

# Réalisation d'une campagne de mesures des performances des installations solaires photovoltaïques raccordées au réseau

## Livrable 2 : Résultats de la campagne de mesures des performances des systèmes photovoltaïques

**Réalisé par** : Donia Marzougui, Maxime Vallin, Olivier Verdeil

**[www.ines-solaire.org](http://www.ines-solaire.org)**



**giz** Deutsche Gesellschaft  
für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



## Table des matières

<b>1. Introduction .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Echantillonnage .....</b>	<b>7</b>
<b>2.1. Rappel sur les critères de sélection des échantillons .....</b>	<b>7</b>
<b>2.2. Programme des visites.....</b>	<b>8</b>
<b>2.3. Résultats de l'échantillonnage .....</b>	<b>10</b>
<b>3. Préambule et résultats de la campagne de mesures .....</b>	<b>16</b>
<b>3.1. Cadre Technique et législatif .....</b>	<b>16</b>
<b>3.1.1. Cadre technique .....</b>	<b>16</b>
<b>3.1.2. Cadre législatif .....</b>	<b>16</b>
<b>3.2. Rappels sur les points de mesures et de contrôle effectués.....</b>	<b>16</b>
<b>3.3. Matériel utilisé.....</b>	<b>17</b>
<b>3.4. Inspection des installations .....</b>	<b>20</b>
<b>3.4.1. Structure.....</b>	<b>21</b>
<b>3.4.2. Modules .....</b>	<b>23</b>
<b>3.4.3. Onduleur .....</b>	<b>34</b>
<b>3.4.4. Coffrets DC/AC .....</b>	<b>36</b>
<b>3.4.5. Raccordement réseau .....</b>	<b>40</b>
<b>3.4.6. Mise à la Terre .....</b>	<b>43</b>
<b>3.4.7. Boucle d'induction .....</b>	<b>45</b>
<b>3.6. Dimensionnement des installations.....</b>	<b>49</b>
<b>3.7. Performance énergétique.....</b>	<b>50</b>
<b>3.8. Rentabilité économique .....</b>	<b>56</b>
<b>3.9. Analyse du réseau .....</b>	<b>59</b>
<b>4. Questionnaire clients.....</b>	<b>59</b>
<b>5. Points de vigilance .....</b>	<b>62</b>
<b>6. Conclusion.....</b>	<b>64</b>

## Liste des figures

Figure 1: Géolocalisation des visites effectuées sur le territoire tunisien. ....	9
Figure 2: informations relatives à une installation géolocalisée.....	10
Figure 3: Analyse de l'échantillon par année de mise en service.....	12
Figure 4: Analyse de l'échantillon par puissance crête .....	13
Figure 5: Analyse de l'échantillon par zone d'implantation.....	13
Figure 6: Analyse de l'échantillon par gouvernorat .....	14
Figure 7: itinéraire réalisé couvrant les quatre zones géographiques de la Tunisie.....	15
Figure 8: utilisation du traceur de courbe I(V) .....	18
Figure 9: utilisation du Solmetric Suneye.....	19
Figure 10: Utilisation de la caméra thermique pour vérifier la température au niveau des coffrets... ..	19
Figure 11: mesure des tensions au niveau du réseau avec le voltmètre .....	20
Figure 12: mesure de la résistance de la Terre avec le CATU .....	20
Figure 13: exemples de structures très bien conçues.....	21
Figure 14: absence d'appuie extérieur .....	22
Figure 15: haubanage mal fixé (à gauche), porte à faux trop important (à droite).....	22
Figure 16: Installation PV en face de mer, sa structure en aluminium est corrodée.....	22
Figure 17: origine des modules utilisés .....	23
Figure 18: problème d'étanchéité.....	23
Figure 19: problème de soudure (à gauche), et de décalage du busbar (à droite).....	24
Figure 20: problème de délaminage dur le panneau .....	24
Figure 21: problème de bulles d'air sur les panneaux PV .....	25
Figure 22: problème de snail track.....	25
Figure 23: problème de fissuration des modules NICE .....	26
Figure 24: problème de hot spot sur les panneaux.....	26
Figure 25: Problème de point chaud et de début de délamination.....	27
Figure 26: endommagement des modules lors du perçage des profils .....	27
Figure 27: Problème d'ombrage - piquet de parabolé oublié .....	28
Figure 28: problème d'ombrage - Muret .....	28
Figure 29: <i>impact d'une cellule ombragée sur tout le module PV</i> .....	29
Figure 30: diode défectueuse.....	29
Figure 31: problème d'ombrage - parabole .....	30
Figure 32: problème d'ombrage - végétation .....	31
Figure 33: problème d'ombrage - autres accessoires .....	32
Figure 34: encrassement naturel - sable .....	32
Figure 35: stagnation de l'eau sur les modules.....	33
Figure 36: encrassement lié à l'activité humaine - tâches de peinture .....	33
Figure 37: encrassement des modules lié aux excréments des oiseaux.....	33
Figure 38: test de nettoyage des modules .....	34
Figure 39: un environnement bien conçu pour les onduleurs .....	35
Figure 40: emplacement à éviter (onduleur, coffrets et gaines en plein soleil) .....	36
Figure 41: exemples de mauvais sertissage des embouts .....	37

Figure 42: Exemple d produit de serrage à ressort (gamme Linergy de Shneider).....	38
Figure 43: arc électrique causé par un mauvais serrage des borniers.....	38
Figure 44: échauffement local causé par un mauvais serrage des borniers.....	39
Figure 45: problème de sertissage, deux embouts dans une même borne.....	39
Figure 46: exemple de problème de sertissage des embouts dans une même borne.....	40
Figure 47: pince de sertissage des embouts.....	40
Figure 48: exemples de mauvais raccordement réseau.....	41
Figure 49 : boîtiers réseau et câbles non protégés.....	41
Figure 50 : points chauds et fusion au niveau du raccordement réseau.....	42
Figure 51: bons exemples de raccordement réseau.....	43
Figure 52: inexistence de la MALT.....	44
Figure 53: exemples de corrosion au niveau de la MALT.....	44
Figure 54: exemples de piquet de terre.....	45
Figure 55: valeurs de résistances de terre mesurées lors des audits.....	45
Figure 56: exemples de boucle d'induction.....	46
Figure 57: illustration d'une boucle d'induction.....	47
Figure 58: exemple d'une très grande boucle d'induction.....	47
Figure 59: Carte de foudroiement Ng nb d'impact au km <sup>2</sup> /an (=Nk/10).....	48
Figure 60: préconisation de la norme C15-712.....	49
Figure 61: Performance énergétique des installations auditées.....	50
Figure 62: Carte du productible théorique en Tunisie selon PVGIS.....	52
Figure 63: expositions des modules relevées sur site.....	53
Figure 65: production photovoltaïque en fonction de l'orientation et de l'inclinaison.....	54
Figure 65: production réalisée vs productible attendu.....	54
Figure 64: installation à l'horizontale suite à la demande du client : 15% de perte de production.....	55
Figure 68: Ecart de production en fonction du performance ratio.....	56
Figure 69: évolution du prix du Wc entre 2011 et 2016.....	57
Figure 70: évolution du temps de retour brut après subvention.....	57
Figure 71: Résultats du questionnaire clients.....	60



## Liste des tableaux

Tableau 1: Programme des visites.....	8
Tableau 2 : chiffres clés de la campagne de mesures .....	10
Tableau 3: Liste des installateurs audités.....	11

## Liste des acronymes et des symboles

PV	Photovoltaïque
Icc	Courant de Court-Circuit
Voc	Tension à vide
BT	Basse Tension
MT	Moyenne Tension
Pc	Puissance crête
MES	Mise en Service
MALT	Mise A La Terre
MPP	Maximum Power Point
Pn	Puissance Nominale
TRB	Temps de Retour Brut
TEC	Temps d'Enrichissement du Capital
DC	Direct Current (Courant Continu)
AC	Alternating Current (Courant Alternatif)

## 1. Introduction

La campagne de mesures des performances des installations photovoltaïques en Tunisie menée par la GIZ en partenariat avec l'ANME s'est déroulée sur cinq semaines entre les mois de Janvier et Février 2018. Les conditions météorologiques n'étaient pas forcément au rendez-vous.

Le projet "Renforcement du Marché Solaire en Tunisie" (RMS), lancé par la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en collaboration avec l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME), envisage le développement du marché national des installations photovoltaïques (PV) de petite et moyenne taille, dans le respect de critères de durabilité.

Le projet RMS, mandaté par le Ministère Fédéral Allemand de la Coopération Économique et du Développement (BMZ), comporte trois composantes d'intervention :

- Amélioration du cadre juridique et administratif ainsi que des mécanismes d'incitation en faveur des installations solaires PV.
- « Régionalisation » : Accroissement de la capacité des acteurs publics et privés dans la promotion des installations solaires PV dans les régions.
- « Assurance Qualité » : Exploitation des installations solaires PV dans le respect des critères de qualité et de durabilité.

Après avoir évalué la performance et la fiabilité des installations solaires photovoltaïques (PV) dans la région pilote de Sfax en 2015, le projet s'étend aujourd'hui sur tout le territoire tunisien. La GIZ et l'ANME ont mandaté l'INES pour réaliser cet état des lieux.

Dans ce rapport, nous commençons par rappeler les critères d'échantillonnage sur lesquelles nous nous sommes basés pour sélectionner les installations à auditer. L'échantillon sélectionné est comparé au parc actuel.

Ensuite, nous exposons l'essentiel des résultats de la campagne en termes de qualité d'installations, de performance énergétique et de rentabilité économique.

Enfin, les résultats du questionnaire client sont présentés en fin du rapport.

## 2. Echantillonnage

### 2.1. Rappel sur les critères de sélection des échantillons

Les installations PV ont été sélectionnées suivant différents critères :

- Première installation (pour chaque installateur)
- Dernière installation (pour chaque installateur)
- Première installation et à plus de deux branches ( $P_c > 10 \text{kWc}$ )
- Installation à plus de deux branches ( $P_c > 10 \text{kWc}$ )

- Petit installateur (nombre d'installations réalisées < 50 )
- Installation à  $P_c \leq 2$  kWc
- Installateur présent sur plus du cinquième du territoire tunisien

Pour plus de détails sur ces critères, veuillez-vous référer au livrable 1.1 « Liste des installations auditées et programme des visites ».

## 2.2. Programme des visites

Nous avons annoncé dans le livrable 1.1, un programme d'audit des installations PV. Ceci n'a pas été complètement respecté faute de disponibilité de certains clients et installateurs.

Le détail de nos visites sur le territoire tunisien est présenté dans le Tableau 1.

