résultats statistiques obtenus sont clairs : les défauts sont globalement repartis entre les défauts modules représentant 2/3 des situations observées, et ceux de connectique couvrant le 1/3 restant.

Ref	Auteur	Pays	Année	Base de données	Typologie
[1]	Hespul	France	2017	32 rapports d'expertise faisant suite à des sinistres survenus dans les cinq premières années de fonctionnement.	Qualitative
[4]	Solar Bankability	Europe	2016	Bases de données EURAC et TÜV Rheinland. Plus de 2 000 tickets enregistrés, impliquant en tout plus d'un million d'éléments différents sur 746 installations PV. À une anomalie survenue sur une chaîne de 30 modules correspond un ticket et 30 éléments différents de type « module ».	Quantitative
[5]	Fraunhofer-Institut et al	Allemagne	2013	400 cas d'incendie répertoriés en Allemagne, entre 1995 et 2012, pour lesquels une installation PV était concernée. Sur 180 de ces situations, un des composants de l'installation PV était la cause de l'incendie.	Quantitative

Caractéristiques de trois études sur la sinistralité PV

Segment	Total number of plants	Total Power [kWp]	Average number of years
TOTAL	746	421853	2.3
Components	No. tickets	No. Cases	No. Components
Modules	430	668154	1981147
Inverters	395	2286	11191
Mounting structures	420	15809	43057
Connection & Distribution boxes	221	12343	20372
Cabling	614	367724	238546
Transformer station & MV/HV	53	220	558
Total	2133	1066536	2274871

2.1.2 Les dysfonctionnements

Tous les défauts n'ont pas les mêmes conséquences sur le rendement d'un système PV, ni n'engendrent le même risque sur leur intégrité. Les critères suivants ont été utilisés pour quantifier la gravité des défauts :

- 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.

Cette classification permet d'identifier les principaux risques pour les installations PV, et donc de pouvoir évaluer ensuite la pertinence technico-économique des différentes méthodes de prévention : un producteur aura tout intérêt à s'équiper pour se prémunir d'un dysfonctionnement avec un fort niveau d'occurrence et de risque, mais cela ne sera pas forcément le cas pour un défaut très occasionnel avec une conséquence nulle pour la sécurité des biens et de faibles pertes de rendement.

Qualitativement, cela se traduit par l'échelle suivante, qui est utilisée pour caractériser chacun des dysfonctionnements identifiés dans [1] :

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 faibles (< 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 l'étude

2.2 Les méthodes de détection des dysfonctionnements

Afin de répondre aux problématiques des producteurs de plus en plus nombreux, et d'augmenter la fiabilité et la rentabilité des installations PV, les recherches récentes se sont portées sur les méthodes de détection des dysfonctionnements.

Le guide à l'exploitation des installations photovoltaïques publié par Hespul en 2017 ([6]), traite notamment des sujets de détection des dysfonctionnements et de monitoring pour les installations PV de petite ou moyenne puissance. Il constitue donc une bonne entrée en matière sur le sujet. Des conseils de mise en place de routines de détection des dysfonctionnements y sont notamment prodigués.

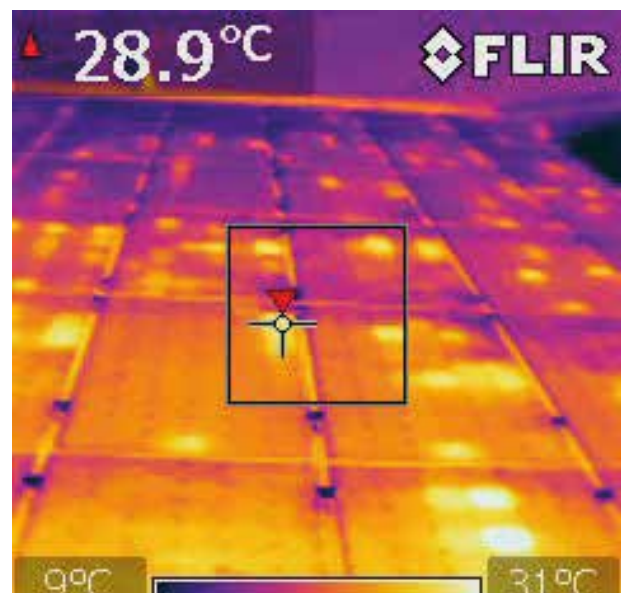
2.2.1 L'observation

L'observation est probablement le moyen le plus naturel pour détecter une anomalie sur un système PV : elle présente l'avantage de ne pas nécessiter de matériel spécifique et d'être réalisable directement par le producteur, même non-professionnel. L'étude [2] réalisée par l'International Energy Agency (IEA), propose notamment un catalogue très détaillé des défauts des installations PV et des catégorisations de ces derniers : pour la plupart une signature visuelle est possible. Cependant, il faut bien remarquer que si certains défauts sont facilement identifiables, telle que la corrosion, le bris de la face avant ou encore la dégradation d'un câble, d'autres seront détectés plus facilement par un regard professionnel, comme la dégradation du filtre antireflet ou la présence d'un point chaud.

Afin de faciliter l'observation, et notamment l'observation de problèmes électriques induisant une surchauffe d'une partie de l'installation, que cela concerne les modules ou les câbles, des instruments de thermographie ou d'électroluminescence peuvent être utilisés. Le principe de ces méthodes est relativement similaire à celui d'une observation visuelle sur site, mais nécessite l'utilisation d'une caméra thermique afin de mettre en évidence les défauts. L'étude [2] présente également les signatures thermiques des défauts pouvant être identifiés par ces méthodes.



Exemple de signature visuelle : la corrosion (Crédit photo : Hespul)



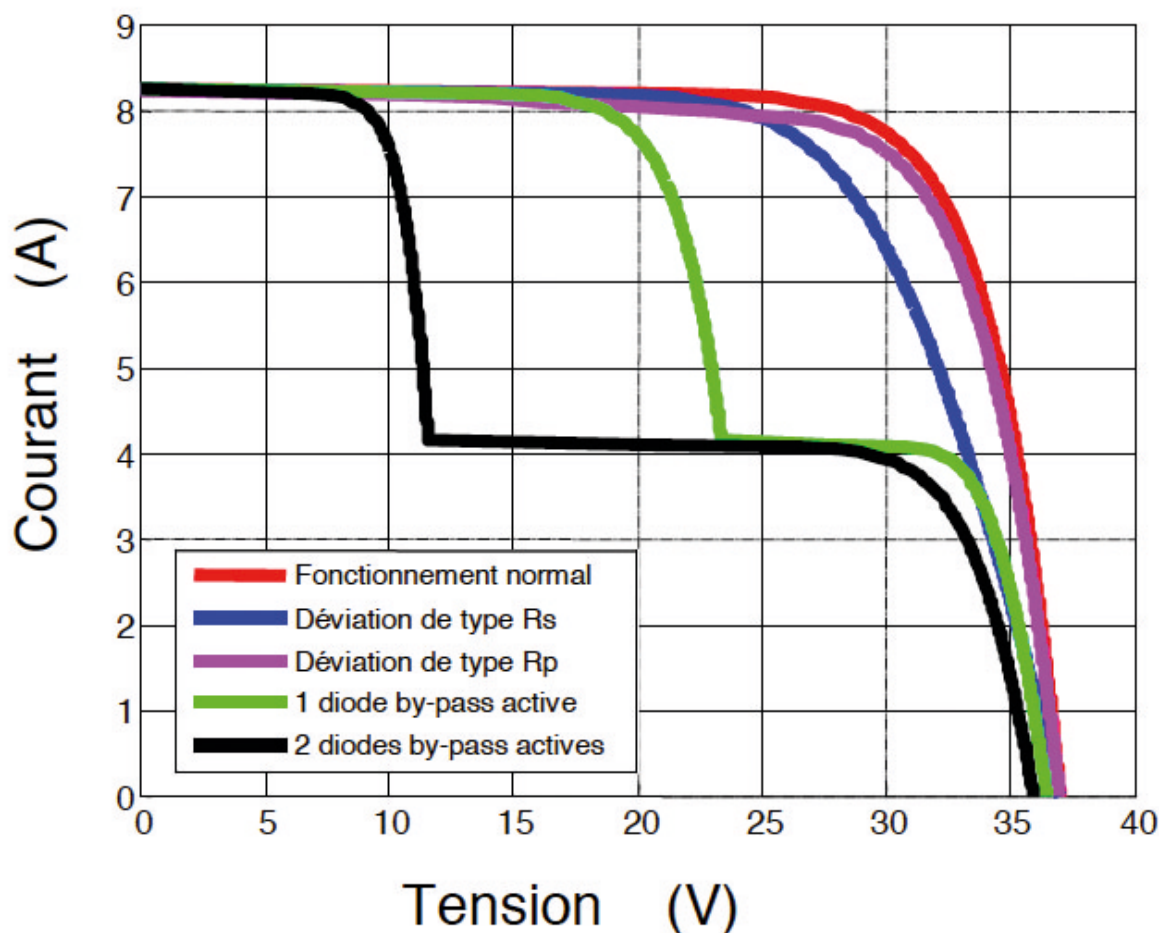
Exemple de thermographie sur site permettant de détecter un point chaud (Crédit photo : SOS SOLAIRE)

2.2.3 La caractéristique courant-tension

Un autre exemple typique de signature électrique est l'analyse de la caractéristique courant-tension du système PV ou d'une de ses sous parties. La caractéristique courant-tension (courbe U-I) d'un module lui est propre et représente l'évolution de l'intensité du courant en fonction de la tension à ses bornes ; ces courbes peuvent être additionnées au niveau des chaînes de modules et des champs PV, afin de caractériser le fonctionnement électrique de l'installation à ces niveaux plus macro. Or, certains défauts électriques des modules engendrent par exemple une évolution de la courbe U-I de ces derniers, qui engendrera elle-même une modification de la forme de la courbe U-I agrégée. Une analyse de la forme des courbes U-I peut donc permettre la détection d'anomalies et caractériser plus précisément le défaut suspecté.

Par exemple, l'image ci-dessous représente l'effet de différents défauts sur la morphologie de la courbe courant-tension :

- Courbe rouge : fonctionnement normal de l'installation
- Courbe bleue : augmentation de la résistance série d'un module, causée par exemple par une oxydation des connectiques,
- Courbe violette : diminution de la résistance parallèle d'un module, causée par une migration du métal dans la jonction PN par exemple,
- Courbe verte : activation d'une diode by-pass du module, en raison d'un ombrage partiel de ce dernier,
- Courbe noire : activation de deux diodes by-pass du module, en raison d'un ombrage partiel de ce dernier (ombrage plus important que celui lié à la courbe verte),



Exemple de modification de caractéristique courant-tension lors de l'apparition de dysfonctionnements (Crédit : Michaël Bressan)

L'analyse électrique de fonctionnement d'une installation PV présente l'avantage de pouvoir être effectuée à distance ou sur place :

- Sur place grâce à des traceur U-I,
- À distance grâce à la récupération des données électriques collectées sur site (voir par exemple [7] ou les nouvelles générations d'onduleurs).

La possibilité de remonter des informations de fonctionnement des installations PV sur des serveurs a permis le développement de nombreuses solutions de monitoring, apportant une aide à l'exploitation des installations. Afin de minimiser les pertes liées à des dysfonctionnements tout en optimisant les coûts d'interventions sur site, les plateformes de monitoring ont pris en main la problématique de la détection de dysfonctionnements à partir de données électriques reçues. Peuvent être cités comme exemple les travaux de Michaël Bressan dans [7], l'outil PVSAT-2 décrit dans [8], ou encore les articles de Pierluigi Guerriero [9] et Bechara Nehme [10].

La qualité de l'identification et de la caractérisation des dysfonctionnements dépendra dans le cas d'un monitoring à distance de la qualité des données reçues. Voici donc certains éléments permettant d'améliorer la fiabilité de la détection et la caractérisation des défauts :

- Réceptionner des données électriques détaillées : puissance, intensité et tension à minima
- Avoir un pas de temps d'enregistrement des données le plus fin possible,
- Réceptionner des données au niveau des chaînes de modules, voire modules,
- Disposer d'un traceur U-I intégré au site, qui peut être déclenché à distance, et pour lequel une analyse automatique de la courbe est effectuée.

2.3 Les méthodes de protection contre les défauts électriques

Des méthodes de protection ont également été développées afin de protéger les systèmes PV face au risque induit par certains dysfonctionnements électriques : fusibles, disjoncteurs, parafoudres. Ces équipements sont installés au sein de l'installation, et sont déclenchés automatiquement lorsqu'une anomalie électrique est observée : l'action effectuée lors du déclenchement permet de sécuriser l'installation vis-à-vis du risque encouru pour le dysfonctionnement en question. L'arc électrique est l'exemple même d'un défaut engendrant un risque important de départ de feu sur l'installation. Différents types de détecteurs d'arc électrique ont été développés par les scientifiques et industriels, et peuvent être installés à différents endroits de l'installation : au niveau de l'onduleur, qu'il soit central ou micro-onduleur, au niveau des champs PV, ou encore des strings. L'objet de ces détecteurs est de

couper le courant dans la zone concernée par le dysfonctionnement. Sur ce sujet, l'article de Scott McCalmont [11] proposait en 2012 le développement d'un détecteur d'arc, avec protection intégrée, à moindre coût (1\$/Watt). L'article [12] évalue quant à lui la fiabilité des mécanismes de détection d'arc développés aux États-Unis principalement, et met en avant les déconnexions intempestives générées par ces derniers.

D'un autre côté, les systèmes de protection électrique n'éliminent pas tout risque d'incendie au niveau de l'installation, voire peuvent l'aggraver. L'objet de l'article [13] de M.C. Falvo est ainsi d'étudier les différents enjeux de dimensionnement et de placement des protections électriques en fonction de la configuration de l'installation. Deux cas d'incendies liés à un problème de protection électrique y sont étudiés : les incendies de Bakersfield et Mount Holly. Les schémas qui ont conduit à ces deux incendies sont similaires :

- Un premier défaut électrique n'est pas détecté car l'intensité du courant au niveau du système de protection est trop faible pour fondre le fusible de protection (en raison de la position du défaut, de celle du fusible, et de la configuration de l'installation). Ceci peut être en quelque sorte dénommé « angle mort » du système de protection,
- Le fonctionnement de l'installation avec le défaut devient le nouvel état normal,
- Un second défaut apparaît, résultant en un courant de très forte intensité au sein de l'installation,
- Le système de protection n'est plus en capacité de prévenir le risque lié à ce courant ; celui-ci est en effet tellement important qu'il a le temps d'endommager l'isolation des câbles et provoquer un départ de feu avant que le fusible ne soit fondu.

Finalement, les deux exemples présentés dans l'article [13] démontrent que la phase de conception de l'installation est au moins aussi importante que la sélection des organes de protection pour assurer une bonne sécurisation des systèmes PV, et qu'il est impératif de se référer au guide UTE C15 712 lors de celle-ci.

3.

REVUE DES MÉTHODES DE DÉTECTION



L'étude bibliographique menée et synthétisée précédemment a permis de faire un état de lieux des méthodes de détection de dysfonctionnements électriques, mais surtout de déterminer un cadre de caractérisation et de catégorisation de ces outils. Ces éléments ont été utilisés lors de la collecte d'information réalisée auprès des professionnels de la filière, dont l'objectif était d'agréger le plus de connaissances et retours d'expérience possibles sur le sujet.

Ces entretiens visaient ainsi à compléter l'étude bibliographique, en apportant des retours d'expérience sur la pertinence des différentes solutions au regard de la typologie d'installation.

Finalement, le croisement de ces deux pans de l'étude permet de dresser un catalogue des différentes méthodes de détection ou protection existantes, mais surtout de les caractériser en fonction des principaux critères qui sont ressortis lors de l'étude.

3.1 Caractérisation

Quatre critères ont été choisis pour caractériser les différentes méthodes de détection de dysfonctionnement :

- La **disponibilité** : caractérise la mise en œuvre de la méthode, qui peut être active en continu (exemple : outil de monitoring), ou bien nécessitant un déplacement sur site (exemple : thermographie infrarouge),
- La **maturité** : caractérise le degré de maturité du développement de la solution, ce qui permet de distinguer les solutions avec un fort retour d'expérience et pouvant être installées aujourd'hui de celles qui seront disponibles au grand public dans le futur,
- Le **coût** : représente le coût total de détection et prend donc en compte les coûts matériel, d'abonnement ou humain. Son évaluation ne peut pas être exacte en raison de la diversité des offres de marché, et est donc qualitative au regard des informations recueillies,
- Le **périmètre** : donne une indication sur les typologies de défauts qui peuvent être détectées : Module, Système de protection, Connectique et câblage, ou Onduleur.

Les critères de notations pour chacune de ces variables sont explicités dans le tableau ci-dessous. En ce qui concerne la variable périmètre, si une méthode de détection permet de prévenir à la fois de dysfonctionnements module et onduleur, alors la valeur MO lui sera attribuée.

Variable	Code	Signification
Disponibilité	C	Mécanisme disponible continuellement
	D	Mécanisme événementiel nécessitant un déplacement sur place
Maturité	0	Stade de la recherche académique
	1	Premiers pilotes
	2	Mature avec un retour sur expérience important
Coût	€	Coût nul ou très faible
	€€	Coût moyen
	€€€	Coût très important
Périmètre	M	Module
	P	Système de protection
	C	Connectique et câblage
	O	Onduleur

Table de caractérisation des méthodes de détection

3.2 Liste des méthodes

L'étude bibliographique avait permis d'observer l'existence de méthodes de détection de dysfonctionnement très diverses. Cependant des similitudes peuvent être trouvées, et des grandes familles de méthodes se dégagent :

- L'inspection visuelle regroupe les méthodes consistant à observer le système PV directement sur site, que ce soit par le propriétaire ou un professionnel,
- Les méthodes de contrôle des modules permettent grâce à des techniques d'imagerie assez poussées (thermographie active modulée, électroluminescence ou autre) de discerner des anomalies au niveau des modules photovoltaïques. Si elles sont historiquement pratiquées en laboratoire, des cabines de contrôle mobiles existent également,
- La protection électrique des installations permet de circonscrire certains défauts. Installés sur les installations photovoltaïques, ces mécanismes sont déclenchés lors de l'observation d'un signal anormal et permettent de sécuriser l'installation,
- Les tests électriques regroupent l'ensemble des mesures électriques qui peuvent être relevées lors d'une visite de maintenance sur site. Le contrôle des valeurs mesurées permet de s'assurer du bon fonctionnement de l'installation,
- Le terme monitoring englobe l'ensemble des méthodes permettant d'avoir une vision déportée du fonctionnement d'une installation photovoltaïque.

Au sein de ces 5 familles sont regroupées 27 méthodes de détection de dysfonctionnement, dont les principes et mises en œuvre sont détaillés dans le catalogue en annexe.

Inspection visuelle	Inspection visuelle simple
	Inspection visuelle professionnelle
	Thermographie infrarouge
Contrôle des modules	Thermographie active modulée (LIT)
	Thermographie pulsée
	Électroluminescence
	UV Fluorescence
Essais électriques	Traceur U-I
	Test de continuité électrique
	Essais côté courant alternatif
	Essais côté courant continu
	Essai de polarité
	Essai de tension de circuit ouvert
	Essai de courant de court-circuit
	Essai de résistance d'isolement
	Essai d'isolement humide
Monitoring	Relevé mensuel
	Monitoring onduleur
	Monitoring courbe U-I
	Plateforme de monitoring
Protection	Détection d'arc électrique au niveau onduleur
	Détection d'arc électrique au niveau modules
	Fusible
	Disjoncteur
	Parafoudre
	Coupure d'urgence
	Protection de découplage

Listes des méthodes de détection sélectionnées

3.3 Fiches descriptives

Chaque méthode de détection est reprise dans une fiche descriptive qui synthétise les principales informations à retenir sur celle-ci :

- Une caractérisation en fonction d'indicateurs clés permettant de se faire une idée rapide de la faisabilité de la méthode,
- Une description technique détaillée, qui présente les principes généraux de la méthode et de son fonctionnement,

- Des préconisations pour la mise en œuvre de la méthode, et présentation notamment de certaines règles à respecter pour s'assurer de la qualité des résultats obtenus,
- Une liste exhaustive des différents défauts qui peuvent être détectés par la méthode présentée.

La fiche correspondant à la thermographie infrarouge est représentée ci-dessous comme exemple.

<

Exemple de fiche descriptive d'une méthode de détection de dysfonctionnement électrique

Ces fiches descriptives sont disponibles en Annexe 1. Sur chacune des fiches sont listés les défauts qui peuvent être détectés par la méthode étudiée, avec deux situations possibles :

- Dans la première situation, la méthode est capable d'identifier le dysfonctionnement avec exactitude. Ainsi, l'inspection visuelle d'une installation permet de détecter un ombrage de manière certaine.
- Dans la seconde situation, la méthode permet de détecter un dysfonctionnement par l'observation de caractéristiques conséquentes au défaut, mais pas de l'identifier avec certitude. Un essai de résistance d'isolement permet par exemple d'identifier un problème électrique au niveau de l'installation, mais ne permettra pas de dire avec certitude si celui-ci est lié à une incompatibilité entre les connecteurs, une dégradation des câbles ou encore un bornier défectueux.

		Inspection visuelle			Contrôle des modules			
		Inspection visuelle non professionnelle	Inspection visuelle professionnelle	Thermographie	Thermographie active modulaire (LIT)	Thermographie en impulsion	Electroluminescence	UV Fluorescence
Module	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 CC mal calibrés, défectueux ou absents							
	Parafoudre inopérant ou HS							
	Liaison équipotentielle défaillante							
	Disjoncteur mal dimensionné							
	Disjonction intempestive du différentiel							
	Coupure intempestive des arrêts d'urgence sur ERP							
Connectique et câblage	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés							
	Boucle d'impédance sous les panneaux							
	Câbles CC mal dimensionnés							
	Câbles CC dégradés							
	Coffrets CC dégradés							
	Borniers CC défectueux							
Onduleur	Pb de tension d'entrée							
	Absence d'isolation galvanique avec mise à la terre fonctionnelle							
	Découplage récurrent dû à un pb de tension réseau							
	Surchauffe							
	Défaut d'isolement							
	Rupture de composant							

Tableau de croisement entre les dysfonctionnements identifiés et les méthodes permettant de les détecter - 1

		Monitoring			
		Relevé mensuel	Monitoring Onduleur	Monitoring U-I	Monitoring plateforme
Module	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 CC mal calibrés, défectueux ou absents				
	Parafoudre inopérant ou HS				
	Liaison équipotentielle défaillante				
	Disjoncteur mal dimensionné				
	Disjonction intempestive du différentiel				
	Coupure intempestive des arrêts d'urgence sur ERP				
Connectique et câblage	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés				
	Boucle d'impédance sous les panneaux				
	Câbles CC mal dimensionnés				
	Câbles CC dégradés				
	Coffrets CC dégradés				
	Borniers CC défectueux				
Onduleur	Pb de tension d'entrée				
	Absence d'isolation galvanique avec mise à la terre fonctionnelle				
	Découplage récurrent dû à un pb de tension réseau				
	Surchauffe				
	Défaut d'isolement				
	Rupture de composant				

[illegible]

4. PRÉVENIR LES DYSFONCTIONNEMENTS ÉLECTRIQUES



À chaque méthode de détection correspond une phase de mise en œuvre et une temporalité de réalisation : la mise en place d'un parafoudre se fera par exemple lors de la mise en œuvre d'une installation, tandis qu'un essai de tension de circuit ouvert pourra être réalisé lors d'une visite de maintenance préventive sur site. Les 5 phases suivantes ont ainsi été identifiées :

- la mise en œuvre,
- la sélection et le dimensionnement des mécanismes de protection,
- le suivi continu,
- la maintenance préventive,
- le contrôle en laboratoire.

La phase d'enquête terrain a permis d'éclairer ces différentes phases et d'identifier les mécanismes à mettre en œuvre lors de chacune d'entre elles. Lors de celle-ci ont été interrogés une vingtaine de professionnels de la filière photovoltaïque, parmi lesquels des bureaux d'étude, des installateurs, des exploitants, des mainteneurs et autres organismes de contrôle ou laboratoire.

4.1 Mise en œuvre

En tant que telle, la mise en œuvre de l'installation PV ne peut pas être qualifiée de méthode de détection de dysfonctionnement. Cependant, cette phase de conception/construction est revenue dans une grande majorité des entretiens, car pour les professionnels, une bonne mise en œuvre permet de réduire drastiquement les risques électriques encourus par les installations photovoltaïques.

4.1.1 Constat

À la question « Quels sont les dysfonctionnements les plus récurrents que vous observez sur les installations PV ? », les problèmes liés à la mise en œuvre de l'installation ont été maintes fois cités dans les réponses des professionnels. La mise en œuvre était même la raison de la majorité des problèmes cités. À l'opposé, les problèmes de dysfonctionnement des modules, pourtant extensivement traités dans la littérature scientifique, ne sont quasiment pas cités par les différents acteurs !

Sans prétendre à l'exhaustivité totale, voici une liste de différentes problématiques liées à la mise en œuvre de l'installation :

- Conception de l'installation :
 - Installation conçue sur papier et ne facilitant pas la maintenance (boîtes de jonction inaccessibles, onduleurs en hauteur...)
 - Incompatibilité des matériels,
- Mise en œuvre :
 - Câblage : câbles coincés en bord de bac acier, non protégés, boucles en toitures, connectiques incompatibles ou mal serties...
 - Modules : modules abîmés pendant le transport, installateur qui marche sur les panneaux...
 - Onduleurs : onduleurs non protégés, collés les uns à côté des autres, dans un local non ventilé...
 - Protections : mauvais dimensionnement des protections,
- Documentation :
 - Défaut de signalisation des éléments de l'installation,
 - Documentation non disponible : schéma de câblage, fiches techniques des onduleurs et des modules, procédures de maintenance...

4.1.2 Conception et choix des matériels

Avant la mise en œuvre, l'étape de conception de l'installation caractérise le système PV : matériels choisis, plan de calepinage, plan de câblage, emplacement de l'onduleur... Il va sans dire qu'il est important pour un bon fonctionnement futur que cette étape ait été réalisée dans les règles de l'art, et que la conception de l'installation soit techniquement valide. Mais, s'il est important de penser à la conception technique

de l'installation, il l'est tout autant de préparer la phase de fonctionnement. En effet, comme l'a montré entre autres l'étude [1], divers dysfonctionnements peuvent se produire sur des systèmes PV, engendrant des besoins de maintenance et d'intervention sur site. Cela peut aller de la lecture de l'écran onduleur, au lavage des modules afin d'en éliminer l'encrassement, ou encore au remplacement d'un module. La conception d'un système PV peut faciliter cette phase d'exploitation, par exemple en :

- Sélectionnant des éléments interchangeables, des panneaux de taille standard,
- Simplifiant les chemins de câbles, réduire les connectiques,
- Choissant des connecteurs compatibles,
- Choissant des gammes de tension onduleurs classiques,
- Positionnant l'onduleur dans un endroit facile d'accès
- ...

Favoriser une conception tournée vers l'exploitation et la maintenance de l'installation est donc ici vu comme une manière de limiter le risque de dysfonctionnement d'un système photovoltaïque, et de faciliter sa détection et sa réparation si besoin.

Un certain nombre de recommandations sur la conception des installations ont été synthétisées dans le document [14], disponible sur le site photovoltaïque.info, et qui a été rédigé lors de la réalisation de l'étude [1] par Hespul en partenariat avec l'AQC.

4.1.3 Formation et retour d'expérience

Cependant, les réponses fournies à la question de l'occurrence de ces problèmes se sont avérées très disparates : il n'y a pas de consensus au sujet de la fréquence du manque de documentation au niveau du site, de la mauvaise installation des onduleurs ou du nombre d'installations mal conçues. Ceci démontre le faible retour d'expérience qui est fourni aux professionnels de la filière au sujet des dysfonctionnements observés. Une amélioration du retour d'expérience sur les observations de dysfonctionnement pourrait par exemple être réalisé par les acteurs suivants :

- Bureaux de contrôle : le CONSUEL publie chaque année dans son rapport d'activité les non-conformités constatées. Elles sont regroupées par catégories, et une analyse de la variation par rapport aux années précédentes est proposée. Pour l'année 2017, les problèmes de signalisation concernaient ainsi près de 40 % des non-conformités observées ; non-conformités par ailleurs en hausse par rapport à l'année 2016 en raison du développement de l'autoconsommation et de ses spécificités.
- Assureurs : les assureurs ont à leur disposition des rapports d'expertise sur les sinistres s'étant produits. Certains rapports fournis par l'AQC ont notamment été utilisés dans l'étude [1] sur les dysfonctionnements électriques des installations photovoltaïques. Ce matériel pourrait

être utilisé de manière plus systématique afin de fournir un retour aux professionnels du secteur quant aux anomalies les plus souvent observées et permettre d'y remédier par la formation.

Faciliter et mettre en place un retour d'expérience efficace des organismes de contrôles et assureurs vers les bureaux d'études, installateurs et mainteneurs permettrait sûrement d'améliorer la conception et la mise en œuvre des installations. Ceci amène à la question de l'amélioration de la formation des personnels intervenant sur les installations PV, qui est un autre point important évoqué lors des entretiens. La pose d'une installation photovoltaïque en toiture nécessite des compétences variées, et ceci encore plus dans le cas de l'intégration totale : électricien, couvreur... Or, il arrive que les installations soient réalisées par des personnels non qualifiés, sous-traitants des entreprises ayant vendu l'installation, et ayant peu de temps pour les réaliser. La probabilité de défaut de mise en œuvre augmente dans cette situation.

Des qualifications existent pourtant afin de vérifier la compétence des entreprises à installer du photovoltaïque. Quali'EnR dispose par exemple de deux qualifications, QualiPV Bâtiment et QualiPV Electricité, certifiant les compétences d'une entreprise dans ces domaines ; dans le cas où une entreprise réalise l'intégralité de l'installation, elle doit disposer des deux certifications. Les organismes Qualifelec et Qualibat fournissent également des qualifications, respectivement dans les domaines du bâtiment et de l'électricité. Cependant, certains questionnements au sujet de ces qualifications ont été remontés lors des entretiens :

- Qualification pas assez exigeante pour certains, mais assez pour d'autres,
- Qualification attribuée à l'entreprise et non à la personne : les personnes intervenant au nom d'une entreprise qualifiée ne sont donc pas nécessairement qualifiées elles-mêmes. Ce point doit cependant être nuancé, car les entreprises choisissant la qualification ont plutôt intérêt à former leur personnel, afin de ne pas risquer leur accès au marché en laissant des personnes non qualifiées sur les chantiers,
- Entreprises ne disposant que d'une des deux qualifications QualiPV par exemple, Bâtiment ou Electricité, et réalisant l'intégralité de l'installation. L'installation d'un système photovoltaïque en toiture nécessite en effet à la fois des compétences électrique et de couverture, qu'il soit intégré au bâti ou surimposé.
- Finalement, la formation des personnels est un élément essentiel pour assurer une bonne mise en œuvre des installations, et doit être nourrie du retour d'expérience des entreprises, bureaux de contrôle et assureurs.

4.1.4 Contrôles et visite de réception

Après la formation, une des méthodes pour améliorer la mise en œuvre des systèmes PV est le contrôle. Les méthodes et dispositifs de contrôle des installations ont été détaillés dans le rapport [1], en voici une courte synthèse.

4.1.4.1 Disposition réglementaire

Depuis le 24 mars 2010, et l'article D342-19 du code de l'énergie, tout système PV raccordé en basse tension au réseau public de distribution d'électricité doit faire l'objet d'une attestation de conformité visée par CONSUEL. Ces attestations sont exigées par le gestionnaire de réseau de distribution avant la mise en service du raccordement. 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.

Pour le résidentiel, les vérifications sont réalisées par l'installateur, qui fait ensuite viser l'attestation par CONSUEL. Le taux de contrôle de chantiers par CONSUEL est de l'ordre de 20 %.

4.1.4.2 Dispositions complémentaires-autocontrôle

Le maître d'ouvrage peut également déclencher des contrôles complémentaires s'il le souhaite. Les dispositions possibles pour qualifier la mise en œuvre du système PV sont là encore détaillées dans [1], et voici une liste synthétique :

- Maîtrise d'œuvre : appui technique au maître d'ouvrage afin de s'assurer que l'installation construite répondra bien à ses attentes,
- Assistance à maîtrise d'ouvrage : préserve les intérêts du maître d'ouvrage vis-à-vis du maître d'œuvre,
- Contrôleur technique : mission complémentaire lors du projet. Un exemple peut être la visite de chantier en cours de pose des panneaux dans le but d'émettre un avis sur la qualité de mise en œuvre.

Ces contrôles sont à la charge du maître d'ouvrage ; une analyse coût-bénéfice pourra être réalisée afin d'évaluer la pertinence de leur réalisation avec :

- Coût = coût de la prestation
- Bénéfice = gain de production
 - + gain lié à la diminution du risque (ex : moins de besoin de changement de matériel défaillant)
 - + gain lié à des avantages sur certaines charges (ex : assurance)

4.1.4.3 Essais de mise en service

La norme NF EN 62446-1 fournit une liste des documents qui doivent être remis au maître d'ouvrage lors de la réception de l'installation. Parmi ces documents se trouvent des résultats d'essais de mise en service, ayant pour objectif la vérification de la bonne mise en œuvre de l'installation, et son bon fonctionnement, par notamment :

- Le contrôle de la présence des organes de protection,
- La vérification du système entier et de la cohérence des caractéristiques de ses composants,
- La vérification du dimensionnement des composants,
- Le contrôle de mise à la terre,
- Des essais électriques (ex : essai de tension de circuit ouvert, essai de court-circuit...)

4.1.5 Synthèse

Les mesures décrites ci-dessus s'adressent à la fois aux professionnels du photovoltaïque et aux producteurs, qu'ils soient petits ou gros. L'amélioration de la qualité globale de mise en œuvre peut passer par :

- La mise en place d'un retour d'expérience régulier des assureurs, de l'AQC et des organisations professionnelles concernées vers les principaux acteurs de la filière (installateurs, mainteneurs, organismes de contrôle et bureaux d'études),
- La formation des personnels intervenant sur les chantiers,
- La généralisation des installations simples, faciles à exploiter et à maintenir.

Le contrôle de mise en œuvre de l'installation peut prendre plusieurs formes : il peut être obligatoire ou non, il peut se faire lors de la phase chantier ou à la fin de celle-ci, il peut être plus ou moins étendu...

Un contrôle effectué en fin de chantier permet de valider le fonctionnement global de l'installation et la bonne mise en œuvre du circuit électrique visible. Le contrôle CONSUEL a pour objectif principal d'assurer la sécurité des biens et des personnes : il s'attache essentiellement au contrôle des organes de protection, et du système électrique accessible sans danger. Il n'est donc ni question de contrôler la performance de l'installation, ni de vérifier les cheminements de câbles en toiture. Le CONSUEL ne fait en effet pas de contrôle dans les zones susceptibles d'entraîner un risque de chute, et n'aurait dans tous les cas pas accès au cheminement de câbles pour les systèmes PV installés sur des toitures inclinées.

Un contrôle des cheminements de câbles en toiture nécessiterait une visite en cours de chantier. Or, l'organisation d'un chantier n'est pas simple et est sujette à beaucoup d'aléas : météo, délais de livraison, personnel indisponible... L'organisation de ce type de visite est donc à la fois complexe et non suffisante pour la validation finale de la qualité de

mise en œuvre de l'installation.

La combinaison d'une visite en cours de chantier, et d'une visite de réception est une réalité pour les installations de grande puissance, pour lesquelles des maîtres d'œuvre et contrôleurs techniques sont la plupart du temps missionnés. Pour les installations de petites puissances générant des revenus limités, ces contrôles présentent un coût important, et il est donc important de s'assurer que ce surcoût n'ait pas un effet dissuasif sur les petits maîtres d'ouvrage.

Finalement, si les contrôles peuvent s'avérer utiles dans certaines situations, l'amélioration de la qualité de mise en œuvre des installations semble plutôt passer par la formation, le retour d'expérience et la simplification des installations. À noter également que la probabilité qu'un système PV bien réalisé augmente avec le temps que l'installateur doit y consacrer.

4.2 Mécanismes de protection

4.2.1 Les mécanismes réglementaires

Les installations photovoltaïques possèdent un certain nombre de protections, aussi bien du côté courant alternatif que du côté courant continu. Un résumé de ces protections était proposé dans l'étude [1], et est repris ici pour rappel :

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).

Le guide d'application des normes UTE C15-712-1 fournit les informations nécessaires à la conception et à la mise en place de ces protections. Afin de s'assurer de leur bon état de fonctionnement, la norme préconise également un contrôle régulier de l'état des protections, sans qu'une périodicité ne soit indiquée.