Tableau 1: Programme des visites

Gouvernorat	Date	Nombre de jours	Nombre d'installations	Type d'installation
Tunis	15/01/2018-17/01/2018 26/01/2018	4	21	BT
Ariana	26/02/2018-27/02/2018 02/03/2018	3	17	BT
Ben Arous	28/02/2018	1	7	BT
Zaghouan	09/02/2018	0.5	1	BT
Béja	18/01/2018	1	5	BT
Le Kef	19/01/2018	1	5	BT
Bizerte	22/01/2018	1	6	BT
Nabeul	23/01/2018-24/01/2018 01/03/2018	3	18	BT
Sousse	25/01/2018	1	5	BT
Kairouan	29/01/2018	1	6	BT
Sfax	30-01/2018-31/01/2018	2	7	MT
Gabès	01/02/2018 05/02/2018	2	11	BT
Médenine	02/02/2018	1	5	BT
Kebili	06/02/2018	1	5	BT
Tozeur	07/02/2018-08/02/2018	2	10	BT
Gafsa	09/02/2018	0.5	1	BT

Du fait des adresses approximatives que nous avons à disposition, nous avons relevé lors de nos passages, les coordonnées GPS de chaque installation auditée. Celles-ci sont présentées sur la carte de la *Figure 1*. Chaque point représente une installation. En allant sur ce lien (<https://www.google.com/maps/d/edit?hl=fr&mid=1agbszdo0zsRWZZJYkHBr3rrgGNGdVme->



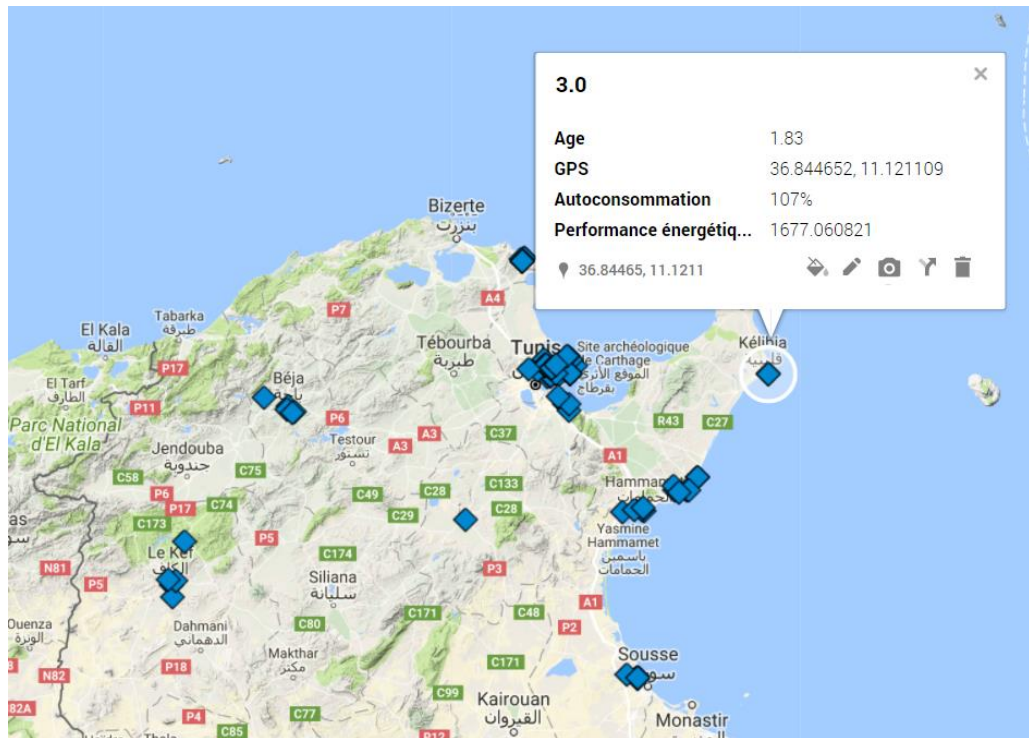


Figure 2: informations relatives à une installation géolocalisée

### 2.3. Résultats de l'échantillonnage

Les chiffres clés de cette campagne de mesures sont présentés dans le Tableau 2 : 131 installations PV mises en service entre 2011 et 2016 situées dans 16 gouvernorats parmi 24 sur le territoire tunisien et installées par 46 installateurs différents parmi 73 actifs.

Tableau 2 : chiffres clés de la campagne de mesures

Nombre d'installations	131
Puissance totale (kWc)	900
Age moyen (an)	2.3
Production totale (MWh)	2780
Nombre de kilomètres (km)	~ 10000
Nombre de gouvernorats	16
Nombre d'installateurs	46

Les installateurs que nous avons pu rencontrer et échangés avec eux sont présentés dans le Tableau 3.

Tableau 3: Liste des installateurs audités

Installateur	Part de marché*	Nombre IPV audités**	%	Installateur	Part de marché	Nombre IPV audités	%
ACEG	36	2	2%	PVE	5	1	1%
AEP	292	1	1%	OROORA	8	2	2%
AES	35	1	1%	RTE	5	2	2%
AFRICA SOLAR	36	3	2%	SATER	82	1	1%
AGK ENERGIE	431	5	4%	SDR+	147	1	1%
AKER SERVICES	4	1	1%	SINES	388	2	2%
AURASOL	121	4	3%	SOCER	1	1	1%
AVENIR ENERGIE	63	1	1%	SOFTEN	390	6	5%
BESUN	15	6	5%	SPC	439	9	7%
BILEK	12	2	2%	SOLERGIE	11	3	2%
EDS	254	1	1%	SORATE	55	5	4%
ENERGIE SERVICE PLUS	1	1	1%	SPECTRA	520	1	1%
ETERME	27	3	2%	SUN SOL ENERGY	187	2	2%
ETPPM	29	2	2%	SUNSWITCH	-	1	1%
FREE ENERGY	27	8	6%	T2S	29	4	3%
GAMCO	244	2	2%	TER	24	1	1%
GESE	27	8	6%	TUNCOM	17	2	2%
GPC	115	3	2%	TUNISOL	34	5	4%
GREENSYS	14	1	1%	TUNISOLAR	1405	5	4%
ITS	35	1	1%	VOLT ENERGY	153	1	1%
MAGHREB ENERGY	136	3	2%	WS ENERGY	84	1	1%
NR SOL	444	8	6%	PROSOLAIRE	59	4	3%
PERA SOLAR	16	2	2%	VOLTA PV	377	1	1%

\* Nombre d'installations réalisées par installateur entre 2011 et 2016 (selon les données fournies par l'ANME).

\*\* Nombre d'installations auditées parmi l'échantillon sélectionné.

Nous remarquons que la part de chaque installateur audité par rapport à ce qu'il a pu réaliser entre 2011 et 2016 est inégale. Ceci est dû aux différents critères de sélection et aux différentes contraintes rencontrées sur place.

Puisque la région de Sfax a été choisie comme région pilote dans la première campagne de mesures menée en 2015, nous avons donc choisi d'auditer les installations en Moyenne Tension (MT) dans cette région. Celles-ci ne faisant pas partie de nos critères de sélection qui se sont restreints aux installations en Basse Tension (BT).

La représentation des échantillons sélectionnés par rapport au parc actuel est donnée sur les figures suivantes en terme :

- D'année de mise en service



- De Puissance crête
- De Gouvernorat
- De Zone géographique

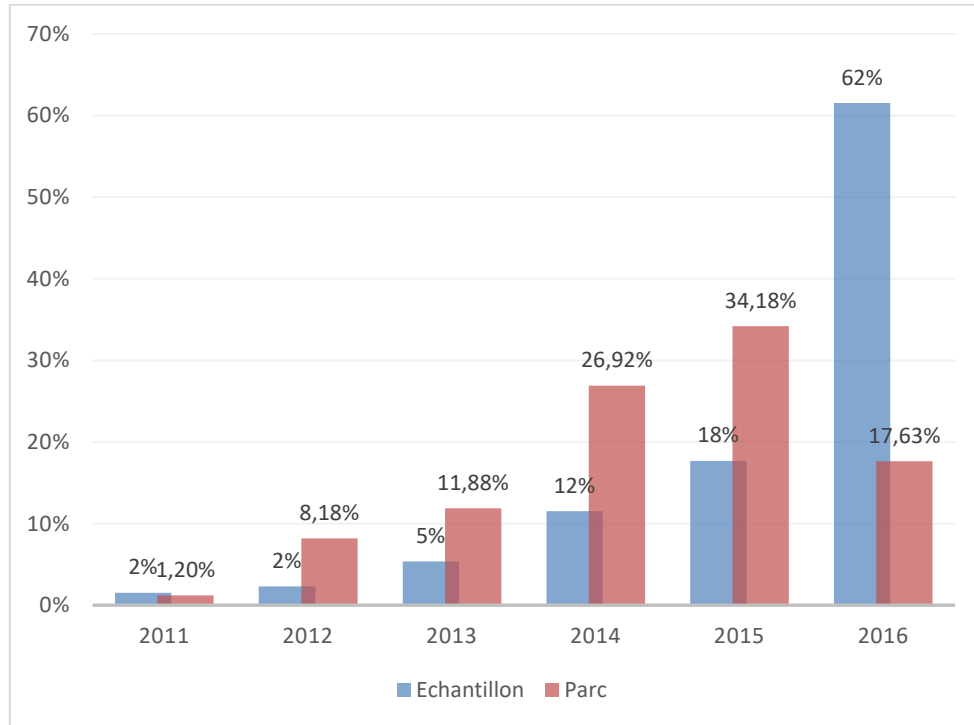


Figure 3: Analyse de l'échantillon par année de mise en service

*Note : Les installations PV mises en service après Septembre 2016 ne sont pas comptabilisées. Ce qui explique en partie la baisse du nombre d'installations du parc en 2016.*



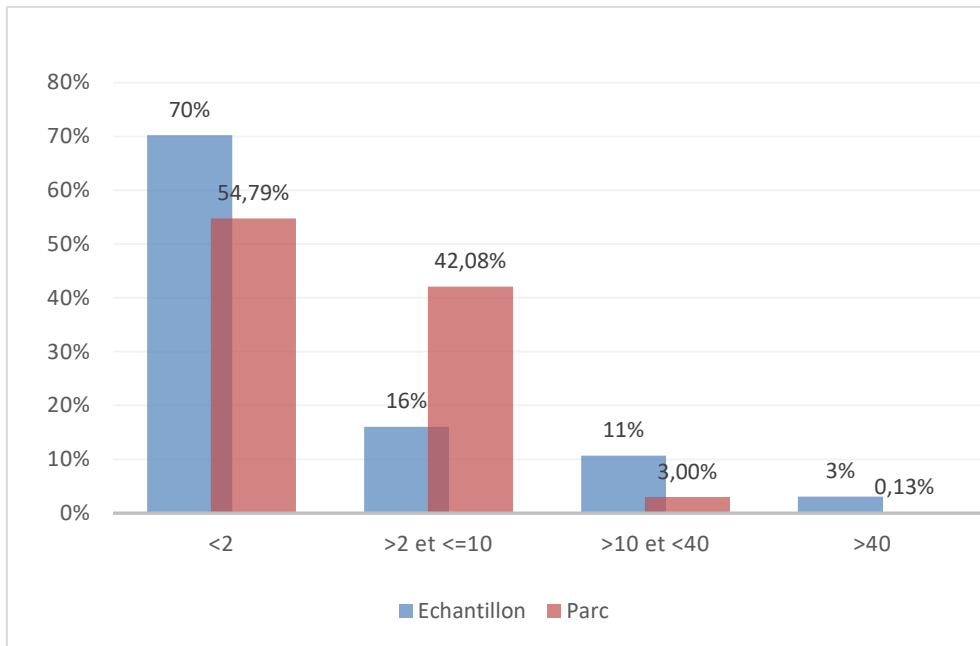


Figure 4: Analyse de l'échantillon par puissance crête

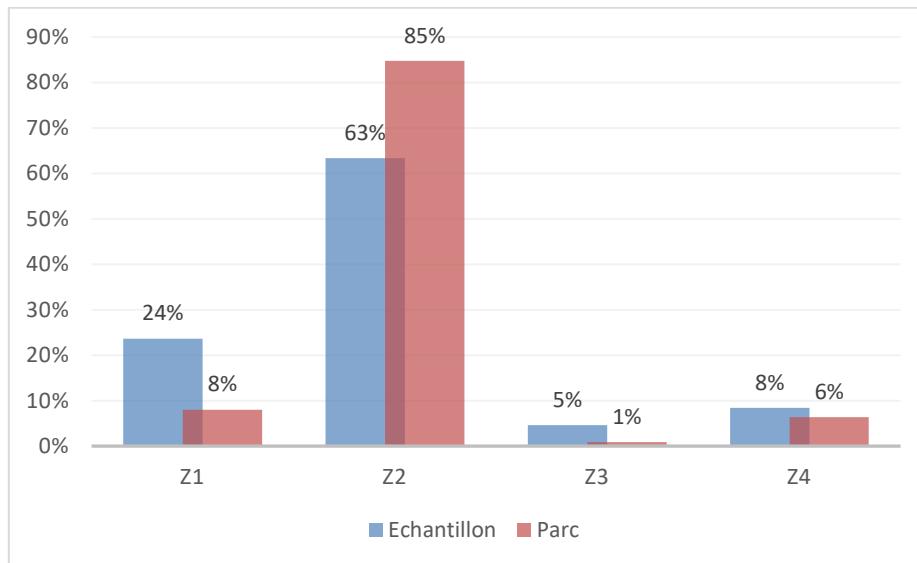


Figure 5: Analyse de l'échantillon par zone d'implantation

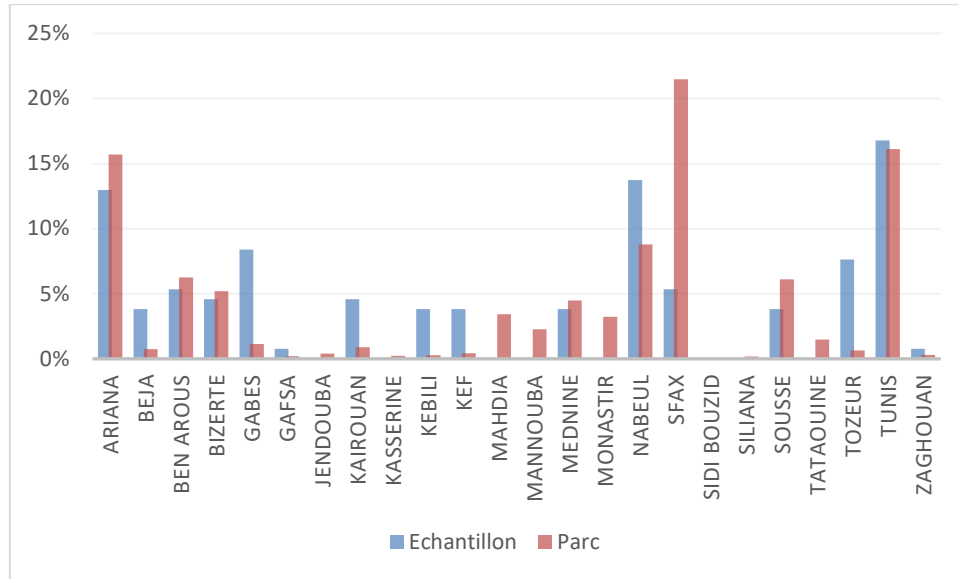


Figure 6: Analyse de l'échantillon par gouvernorat

Parmi les critères de sélection des échantillons à auditer, il y a le critère de la zone géographique. Celui-ci est fonction de l'humidité, de la vitesse du vent, de l'altitude et de l'irradiation. La Tunisie est divisée, à cet effet, en quatre zones géographiques. Pour avoir plus de détails sur ce choix, veuillez-vous référer au livrable 1.1 « liste des installations à auditer et programme des visites ».

L'itinéraire de nos visites selon ces quatre zones géographiques est représenté sur la Figure 7.

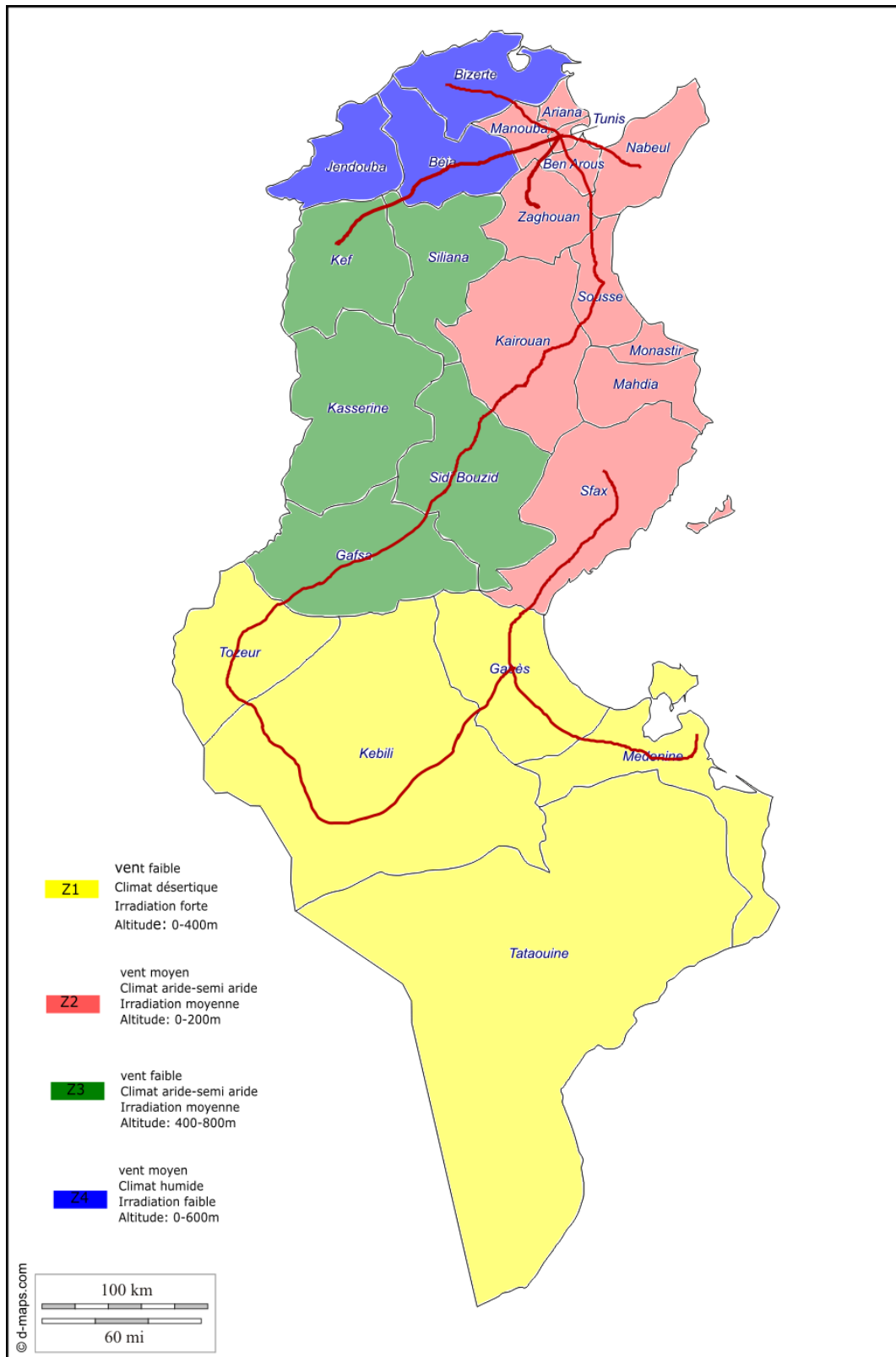


Figure 7: itinéraire réalisé couvrant les quatre zones géographiques de la Tunisie.

## 3. Préambule et résultats de la campagne de mesures

### 3.1. Cadre Technique et législatif

#### 3.1.1. Cadre technique

Il n'existe pas à ce jour de cadre technique uniforme au niveau national. Ce manque de référence crée des usages inappropriés et des disparités entre gouvernorats. Nous avons essayé de tenir compte de ces règles lors de nos évaluations. Pour combler ce besoin, un référentiel technique pour la réalisation des installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique national a été rédigé. Il est actuellement en cours de validation. Nous avons utilisé ce document dans le cadre de nos audits. Basé sur la Norme française NFC15-712-1. Ce document clarifie de nombreux points sur le plan électrique et essaye d'apporter également des préconisations au niveau structurel. Certains points nous ont semblé difficiles à interpréter et à appliquer et certaines préconisations injustifiées.

#### 3.1.2. Cadre législatif

Le marché des Installations Photovoltaïques (IPV) raccordées au réseau électrique Tunisien (STEG) a débuté avec le programme Prosol Elec1 en 2010. Il s'agit d'un marché récent en cours de structuration. La volonté d'un encadrement rigoureux de ce marché semble justifier au vue des aides financières importantes engagés par le gouvernement Tunisien.

Dans le cadre de l'étude nous avons eu des difficultés à obtenir des informations précises pour sélectionner notre échantillon (adresse exacte de l'installation, confusion entre date de mise en service et date de pose de compteur).

Par ailleurs, la quantité d'informations exigées aux installateurs par les instances publiques pose question quant à leurs pertinences, archivages et exploitations. Le projet d'établir une base de données contribuerait à améliorer le déploiement des installations PV.

### 3.2. Rappels sur les points de mesures et de contrôle effectués

L'audit d'une installation photovoltaïque consiste à vérifier l'état physique de l'installation et le bon fonctionnement de ses modules et de son onduleur. Ceci permet de :

- Prévenir des risques, notamment le risque d'incendie. Les causes d'incendie peuvent être liées à :
  - Un mauvais dimensionnement
  - Un matériel défectueux

- Des erreurs d'installation

- Améliorer la production. Un défaut de production peut venir d'un matériel endommagé, d'un mauvais dimensionnement, d'un entretien insuffisant,... Le but de l'audit est d'estimer les pertes causées par les défauts recensés, en vue de prendre les mesures préventives et curatives.

Pour ce faire, l'ANME en collaboration avec la STEG nous a fourni les données relatives aux installations, à savoir :

- L'identification de l'installation : coordonnées du client, coordonnées de l'installateur, référence STEG, la date du raccordement et l'adresse.
- Les données techniques : puissance crête (Pc).
- Les données financières

Une fois sur site, nous avons pu compléter ces données par la localisation GPS de l'installation et les informations relatives des modules et des onduleurs grâce aux étiquettes signalétiques collées sur les modules et les onduleurs respectivement.

Une fois que nous avons la carte vitale de l'installation PV, nous avons procédé aux points de contrôle et de mesures suivants :

- Environnement de l'installation : l'ombrage notamment en utilisant le SOLMETRIC Suneye.
- Bonne tenue de la structure : matériau utilisé, lestage
- Bon état des modules : inclinaison, azimut, état des cellules, Tedlar, interconnexions, propreté, ...
- Bon fonctionnement de l'onduleur
- Bon état des coffrets DC, AC, des câbles, des embouts
- Mise à la Terre
- Inspection par caméra thermique
- Mesure de la performance par le traceur de courbe I(V), lorsque les conditions d'ensoleillement le permettaient. Le TRI-KA et le TRI-SEN ont été utilisés à cet effet.
- Analyse du réseau : mesures de tensions en utilisant le voltmètre

Afin d'estimer la satisfaction du client vis-à-vis de son installation PV, nous avons effectué un questionnaire client.