4.2.2 La détection d'arc électrique

Si les mécanismes décrits ci-dessus sont imposés par la réglementation, il existe un nouveau mécanisme de protection actuellement étudié et sur lequel se penchent les

commissions de normalisation : les mécanismes de détection d'arcs électriques. Leur rôle est de couper le circuit électrique continu lorsqu'un arc électrique apparaît sur ce dernier.

4.2.2.1 Principe de fonctionnement

Le principe général sous-jacent à ces outils est le suivant :

1. le système reçoit les données électriques du circuit sur lequel il est installé
2. les données sont analysées, avec plusieurs solutions techniques existantes ; la plus répandue est une analyse spectrale de la fréquence du signal, mais des systèmes se basant sur la variation des caractéristiques de courant et de tension sont également étudiés,
3. lorsque le seuil de détection est dépassé le détecteur envoie un ordre de coupure sur le circuit. Le niveau de ce seuil est également sujet à débat : s'il est trop élevé, l'installation ne sera pas correctement protégée ; s'il est trop faible, des coupures intempestives se produiront.

4.2.2.2 La question du positionnement

Le mécanisme de détection d'arc électrique peut être positionné à différents endroits du système PV :

- Au niveau de l'onduleur,
- Au niveau du coffret CC, avec la possibilité d'être connecté indépendamment à plusieurs strings
- Au niveau des strings.

Cette question du positionnement est sujet à débat parmi les professionnels de la filière : la protection peut-elle être centralisée ou doit-elle être installée au plus près des modules ? Comme explicité ci-dessus, les protections contre les arcs électriques sont basées sur des techniques d'analyse du signal. Or, en fonction du périmètre du signal analysé (i.e du périmètre des composants contribuant au signal qui sera lu par l'outil de protection), celui-ci risque d'être plus ou moins bruité, et donc plus ou moins complexe à analyser. Sans avoir analysé les méthodes utilisées et les résultats obtenus lors de différents tests de qualification, il n'est pas possible de conclure sur la supériorité d'un positionnement sur un autre en termes de qualité de détection.

Il est cependant possible de dire qu'en cas d'apparition d'un arc électrique sur un système possédant plusieurs strings, un système de déconnexion placé au niveau du string ne coupera qu'une partie de l'installation et engendrera donc moins de perte de production qu'un système de déconnexion placé au niveau de l'onduleur.

Si la supériorité en termes de sécurité des AFCI placés au niveau des strings n'est pas confirmée pour le moment, ces protections engendreront a priori moins de pertes que des protections centralisées.

4.2.2.3 Norme

Les mécanismes de détection et de coupure des arcs électriques sont obligatoires aux États-Unis et au Canada depuis la NEC 2014. A l'origine, la réglementation obligeait un réarmement manuel, mais face aux problématiques de déconnexions intempestives, une modification a été introduite dans la NEC 2017 : lors d'une coupure, trois réarmements automatiques sont tentés, si le mécanisme détecte toujours un arc au bout de ces tentatives, alors un réarmement manuel est nécessaire. Ce changement atteste de la complexité de la détection d'arc et de l'importance du choix de niveau de seuil déclenchant. La certification UL1699B permet de qualifier les mécanismes de protection des arcs électriques et de vérifier leur respect de la norme NEC 2017 : elle doit entre autres vérifier que le mécanisme est en mesure de détecter n'importe quel arc électrique de puissance minimale de 300 W et de l'éteindre en moins de 2 secondes. Le sujet de la détection d'arc électrique est actuellement en discussion au sein de la commission électrotechnique internationale (CEI). Ce mécanisme pourrait donc faire l'objet d'une normalisation dans les prochaines années.

4.2.2.4 Technologie existante

Des mécanismes de détection d'arc sont d'ores et déjà commercialisés sur le marché nord-américain, à la fois par les fabricants d'onduleur présent sur ce marché (SMA, Fronius, SMA...) et par des fabricants de matériel électrique (Schneider Electric, Socomec, Sensata...).

Les fabricants d'onduleurs ont ainsi intégré des mécanismes de détection d'arc électrique pour les marchés qui l'imposent. Ces fonctionnalités ont été désactivées en Europe, car elles présentent à la fois un surcoût matériel et logiciel, et engendrent un risque supplémentaire de déconnexions intempestives liées à des fausses alarmes. Selon les fabricants, cette fonctionnalité peut ou non être activée a posteriori sur les onduleurs : un changement de matériel peut donc être nécessaire pour activer cette fonction sur les onduleurs de certaines marques. Le surcoût engendré par l'ajout de cette fonctionnalité supplémentaire au sein de l'onduleur n'a pas pu être estimé lors de cette étude.

Type	Fabricant	Remarques
Onduleur	SMA	Presque tous les onduleurs SMA proposés sur le marché américain bénéficient d'une fonction AFCI intégrée certifiée UL1699B. Ils ne sont pour le moment pas commercialisés sur le marché européen. L'exploitant est de plus prévenu en cas de déclenchement de la protection, grâce au dispositif de communication intégré à l'onduleur. Cela permet de limiter le manque à gagner en cas de déclenchement intempestif.
	Fronius	Les onduleurs Fronius de la gamme SnapInverter (Galvo, Primo et Symo) disposent d'une fonction AFCI sur le marché Nord-Américain. Cette fonctionnalité nécessite des ajouts matériels et logiciels au sein de l'onduleur, elle ne peut donc être activée a posteriori sur les onduleurs installés aujourd'hui sur le marché européen. Fronius propose également un portail de supervision permettant d'alerter l'utilisateur en cas de déclenchement de la protection contre les arcs électriques.
	SolarEdge	Les onduleurs SolarEdge vendus en Europe et ayant une version de la CPU d'au moins 3.19xx disposent d'une fonction AFCI. Cette dernière propose deux modes de reconnexion possibles : manuelle ou automatique. L'exploitant est averti via l'écran de l'onduleur, et le portail de supervision SolarEdge lorsque l'installation y est connectée.
	ABB	ABB propose un mécanisme de détection d'arc pour ses onduleurs vendus sur le marché Nord-Américain. Le mécanisme basé sur l'analyse du signal reçu à chaque entrée permet de détecter la présence d'un arc électrique sur chaque champ PV indépendamment. Cette fonctionnalité ne semble pas être commercialisée sur le marché européen. Le portail fourni par ABB permet de prévenir rapidement l'exploitant du déclenchement de l'AFCI sur sa ou ses installations.
	Huawei	Les onduleurs avec détection d'arc ne sont pas encore proposés sur le marché européen. À noter qu'Huawei a développé un onduleur avec un traceur de courbe U-I intégré, permettant de détecter 21 défauts différents d'un système PV. Le surcoût généré par ce système n'est pas connu.
Matériel électrique	Sensata	Sensata commercialise le mécanisme de détection d'arc PVA-F-R, certifié UL1699B. Jusqu'à quatre strings différents peuvent être connectés au PVA-F-R : lors de la détection d'une anomalie sur un string, celui-ci va envoyer un signal au mécanisme de contrôle du string (onduleur ou coffret CC) et le déconnecter. La présence d'une LED permet d'informer l'exploitant de la présence d'une anomalie, mais il n'y a pas de mécanisme d'information à distance.
	Schneider electric	Ces entreprises proposent des mécanismes de détection d'arc électrique qui peuvent être directement installés sur le circuit CC.
	Siemens	
	Eaton	
	DC Sun Volt	
	Socomec	
	Societa Elettrica Arcostop	Arcostop est un mécanisme de protection contre les arcs électriques spécialement développé pour le photovoltaïque. Il peut être paramétré (seuil de détection, reconnexion automatique...) afin de respecter les normes en vigueur dans le pays d'implantation du système. Le système permet également, selon la documentation, d'anticiper l'apparition d'arc. Un système d'avertissement pas SMS en cas de défaut est proposé.

Exemples de mécanismes de détection d'arc électrique (non exhaustif)

4.2.2.5 Avis des professionnels interrogés

Sur l'ensemble des personnes interrogées avec lesquelles le sujet de la détection d'arc électrique a été évoqué, 63 % se sont déclarées plutôt favorable à ces dispositifs. Cependant, le sujet divise et les questionnements suivants ont été relevés :

- Quelle est la précision des mécanismes ? Comment éviter les déconnexions intempestives tout en déconnectant le circuit en toute circonstance d'arc électrique ? Autrement dit, existe-t-il un mécanisme et un seuil de détection permettant une détection sûre ?
- Dans quelle mesure ajouter un mécanisme de protection, ajoute-t-il un point de faiblesse sur l'installation et donc un risque supplémentaire de panne ?
- Les défauts d'arcs électriques sont-ils suffisamment fréquents pour nécessiter l'installation d'un détecteur approprié ? N'est-ce pas uniquement pour vendre du matériel ? Ne suffirait-il pas de s'assurer de la bonne conformité des installations ?

4.2.2.6 Test des différents détecteurs d'arc électrique

Suite à la mise en application de la NEC 2014 aux États-Unis, différents mécanismes de détection d'arc électrique ont été mis en vente sur le marché Nord-Américain. Ceux-ci ont rapidement montré des signes de déconnexion intempestive, ce qui a conduit à la révision NEC 2017. Le laboratoire Sandia en partenariat avec Tigo Energy a évalué en 2015 la performance de certains détecteurs d'arc qui étaient listés et reconnus par l'UL1699B, et donc ayant passé des tests censés valider leurs capacités à détecter des arcs électriques sans pour autant subir de déconnexions trop régulières (cf [12]). Parmi les matériels testés se trouvaient à la fois des onduleurs et des matériels électriques spécifiques.

Les auteurs de l'article ont donc défini de nouvelles procédures de tests en se basant sur des cas réels où des déconnexions intempestives avaient été observées ou des arcs électriques non détectés. Les résultats sont les suivants :

- La plupart des matériels testés sont susceptibles de ne pas détecter des arcs électriques dans certaines conditions,
- Des déconnexions intempestives peuvent se produire pour quasiment tous les mécanismes testés.

Même si de nouvelles technologies de détection ont été développées depuis, ceci démontre l'importance des évaluations des solutions, et du travail qui se réalise actuellement au sein de la CEI. Avant ce rendu, il serait précipité de conclure sur l'efficacité des mécanismes de détection d'arc électrique et leurs conséquences en termes de déconnexion.

4.3 Suivi continu

4.3.1 Définition

Les méthodes de suivi continu sont définies comme les méthodes fournissant un enregistrement régulier de données de fonctionnement de l'installation et une analyse de celles-ci. Leur objectif est de fournir une information quant à l'état de fonctionnement de l'installation, et donc de prévenir le producteur en cas de baisse de production ou de dysfonctionnement engendrant un danger. Leur typologie étant variée, certaines caractéristiques principales ont été choisies pour aider à la sélection :

- Le pas de temps : durée séparant deux mesures distinctes,
- Les données mesurées : ensemble des données relevées,
- L'analyse fournie,
- L'automatisation,
- Le besoin d'être sur place,
- Le coût

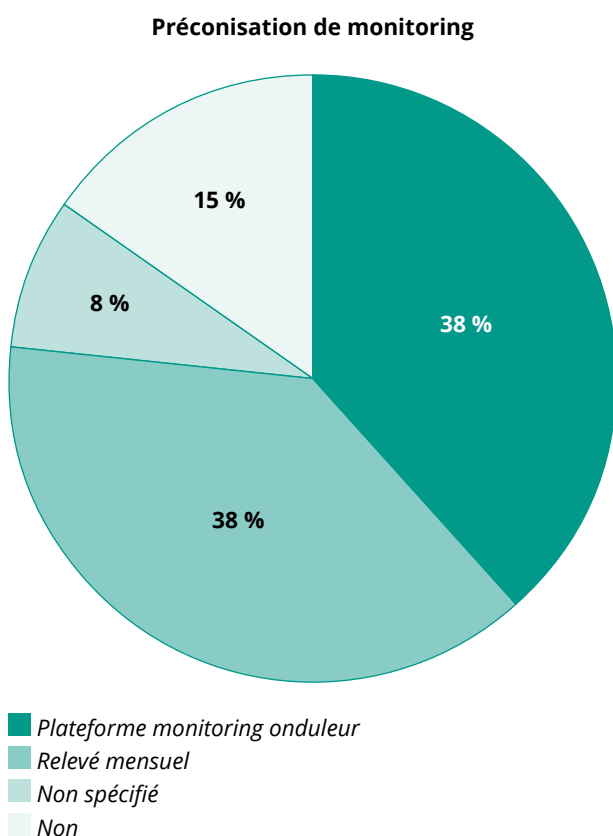
Le tableau suivant donne une description simplifiée des différentes possibilités de suivi au regard des indicateurs définis.

	Pas de temps	Données	Analyse	Automatisation	Localisation	Coût
Relevé mensuel	Mensuel	Production	Comparaison de la production à une référence (BDPV par exemple). Permet de repérer une anomalie entraînant une sous production mais pas d'en identifier la cause.	Non	Sur place	Gratuit
Plateforme onduleur	Minutes Heure	Production Mesures électriques (tension, intensité, fréquence...)	Analyse des données électriques. Alarme en cas d'identification d'un problème remonté à l'onduleur.	Oui	À distance	Gratuit ou Payant
Plateforme monitoring	Minutes Heure	Production Mesures électriques (tension, intensité, fréquence...) Environnement	Analyse des données électriques. Remontée des informations onduleurs. Analyse de la production par rapport à des références. Génération d'alarmes environnementales Suivi de consommation / autoconsommation dans certains cas	Oui	À distance	Payant

Caractérisation simplifiée des différentes méthodes de suivi

4.3.2 Critères de sélection

Deux critères principaux sous-tendent la sélection, ou non, d'un outil de suivi d'installation : l'adéquation au besoin, et le coût. Par exemple, l'utilisation d'une plateforme professionnelle complexe, représentant un coût annuel élevé, ne sera pas adaptée à l'utilisation qu'en ferait un producteur non professionnel ayant une installation de 3 kWc sur sa toiture, parce qu'elle sera à la fois trop coûteuse et trop complexe. La question suivante a donc été posée aux professionnels : « Recommandez-vous l'utilisation d'un outil de suivi de production pour les installations de petite puissance ? Si oui lequel ? ». Dans 85 % des réponses, un système de suivi était préconisé, avec pour les petites puissances un très large consensus pour le relevé mensuel ou la plateforme fournie par le fabricant d'onduleur sous certaines conditions. La répartition des préconisations en fonction des typologies de suivi est présentée ci-dessous.



Réponses des professionnels à la question « Recommandez-vous l'utilisation d'un outil de suivi de production pour les installations de petite puissance ? Si oui lequel ? »

4.3.3 Différentes typologies de producteurs

Les éléments fournis par les personnes interrogées n'étaient cependant pas si dichotomiques, et il est donc nécessaire de mettre en perspective les résultats présentés avec les précisions fournies.

4.3.3.1 Cas des petits producteurs

La définition prise ici pour le terme « petit producteur non professionnel » est la suivante : personne exploitant entre une et trois installations PV, dont les puissances unitaires ne dépassent pas 36 kWc.

Concernant cette catégorie des petits producteurs non professionnels, un monitoring simplifié est amplement suffisant et nécessaire ; les autres solutions sont en effet trop onéreuses et complexes pour le particulier (cf 4.3.4), qui ne pourra pas y consacrer du temps tous les jours. Deux options se présentent alors :

- Le suivi mensuel de production : cette solution consiste à effectuer un relevé mensuel de la production et à comparer la valeur obtenue à une référence. Cette vérification pourra s'appuyer sur des ressources comme la carte de productible disponible sur photovoltaïque.info, des bases de données collaboratives comme www.bdpv.fr ou le guide « Suivre sa production - Comment s'assurer du bon fonctionnement d'un système photovoltaïque ». Cette solution à coût zéro permet au propriétaire de suivre sa production (et donc ses revenus), et de donner l'alerte en cas de sous-production. Les dysfonctionnements engendrant des pertes de production seront donc détectés grâce à cette méthode, mais l'utilisateur devra probablement faire appel à un professionnel pour en connaître la cause.
- La plateforme du fabricant de l'onduleur : certains fabricants d'onduleurs proposent des plateformes de suivi accessibles via internet (voir le paragraphe 4.3.4 pour une liste non exhaustive). Elles permettent de visualiser de manière facile l'ensemble des informations électriques remontées par l'onduleur, et peuvent bénéficier de fonctionnalités supplémentaires. Les solutions gratuites, faciles à prendre en main et ludiques sont privilégiées pour les particuliers ; en effet, une trop grande complexité rendra l'application inutilisable pour un non initié, et un coût trop important risque d'être rédhibitoire au regard des revenus engendrés par le système PV.

4.3.3.2 Cas des groupements citoyens

Le cas des groupements citoyens développant des grappes PV, c'est-à-dire quelques installations de petite puissance (typiquement inférieurs à 9 kWc), est un peu particulier pour plusieurs raisons : les porteurs de projet ne résident pas nécessairement dans les bâtiments sur lesquels sont

situées les installations PV, ils sont peut-être plus à même de prendre en main des outils complexes car très motivés par le photovoltaïque, et le projet a souvent un volet éducatif important et donc un besoin en terme d'affichage.

Dans ce cas précis, des solutions professionnelles de monitoring, permettant de regrouper sur une unique plateforme l'ensemble des installations, et relevant automatiquement les données de fonctionnement, sont probablement les plus pertinentes.

4.3.3.3 Cas des professionnels

Pour les professionnels, exploitant des installations de grande puissance, un outil de suivi de production est essentiel car il permet d'optimiser la production et de détecter très rapidement les problèmes de sous production. Ils sont donc principalement plébiscités pour les gains de revenu qu'ils génèrent, et qui permettent d'améliorer la rentabilité de l'investissement dès que la puissance dépasse les 100 kWc environ.

Finalement, il reste le cas des installations photovoltaïques unique de moyenne ou grande puissances, pour lesquelles le choix entre le relevé mensuel et la plateforme onduleur dépendra de la configuration du projet. Avec son devoir de conseil, il incombera alors à l'installateur d'aiguiller le producteur vers la solution la plus pertinente pour son projet.

4.3.4 Solutions disponibles

Le nombre de solutions disponibles sur le marché du monitoring sont très nombreuses, que ce soient des solutions de fabricants d'onduleurs ou de fournisseurs de logiciels. Ainsi, la quasi-totalité des fabricants onduleurs proposent désormais des solutions de supervision.

Sans prétendre à l'exhaustivité, le tableau ci-dessous détaille une dizaine de solutions actuellement disponibles sur le marché français. Cependant, il n'existe pas de coût public pour la grande majorité des solutions de monitoring des plateformes spécialisées ; d'une part parce que le secteur est très concurrentiel, d'autre part parce que le prix peut varier énormément en fonction du contenu du portefeuille d'installations suivies. Pour le suivi d'un site de puissance inférieure à 36 kWc, le coût d'une telle plateforme est estimé entre 40 et 100 € ; pour des puissances supérieures le coût est plutôt de l'ordre de 1 €/kWc.