### 3.3. Matériel utilisé

Une liste de matériel a été utilisé sur place afin d'assurer les mesures de la performance des installations photovoltaïques :

- VAT
- Multimètre
- Gants isolants 1000V
- Boussole

- GPS
- Caisse à outils
- Appareil photo
- Contrôleur, mesureur de terre : CATU Cathohm DT300
- Spectromètre traceur de courbe I(V) : TRITEC Tri-Ka et Tri-Sen avec logiciel
- Caméra thermique : FLIR E60 76800 pixels
- Solarimètre : KIMO SL200 + GPS
- Mesureur de masque solaire : SOLMETRIC SunEye 210

Le traceur de courbe I(V) a été utilisé quand les conditions météorologiques le permettaient. En effet, la composante TRI-SEN est fixé sur le même plan que les modules afin de mesurer l'inclinaison des panneaux ainsi que l'irradiation reçue. Une sonde de température est intégrée dans le TRI-SEN pour relever la température des cellules. Le TRI-KA, branché à la sortie du champ PV trace la courbe I(V). Nous avons trouvé des défaillances de moyens (exemple : pince à sertir les embouts et les connecteurs.). C'est pour cette raison que nous avons mesuré la courbe I(V) directement à la sortie du champs PV au niveau du coffret DC, comme le montre la Figure 8.

Les TRI-KA et TRU-SEN sont mis enfin côte à côte pour faire la synchronisation. Cette étape a pour but de récupérer l'irradiation et la température des cellules mesurées par le TRI-SEN afin de ramener la courbe I(V) aux conditions STC.



Figure 8: utilisation du traceur de courbe I(V)

Le relevé du masque solaire est effectué avec le SOLMETRIC Suneye. Celui-ci, disposé au niveau du champs PV (Figure 9), trace le masque en fonction des coordonnées GPS de l'installation, de son inclinaison et de son orientation.



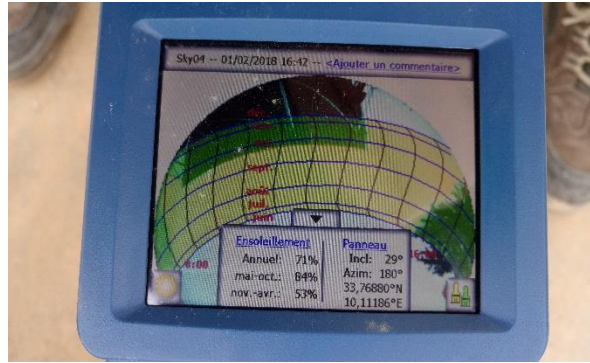


Figure 9: utilisation du Solmetric Suneye

La caméra thermique est un appareil primordial pour contrôler les défauts d'échauffement qui ne sont pas visibles à l'œil nu au niveau des modules, de l'onduleur et des coffrets DC et AC (Figure 10).

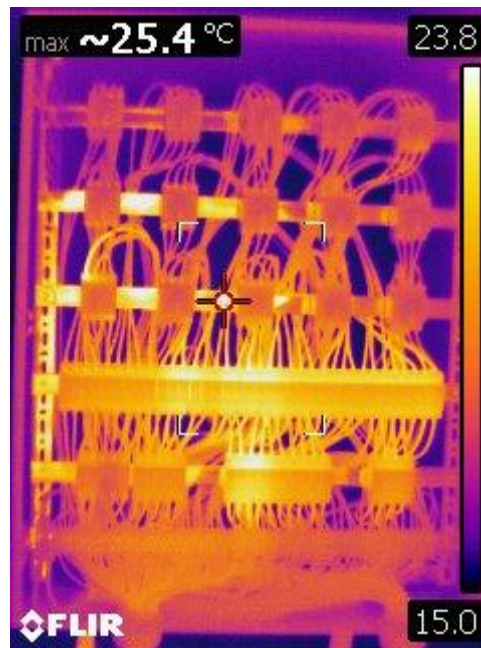


Figure 10: Utilisation de la caméra thermique pour vérifier la température au niveau des coffrets

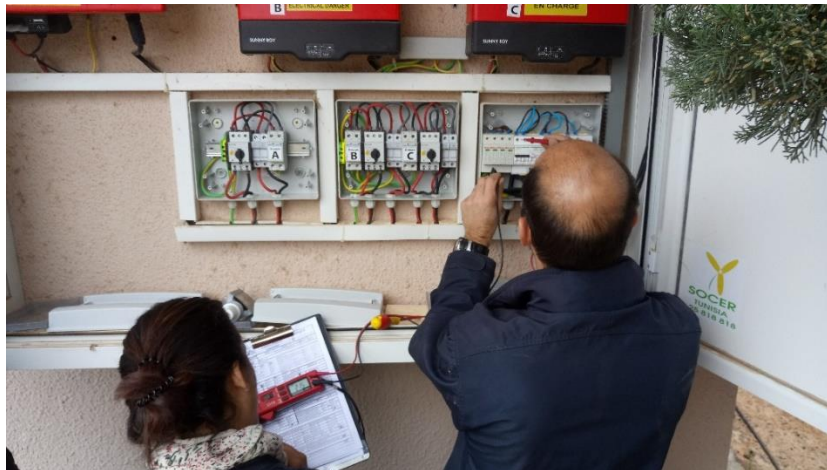


Figure 11: mesure des tensions au niveau du réseau avec le voltmètre

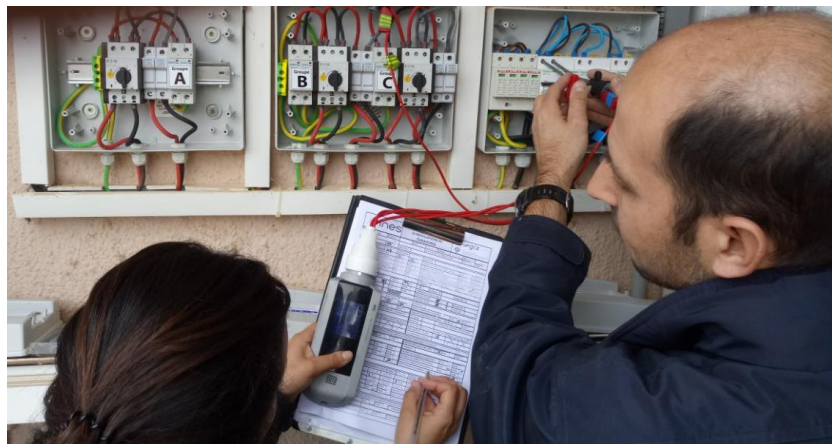


Figure 12: mesure de la résistance de la Terre avec le CATU

La liste complète du matériel utilisé est en annexe.

### 3.4. Inspection des installations

Les installations photovoltaïques que nous avons auditées sont relativement récentes (2 à 3 ans en moyenne). Un avis global très qualitatif se dégage dans la conception, l'équipement et la réalisation des installations. Cet avis est à garder en mémoire même si nous développerons des pistes d'améliorations dans la suite du rapport.

Plus précisément, nous évoquerons une sur enchère au niveau des équipements qui provoquent plus de dysfonctionnements et de non conformités qu'ils n'en résolvent, sans parler du surcout que cela représente. Nous reviendrons plus particulièrement sur les parafoudres, les fusibles, la mise à la terre et le cheminement DC.



### 3.4.1. Structure

La structure est souvent réalisée en matériaux inoxydables comme l'acier galvanisé ou l'aluminium. Elle a une conception artisanale très qualitative. Par contre, certains points singuliers comme le lest, le contreventement et la qualité de la boulonnerie sont des points de vigilance à prendre au sérieux.



Figure 13: exemples de structures très bien conçues

Une structure porteuse mal réalisée, peut entraîner de fortes contraintes sur les profils de fixation, voire même sur les modules eux-mêmes. Le fait que le haubannage ne soit pas très bien fixé, cela peut rapidement remettre en cause la stabilité de l'installation (Figure 14, Figure 15).



Figure 14: absence d'appuie extérieur



Figure 15: haubanage mal fixé (à gauche), porte à faux trop important (à droite)



Figure 16: Installation PV en face de mer, sa structure en aluminium est corrodée

### 3.4.2. Modules

La plupart des modules rencontrés correspondent aux réglementations standards internationales (CEI 61-215, CEI 61-646, CEI 71 730).

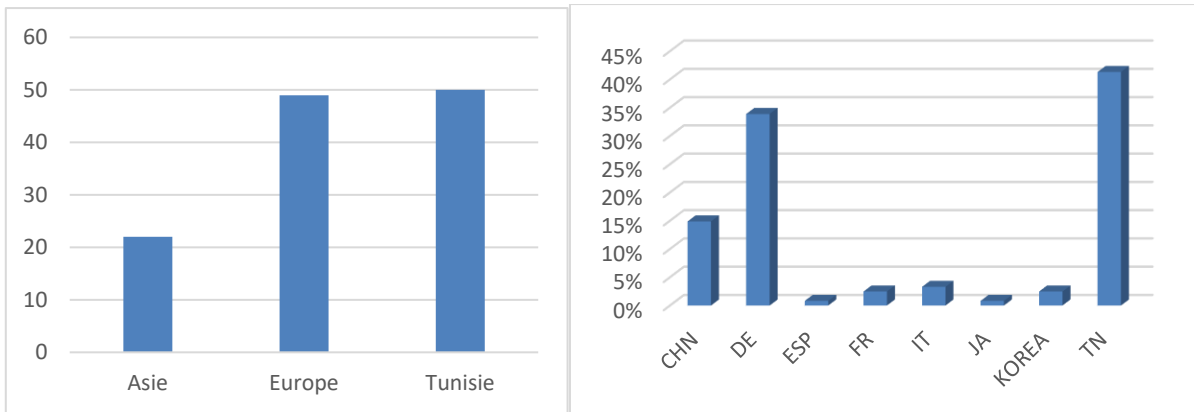


Figure 17: origine des modules utilisés

Une attention particulière sera apportée aux modules de fabrication Tunisienne qui équipent 41% des installations et sur lesquels nous avons pu constater des défauts de qualité significatifs. Notre expertise s'est limitée à des critères visuels de conception et de finition. Une expertise plus spécifique sur le processus de fabrication semblerait nécessaire afin de pouvoir évaluer plus justement les risques sur la solidité, la longévité et la performance de ces produits. Cependant des avis assez réservés seront émis à la fin du rapport.

Lors de nos audits, nous avons relevé quelques défauts sur les modules. Ceux-ci semblent être anodins mais peuvent avoir des impacts non négligeables sur le long terme, notamment sur la durée de vie des panneaux.

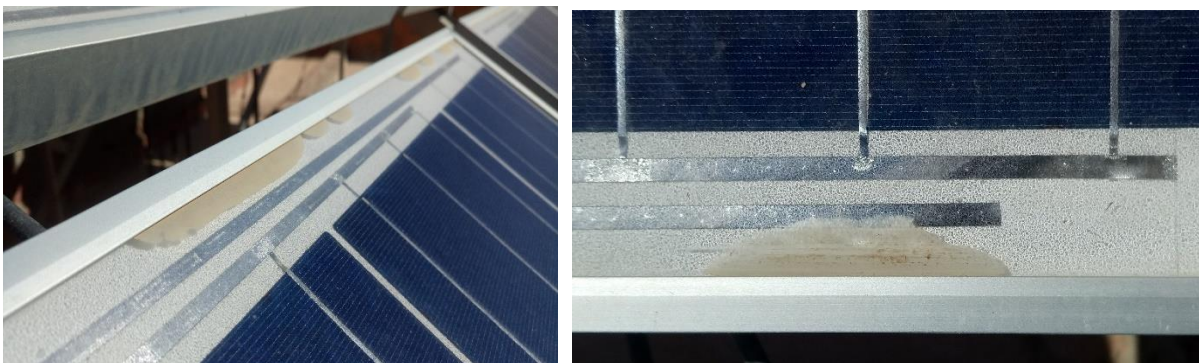


Figure 18: problème d'étanchéité

Une soudure mal faite sur un module peut entrainer une perte de puissance (Figure 19).