Type	Fabricant	Données	Historique	Granularité spatiale	Multi site	Matériel	Coût	Fonctionnalités supplémentaires
Onduleur	Sma Sunny Places	Production	Données journalières	Onduleur	Non	Onduleur SMA	Gratuit	Possibilité de comparer avec d'autres systèmes PV
	SMA Sunny Portal	Production	Agrégées	Onduleur	Oui	Onduleur SMA	Gratuit	Alertes / Rapports
	SMA Professional Package	Détaillées	Oui	Onduleur	Oui	Onduleur SMA	Payant	Alertes / Rapports / Analyses de données
	Fronius Solar.web	Production	Non	Onduleur	Oui	Onduleur Fronius	Gratuit	Alertes
	Fronius Solar.web Premium	Production	Oui	Onduleur	Oui	Onduleur Fronius	Payant	Alertes
	SolarEdge	Détaillées	Oui	Module	Oui	Optimiseur SolarEdge	Gratuit	Alertes / Rapports / Analyse par module
	SolarMax	Détaillées		Onduleur	Oui	Onduleur SolarMax	Gratuit	Alertes
	Enphase Enlighten	Production	Agrégées	Module	Oui	Onduleur Enphase	Gratuit	
	Kaco Web Profi	Production	Oui	Onduleur	Oui	Onduleur Kaco	Gratuit (jusqu'à 10 kWc)	Alertes
	Kaco Web Public	Production	Oui	Onduleur	Oui	Onduleur Kaco	Licence d'environ 16 € / mois	Alertes
	ABB Aurora Vision	Détaillées	Oui	Onduleur	Oui	Onduleur ABB	Payant	Alertes / Rapports
	Solarlog Solarlog web encrest	Détaillées	Oui	Onduleur	Oui	DataLogger Solarlog	Payant	Alertes / Rapports / Communication /
Logiciel	Rbee solar	Production		Site	Oui	Installation d'un compteur spécifique	Abonnement d'environ 500 € pour 10 ans tout compris	Alertes / Rapports
	QOS	Détaillées	Données infra horaires	Site Onduleur Chaines	Oui		Redevance annuelle	Alertes / Rapports / Gestion maintenance...
	Epices Energie	Détaillées	Données infra horaires	Site Onduleur Chaines	Oui		Redevance annuelle	Alertes / Rapports / Facturation / Gestion maintenance...
	3E SynaptiQ	Détaillées	Données infra horaires	Site Onduleur Chaines	Oui		Redevance annuelle	Alertes / Rapports / Gestion maintenance...
	Meteocontrol vcom	Détaillées	Données infra horaires	Site Onduleur Chaines	Oui		Licence pour professionnels uniquement	Alertes / Rapports / Gestion maintenance...
	Tecsol Tecsol-one	Production (journalière)	Données journalières	Site	Oui	Installation d'un boîtier	Licence à partir de 49 € TTC / an	Alertes

Caractérisation simplifiée des différentes méthodes de suivi

4.3.5 Synthèse

Le schéma ci-dessous résume les informations relevées lors des phases d'analyse et d'enquête, et donne une idée des solutions de suivi les plus pertinentes en fonction de la typologie de projet. Ce schéma reste indicatif et ne permet pas de considérer l'ensemble des situations possibles : il se peut donc que des choix ne correspondant pas à ceux proposés soient plus pertinents dans certaines configurations.

	Pc < 36 kWc	36 kWc < Pc <100 kWc	> 100 kWc
Particulier (une installation)	Relevé mensuel	Relevé mensuel	Plateforme onduleur
	Plateforme onduleur (si gratuit)	Plateforme onduleur	
Groupeement citoyen (plusieurs installations)	Plateforme monitoring		
Professionnel (une installation)	Plateforme onduleur		Plateforme onduleur
			Plateforme monitoring
Professionnel (plusieurs installations)	Plateforme monitoring		

Adaptation de la méthode de suivi au profil du producteur

4.4 Maintenance des installations photovoltaïques

Il existe deux types principaux de maintenance pour les systèmes PV :

- La maintenance préventive, dont l'objectif est de limiter le risque de dysfonctionnement. Elle peut être réalisée à intervalle régulier ou lors de la réception d'un signal défini.
- La maintenance curative, qui intervient suite à un dysfonctionnement, et dont l'objectif est de rétablir le fonctionnement normal du système en corrigeant le problème.

La maintenance curative, étant postérieure aux dysfonctionnements, sera peu traitée par la suite ; une focalisation est donc ici proposée sur la maintenance préventive.

4.4.1 Définition

L'AFNOR définit la maintenance préventive de la manière suivante : « Maintenance exécutée à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinés à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'un bien ».

Les visites de maintenance sur les installations photovoltaïques ont le double objectif de prévenir les risques de dysfonctionnement, et également de s'assurer du fonction-

nement optimal de la centrale. La périodicité de ces visites ainsi que leur contenu dépend de la typologie d'installation et fait l'objet des paragraphes suivants.

4.4.2 Contenu

Le contenu d'une visite de maintenance préventive ne sera pas le même pour les petites installations en toiture que pour les grosses centrales au sol, en raison des différences de conception entre les deux. Par contre, les actions réalisées dans le cadre de maintenance préventive de systèmes PV sur bâtiment, qu'ils fassent 3 ou 200 kWc, seront quant à elles similaires.

4.4.2.1 Normes

Le guide d'application des normes UTE C15-712-1 aborde brièvement le sujet de la maintenance des installations photovoltaïques, et liste un certain nombre d'actions qui peuvent être menées en distinguant bien, celles relevant de la sécurité des personnes et des biens, et celles relevant du fonctionnement optimal de l'installation.

La norme NF EN 62446-1 traite de la réception et de la maintenance des installations photovoltaïques et fournit un certain nombre d'informations pour assurer une maintenance de qualité :

- Disposer sur place d'une documentation technique détaillée qui doit être fournie au client par l'installateur. Cette documentation doit être maintenue à jour dans le cas où des modifications sont réalisées sur l'installation. Sont proposés comme éléments constitutifs entre autres : les informations de base du système, les schémas de câblages, les fiches techniques des composants du système, des informations sur la maintenance du système ainsi que les rapports d'essais,
- Suivre un protocole type lors de la réalisation d'actions de maintenance préventive, documenter les essais réalisés et les ajouter à la documentation technique sur place,
- Suivre les préconisations de la norme pour le choix et la réalisation des différents essais, classés en deux catégories :
 - La catégorie 1 regroupe les essais qui sont attendus pour toutes les installations, quelle que soit leur puissance,
 - La catégorie 2 regroupe des essais plus complexes qui permettent d'aller plus loin dans l'examen d'une installation, par le biais de traceur U-I ou encore de thermographie infrarouge des modules par exemple. Ils sont plutôt destinés à des installations de puissances moyenne ou grande.

4.4.2.2 Thermographie infrarouge

Les résultats de l'enquête terrain sont concordants avec la répartition des essais dans les deux catégories de la

norme NF EN 62446-1 : les différents essais électriques de la catégorie 1 sont en effet également préconisés par les professionnels pour les visites de maintenance de tout type d'installation. En ce qui concerne les essais de catégorie 2, la mesure de caractéristique U-I est plutôt identifiée comme une méthode de diagnostic poussée, à utiliser en cas de soupçon d'anomalie. Pour la thermographie deux utilisations distinctes sont possibles.

La première est l'utilisation de la thermographie au niveau des coffrets et de l'onduleur, autrement dit au niveau des zones de l'installation a priori plus facilement accessibles. Cet essai est réalisable facilement par un professionnel formé à la réalisation de thermographie infrarouge. Si celle-ci est réalisée dans de bonnes conditions et fait l'objet d'un rapport d'intervention, elle permet de détecter des échauffements au niveau des connectiques. Cet essai a été cité régulièrement par les personnes interrogées et fait l'objet de recommandations de leur part.

La seconde est la réalisation d'une thermographie infrarouge des modules PV, qui nécessite d'être réalisée dans des conditions spécifiques : irradiation supérieure à 700 W/m², température ambiante pas trop élevée, angle de prise de vue le plus proche possible des 90° par rapport au plan des modules, proximité avec les modules pour avoir une précision suffisante... Pour des installations en toiture, la réalisation d'une thermographie des modules peut par exemple être réalisée grâce à l'utilisation d'une nacelle ou de drones. Elle permet d'identifier des pathologies modules suspectées suite à l'observation d'une baisse de performance de l'installation ou de résultats d'essais électriques indiquant un problème : point chaud, mismatch... La réalisation de ce test n'est donc pas automatique !

À noter que la thermographie infrarouge des modules est parfois utilisée par les installateurs lors de la mise en œuvre d'un système. Il y a par exemple un risque accru de fissuration des cellules après une répétition d'efforts liés à

la neige et au vent ; lors de la réalisation d'une installation en montagne, l'installateur peut donc être amené à réaliser une thermographie infrarouge des modules afin de prouver que les panneaux sont intacts après l'installation, et donc se prémunir d'une potentielle future accusation de dégradation des modules lors de la pause qui serait en fait liée à l'environnement du système.

De plus, certaines mises en garde ont été faites en ce qui concerne la réalisation de thermographie infrarouge par drone. La possibilité de détection précise de dysfonctionnement de modules dépend essentiellement de deux paramètres : la distance de prise de vue et la résolution de la caméra. Le panache thermique d'un point chaud ne fait en effet que quelques cm², et une résolution similaire d'image est donc nécessaire. Ceci implique l'utilisation d'une caméra de qualité (donc plus cher), et la pratique d'un vol au plus proche des modules (donc plus risqué et plus long) : le coût de la prestation est donc plus élevé. Ainsi, selon certains professionnels, la plupart des prestations de thermographie par drone manqueraient aujourd'hui de précision.

La norme IEC TS 62446-3 a été publiée en 2017, et normalise la réalisation de tests de thermographie infrarouge sur un système PV en fonctionnement. Les tests concernés par cette norme sont les suivants : détection de points d'échauffement afin de prévenir le risque d'incendie lors d'opérations de maintenance préventive, évaluation des composants disponibles du système, détection de défauts d'intégrité des modules tels que des fissures de cellules. Dans cette norme sont définies les conditions de réalisation de cette mesure : équipement nécessaire, qualification du personnel, conditions environnementales nécessaires (température, irradiation...), procédure de test et rapport d'inspection type, mais aussi un guide d'analyse des résultats obtenus. Une synthèse des différentes opérations de thermographie infrarouge pouvant être réalisées sur des systèmes PV, ainsi que leurs coûts, est proposée dans le tableau ci-dessous.

	Acteur	Coût	Remarques
Thermographie des coffrets	Mainteneur ayant une formation en thermographie.	Surcoût possible dans l'opération de maintenance, estimé entre 0 et 500 € selon la taille du site.	Prestation pouvant être réalisée lors d'une opération de maintenance préventive, nécessitant une caméra adaptée et la présence d'un acteur formé à ces techniques.
Thermographie des modules	Mainteneur ayant une formation en thermographie.	Variable en fonction de la situation du système PV. Onéreux.	Prestation complexe à réaliser et dépendant de la situation de l'installation : nécessite d'avoir un point d'observation de la toiture pour limiter le coût.
Thermographie des modules par drone	Entreprise spécialisée.	Coût estimé entre 300 et 800 € pour des installations de puissance inférieure à 100 kWc. Pour des puissances supérieures le coût sera relatif à la taille de l'installation	Le coût de la prestation dépend notamment du temps passé à la réalisation ; un survol bas de l'installation afin d'avoir une image précise sera ainsi plus onéreux.

4.4.2.3 Guide Hespul

Le guide d'exploitation des installations photovoltaïques rédigé par Hespul et publié en décembre 2017 ([6, 14]) présente des préconisations similaires à celles qui viennent d'être citées :

- Besoin d'un dossier technique et contractuel sur place,
- Réaliser un rapport de mise en service de l'installation (avec les mesures de courant, de tension et de résistance d'isolement qui serviront de référentiel pour les mesures relevées lors des futures opérations de maintenance préventive),
- Effectuer les visites de maintenance de préférence au printemps (avant les périodes de forte production) ou entre mai et septembre (pour augmenter les chances d'avoir du beau temps et donc de pouvoir réaliser des mesures électriques comparables),
- Consigner les rapports d'intervention,
- Effectuer un nettoyage des modules si besoin (principalement pour les installations peu inclinées).

4.4.2.4 Contenu des essais

Les tests qui peuvent être réalisés lors d'une visite de maintenance sont de différents types :

- Visuels : observation des câblages, de l'état de l'onduleur, de la face avant des modules si possible...
- Électriques : essai de tension de circuit ouvert, de courant de court-circuit, de résistance d'isolement...
- De contrôle : vérification du bon serrage des connectique, dépoussiérage de l'onduleur, lavage des modules si besoin,
- Thermographique : thermographie infrarouge des connectiques et des boîtes de jonction, thermographie infrarouge par drone des modules...

Les tests les plus élaborés qui peuvent être réalisés lors de maintenances préventives sont décrits dans des fiches spécifiques en annexe de ce rapport.

Parmi les tests électriques, l'analyse de la courbe U-I nécessite du matériel et des compétences spécifiques. Pour plus de détail, se référer à la fiche détaillée en annexe.

4.4.2.5 Qualification du personnel

Le dernier point d'attention à soulever est l'importance des compétences du personnel qui réalise la visite de maintenance, pour les raisons suivantes :

- Risques potentiels de choc électrique lors de la réalisation de certains essais,
- Compétences spécifiques nécessaires pour certains tests,
- Besoin d'une analyse pointue des résultats pour obtenir le maximum de la visite : les résultats des mesures électriques observées sur les différents strings seront par exemple à mettre en regard des conditions météorologiques lors de la prise de mesure.

Des habilitations électriques adaptées sont ainsi nécessaires à la réalisation de certaines opérations de maintenance. La bonne formation des personnels de maintenance, que ce soit par les organismes de qualification ou leur entreprise disposant de la qualification, est également nécessaire à la bonne interprétation des résultats des différents tests.

4.4.3 Périodicité

4.4.3.1 Cadres normatifs

Le guide UTE C15-712-1 distingue trois types de maintenance :

- La maintenance conditionnelle déclenchée par l'observation d'une valeur anormale d'un indicateur,
- La maintenance prévisionnelle, déclenchée par des prévisions d'évolution de l'installation et de dégradation,
- La maintenance systématique, réalisée à intervalle de temps fixe.

De plus, selon le guide, les trois types de maintenances doivent être envisagés pour les installations PV, exceptés pour celles en toiture d'habitations individuelles principales. Si la périodicité n'est pas renseignée dans ce guide, une information est tout de même fournie quant à l'utilité de la maintenance préventive :

- Non nécessaire pour les installations en toiture d'habitation individuelle, occupée à l'année par des habitants qui peuvent donner l'alarme en cas de suspicion de dysfonctionnement,
- Doit être envisagée dans toutes les autres configurations.
- Si les éléments ci-dessus ont le statut de recommandation et n'ont pas de caractère obligatoire, des visites périodiques des installations électriques, et donc des installations photovoltaïques, sont imposées pour certains bâtiments. La périodicité de ces visites de contrôle est fixée à un an pour les établissements suivants :
 - Établissements assujettis au Code du Travail : Code du travail article R 4226-16 et Arrêté du 26.12.2011
 - Établissements recevant du public (1er groupe) : Arrêté du 25.06.1980 et Article EL 19
 - Immeubles de grande hauteur : Arrêté du 30.12.2011 et Article GH 5

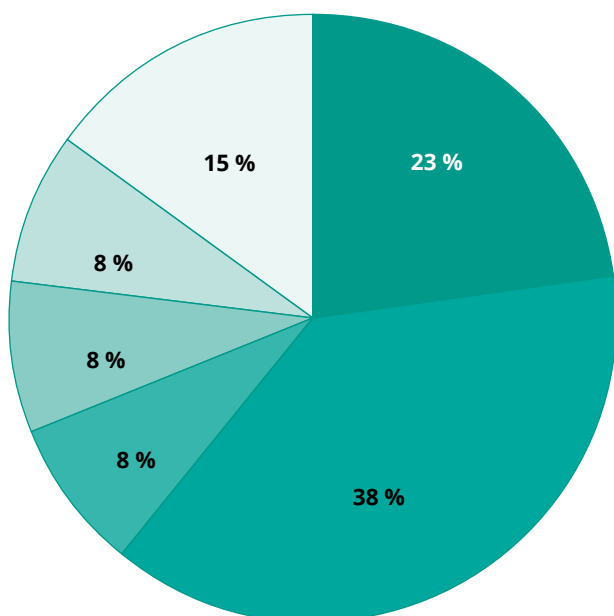
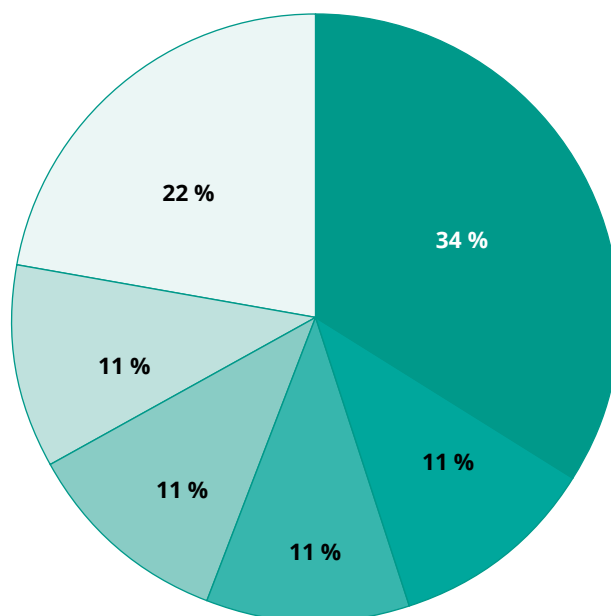
À ces visites de contrôles par des organismes certifiés, s'ajoute pour le propriétaire l'obligation de maintenir et entretenir les installations en conformité.

4.4.3.2 Réponse des professionnels pour les petites puissances

La périodicité de la maintenance pour les installations de petite puissance est certainement un des sujets qui fait le moins consensus au sein des professionnels interrogés. Les graphiques ci-dessous synthétisent les réponses obtenues à la question suivante : « Recommandez-vous des visites de maintenance régulière pour les installations de petite

puissance ? Si oui, avec quelle périodicité ? ». Pour l'élaboration du graphique de gauche, l'intégralité des réponses a été prise en compte, tandis que les réponses des mainteneurs ont été exclues dans le graphique de droite.

Périodicité recommandée de maintenance en années

Périodicité recommandée de maintenance en années
(sans les entreprises de maintenance)

Réponses des professionnels à la question « Recommandez-vous des visites de maintenance régulière pour les installations de petite puissance ? Si oui, avec quelle périodicité ? »

Toutes catégories confondues, il y a près de 40 % des personnes interrogées qui préconisent une visite de maintenance annuelle, et autant qui prônent des visites de maintenance à des intervalles de temps supérieurs ou égaux à 5 ans.

Cette répartition change lorsque les réponses des mainteneurs ne sont pas prises en compte : il n'y a alors plus que 11 % des personnes interrogées qui préconisent une périodicité annuelle, contre plus de 50 % pour une périodicité supérieure ou égale à 5 ans !

Ceci indique une divergence de point de vue en fonction de la catégorie professionnelle de la personne interrogée :

- Les mainteneurs interrogés prônent en grande majorité la réalisation de maintenance préventive annuelle,
- L'ensemble des autres personnes interviewées va plutôt vers une périodicité pluriannuelle de maintenance pour les petites puissances.

Les éléments avancés pour justifier de la non utilité de visites

annuelles pour les petites installations sont les suivants :

- Si l'installation a été bien réalisée, il n'y a pas de raison qu'elle soit sujette à des dysfonctionnements. Même si ceux-ci peuvent arriver, un suivi régulier de la production devrait permettre de les détecter. La réalisation de l'installation pouvant être contrôlée par exemple par la visite Consuel ou un autocontrôle de l'entreprise en fin de chantier,
- Le coût de ces prestations est souvent trop élevé pour les installations générant de faibles revenus.

Cependant, une visite au bout de quelques années de fonctionnement et ensuite à intervalle de quelques années peut toujours s'avérer utile, pour resserrer des cosses qui se seraient desserrées avec le temps, ou bien vérifier l'état général de l'installation. Le coût de la visite, réparti sur plusieurs années, reste alors raisonnable, même pour les petits sites de production.

4.4.4 Synthèse

La norme NF EN 62446-1 propose un rapport modèle d'examen d'un système PV, destiné à être utilisé lors de la visite de réception de l'installation. Il permet de s'assurer de la bonne réalisation d'une installation mais n'est en conséquence pas utilisable en état pour des visites de maintenance régulière : il ne comprend par exemple pas d'inspection visuelle de l'état des modules ou des protections, ni ne prévoit de comparaison des données électriques du système PV par rapport à des références historiques.

Le guide UTE C15-712-1 fournit quant à lui des préconisations sur les typologies de maintenance en fonction de la typologie de projet, sans pour autant définir de périodicité précise des visites de maintenance préventive, lorsque celles-ci sont à envisager à intervalle régulier.

La mise en place d'un groupe de travail, associant à la fois les représentants des professionnels de l'installation, de la maintenance et de l'assurance pourrait permettre de clarifier la périodicité nécessaire aux opérations de maintenance et d'établir des exemples type de rapport de maintenance. Il serait utile que des installateurs et mainteneurs s'occupant d'installations individuelles, et ayant une connaissance approfondie de la réalité terrain soient également conviés. Les deux normes citées ci-dessus, ainsi que ce document, pourraient servir de base de réflexion pour cette commission.

4.5 Contrôle en laboratoire

Le risque d'apparition d'un défaut sur un module photovoltaïque est faible mais pas inexistant. Ces défauts peuvent avoir des conséquences sur l'intégrité du module, et sur son fonctionnement électrique : inspections visuelles, thermographies infrarouges ou encore mesures des caractéristiques électriques permettent d'indiquer la présence d'un défaut sur le module, mais pas toujours de l'identifier exactement, et encore moins souvent d'en identifier la cause.

Pour ce faire, des batteries de tests ont été développées, et sont entre autres détaillées dans le rapport de la tâche 13 de l'IEA PVPS [2], et dont voici une liste non exhaustive :

- Thermographie active modulée
- Thermographie en impulsion
- Électroluminescence
- UV fluorescence

Parmi ces tests, l'électroluminescence permet par exemple d'observer les fissures de cellules avec détail, et d'en dessiner les contours afin peut être d'en discerner la raison (même si cela est, au dire des laboratoires interrogés, compliqué à réaliser). L'enjeu de l'identification du défaut est celui de donner une information à l'exploitant quant au risque encouru, tandis que celui de l'identification de la cause va plutôt être de déterminer les responsabilités potentielles des entreprises impliquées (fabricant, installateur, mainteneur...). Ces tests sont effectués dans des laboratoires certifiés disposant du matériel nécessaire à leur réalisation. Des laboratoires mobiles ont également été développés, rendant possible la réalisation de tests sur site directement, ce qui permet de diminuer l'indisponibilité des modules (temps de dépose des modules plus faible) et donc de réduire le manque à gagner. Des opérations de flashage sans arrêts de l'installation sont même proposées aujourd'hui, par le biais d'appareils se fixant sur les modules et occultant la lumière du soleil : elles permettent d'accélérer la réalisation des tests et de réduire grandement l'indisponibilité de l'installation. Dans tous les cas, le coût de chacun des essais possibles est trop important pour les installations de petite ou moyenne puissance (de l'ordre de plusieurs centaines d'euros par test, pour des prestations globales dépassant le millier d'euros). Ces tests sont donc majoritairement effectués dans les situations suivantes :

- Certification de panneaux : la réalisation de ces tests permet de valider la qualité de réalisation des modules et leur résistance (tests de contraintes mécaniques, de cyclage thermique par exemple),
- Anomalie suspectée : sur des installations au sol de grande puissance, des tests de flashage de module peuvent être réalisés en cas de suspicion de dysfonctionnement sur des modules,
- Vérification de réception : il peut être envisagé de tester un échantillon de modules lors de la réception de centrales au sol de grande puissance, afin de s'assurer du bon état des modules. Cela permet par exemple de valider le fait qu'il n'y ait pas de fissures de cellules qui seraient liés à la fabrication, au transport ou à la mise en place des panneaux ; et donc d'exclure ces sources potentielles si des fissures venaient à apparaître dans le futur.

Finalement, ces contrôles en laboratoire ne sont pas à envisager de manière systématique, et ne sont pas rentables pour la plupart sinon la totalité des installations en toiture. Ils peuvent en revanche être réalisés pour lever des doutes lors de mission d'expertise menée pour régler un litige par exemple.

5. SYNTHÈSE



5.1 Quels mécanismes de détection pour quelles installations ?

Les systèmes PV peuvent présenter des caractéristiques très diverses : 3 kWc en intégration totale sur la toiture d'une maison particulière inclinée à 30°, 9 kWc en surimposition sur la toiture d'un immeuble collectif inclinée à 10°, 36 kWc sur la toiture inclinée d'un hangar agricole, 100 kWc sur la toiture plate d'une usine... Pour accroître la lisibilité, 4 installations types ont été déterminées :

- $P_c < 36 \text{ kWc}$: installation de type résidentiel ou petite toiture,
- $36 \text{ kWc} < P_c < 100 \text{ kWc}$: installation de taille intermédiaire,
- $P_c > 100 \text{ kWc}$: installation sur grande toiture,
- Multi site : cas où plusieurs installations sont gérées par la même entité.

Les méthodes de suivi, de maintenance, d'exploitation sont également diverses. Elles peuvent être regroupées dans des actions globales correspondant en quelque sorte à une temporalité de mise en œuvre :

- les mécanismes de protection,
- le suivi continu,
- la maintenance préventive,
- le contrôle en laboratoire.

Le tableau ci-dessous évalue la pertinence des différentes solutions permettant de diminuer le risque électrique en fonction de la typologie du système. Cette évaluation se base sur l'ensemble des critères évalués comme pertinents lors de la réalisation de l'étude (coût, maturité, type de défauts détectés). Ces critères sont difficiles à évaluer quantitativement, et c'est donc une évaluation qualitative de la pertinence des différentes méthodes qui est ici proposée, avec une prise en compte importante des retours d'expérience qui ont été faits lors des entretiens.

Ces préconisations sont générales, et ne prétendent pas s'adapter à toutes les installations. Il est donc nécessaire de les regarder avec un esprit critique et toujours considérer les spécificités de la situation lorsqu'un système photovoltaïque est installé.

5.2 Quelle organisation de la filière ?

La qualité de mise en œuvre est apparue comme un point crucial pour assurer une bonne qualité de fonctionnement des systèmes PV, que ce soit en termes de sécurité ou de performance. Son contrôle et son amélioration nécessitent une action coordonnée de l'ensemble de la filière, qui permettrait de :

- Améliorer le retour d'expérience sur les sinistres et dysfonctionnements, qu'ont les organismes de contrôles et assureurs, vers les personnels intervenant sur les systèmes PV,
- Mettre en place des visites de contrôle de mise en œuvre adaptées à la typologie des installations et ne pénalisant pas les petits producteurs.

La participation d'installateurs et mainteneurs intervenant directement sur les installations devrait permettre de bien prendre en considération les problématiques rencontrées sur le terrain.

		Pc < 36 kWc Résidentiel	Pc < 36 kWc Autre	36 kWc < Pc < 100 kWc	Pc > 100 kWc	Multi site
Mise en œuvre	Visite en cours de chantier					
	Visite de réception					
Mécanismes de protection	Protections normatives					
	Coupure d'urgence					
	Détection d'arc électrique					
Suivi	Relevé mensuel					
	Plateforme onduleur (gratuite)					
	Plateforme onduleur (payante)					
	Plateforme monitoring / autoconso					
Maintenance	Maintenance curative					
	Maintenance préventive pluriannuelle					
	Maintenance préventive annuelle					
Contenu maintenance	Mesures électriques					
	Contrôle visuel					
	Thermographie onduleur et connectique					
	Thermographie modules					
Contrôles laboratoire						

Préconisation de méthodes de détection de dysfonctionnement en fonction de la typologie d'installation.

Légende :

 = Très pertinent

 = Discutable

 = Non pertinent

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Hespul, Étude sur les dysfonctionnements électriques des installations photovoltaïques, 2017.
- [2] M. Köntges et al, IEA-PVPS T13-01 : 2014 Review of Failures of Photovoltaic Modules, I. 978-3-906042-16-9, Éd., 2014.
- [3] M. Köntges et al, IES-PVPS T13-09 : 2017 - Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field, I. 978-3-906042-54-1, Éd., 2017.
- [4] Solar Bankability, Report on technical risks in PV project development and PV plant operation, 2016.
- [5] H. Laukamp et al, PV fire hazard – analysis and assessment of fire incidents, Paris, 2013.
- [6] Hespul, Guide Exploitation des installations Photovoltaïques - Gestion technique de l'ordinaire et de l'extraordinaire, 2017.
- [7] M. Bressan, Développement d'un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque, 2014.
- [8] E. Lorenz et al, PVSAT-2 : Intelligent performance check of PV system operation based on satellite data, 2004.
- [9] P. Guerriero, F. Di Napoli et S. D'Aliento, Real time monitoring of solar fields with cost/revenue analysis of fault fixing, I. 978-1-5090-2320-2, Éd., IEEE, 2016.
- [10] B. Nehme, Analysis and characterization of faults in PV panels, vol. 111, 2017, pp. 1020-1029.
- [11] S. Mc Calmont, Low Cost Arc Fault Detection and Protection for PV Systems, NREL/SR-5200-60660, Éd., National Renewable Energy Laboratory, 2013.
- [12] J. Johnson et al, Arc-Fault Unwanted Tripping Survey with UL 1699B-Listed Products, New Orleans, 2015.
- [13] M. Falvo et S. Capparella, Safety issues in PV systems : Design choices for a secure fault detection and for preventing fire risk, vol. 3, 2015, pp. 1-16.
- [14] Hespul, Prévenir les dysfonctionnements électriques des installations photovoltaïques Recommandations à la commande et à la réception des travaux, 2017.
- [15] A. Morlier et al, UV fluorescence imaging as fast inspection method for PV modules in the field, Bolzano : 14th IEA PVPS Task 13 Meeting, 2016.
- [16] A. Chokor et al, A Review of Photovoltaic DC Systems Prognostics and Health Management : Challenges and Opportunities, vol. 7, A. C. o. t. P. a. H. M. Society, Éd., 2016.
- [17] N. Shohei, Report IEA-PVPS T12-09 : 2017 : Photovoltaics and Firefighters' Operations : Best Practices in Selected Countries, I. 978-3-906042-60-2, Éd., 2017.
- [18] PVEducation.org, «Électroluminescence,» [En ligne]. Available : <http://www.pveducation.org/pvcdrom/characterisation/electroluminescence>. [Accès le 24 04 2018].

REMERCIEMENTS

Cette étude a bénéficié du retour précieux des professionnels du secteur. Qu'ils en soient remerciés.

R. Alazard - Expert indépendant
 T. Arnaud - FRONIUS
 J-P. Brissaud - GREENKRAFT EXPERTISE
 L. Causse - FERMES DE FIGEAC
 E. Dubois - ENERSUN
 M. Feuillet - BELENN INGENIERIE
 P. Franqueville - Expert indépendant
 B. Giraud - EMASOLAR
 P. d'Herouville - SOS SOLAIRE
 A. Muller - CNPP
 F. Pasqualini - TRANSENERGIE
 L. Prieur - CERTISOLIS
 Y. Rouzic - ENER24
 E. Saidi-Chalopin - CONSUEL
 J. Sarantou - EDISUN POWER FRANCE
 P. Teyssier - REACTENER
 G. Thoreau - JIT SOLAIRE
 J. Vermeulen - TRAVOLOGIE

ANNEXES : FICHES DESCRIPTIVES

	Inspection visuelle simple				
<i>Famille</i>	Inspection visuelle				<i>Mots clés</i>
<i>Évaluation</i>	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	<i>Non professionnel - Visuel - Régulier - Accessibilité</i>
	D	2	€	M	

Caractérisation

Description technique

L'observation visuelle de l'installation permet de détecter des modifications dans son apparence, et plus précisément de détecter des anomalies affectant les modules PV. La qualité de l'inspection visuelle dépend de la visibilité de l'installation ; plus une observation proche et dégagée sera possible, plus les défauts des modules pourront être détectés. Les défauts détectés par un œil non professionnel sont les défauts dont la signature est très visible : rupture du cadre, bris de verre... Les défauts ayant une signature visuelle peu perceptible, tels que les fissures de cellule ne seront pas facilement détectables, mais une formation du producteur à la réception de l'installation peut améliorer la capacité d'observation de ce dernier.

Les onduleurs de petite puissance possèdent bien souvent un affichage simple, donnant une information sur le fonctionnement de l'installation : une inspection régulière de cet affichage permet de relever les anomalies détectées par le matériel.

Mise en place

Un certain nombre des composants d'un système PV sont accessibles facilement (onduleur, modules dans certains cas...). L'inspection visuelle simple consiste à observer ces composants avec un regard critique et à noter les anomalies observées.

De manière générale, plus la visibilité extérieure de l'installation est bonne, plus la fréquence des inspections peut être élevée. Il est par exemple plus simple à un particulier d'observer son installation intégrée à sa toiture inclinée, qu'à un industriel de connaître l'état des panneaux installés sur sa toiture terrasse.

Les critères suivants permettent d'améliorer la pertinence de l'inspection visuelle simple et d'augmenter le nombre de potentiels dysfonctionnements discernables :

- Bonne visibilité sur les différents éléments de l'installation,
- Présence sur site,
- Formation de l'intervenant non professionnel à la reconnaissance d'anomalies.

Cadre normatif

Défauts détectés

Module	Décoloration de l'encapsulation - Corrosion - Bris de verre - Rupture du cadre - Ombrage - Encrassement
Onduleur	Surchauffe - Découplage récurrent dû à un problème de tension réseau
Connectique	
Système de protection	

	Inspection visuelle professionnelle				
Famille	Inspection visuelle				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Maintenance préventive - Visuel
	D	2	€€	MOCP	

Caractérisation

Description technique

L'inspection visuelle par un professionnel du photovoltaïque est un acte de maintenance qui permet de prévenir des pannes importantes de l'installation. Les éléments suivants sont observés a minima lors de ces visites :

- L'onduleur et ses connectiques,
- La face avant des panneaux,
- Les connexions entre panneaux et boîtes de jonction si possible.

Tous les composants ne sont pas facilement accessibles sur les installations photovoltaïques : une fois les panneaux posés sur des toitures inclinées, il n'est en effet plus possible d'accéder à leur face arrière, aux câblages en toiture ou encore aux couvertures (ceci n'est pas vrai pour les installations en toiture plate avec des panneaux posés sur des bacs aciers par exemple). L'intégrité de ces éléments cachés ne peut donc être vérifiée lors de ces visites de routines, mais pourraient l'être lors de visites plus poussées et donc également plus onéreuses.

Mise en place

Les visites techniques sur les installations sont des actes de maintenance préventive contractualisés dans les contrats signés entre producteur et mainteneur.

Lors de son inspection, le mainteneur observe le local onduleur (vérification de l'état de l'onduleur et des connectiques, vérification de l'état des protections) et la toiture. La distance à laquelle la toiture est observée dépend de son accessibilité.

Au cours de l'inspection visuelle, le mainteneur peut être amené à réparer des dysfonctionnements : dépoussiérage de la ventilation de l'onduleur, remplacement de fusibles ou de parafoudres...

L'inspection fait l'objet d'un rapport conservé sur place : ceci sert de référentiel à la future inspection, et permet également de suivre l'évolution de l'installation dans le temps.

Cadre normatif

NF EN 62446-1

Défauts détectés

Module	Antireflet - Décoloration de l'encapsulation - Corrosion - Traces d'escargot - Marques brunes - Délamination - Bris de verre - Rupture du cadre - Sous-ventilation des modules PV - Ombrage - Encrassement
Onduleur	Surchauffe de l'onduleur
Connectique	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Boucle d'impédance sous les panneaux - Câbles CC dégradés - Coffrets CC dégradés - Borniers CC défectueux
Système de protection	Défaut de fusible - Parafoudre inopérant - Liaison équipotentielle défailante

	Thermographie infrarouge				
Famille	Inspection visuelle				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Maintenance préventive - Thermographie - Chaleur
	D	2	€€	C0	

Caractérisation

Description technique

L'AFNOR définit la thermographie comme la « technique permettant d'obtenir, au moyen d'un appareillage approprié, l'image thermique d'une scène observée dans un domaine spectral de l'infrarouge ». L'analyse des inhomogénéités de température de l'installation pourra permettre de déceler différents défauts : si la température d'un module est significativement plus haute que celle des autres, cela peut par exemple indiquer que ce module est en circuit ouvert, et qu'il y a donc un problème de câblage.