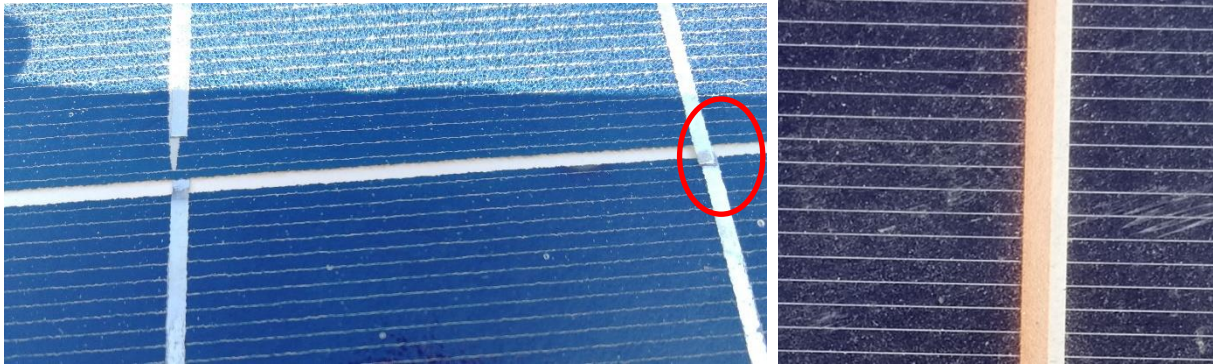


Figure 19: problème de soudure (à gauche), et de décalage du busbar (à droite)

Les cellules solaires sont encapsulées avec un matériau d'encapsulation appelé EVA (éthylène acétate de vinyle). Celui-ci protège les cellules sensibles de l'influence climatique telles que l'humidité et les rayons Ultra-Violet. En production, les cellules sont stratifiées de façon permanente dans une machine sous vide avec un apport de chaleur. Il est important d'atteindre la température de polymérisation afin d'obtenir un haut degré possible de réticulation de l'EVA (plus de 70%). Une erreur dans le processus de fabrication ou un entreposage inadéquat de l'EVA avant la production peut conduire à une mauvaise adhésion et à un décollage ultérieur. Lors d'un délaminage, les couches d'EVA se dissolvent et prennent une couleur blanche entraînant une perte de puissance et de production, comme le montre la figure Figure 20.

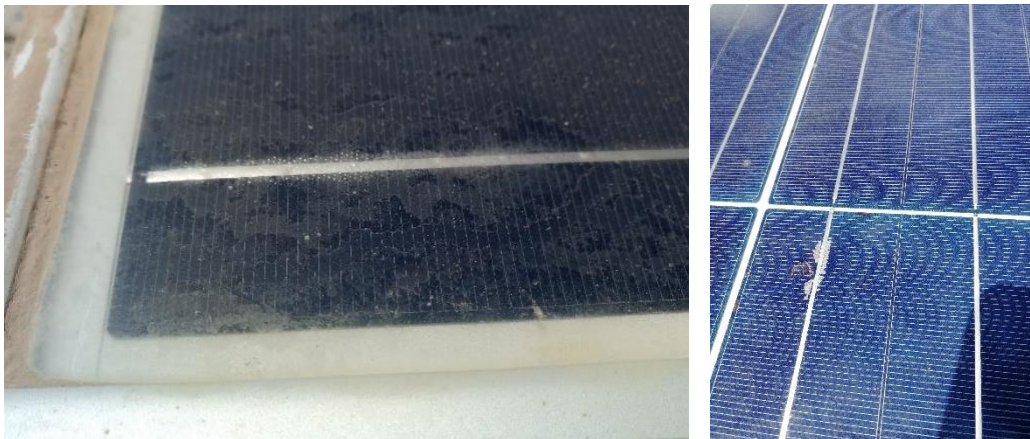


Figure 20: problème de délaminage sur le panneau

Les bulles d'air sont généralement dues aux réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui se retrouvent piégés à l'intérieur de celui-ci. Les bulles d'air rendent plus difficile la dissipation de chaleur des cellules, augmentent leur surchauffe et accélèrent leur vieillissement.

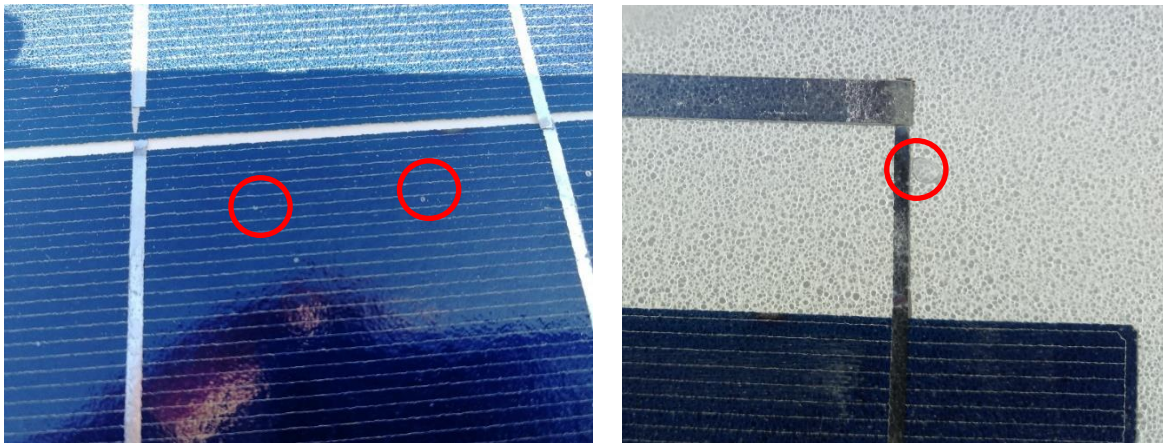


Figure 21: problème de bulles d'air sur les panneaux PV

Le snail track est est l'oxydation des micro fissures présentes sur le panneau sous l'effet de la chaleur, de l'humidité et des rayons UV. Ce phénomène n'a pas lieu tout le temps. Il dépend de la profondeur de la micro fissure.

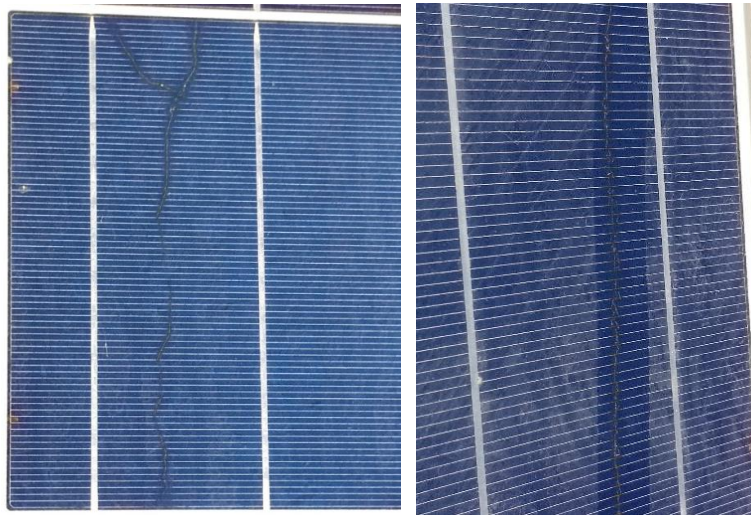


Figure 22: problème de snail track

Lors de la manipulation, du transport ou de l'installation des panneaux, il peut se produire des fissures internes au module au niveau de la cellule. Celles-ci peuvent conduire à une perte de puissance, des hot-spots, une détérioration du module avec risque d'arc électrique (Figure 23).



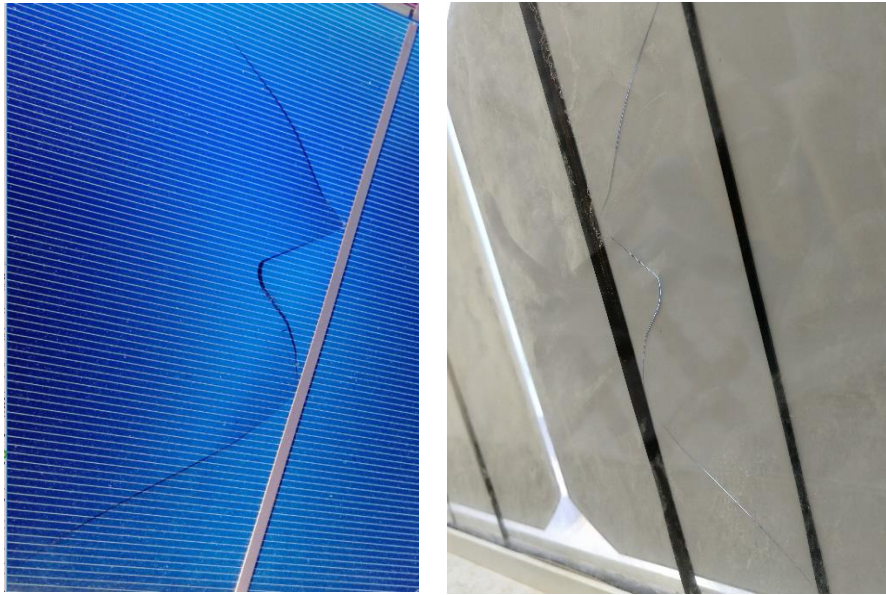


Figure 23: problème de fissuration

Un module PV est une association de cellules en série ou en parallèle. Sa caractéristique varie en fonction de l'éclairement, de la température, du vieillissement des cellules et des effets d'ombrage. La dégradation d'une des cellules mises en série peut provoquer une forte diminution du courant produit par le module. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se comporte en récepteur. Ainsi, elle se retrouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot »

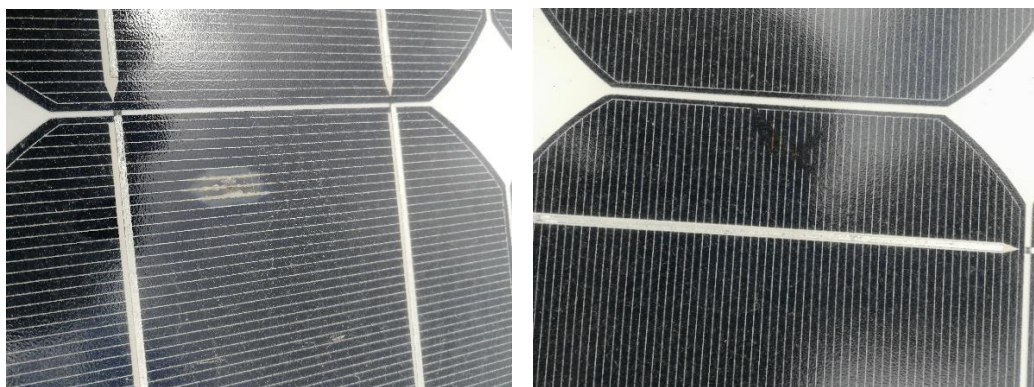


Figure 24: problème de hot spot sur les panneaux

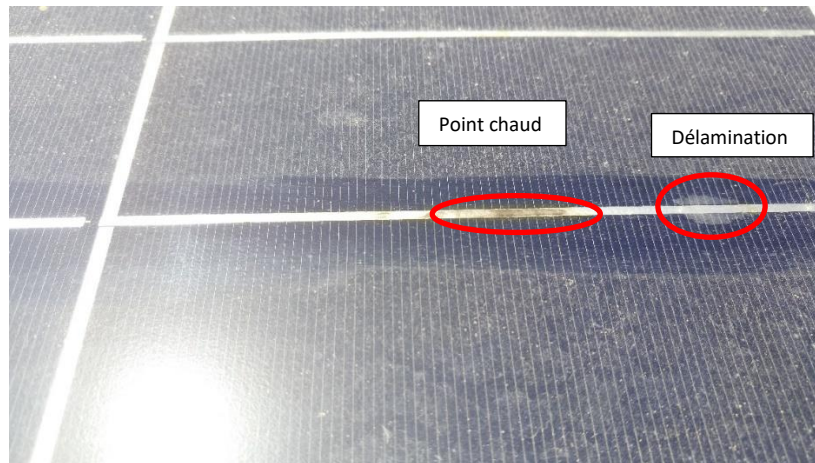


Figure 25: Problème de point chaud et de début de délamination

Le back-sheet d'un module peut vite être endommagé lors du perçage des profils permettant de fixer les modules sur la structure

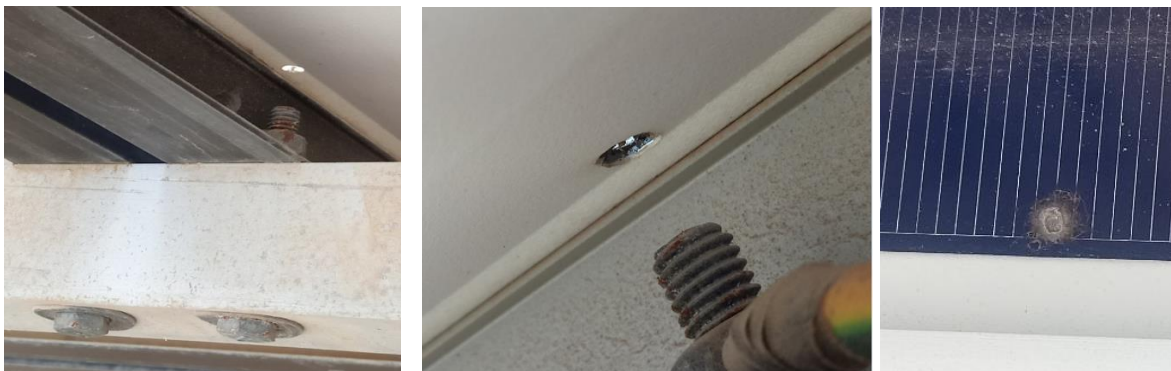


Figure 26: endommagement des modules lors du perçage des profils

### 3.4.2.1. Ombrage

L'ombrage est le premier ennemi d'une installation photovoltaïque. Lorsqu'un ou plusieurs des panneaux photovoltaïques souffrent d'ombrage, même de manière partielle, leur production s'en trouve affectée. En effet, quand une partie d'un groupe photovoltaïque est ombrée, cette partie sous-irradiée peut se trouver polarisée en inverse. Cette partie ne se comporte plus comme un générateur électrique mais comme un récepteur. Elle va donc dissiper une certaine puissance sous forme de chaleur, ce qui va provoquer un échauffement de la zone sous-irradiée. Cet échauffement local peut donner lieu à des points chauds (Hot Spot) qui peuvent endommager la zone affectée et dégrader définitivement les performances du module photovoltaïque. Pour éviter ces effets indésirables, des diodes by-pass sont associées à un sous-réseau de cellules. Les diodes by-pass court-circuitent un groupe de plusieurs cellules (18 généralement)



d'un module photovoltaïque lorsque celui-ci est à l'ombre. De ce fait, la partie de l'installation photovoltaïque mise hors service ne délivre plus d'énergie. La production de l'installation diminue donc. Cette dernière conséquence est étudiée plus loin dans le rapport.

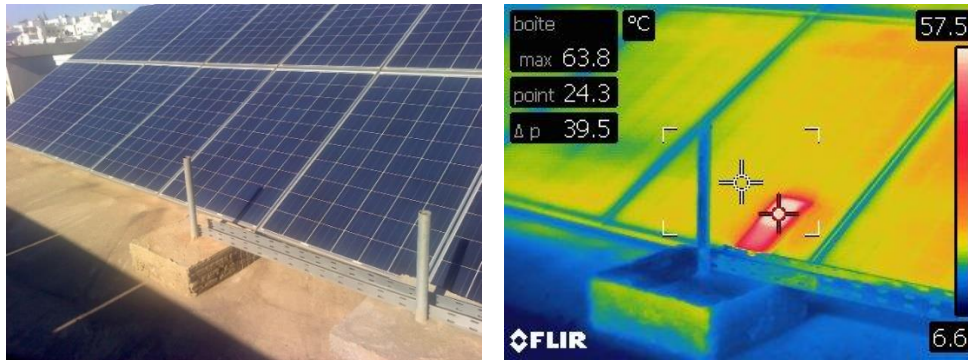


Figure 27: Problème d'ombrage - piquet de parabolé oublié

La Figure 27 montre la présence d'un ombrage, certes pas très important, mais cause quand même un échauffement de deux cellules du panneau. Celles-ci atteignent une température de 63.8° mesurée à la caméra thermique.



Figure 28: problème d'ombrage - Muret

Le fait d'avoir au minimum une cellule PV ombragée, une ou plusieurs diode(s) bypass vont devenir passante(s) et ainsi limiter la perte de production qu'à une partie du module PV (Figure 29).



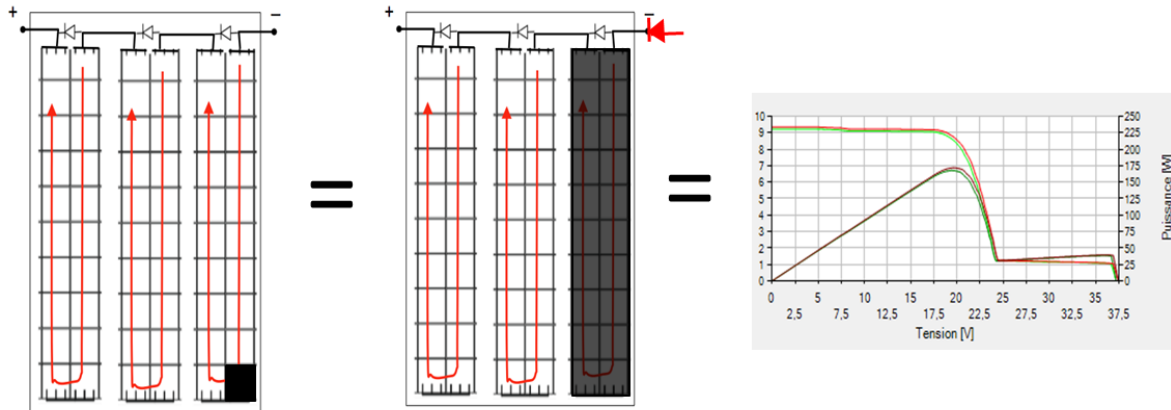


Figure 29: impact d'une cellule ombragée sur tout le module PV

L'activation d'une diode bypass va engendrer une montée en température de cette dernière. Une sollicitation très régulière et prolongée d'une d'entre elles, peut provoquer à terme sa destruction. Ceci implique une diminution de la durée de vie des modules.

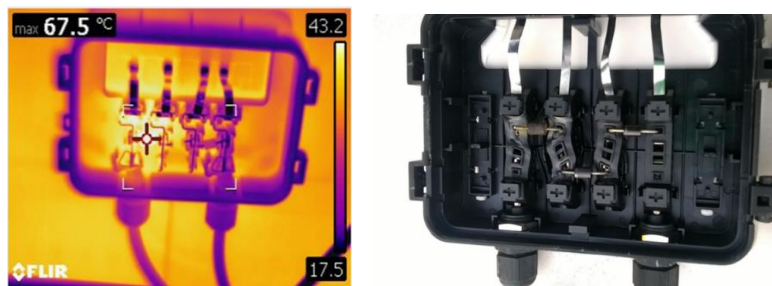


Figure 30: diode défectueuse

La présence de la parabole devant les installations PV est un problème souvent rencontré. Nous voyons bien sur la Figure 31 que le facteur de forme de la courbe I(V) est vraiment faible et égal à 0.64. Ceci est dû à l'ombrage conséquent (au moins 10 cellules ombragées) causé par la parabole. Nous avons fait le test : nous avons enlevé la parabole et remesuré la performance de cette installation en utilisant le capteur Trika. La courbe I(V) reprend son aspect habituel avec un facteur de forme égal à 0.74.

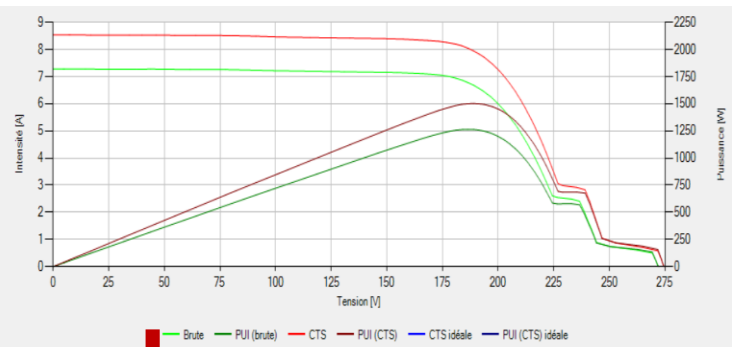


Figure 31: problème d'ombrage - parabole

Un autre exemple d'une installation dont deux modules sont ombragés par un grand arbre. La conséquence est drastique : un facteur de forme de la courbe I(V) de 0.56 et une puissance délivrée de 2956 W pour une installation qui fait 4.1 kWc.

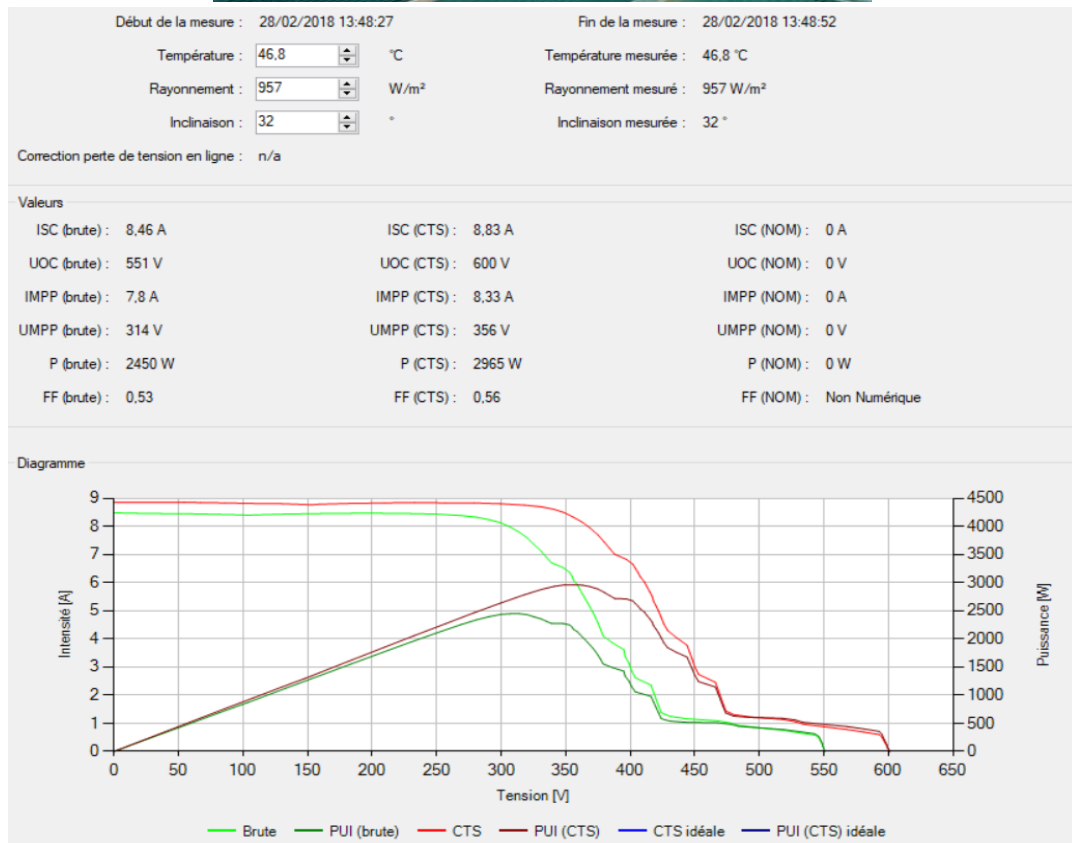


Figure 32: problème d'ombrage - végétation



Figure 33: problème d'ombrage - autres accessoires

Tout type d'ombrage sur une installation photovoltaïque est donc à éviter au maximum pour augmenter la production et la durée de vie des panneaux.