Les conditions de réalisation d'une thermographie sont importantes pour s'assurer de la qualité des résultats, mais aussi être capable d'effectuer des comparaisons dans le temps. D'après [1], les conditions suivantes permettent d'effectuer de bonnes mesures :

- Jour de ciel clair, et irradiation lors de la mesure supérieure à 700 W/m²,
- Température ambiante et vitesse de vent faible,
- Angle de prise de vue supérieur à 60°, et le plus proche possible de 90°, par rapport à la zone inspectée,
- Réglages de la caméra effectués avec les mesures du site,

Mise en place

Pour réaliser l'image thermographique d'une installation, le déplacement d'un professionnel sur place est nécessaire, avec les équipements (caméra thermique) et qualifications (formation au référentiel APSAD D19) adéquates. Toutes les composantes de l'installation ne pourront pas être observées avec la même facilité :

- Les connectiques dans les boîtes de jonction, le point de livraison, les différents raccordements hors toitures sont accessibles assez facilement, et la thermographie réalisable assez rapidement,
- La toiture est difficilement accessible, et la réalisation d'une thermographie de celle-ci nécessite l'utilisation d'un drone, ou un accès face à la toiture. En cas d'utilisation de drone, l'utilisation d'une caméra de qualité et la pratique d'un vol à basse altitude, sont nécessaires à l'obtention d'une image précise des modules,
- Les connectiques et arrières des panneaux ne peuvent pas être testés sans qu'ils ne soient déposés.

Le coût associé à la thermographie dépend à la fois de la facilité de réalisation de celle-ci, mais aussi de la prestation d'analyse proposée. Les rapports d'analyse thermographique doivent être consignés avec l'ensemble des documents liés à l'installation : à chaque nouvelle prestation, une comparaison des résultats aux données précédentes permet de mettre en avant les évolutions des composants de l'installation.

Cadre normatif

NF A 09 421 / APSAD D19 / NF EN 62446-1 / IEC TS 62446-3

Défauts détectés

Module	Sectionnement des connexions entre cellules - Fissures de cellules - Point chaud - Délamination - Diode bypass défectueuse - Ombrage - Mismatch - Sous ventilation des modules PV
Onduleur	Surchauffe
Connectique	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Câbles CC mal dimensionnés - Borniers CC défectueux
Système de protection	

	Thermographie active modulée (LIT)				
Famille	Contrôle des modules				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Laboratoire - Modules
	D	1	€€€	M	

Caractérisation

Description technique

La thermographie active modulée est une méthode de thermographie pour laquelle la surface observée est stimulée par un signal dont la fréquence est maîtrisée par le manipulateur. Le contrôle du signal permet d'améliorer la sensibilité de la mesure, de détecter des écarts de température de faible amplitude (inférieurs au centième de degré), et très localisés (précision de l'ordre du cm) : ceci permet donc d'avoir une vision extrêmement précise du comportement thermique du module.

Pour effectuer une thermographie active modulée, il est nécessaire d'exciter le matériel testé à partir d'une source extérieure ; cela peut se faire directement par le biais d'un signal électrique (DLIT pour Dark Lock-In Thermography), ou bien par l'utilisation d'une source lumineuse extérieure contrôlée (ILIT pour Illuminated Lock-In Thermography). La fréquence du signal est optimisée en fonction des caractéristiques physiques du composant à observer afin d'obtenir l'image avec la résolution la plus fine possible.

Mise en place

Appliquée au photovoltaïque, la thermographie active modulée permet de détecter des défauts au niveau des modules. Si des services de contrôle directement sur place à l'aide de laboratoires mobiles commencent à voir le jour, la thermographie active modulée est réalisée dans la majeure partie des cas en laboratoire. Les étapes suivies pour la réalisation de ce test sont les suivantes :

- Dépose du ou des modules par une personne qualifiée de préférence,
- Transport des modules jusqu'au laboratoire,
- Réalisation du test de thermographie active modulée,
- Analyse des images et diagnostic du dysfonctionnement,
- Rendu du rapport d'analyse et du module au propriétaire.

Le gain en précision de la thermographie active modulée par rapport à la thermographie infrarouge classique permet de faciliter le diagnostic, mais aussi de distinguer des défauts de petites tailles : fissures de cellules, présence de petites bulles dans l'encapsulant...

Cadre normatif

Défauts détectés

Module	Sectionnement des connexions entre cellules - Fissures de cellules
Onduleur	
Connectique	
Système de protection	

	Thermographie pulsée				
Famille	Contrôle des modules				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Laboratoire - Modules
	D	1	€€€	M	

Caractérisation

Description technique

La thermographie pulsée est une méthode de thermographie pour laquelle la surface observée est stimulée par un signal bref et de grande amplitude ; elle permet d'obtenir une image thermique détaillée des composants internes au module photovoltaïque qui ne seraient autrement pas visibles. Dans le cas de modules photovoltaïques, le signal extérieur ne dure pas plus que quelques millisecondes, et la puissance de la lampe doit être de l'ordre de quelques kilo joules (les lampes Xenon sont adaptées à ces tests par exemple).

La procédure de test est la suivante :

- Excitation du module à l'aide d'une impulsion énergétique,
- Enregistrement d'images thermiques avec une fréquence élevée : cela permet d'enregistrer et ensuite visualiser la baisse de température des composants,
- Analyse du signal obtenu pour chaque pixel à l'aide entre autres de transformées de Fourier : cela fournit des informations sur les caractéristiques physiques des éléments constituant le module PV.

Mise en place

Cette méthode de détection présente l'avantage d'être rapide à réaliser, dans un laboratoire spécialisé tout de même, et d'avoir une sensibilité très importante. Elle nécessite cependant l'utilisation de matériels pointus, tels qu'une caméra infrarouge rapide de haute définition, et donc onéreux. . Les étapes suivies pour la réalisation de ce test sont les suivantes :

- Dépose du ou des modules par une personne qualifiée de préférence,
- Transport des modules jusqu'au laboratoire,
- Réalisation du test de thermographie pulsée,
- Analyse des images et diagnostic du dysfonctionnement,
- Rendu du rapport d'analyse et du module au propriétaire.

La thermographie pulsée permet d'obtenir des informations inédites sur les modules photovoltaïques et de détecter des dysfonctionnements invisibles autrement. Elle est donc principalement utilisée afin de valider un soupçon de dysfonctionnement sur un module, notamment dans le cadre d'un soupçon de défaut sur une chaîne de fabrication.

Cadre normatif

Défauts détectés

Module	Sectionnement des connexions entre cellules - Fissures de cellules - Délamination - Décoloration de l'encapsulation - Trace d'escargot - Marque brune - Point chaud - Décollage face arrière - Bris de verre - Antireflet - Boite de jonction défectueuse - Diode bypass défectueuse - Mismatch
Onduleur	
Connectique	
Système de protection	

	Électroluminescence				
Famille	Inspection visuelle				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Laboratoire - Mobile - Modules
	D	2	€€ / €€€	M	

Caractérisation

Description technique

L'électroluminescence est le phénomène physique par lequel un matériau émet de la lumière suite à l'application d'un courant électrique. Ainsi, lorsqu'un module photovoltaïque est alimenté par un courant électrique, il se produit une recombinaison radiative des porteurs de charges, provoquant l'émission de lumière. Pour le silicone, la longueur d'onde de la lumière émise se concentre entre 1 000 et 1 300 nm, avec un pic à 1 150 nm. Afin d'enregistrer une image de qualité du module, il est possible d'utiliser deux types de caméras :

- Des caméras matricielles InGaAs : elles ont une bonne résolution dans la plage recherchée, ainsi qu'un système d'acquisition de l'image rapide, mais sont assez onéreuses,
- Des caméras à transfert de charge (CCD) : bien qu'ayant une moins bonne résolution, c'est bien leur faible coût qui a permis de démocratiser la technique de l'électroluminescence.

Mise en place

Afin de limiter le bruit généré par la lumière ambiante, les essais d'électroluminescence doivent préférentiellement être effectués dans une chambre noire, ce qui nécessite dans l'idéal de déposer les modules et d'effectuer les essais en laboratoire. Des essais en extérieur peuvent également être réalisés de nuit ou avec l'utilisation d'un cache au-dessus des modules.

L'électroluminescence est principalement utilisée dans les chaînes de production, afin de contrôler la qualité des modules fabriqués, et vérifier que ceux-ci ne présentent pas de fissures de cellules. Utilisée lors de la période d'opération des modules photovoltaïques, elle permet de contrôler l'évolution de ces derniers dans le temps.

L'électroluminescence permet principalement de détecter les fissures de cellules ; celles-ci apparaissent sous forme de lignes noires sur l'image. L'automatisation de cette observation n'est pas encore maîtrisée, et c'est un regard humain entraîné qui peut caractériser ces fissures. Des machines d'aide à l'analyse commencent cependant à se développer : elles fournissent soit une assistance à l'opérateur, soit directement un diagnostic, participant à la réduction des coûts de l'électroluminescence.

Cadre normatif

Défauts détectés

Module	Fissures de cellules - Corrosion - Sectionnement des connexions entre cellules - PID Dégradation induite par le potentiel - Diode bypass défectueuse
Onduleur	
Connectique	
Système de protection	

	UV Fluorescence				
Famille	Contrôle des modules				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Laboratoire - Modules
	D	1 ou 2	€€	M	

Caractérisation

Description technique

L'éthylène-acétate de vinyle (EVA) utilisé pour l'encapsulation des modules possède des propriétés de fluorescence : exposé à un spectre lumineux ultra-violet compris entre 300 et 400 nm, l'encapsulant va en effet former des luminophores qui émettent entre 300 et 800 nm environ. Plus longue sera l'exposition à la lumière, plus poussé sera le développement des luminophores, et donc plus précise sera l'image obtenue. Une exposition du module supérieure à 6 mois est préconisée pour pouvoir distinguer des dysfonctionnements, et l'allongement de la durée d'exposition va de pair avec l'amélioration de la qualité de l'image produite.

Le rayonnement émi par les luminophores peut être capté avec des caméras à transfert de charge additionnées d'un filtre passe-haut à 400 nm afin de limiter le bruit venant de la lumière noire.

Les images obtenues permettent de discerner distinctement certains dysfonctionnements tels que les fissures de cellules.

Mise en place

Les luminophores ne se créent pas instantanément, et il faut donc que les modules photovoltaïques aient été exposés à un certain rayonnement lumineux avant que les luminophores créés ne soit capables d'émettre un signal suffisant pour être détecté. Un rayonnement minimal reçu de 500 kWh/m², soit approximativement un été en France, est évoqué dans la littérature.

Une fois que les modules ont reçu un rayonnement suffisant, ils peuvent être testés en laboratoire ou directement sur place avec des caméras à transfert de charge :

- En laboratoire : après avoir déposé les modules, ceux-ci sont observés dans un environnement adapté. À noter qu'un séjour de quelques jours en intérieur n'affectera pas le résultat.
- Sur place : les modules peuvent être observés directement sur site, à l'aide d'un matériel de type tente qui permet d'obstruer l'apport lumineux au niveau du module. Ceci est donc plutôt adapté aux centrales au sol pour lesquelles les modules sont facilement accessibles. L'IFSH annonce dans le cadre de la tâche 13 de l'IEA PVPS (ref : [15]) être capable de contrôler 1 300 panneaux en 8h de travail à 2 opérateurs.

Cadre normatif

Défauts détectés

Module	Fissures de cellules - Sectionnement des connexions entre cellules - Décoloration de l'encapsulation - Point chaud - Traces d'escargot
Onduleur	
Connectique	
Système de protection	

	Essais côté courant alternatif				
Famille	Tests électriques				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Maintenance préventive - Mesure électrique - Courant alternatif
	D	2	€€	C	

Caractérisation

Description technique

Conformément à l'IEC 60364, des contrôles doivent être effectués lors de la construction et la mise en service d'un système PV. La réglementation est plus floue concernant le contrôle périodique de ces installations électriques. Ainsi, selon la norme NF EN 62446-1, "la vérification périodique doit déterminer, pour autant que cela soit raisonnablement réalisable, si l'installation et tout le matériel qui la compose demeurent dans des conditions d'utilisation satisfaisantes." Or la configuration de l'installation peut évoluer dans le temps : dégradation des câbles, desserrement des connectiques, entraînant des dysfonctionnements de l'installation... Un contrôle des câblages du côté courant alternatif peut donc présenter une utilité pour s'assurer du bon état du système lors de son exploitation.

Une vérification du câblage pourrait ainsi être réalisée lors d'une visite de contrôle sur site : ce contrôle étant moins crucial que côté courant continu, pourra être réalisé lors d'une inspection de l'installation complète, mais ne fera pas l'objet d'une visite spécifique.

Mise en place

Les essais qui peuvent être réalisés du côté courant alternatif ne sont pas spécifiques aux installations photovoltaïques. Il est donc conseillé de suivre les préconisations de l'IEC 60364-6 pour la réalisation de ces essais

Cadre normatif

NF EN 62446-1 / IEC 60364-6 / UTE C15-100

Défauts détectés

Module	
Onduleur	
Connectique	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés
Système de protection	

	Essais côté courant continu				
<i>Famille</i>	Tests électriques				<i>Mots clés</i>
<i>Évaluation</i>	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	<i>Maintenance préventive - Mesure électrique – Courant continu</i>
	D	2	€€	MOC	

Caractérisation

Description technique

Conformément à l'IEC 60364, des contrôles doivent être effectués lors de la construction et la mise en service d'un système PV. La réglementation est plus floue concernant le contrôle périodique de ces installations électriques. Ainsi, selon la norme NF EN 62446-1, "la vérification périodique doit déterminer, pour autant que cela soit raisonnablement réalisable, si l'installation et tout le matériel qui la compose demeurent dans des conditions d'utilisation satisfaisantes." Cette norme propose également des préconisations en termes de contenu des vérifications à mener côté courant continu ; des procédures types y sont même proposées.

Par contre il n'y est pas question de périodicité entre deux visites de contrôles. Celle-ci n'est donc pas définie en France, contrairement à d'autres pays disposant de règlements spécifiques.

Mise en place

Les essais à réaliser du côté courant continu présentent des risques, il est donc important de respecter les mesures de sécurité et de suivre des méthodes d'essai adaptées. Ces essais permettent de contrôler le bon fonctionnement de l'installation au niveau courant continu, et notamment les câblages qui peuvent être soumis à des défauts de mise en œuvre (les intervenants sur les chantiers PV sont bien souvent moins formés sur les sujets du courant continu que sur ceux du courant alternatif, plus courant en électricité).

Les essais possibles sont décrits dans des fiches spécifiques, et peuvent être réalisés en fonction de l'état de fonctionnement de l'installation et des doutes existant quant à certains défauts :

- Continuité des conducteurs de mise à la terre, et des circuits électriques,
- Essai de polarité,
- Mesure de la tension de circuit ouvert et du courant de court-circuit,
- Tracé de la courbe U-I,
- Essai de résistance d'isolement à sec, et humide s'il y a un doute.

Dans le cas où ces essais sont répétés, il est important que les méthodes de mise en œuvre soient constantes au fil du temps, et que les résultats soient consignés avec soin afin de pouvoir analyser des évolutions dans les caractéristiques électriques de fonctionnement des installations.

Cadre normatif

NF EN 62446-1 / IEC 60364 / UTE C15-100

Défauts détectés

Module	PID - Fissures de cellules - Diode bypass défectueuse - Mismatch - Ombrage - Encrassement - Sectionnement des connexions entre cellules - Sous-ventilation des modules PV - Délamination - Corrosion
Onduleur	Défaut d'isolement
Connectique	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Câbles CC mal dimensionnés - Câbles CC dégradés - Coffrets CC dégradés - Borniers CC défectueux
Système de protection	

	Traceur U-I				
<i>Famille</i>	Tests électriques				<i>Mots clés</i>
<i>Évaluation</i>	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	<i>Maintenance préventive - Mesure électrique - Courbe U-I</i>
	D	1	€€	MC	

Caractérisation

Description technique

Les traceurs U-I permettent de mesurer les principales caractéristiques électriques d'une installation photovoltaïque et de ses sous-composants : courant de court-circuit, tension de circuit ouvert, tension de puissance maximale, courant de puissance maximale et caractéristique courant-tension.

L'analyse des données fournies par un essai de courbe U-I permet d'identifier des dysfonctionnements électriques de l'installation, mais aussi de quantifier des baisses de performances des modules.

En effet, une sous performance de l'installation pourra être directement déduite de la mesure de puissance maximale, tandis que la forme de la courbe U-I va être influencée par certains dysfonctionnements. La norme NF EN 62446-1 fournit certaines interprétations de forme de courbe U-I, mais il est également possible de se référer à la littérature scientifique pour avoir les dernières avancées (ex : [2], [7]).

Finalement, l'utilité d'un essai de courbe U-I dépendra principalement de la capacité de l'intervenant à exploiter les résultats, et probablement dans le futur de la capacité des algorithmes d'apprentissage à fournir une information sûre. Des analyses automatiques de forme de courbe U-I afin de distinguer et caractériser précisément un dysfonctionnement au niveau d'un système PV sont en effet en cours de développement et mises en œuvre.

Mise en place

Il est préconisé que la mesure soit réalisée par un professionnel formé à ces techniques, capable de les mettre en œuvre mais également d'analyser les résultats avec pertinence. Le professionnel devra disposer du matériel adéquat, dont le coût s'élève à plusieurs milliers d'euros.

Ci-dessous une possibilité de mise en œuvre de cet essai :

- Fermer le système et vérifier qu'aucun courant ne passe,
- Paramétrer le traceur en fonction des caractéristiques de la chaîne testée,
- Optionnel mais préférable : mesurer l'éclairement dans le plan des modules, et s'assurer qu'il est supérieur à 400 W/m²,
- Effectuer les mesures,
- Reporter les valeurs obtenues dans un tableau récapitulatif permettant un suivi de l'évolution des caractéristiques électriques de l'installation PV,
- Analyser le tracé de la courbe U-I à l'aide d'une documentation adéquate et de son expérience.

Cadre normatif

NF EN 62446-1

Défauts détectés

Module	PID - Fissures de cellules - Diode bypass défectueuse - Mismatch - Ombrage - Encrassement
Onduleur	
Connectique	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Câbles CC mal dimensionnés - Câbles CC dégradés - Coffrets CC dégradés - Borniers CC défectueux
Système de protection	

	Test de continuité électrique				
<i>Famille</i>	Tests électriques				<i>Mots clés</i>
<i>Évaluation</i>	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	<i>Maintenance préventive - Mesure électrique</i>
	D	2	€€	M	

Caractérisation

Description technique

Le test de continuité permet de déterminer la présence et la localisation de discontinuités sur un circuit électrique. Les appareils spécialisés présentent l'avantage d'être peu onéreux, facilement transportables et faciles d'utilisation. Ils sont constitués de deux parties, un émetteur et un récepteur : l'émetteur envoie un signal électrique faible dans le circuit, tandis que le récepteur indiquera ou non la présence du signal au niveau des points de mesure. Il est également possible d'utiliser un multimètre, dès lors que les câbles sont suffisamment longs pour parcourir la surface d'un module. Ce test de continuité permet de détecter des anomalies en différents points de l'installation :

- Les modules : en faisant varier la position du récepteur ou niveau des modules et même des cellules, ces appareils permettent de détecter avec précision la localisation de problèmes de continuité dans le module, tels que le sectionnement d'interconnexions entre cellules.
- Les conducteurs de mise à la terre : ces conducteurs peuvent se dégrader dans le temps et engendrer un risque au niveau de l'installation. Un contrôle de ces connexions permet de prévenir ce risque.

Mise en place

Pour détecter des discontinuités du circuit avec une précision au niveau du module, le protocole de réalisation est le suivant :

- Arrêt de l'installation PV,
- Connexion de l'émetteur au niveau du string à tester,
- Test de continuité en plaçant le récepteur au niveau de différents points suspects,
- Noter la localisation des discontinuités sur un schéma représentatif de l'installation.

La difficulté principale de ce test est l'accessibilité aux modules : si cela est facilement réalisable pour une installation en surimposé sur une toiture terrasse, le test s'avère plus compliqué à réaliser sur des installations intégrées au bâti de quelques kWc, avec des modules centraux non accessibles.

Cadre normatif

Défauts détectés

Module	Sectionnement des connexions entre cellules - Diodes bypass défectueuses
Onduleur	Défaut d'isolement
Connectique	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Câbles CC mal dimensionnés - Câbles CC dégradés - Coffrets CC dégradés - Borniers CC défectueux
Système de protection	

	Essai de polarité				
<i>Famille</i>	Tests électriques				<i>Mots clés</i>
<i>Évaluation</i>	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	<i>Maintenance préventive - Mesure électrique</i>
	D	2	€€	C	

Caractérisation**Description technique**

L'inversion de polarité d'une chaîne photovoltaïque est un phénomène qui peut se produire si les câblages n'ont pas été correctement réalisés. Cela va potentiellement engendrer des pertes de production, des échauffements de modules, et l'activation des diodes de bypass.

Avant toute mise en service d'un système PV, il est donc préconisé par la norme NF EN 62446-1 de vérifier la polarité des différentes chaînes, et celle des câbles de courant continu. Cependant, ce type de problème de câblage peut tout de même se présenter dans les conditions suivantes : tests non correctement réalisés lors de la réception, modifications réalisées sur l'installation sans contrôle effectué à posteriori.

Lors d'une visite de contrôle de l'installation, il peut donc être judicieux de vérifier la polarité des différentes chaînes parmi l'ensemble des prises de mesures électriques.

Mise en place

La réalisation de cet essai présente des risques, il est donc important de respecter les mesures de sécurité et de suivre une méthode d'essai adaptée.

Une fois l'installation en fonctionnement, il n'est plus possible de contrôler facilement la polarité des câbles en toiture, mais il est par contre possible de vérifier qu'aucune chaîne n'est connectée en polarité inverse.

Pour ce faire, il suffit de contrôler la polarité des différentes chaînes de l'installation avec un multimètre, et de vérifier qu'aucun signe - ne s'affiche. La norme NF EN 62446-1 propose une procédure d'essai un peu différente, partant du constat qu'il serait facile de passer à côté de l'affichage de ce signe négatif.

Dans le cas où une chaîne a été connectée en polarité inverse, il est possible que cela ait endommagé l'installation, et notamment les diodes de bypass des modules ou les protections contre les surintensités. Il est donc important de faire suivre cet essai par une vérification des composants de l'installation, d'autant plus si cela est facilement réalisable ou s'il y a un soupçon d'endommagement.

Cadre normatif

NF EN 62446-1

Défauts détectés

Module	
Onduleur	
Connectique	Problème de polarité des câbles CC - Inversion de connexion dans la boîte de jonction
Système de protection	

	Essai de tension de circuit ouvert				
Famille	Tests électriques				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Maintenance préventive - Mesure électrique
	D	2	€€	MC	

Caractérisation

Description technique

La tension de circuit ouvert d'une chaîne photovoltaïque peut être théoriquement calculée à partir du plan de calepinage et des caractéristiques techniques des modules. Si la valeur mesurée de la tension de circuit ouvert n'est pas cohérente avec la valeur théorique calculée, cela peut indiquer un problème de câblage : interconnexion manquante entre modules, mauvais nombre de modules connectés... Effectuer cette mesure lors de la construction, ou de la réception de l'installation permet donc au producteur de se prémunir de ces défauts de mise en œuvre.

La valeur de tension de circuit ouvert peut également évoluer au fil du temps, soit en raison d'une modification abrupte de la configuration de la chaîne, liée par exemple à une déconnexion de modules, soit en raison d'une dégradation des modules impactant ses caractéristiques électriques, telle que la dégradation potentielle induite (PID). Un suivi des caractéristiques électriques des chaînes photovoltaïques, dont la tension de circuit ouvert, va donc permettre de détecter des dysfonctionnements liés au vieillissement des panneaux.

Mise en place

La réalisation de cet essai présente des risques, il est donc important de respecter les mesures de sécurité et suivre une méthode d'essai adaptée. Une procédure pour cet essai est proposée dans la norme NF EN 62446-1.

Une méthode avec multimètre possible est la suivante :

- Ouvrir les disjoncteurs,
- Mesurer la tension de circuit-ouvert à l'aide d'un multimètre par exemple,
- Comparer la valeur obtenue avec la valeur théorique calculée, soit à partir de la fiche technique des modules, soit à partir d'une mesure physique de la tension de circuit-ouvert au niveau d'un des modules,
- Reporter les valeurs obtenues dans un tableau récapitulatif permettant un suivi de l'évolution des caractéristiques électriques de l'installation PV.

Cadre normatif

NF EN 62446-1

Défauts détectés

Module	PID - Sous-ventilation des modules PV - Ombrage
Onduleur	
Connectique	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Câbles CC dégradés
Système de protection	

	Essai de courant de court-circuit				
Famille	Tests électriques				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Maintenance préventive - Mesure électrique
	D	2	€€	MC	

Caractérisation

Description technique

Le courant de court-circuit d'une chaîne photovoltaïque peut être théoriquement calculé à partir du plan de calepinage et des caractéristiques techniques des modules. Si la valeur mesurée du courant de court-circuit n'est pas cohérente avec la valeur théorique calculée (corrigée des conditions d'éclairement lors du test, soit à partir d'une mesure d'éclairement, soit à partir d'une estimation de cette dernière), cela peut indiquer un problème de câblage : interconnexion manquante entre modules, mauvais nombre de modules connectés en parallèle... Effectuer cette mesure lors de la construction, ou de la réception de l'installation permet donc au producteur de se prémunir de ces défauts de mise en œuvre.

La valeur du courant de court-circuit peut également évoluer au fil du temps, soit en raison d'une modification abrupte de la configuration de la chaîne, liée par exemple à une déconnexion de modules, soit en raison d'une dégradation des modules impactant ses caractéristiques électriques, telle que l'encrassement, l'ombrage ou la délamination. Un suivi des caractéristiques électriques des chaînes photovoltaïques, dont le courant de court-circuit, va donc permettre de détecter des dysfonctionnements liés au vieillissement des panneaux.

Mise en place

La réalisation de cet essai présente des risques, il est donc important de respecter les mesures de sécurité et de suivre une méthode d'essai adaptée. Une procédure pour cet essai est proposée dans la norme NF EN 62446-1.

Une méthode possible est la suivante :

- S'assurer que les conditions d'éclairement sont stables, d'autant plus s'il est prévu de comparer les valeurs obtenues pour différentes chaînes,
- Ouvrir les disjoncteurs,
- Mesurer le courant de court-circuit à partir d'un appareil adapté, ou bien introduire un court-circuit puis effectuer une mesure de courant avec un ampèremètre,
- Reporter les valeurs obtenues dans un tableau récapitulatif permettant un suivi de l'évolution des caractéristiques électriques de l'installation PV.

Il est possible d'utiliser des mesures d'éclairement sur site afin de valider la qualité des données mesurées.

Cadre normatif

NF EN 62446-1

Défauts détectés

Module	Délamination - Encrassement - Ombrage
Onduleur	
Connectique	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Câbles CC dégradés
Système de protection	

	Essai de résistance d'isolement				
Famille	Tests électriques				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Maintenance préventive - Mesure électrique
	D	2	€€	MOC	

Caractérisation

Description technique

Un défaut d'isolement se produit lors 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. Ce défaut pouvant engendrer un risque important pour l'intégrité des personnes et de l'installation, il est tout particulièrement important de le contrôler : les onduleurs sans transformateurs vont ainsi se déconnecter automatiquement s'ils détectent un défaut de ce type.

Cependant, certains défauts d'isolement peuvent passer inaperçu. Cela peut par exemple arriver lorsque le seuil d'isolement limité défini est trop bas comparé à l'amplitude du défaut. C'est pourquoi il est intéressant d'effectuer des mesures d'isolement sur site : elles permettent de valider la catégorisation de défauts remontés par les onduleurs, mais également de détecter des défauts d'isolement plus petits pouvant engendrer un risque pour l'installation.

Mise en place

La réalisation de cet essai présente des risques, il est donc important de respecter les mesures de sécurité et suivre une méthode d'essai adaptée. Une procédure pour cet essai est proposée dans la norme NF EN 62446-1.

La résistance d'isolement est calculée pour chaque string de la manière suivante :

- Relier une borne du Mégohmmètre au conducteur + du string, et l'autre à la terre de la boîte de jonction concernée. Appliquer la tension d'essai adéquate. Comparer la valeur obtenue à la norme,
- Relier une borne du Mégohmmètre au conducteur - du string, et l'autre à la terre de la boîte de jonction concernée. Appliquer la tension d'essai adéquate. Comparer la valeur obtenue à la norme,
- Reporter les valeurs obtenues dans un tableau récapitulatif permettant un suivi de l'évolution des caractéristiques électriques de l'installation PV.

En cas de doute sur les résultats, ou de détection d'un défaut d'isolement, un essai d'isolement humide peut être préconisé afin de préciser la source du dysfonctionnement.

Cadre normatif

NF EN 62446-1

Défauts détectés

Module	Corrosion - Sectionnement des connexions entre cellules
Onduleur	Défaut d'isolement
Connectique	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Câbles CC mal dimensionnés - Câbles CC dégradés - Coffrets CC dégradés - Borniers CC défectueux
Système de protection	

	Essai d'isolement humide				
Famille	Tests électriques				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Maintenance préventive - Mesure électrique
	D	2	€€	MOC	

Caractérisation

Description technique

Les essais d'isolement humide peuvent faire suite à un soupçon de défaut d'isolement lié à un essai de résistance d'isolement simple. Ce type d'essai relève donc plutôt de l'identification de la cause d'un défaut d'isolement plutôt que de la détection de ce dernier.

Certains défauts d'isollements ne se produisent de plus que lorsque l'environnement est humide, car la mise en contact se fait à travers la présence d'eau infiltrée par exemple. Ils passeront inaperçus lors d'un essai d'isolement sec, mais seront détectés par cet essai en condition humide.

Les essais d'isolement humides simulent des conditions de fonctionnement de l'installation favorisant les défauts d'isolement, en humidifiant l'installation dans son ensemble (panneau et câblages). Dans ce contexte, le moindre défaut d'isolement peut être détecté.

La prise de mesures de résistance d'isolement en différents points de l'installation permet de localiser plus précisément le défaut.

Mise en place

La réalisation de cet essai présente des risques, il est donc important de respecter les mesures de sécurité et suivre une méthode d'essai adaptée. Une procédure pour cet essai est proposée dans la norme NF EN 62446-1.

La procédure d'essai est la même que celle de l'essai d'isolement, mais les composants soupçonnés de dysfonctionnement et testés doivent être dans un environnement humide.

- Humidifier la partie de l'installation testée, panneaux et câblages compris. Répéter cette humidification au cours du test si besoin.
- Relier une borne du Mégohmmètre au conducteur + du string, et l'autre à la terre de la boîte de jonction concernée. Appliquer la tension d'essai adéquate. Comparer la valeur obtenue à la norme.
- Relier une borne du Mégohmmètre au conducteur - du string, et l'autre à la terre de la boîte de jonction concernée. Appliquer la tension d'essai adéquate. Comparer la valeur obtenue à la norme.
- Reporter les valeurs obtenues dans un tableau récapitulatif permettant un suivi de l'évolution des caractéristiques électriques de l'installation PV.

Cadre normatif

NF EN 62446-1

Défauts détectés

Module	Corrosion - Sectionnement des connexions entre cellules
Onduleur	Défaut d'isolement
Connectique	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Câbles CC mal dimensionnés - Câbles CC dégradés - Coffrets CC dégradés - Borniers CC défectueux
Système de protection	

	Relevé mensuel				
Famille	Monitoring				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Monitoring – Manuel – Particulier
	D	2	€	MOCP	

Caractérisation

Description technique

Contrairement aux éoliennes ou aux centrales hydroélectriques, le fonctionnement des systèmes PV ne se manifeste pas ostensiblement. Il est donc possible qu'une installation arrête de produire sans que le propriétaire ne s'en rende compte. C'est pourquoi le contrôle régulier de la production de l'installation permet de s'assurer du bon fonctionnement de l'installation, et donc d'alerter en cas de doute quant à la présence d'un dysfonctionnement.

Le principe de ce suivi est de relever chaque mois la production de l'installation, et de la comparer à une référence : données historiques, références disponibles sur internet (ex : carte interactive du productible sur photovoltaïque.info disponible en 2019, la base de données des installations photovoltaïques BDPV ou autre), ou autre. Si un écart important est observé et/ou persistant, cela indique un problème de performance de l'installation. Cette baisse de performance peut être liée à un vieillissement de l'installation, mais aussi à la présence d'un dysfonctionnement électrique sur le système. Une investigation plus poussée peut être menée afin d'en déterminer la cause.

Ce suivi permet donc au producteur de suivre sa production, mais aussi d'être alerté en cas de dysfonctionnement engendrant une perte de production. C'est un mécanisme d'alerte et non un outil de discrimination de défaut.

Mise en place

Le suivi manuel de la production convient au suivi de systèmes de petites ou moyennes puissances. Les enjeux pour les systèmes de plus grande puissance appellent des méthodes de suivi plus élaborées et automatisées.

Les étapes importantes à suivre pour réaliser un suivi mensuel de sa production sont les suivantes :

- Création d'un document de suivi, qui sera gardé dans le bâtiment du système supervisé,
- Chaque mois, effectuer le relevé de la production mensuelle,
- Chaque mois, calculer une production de référence à partir de la source choisie, qui ne sera idéalement pas changée dans le temps,
- Analyser les données à la recherche d'anomalies,
- En cas de sous production et de soupçon de dysfonctionnement, appeler un professionnel.

Cadre normatif

Défauts détectés

Module	Sectionnement des interconnexions - Point chaud - Bris de verre - Mismatch - Sous-ventilation des modules PV - Ombrage – Encrassement – Boîte de jonction défectueuse – Rupture du cadre – PID – Décollage face arrière – Délamination
Onduleur	Tensions d'entrée onduleur - Absence d'isolation galvanique avec mise à la terre fonctionnelle des modules - Découplage récurrent dû à la tension réseau - Surchauffe - Défaut d'isolement - Rupture d'un composant interne
Connectique	
Système de protection	Disjoncteur mal dimensionné - Disjonction intempestive du différentiel - Fusible CC mal calibré, défectueux ou absent

	Monitoring onduleur				
Famille	Monitoring				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Monitoring – Onduleur - Informatique
	C	2	€	MOCP	

Caractérisation

Description technique

Les onduleurs disposent à la fois des informations électriques des panneaux qui y sont raccordés (côté CC) et du réseau électrique auquel il est raccordé (côté AC). Bénéficiant d'une granularité de données très fine, les onduleurs sont capables de détecter des dysfonctionnements électriques en temps réel, et de se mettre en sécurité si besoin. Si la majorité des onduleurs ne sont pas capables de discerner la cause primaire d'un dysfonctionnement (fissure de cellule, délamination...), ils permettent tout de même d'alerter l'utilisateur. Deux fonctionnalités essentielles existent pour indiquer un problème :

- Affichage de la production et du statut sur l'écran d'affichage de l'onduleur, ainsi que sur une plateforme internet pour la plupart,
- Notification à l'utilisateur par mail ou SMS en présence d'une anomalie.

Mise en place

Il existe différentes situations concernant la supervision du fonctionnement d'un système PV à l'aide de l'onduleur :

- Pas de plateforme : suivi au niveau de l'onduleur, et paramétrage de communication des alarmes si possible. L'utilisateur a la possibilité de renseigner un mail ou/et un téléphone, afin d'être prévenu en cas d'anomalie sur certains onduleurs de son installation .
- Plateforme gratuite : un certain nombre de fabricants proposent une plateforme de suivi simplifiée et gratuite pour les petits producteurs,
- Plateforme payante : ces plateformes présentant des fonctionnalités plus poussées sont parfois proposées par les fabricants d'onduleurs pour des utilisateurs avertis.

Ces plateformes sont pertinentes pour le suivi d'installations uniques mais montrent leurs limites dans le cas de suivi de multiples installations. Pour un particulier, ou un professionnel n'exploitant qu'une installation, ces systèmes sont bien souvent suffisants.