### 3.4.2.2. Nettoyage des modules

Une des contraintes majeures liées aux conditions de fonctionnement des installations PV est l'encrassement. En effet, l'accumulation des grains de poussières sur les modules PV peut affecter grandement leur performance. Afin de garantir le rendement des installations dans le temps, un nettoyage régulier des panneaux s'impose surtout dans les régions affectées par les vents de sable. Cette baisse de rendement peut atteindre les 30%.

La sensibilisation des clients vis-vis de l'importance du nettoyage des modules est très inégale. Certains clients sont bien informés, d'autres pas. Certains le font très bien et d'une manière très régulière et d'autres ne peuvent malheureusement pas le faire à cause de la difficulté d'accès à la toiture ou par négligence.

Les exemples et les causes de l'encrassement des modules sont multiples. Nous vous en exposons dans la suite quelques-uns.



Figure 34: encrassement naturel - sable





Figure 35: stagnation de l'eau sur les modules

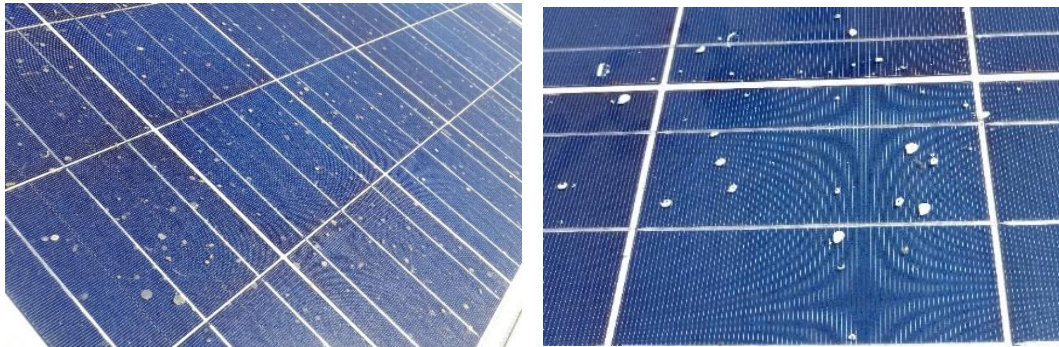


Figure 36: encrassement lié à l'activité humaine - tâches de peinture

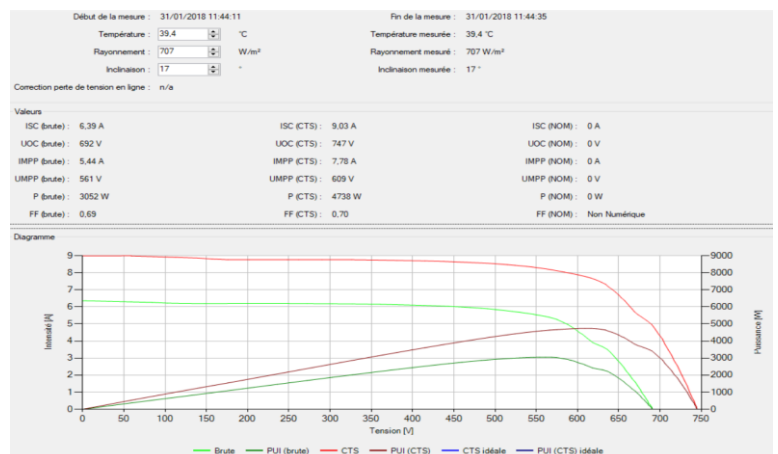


Figure 37: encrassement des modules lié aux excréments des oiseaux

Afin de mieux comprendre l'importance du nettoyage des modules et de son effet sur la production de l'installation, nous avons effectué des tests de nettoyage et comparé les résultats en puissance.

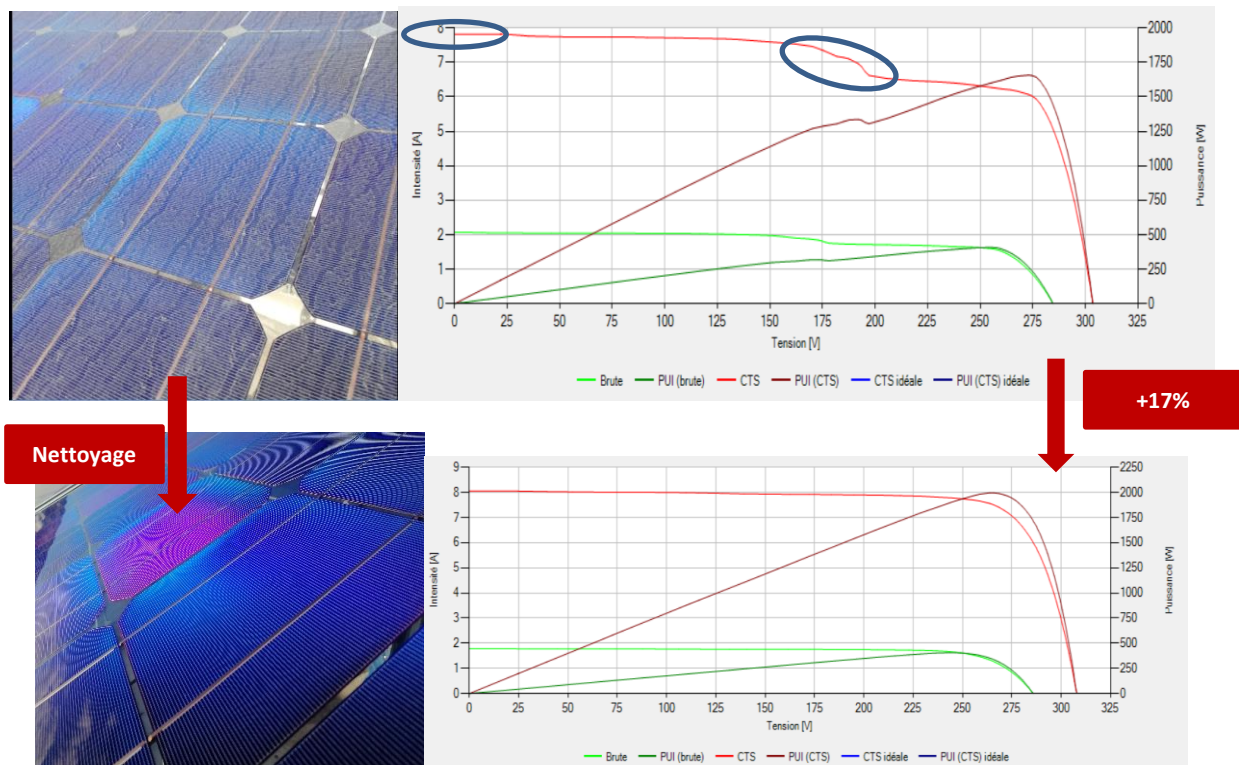


Figure 38: test de nettoyage des modules

Quand les modules sont sales, une puissance de 1657 W est délivrée aux conditions STC contre 1995 W après nettoyage (pour une installation de 2 kWc). Cet effet d'encrassement est mesuré aussi par le facteur de forme qui caractérise la déformation de la courbe I(V) et le déplacement du point MPPT (Maximum Power Point Tracking) : MPPT (7.5A ; 175V) contre MPPT (8A ; 260V).

### 3.4.3. Onduleur

L'onduleur est l'interface située entre les parties DC et AC. Son rôle est, d'une part, de convertir le courant continu généré par le champ PV en courant alternatif injecté dans le réseau. D'autre part, il permet d'ajuster la tension d'entrée pour un fonctionnement à puissance maximale du champ PV.

Les onduleurs installés sont de différentes marques. Certains ne possèdent pas d'écran pour afficher la valeur de la production. Un contrôle du bon fonctionnement de l'installation n'est

donc pas directement possible (sans monitoring) et dans ces cas-là, les clients ne sont forcément pas informés.

Les onduleurs fonctionnent bien jusqu'à des températures ambiantes entre 40 et 50°C. Cependant, il est souhaitable de prendre en considération le fait que l'onduleur produit aussi de la chaleur et qu'il est en mesure de la dissiper. Lorsque la température à l'intérieur de l'onduleur est élevée, les ventilateurs s'enclenchent afin de refroidir l'onduleur. Si la température augmente davantage, l'onduleur réduit sa puissance. C'est pour cette raison qu'il faudra bien protéger l'onduleur du soleil et veiller à garder suffisamment d'espace autour de lui.



*Figure 39: un environnement bien conçu pour les onduleurs*

Le fait de placer l'onduleur et ses coffrets, sans protection vis à vis du rayonnement solaire, ceci va faire monter plus rapidement l'onduleur dans ses limites de température, ce qui pourra provoquer le phénomène d'écroulement. Par la même occasion, les matières plastiques sont vite dégradées par les UV et les écrans d'affichage sont opacifiés (les rendant parfois même illisibles). Un exemple est donné sur la figure Figure 40.





Figure 40: emplacement à éviter (onduleur, coffrets et gaines en plein soleil)

Certains clients souffrent des déclenchements intempestifs des onduleurs. La variation de tension est la première cause du décrochage des onduleurs. Elle est causée par :

- Une variation de charge (faible charge ou pleine charge)
- Une variation de production PV (intermittente)
- Les moyens de compensation et de réglage
- La configuration du réseau principal (dimensionnement du transfo)

Pour pallier à ce problème, différentes solutions existent dans la littérature :

- Le renforcement du réseau électrique
- Les régleurs en charge des transformateurs (côté STEG).
- Les compensateurs d'énergie réactive
- Les pilotages des onduleurs
- Des réglages auto adaptatives des tensions.
- Que la STEG autorise, sur dérogation, l'installateur à dépasser les valeurs VDE avec la participation du fabricant de l'onduleur

#### 3.4.4. Coffrets DC/AC

Le circuit DC est généralement à un niveau de tension supérieur à 120 V. Le câblage peut être donc réalisé sans risque électrique si la procédure d'intervention est bien entendu respectée. Les composants du coffret DC permettent alors de garantir une isolation électrique du système DC vis-à-vis des personnes pendant l'installation et l'exploitation du champ PV.