Cadre normatif

Défauts détectés

Module	Sectionnement des interconnexions - Point chaud - Bris de verre - Mismatch - Sous-ventilation des modules PV - Ombrage – Diode bypass défectueuse – Boite de jonction défectueuse – Rupture du cadre – PID – Décollage face arrière – Délamination
Onduleur	Tensions d'entrée onduleur - Absence d'isolation galvanique avec mise à la terre fonctionnelle des modules - Découplage récurrent dû à la tension réseau - Surchauffe - Défaut d'isolement - Rupture d'un composant interne
Connectique	
Système de protection	Disjoncteur mal dimensionné - Disjonction intempestive du différentiel - Fusible CC mal calibré, défectueux ou absent

	Monitoring courbe U-I				
Famille	Monitoring				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Monitoring - Traceur U-I
	C	1	€€	MOCP	

Caractérisation

Description technique

L'analyse de la courbe U-I d'une installation PV peut permettre de détecter des écarts entre les fonctionnements théoriques et réels. Les traceurs U-I ont été développés afin de fournir cette information, et peuvent être utilisés lors de visites de maintenance ; ils présentent le gros désavantage de nécessiter un déplacement sur place d'un professionnel. Afin de pallier cet inconvénient, des dispositifs de traceurs à distance ont été développés. Couplés à une analyse automatique des courbes, ils peuvent être directement embarqués au niveau de l'installation et fournir une indication explicite. Leur fonctionnement est le suivant : à une fréquence déterminée (typiquement journalière), le traceur U-I est déclenché et fait varier en quelques millisecondes la tension électrique pour obtenir la caractéristique U-I du système PV, ou d'une partie du système PV. La courbe est analysée et une information prétraitée est fournie à l'utilisateur final. Sans engendrer de perte de production, l'analyse électrique peut ainsi être réalisée régulièrement, et plus facilement assimilée par un utilisateur non professionnel qui pourra alors agir en conséquence. En cas de suspicion de dysfonctionnement, l'appel à un professionnel sera l'étape suivante permettant de valider ou d'infirmer les soupçons.

Mise en place

Des traceurs U-I ont tout d'abord été développés par des équipes de chercheurs et utilisés sur des installations pilotes : ils consistaient alors en un équipement supplémentaire à installer. Le sujet a ensuite été appréhendé par des fabricants d'onduleurs, qui commencent à proposer des produits comprenant cette fonctionnalité ; Huawei propose par exemple l'onduleur 36/42 KTL capable selon eux de reconnaître 21 défauts à partir de l'analyse des courbes U-I.

Ce type de matériel est en cours de développement, et son utilisation actuellement restreinte :

- Matériel spécifique : utilisé pour des installations pilotes et plutôt adapté aux puissances conséquentes. Le débouché pour les installations en toiture est limité,
- Onduleurs avec traceur intégré : surcoût inconnu pour le moment, mais matériel utilisable potentiellement pour toute gamme de puissance.

Cadre normatif

Défauts détectés

Module	PID - Fissures de cellules - Diode bypass défectueuse - Mismatch - Ombrage - Encrassement
Onduleur	
Connectique	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Câbles CC mal dimensionnés - Câbles CC dégradés - Coffrets CC dégradés - Borniers CC défectueux
Système de protection	

	Plateforme de monitoring				
Famille	Monitoring				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Monitoring – Logiciel – Professionnel – Multi-sites
	C	2	€€	MOCP	

Caractérisation

Description technique

Des plateformes de monitoring spécialisées ont été développées afin de faciliter l'exploitation d'installations photovoltaïques : elles permettent de suivre des parcs d'installations hétérogènes (compatibles avec différents modèles d'onduleur) et apportent des services supplémentaires (analyse supplémentaire des données, rapports, gestion de la maintenance, facturation...).

Ces plateformes permettent d'améliorer le fonctionnement des installations et de réduire les risques électriques en :

- Évaluant le fonctionnement de l'installation et en repérant les dysfonctionnements dans la mesure du possible,
- Informant l'utilisateur en cas d'anomalies subite ou persistante,
- Organisant la maintenance, ce qui permet d'éviter une potentielle dégradation de l'installation par négligence,
- Simplifiant le suivi des opérations sur un système PV.

Ces plateformes fonctionnent dans leur grande majorité en mode SaS (Software as a Service), et font donc l'objet de redevance annuelle.

Mise en place

Le prérequis à l'utilisation d'une plateforme internet est la disponibilité d'un moyen de communication au niveau du système PV (connexion internet, liaison GPRS...) : ceci est très peu souvent contraignant pour des installations en toiture mais peut engendrer un surcoût dans le cas où une communication spécifique doit être établie.

Une fois la plateforme la plus adéquate au portefeuille d'installations sélectionnées, sa mise en place nécessite un travail coordonné entre les équipes : la mise en place technique se fait sous la responsabilité de l'éditeur de la plateforme.

La qualité de l'exploitation est ensuite dépendante des capacités et de la fiabilité de la plateforme, mais également de la prise en main de l'outil par les utilisateurs et leurs capacités à réagir aux informations fournies. Ce type d'outil est plus spécifiquement destiné aux professionnels du photovoltaïque et aux groupement citoyens.

Cadre normatif

Défauts détectés

Module	Sectionnement des interconnexions - Point chaud - Bris de verre - Mismatch - Sous-ventilation des modules PV - Ombrage – Encrassement – Boîte de jonction défectueuse – Rupture du cadre – PID – Décollage face arrière – Délamination
Onduleur	Tensions d'entrée onduleur - Absence d'isolation galvanique avec mise à la terre fonctionnelle des modules - Découplage récurrent dû à la tension réseau - Surchauffe - Défaut d'isolement - Rupture d'un composant interne
Connectique	
Système de protection	Disjoncteur mal dimensionné - Disjonction intempestive du différentiel – Fusible CC mal calibré, défectueux ou absent

	Détection d'arc électrique au niveau onduleur				
<i>Famille</i>	Protection électrique				<i>Mots clés</i>
<i>Évaluation</i>	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	<i>Protection - Arc électrique - Onduleur</i>
	C	1	€	C	

Caractérisation

Description technique

Un système de détection d'arc électrique se base sur le constat que l'apparition d'un arc dans un système PV provoque des changements importants dans ses signaux de courant et de tension. Un dispositif électronique avec une capacité d'analyse de ces signaux peut donc être utilisé afin de surveiller ces évolutions et couper le circuit par un moyen d'inhibition approprié en cas de besoin. Un mécanisme de détection d'arc peut être intégré à l'onduleur.

La fiabilité de la détection d'arc va dépendre de la capacité du mécanisme à analyser les signaux électriques, et des seuils de déconnexions déterminés : si le détecteur est trop sensible il peut en résulter des déconnexions intempestives, s'il ne l'est pas assez il peut laisser passer des arcs électriques dangereux.

La NEC 2017 impose par exemple la détection d'arc électrique sur les installations PV aux États-Unis ; elle autorise trois reconnexions automatiques avant de déclencher une déconnexion définitive nécessitant une reconnexion manuelle. Si l'objectif est de limiter les déconnexions intempestives, cela atteste de la difficulté à détecter tous les arcs sans engendrer de déconnexions injustifiées.

La fiabilité de la détection au niveau d'un onduleur central, d'un arc se produisant sous les modules photovoltaïques, et donc à une certaine distance, est également à investiguer. Cette problématique ne se pose pas pour les micro-onduleurs.

Mise en place

Les principes de détection d'arcs électriques utilisés par les industriels sont divers, et la fiabilité de chacun d'entre eux n'est pas clairement établie par les experts du comité de normalisation travaillant sur le sujet.

Certains fabricants d'onduleurs proposent des mécanismes de détection d'arc embarqués pour les pays dans lesquels ces mécanismes sont obligatoires. Les onduleurs vendus en Europe ne contiennent pas ces dispositifs, car ceux-ci engendrent un surcoût à la fois matériel (composants de couplage et d'amplification de signal), et logiciel (traitement du signal et algorithmes de détection).

Si le cadre réglementaire venait à changer en Europe (projet de norme IEC 63027), la portabilité des mécanismes développés pour le marché Nord-Américain serait a priori facilement réalisable, mais cela nécessiterait tout de même des changements d'onduleurs : des modifications des onduleurs déjà installés ne sont en effet pas envisagées.

Cadre normatif

NEC 2017

Défauts détectés

Module	
Onduleur	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Câbles CC mal dimensionnés - Câbles CC dégradés - Coffrets CC dégradés - Borniers CC défectueux
Connectique	
Système de protection	

	Détection d'arc électrique au niveau modules				
<i>Famille</i>	Protection électrique				<i>Mots clés</i>
<i>Évaluation</i>	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	<i>Protection - Arc électrique</i>
	C	1	€€	C	

Caractérisation

Description technique

Un système de détection d'arc électrique se base sur le constat que l'apparition d'un arc dans un système PV provoque des changements importants dans ses signaux de courant et de tension. Un dispositif électronique avec une capacité d'analyse de ces signaux peut donc être utilisé afin de surveiller ces évolutions et couper le circuit par un moyen d'inhibition approprié en cas de besoin. Un mécanisme de détection d'arc peut être intégré à l'onduleur.

La fiabilité de la détection d'arc va dépendre de la capacité du mécanisme à analyser les signaux électriques, et des seuils de déconnexions déterminés : si le détecteur est trop sensible il peut en résulter des déconnexions intempestives, s'il ne l'est pas assez il peut laisser passer des arcs électriques dangereux.

La NEC 2017 impose par exemple la détection d'arc électrique sur les installations PV aux États-Unis ; elle autorise trois reconnexions automatiques avant de déclencher une déconnexion définitive nécessitant une reconnexion manuelle. Si l'objectif est de limiter les déconnexions intempestives, cela atteste de la difficulté à détecter tous les arcs sans engendrer de déconnexions injustifiées.

Un positionnement du mécanisme de détection au plus près du module, soit par l'utilisation de micro-onduleurs, soit par l'installation de mécanismes de détection spécifiques au niveau des chaînes PV, pourrait permettre une augmentation de la fiabilité de détection.

Mise en place

Les principes de détection d'arcs électriques utilisés par les industriels sont divers, et la fiabilité de chacun d'entre eux n'est pas clairement établie par les experts du comité de normalisation travaillant sur le sujet.

Ces mécanismes de détection sont proposés par certains fabricants de micro-onduleurs, qui présentent l'avantage de déjà disposer d'outils de traitement de l'information et d'information au producteur.

D'autres mécanismes électriques peuvent également être développés et installés sur les installations photovoltaïques. Ils permettent une protection de l'installation vis à vis du risque d'arc électrique, mais ne sont pas toujours communicants, et sont donc dépendants des onduleurs ou autres systèmes de remontée d'information pour alerter l'utilisateur en cas de défaut.

Cadre normatif

NEC 2017

Défauts détectés

Module	
Onduleur	Connecteurs incompatibles, mal montés ou dégradés - Câbles CC mal dimensionnés - Câbles CC dégradés - Coffrets CC dégradés - Borniers CC défectueux
Connectique	
Système de protection	

	Fusible				
<i>Famille</i>	Protection électrique				<i>Mots clés</i>
<i>Évaluation</i>	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	<i>Protection</i>
	C	2	€	M	

Caractérisation

Description technique

Les fusibles CC 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 6 000 VDC ou 1 000 VDC, et doivent pouvoir couper correctement un courant continu et fonctionner à un courant proche du 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.

Mise en place

Les fusibles installés doivent être conformes à la norme NF EN 60269-6 et respecter les dispositions spécifiques au photovoltaïque spécifiées dans le guide UTE C15-712-1. Un défaut de dimensionnement des fusibles peut entraîner des pertes de production mais aussi un endommagement de l'installation : il est donc important que ce dimensionnement soit conforme.

Une fois fondu, le fusible n'assure plus sa fonction de protection ; il est alors nécessaire de le changer (des coffrets accessibles faciliteront l'opération). Une vérification périodique de l'état des fusibles, qu'elle soit visuelle (état du témoin), ou électrique (mesure de continuité), permet d'assurer la protection de l'installation. Elle pourra être réalisée lors de visites d'un professionnel sur place.

Cadre normatif

NFC 15-100 / UTE C15-712-1 / NF hEN 60269-6

Défauts détectés

Module	Ombrage - Mismatch
Onduleur	
Connectique	
Système de protection	

	Disjoncteur				
<i>Famille</i>	Protection électrique				<i>Mots clés</i>
<i>Évaluation</i>	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	<i>Protection</i>
	C	2	€	MC	

Caractérisation**Description technique**

Le disjoncteur est une protection magnétothermique permettant d'interrompre le courant électrique lorsqu'une surintensité est détectée.

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 forte 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.

Mise en place

Le dimensionnement des disjoncteurs protégeant l'installation est obtenu à partir du guide UTE C 15-105. Les normes relatives aux disjoncteurs spécifient notamment le pouvoir de coupure, qui doit être au moins égal au courant maximal de court-circuit présumé à l'endroit où il est installé.

La disjonction d'une partie de l'installation entraîne une baisse de production, qui peut être visible si le producteur suit son installation. Dans le cas contraire, une observation de l'état des disjoncteurs permettra de rétablir le fonctionnement de l'installation, et de réarmer la protection contre la surintensité.

Il est également nécessaire de s'assurer que le disjoncteur différentiel installé a une sensibilité compatible avec l'onduleur du système PV.

Cadre normatif

NFC 15-100 / UTE C15-105

Défauts détectés

Module	Surintensité
Onduleur	
Connectique	
Système de protection	

	Parafoudre				
<i>Famille</i>	Protection électrique				<i>Mots clés</i>
<i>Évaluation</i>	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	<i>Protection</i>
	C	2	€	MO	

Caractérisation

Description technique

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.

Une fois le parafoudre installé, une maintenance de ce dernier permet de le maintenir en bon état de fonctionnement. Il est en effet possible que ce dernier se détériore et provoque des courts-circuits, mais il est surtout nécessaire de changer les composants du parafoudre lorsque celui-ci a été touché par la foudre.

La détection d'un besoin d'intervention au niveau du parafoudre peut se faire de deux manières :

- Visuelle : lors d'un contrôle de l'état du parafoudre pendant une visite sur site,
- Electrique : un signal peut être remonté à l'onduleur ou à un datalogger, permettant d'indiquer au producteur qu'une maintenance au niveau de son système PV est nécessaire.

Mise en place

La nécessité d'installation d'un parafoudre dépend du risque encouru par celle-ci, et est évaluée à partir de la carte des niveaux kérauniques disponibles dans la norme. Concernant les différentes possibilités de mise en œuvre du parafoudre, il faut se référer aux normes en vigueur.

La condition d'installation d'un parafoudre du côté courant continu va ainsi dépendre de trois paramètres :

- Le type d'installation : habitation individuelle, bâtiment tertiaire, bâtiment agricole...
- Le niveau kéraunique du site,
- La longueur de câble, calculée comme la distance cumulée entre les onduleurs et les points d'entrée des chaînes les plus éloignées.

L'installation d'un parafoudre est obligatoire lorsque la longueur de câble est plus grande qu'une constante (dépendant du type d'installation) divisée par le niveau kéraunique.

Cadre normatif

Partie CA : NF EN 61643-11 / Partie CC : NF EN 50539-11 /
Mise en œuvre CA et CC : UTE C61-740-52 /
Choix : UTE C15 712-1 / NFC 15100 / NF EN 62305 /

Défauts détectés

Module	
Onduleur	
Connectique	
Système de protection	

	Coupure d'urgence				
Famille	Protection électrique				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Protection
	C	2	€	P	

Caractérisation

Description technique

La présence de tension aux bornes des modules PV durant la journée ne peut pas être supprimée (sauf pour certaines configurations très rarement rencontrées utilisant des boîtiers électroniques déportés au niveau de chaque module PV). Afin de sécuriser l'intervention des secours, des organes de coupure peuvent être exigés sur certaines installations. Ils doivent alors suivre les spécifications suivantes inscrites dans le guide UTE C15-712-1 :

- Coupure de l'alimentation de la consommation du bâtiment,
- Coupure du circuit CA des onduleurs au plus près du point de livraison,
- Coupure du circuit CC au plus près des modules,
- Les organes de commande de coupure doivent être regroupés, leur nombre doit être limité à deux et le séquençage de leurs manœuvres indifférent.

Mise en place

Les Établissements Recevant du Public (ERP) doivent équiper leur système PV d'une coupure d'urgence au plus près des modules PV et dont la commande est regroupée avec celle du circuit en consommation. Cette coupure n'empêche cependant pas la présence de tension au niveau des modules.

Pour un système complet de mise en sécurité pour l'intervenant, il faudrait une coupure unitaire et un coupe-circuit par module, ce qui représente un certain coût.

Un compromis pourrait être d'installer un système de coupure par contact ou semi-conducteur tous les 70 V au maximum, afin de ne pas dépasser la tension de sécurité de 75V. Par exemple, pour des panneaux de 20 V, cela reviendrait à installer un système de coupure tous les trois panneaux. À ces organes de coupures viendrait s'ajouter un sectionneur par chaîne photovoltaïque.

Cadre normatif

C15-712-1 / NF C15-100 / NF EN 60947

Défauts détectés

Module	
Onduleur	
Connectique	
Système de protection	

	Protection de découplage				
Famille	Protection électrique				Mots clés
Évaluation	Disponibilité	Maturité	Coût	Périmètre	Protection
	C	1	€	O	

Caractérisation

Description technique

Les onduleurs fonctionnent sur une certaine gamme de tension et de fréquence côté CA afin de se conformer aux exigences de qualité de l'électricité délivrée au réseau électrique (230 V, 50 Hz). Lorsque le réseau sort de 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 elles endommager l'onduleur ou les composants en amont. L'activation régulière de la protection de découplage peut indiquer un problème de perturbations harmoniques au niveau du réseau. Il est alors possible de faire une demande de contrôle auprès de son gestionnaire de réseau. Ce dernier proposera une prestation d'enregistrement des harmoniques au niveau du point de livraison, et ce sur une période de plusieurs jours. En cas d'anomalie avérée, le gestionnaire de réseau est responsable de la correction de la situation. Le contrôle se fait au niveau du point d'injection, il est donc possible que la tension du réseau soit correcte à cet endroit, mais provoque des disjonctions au niveau de l'installation, en raison de la chute de tension du câble sur le réseau privé.

Mise en place

La protection de découplage doit être réglée afin que l'onduleur puisse fonctionner correctement dans les conditions de tension du réseau auquel il est connecté. Il doit permettre une déconnexion de celui-ci lorsque la gamme de tension sort de la plage autorisée. Afin que cette protection soit efficace, il faut donc :

- Choisir un onduleur adapté au réseau local, c'est à dire fonctionnant dans les plages de tension et de fréquence du réseau auquel il est raccordé,
- Paramétrer l'onduleur pour fonctionner au mieux sur le réseau.

Si la protection de découplage se déclenche fréquemment, bien que les conditions ci-dessus aient été respectées, cela peut indiquer un problème de qualité de l'onde sur le réseau, il faut alors avertir son gestionnaire de réseau.

Cadre normatif

NF EN 50-160 / NF EN 62109 / DIN VDE-0126-1-1

Défauts détectés

Module	
Onduleur	
Connectique	
Système de protection	

[illegible]

[illegible]