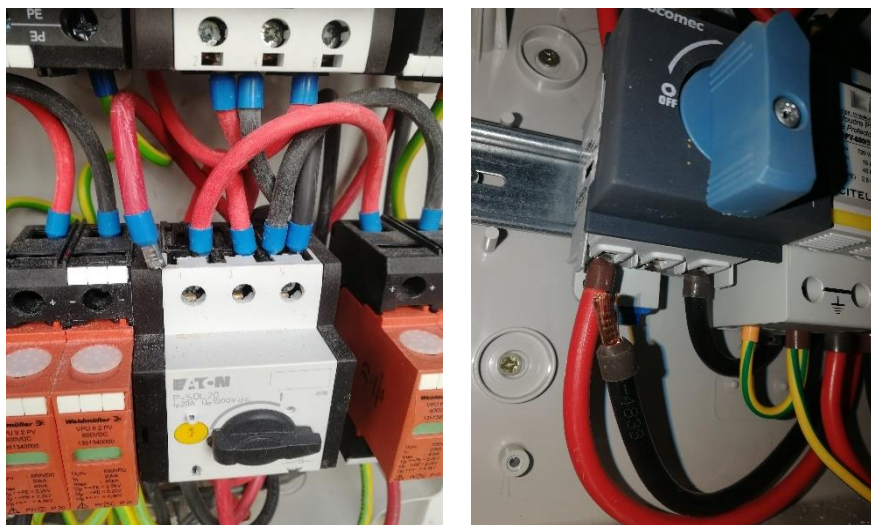


Le coffret AC est destiné à raccorder le champ PV au réseau. Il est composé de :

- un disjoncteur différentiel pour protéger les personnes.
- un disjoncteur pour protéger le matériel
- un parafoudre pour protéger le matériel contre les surtensions.

Par rapport au sens de câblage différentiel/disjoncteur, il est impératif de considérer l'onduleur comme une charge et de câbler le disjoncteur et les équipements par le haut afin d'éviter des ambiguïtés lors du sectionnement des interrupteurs sur la partie sous tension et celle hors tension.

Concernant le serrage des borniers, il est vraiment important de veiller à ce que les borniers soient bien serrés. Ceci touche directement à la sécurité de l'installation. Au moins 53% des installations inspectées ont montré un serrage non suffisant des borniers, pouvant entraîner un amorçage d'arc électrique. Tous ces borniers mal serrés prouvent qu'il n'y a pas eu de campagne de resserage après la mise en service de l'installation, voire même aucune maintenance !



*Figure 41: exemples de mauvais sertissage des embouts*

Les connexions à ressort homologuées pour fil souple semblent la solution technique à privilégier pour répondre aux problèmes des embouts de câblage inadaptés et pour assurer une connexion et un serrage fiable et durable dans le temps.

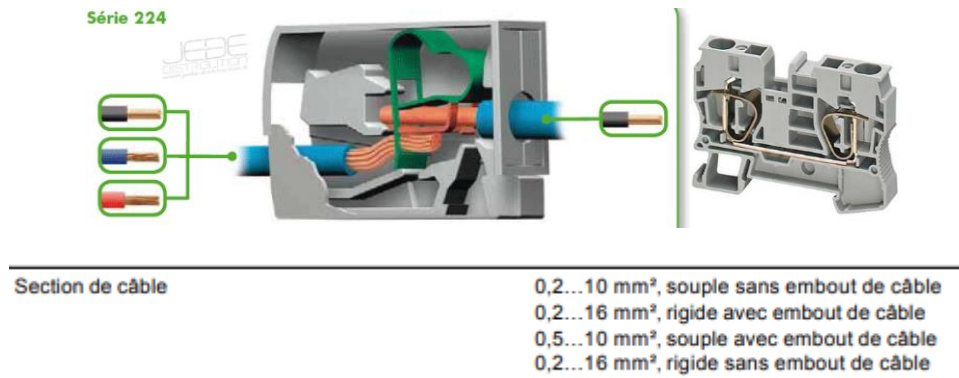


Figure 42: Exemple d produit de serrage à ressort (gamme Linergy de Shneider)

Les modules PV étant des générateurs de courant continu, il est impossible d'interrompre ce phénomène tant qu'ils sont exposés à la lumière. Cependant, le passage du courant alternatif peut causer des micro-vibrations. Le contact peut donc être aléatoire et des arcs électriques peuvent se former (Figure 43). Il y a donc danger d'échauffement voire un départ d'incendie.

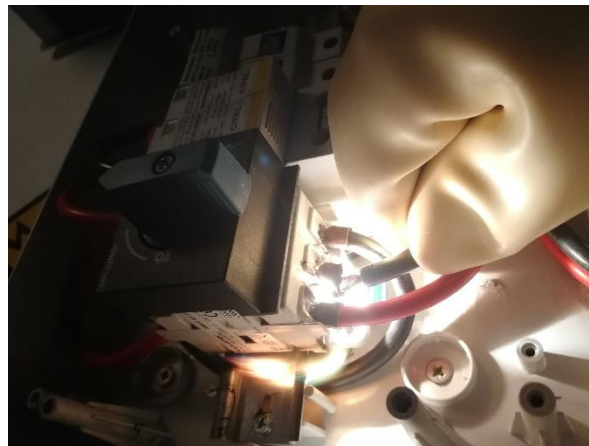


Figure 43: arc électrique causé par un mauvais serrage des borniers

L'échauffement au niveau du contact des borniers mal serrés est visible à la caméra thermique (Figure 44).

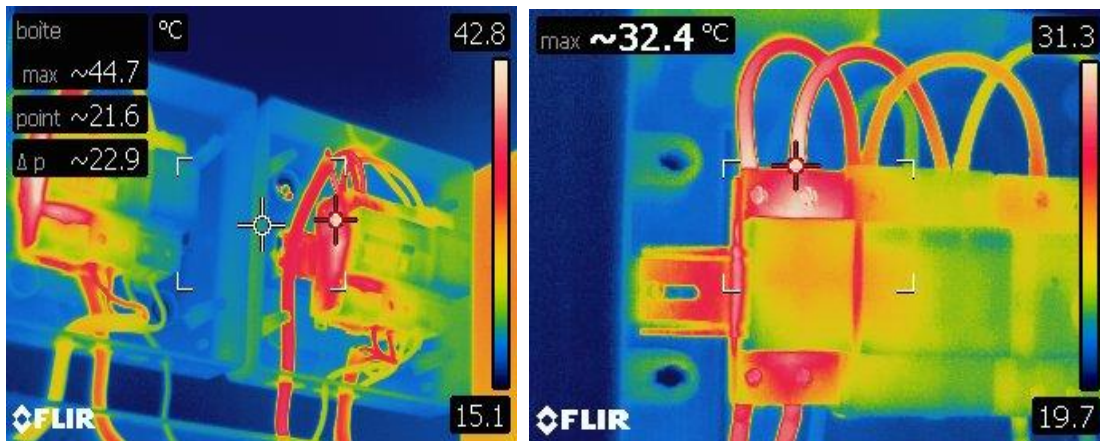


Figure 44: échauffement local causé par un mauvais serrage des borniers

Un autre problème de sertissage des embouts a été rencontré sur le terrain : deux embouts dans une même borne. Les cosses métalliques étroites et les larges collerettes en plastique créent un effet de cône qui tend à expulser un des conducteurs comme illustré sur la Figure 45.

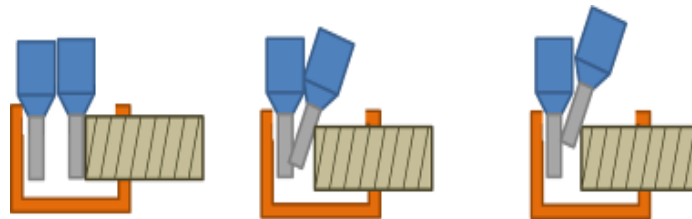


Figure 45: problème de sertissage, deux embouts dans une même borne

Un exemple est donné sur la Figure 46

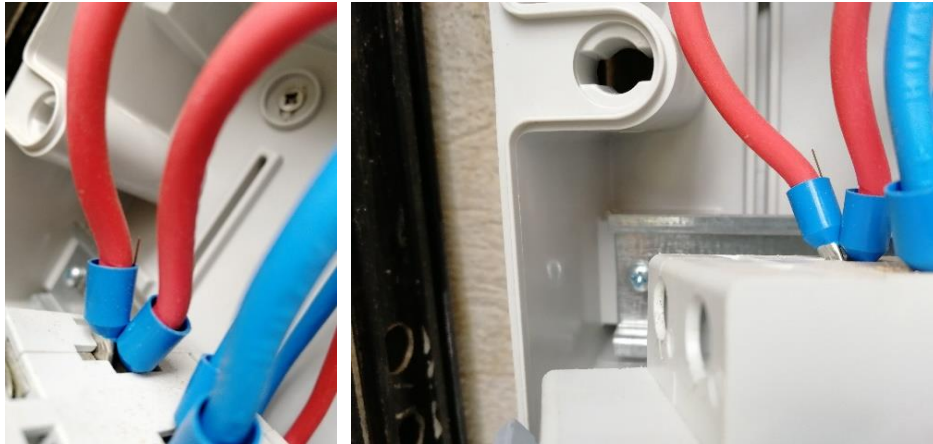


Figure 46: exemple de problème de sertissage des embouts dans une même borne

Pour pallier à ces problèmes, il faudra que l'installateur vérifie d'une manière régulière les connexions au niveau des coffrets. Le sertissage des embouts se fait avec un matériel très spécifique. Ce matériel semble être inaccessible aux installateurs à cause de leur coût assez élevé. Les installateurs se débrouillent alors avec leurs moyens, mais le résultat n'est pas au rendez-vous.

Une attention très particulière est à donner alors aux outils de travail.



Figure 47: pince de sertissage des embouts

### 3.4.5. Raccordement réseau

En général, la partie photovoltaïque d'une installation est faite avec soin mais le raccordement réseau est négligé.



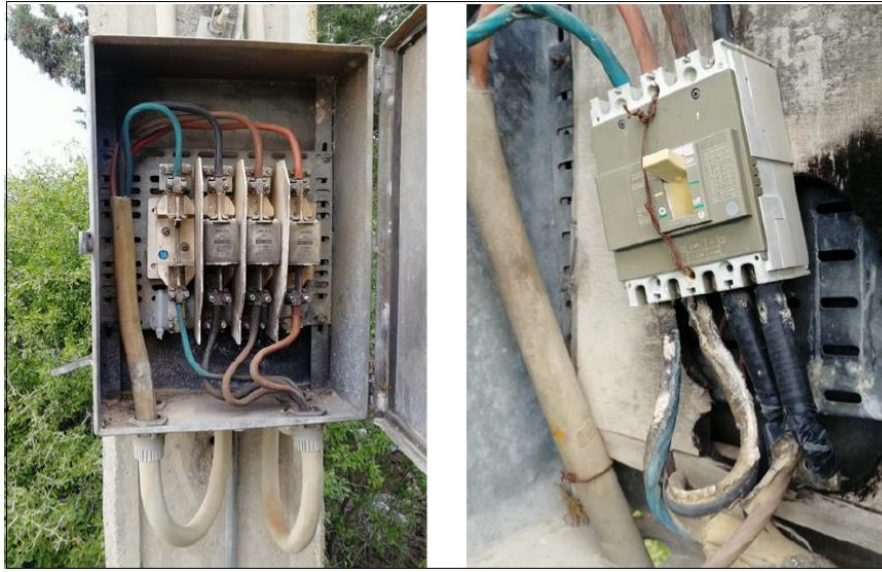


Figure 48: exemples de mauvais raccordement réseau

Les mesures de sécurité sont inexistantes au niveau du raccordement : des câbles suspendus trop souvent desserrés, des boîtiers sans protection IP, non-respect de câblage de neutre,... tout ça dans un environnement très proche d'un accès public. Des exemples sont donnés sur la Figure 49.

Les câbles mal serrés montent en température très rapidement au niveau du contact, jusqu'à fusion. Ce phénomène peut aller très loin jusqu'à la rupture au meilleur des cas ou l'incendie. Des exemples sont donnés sur la Figure 50.

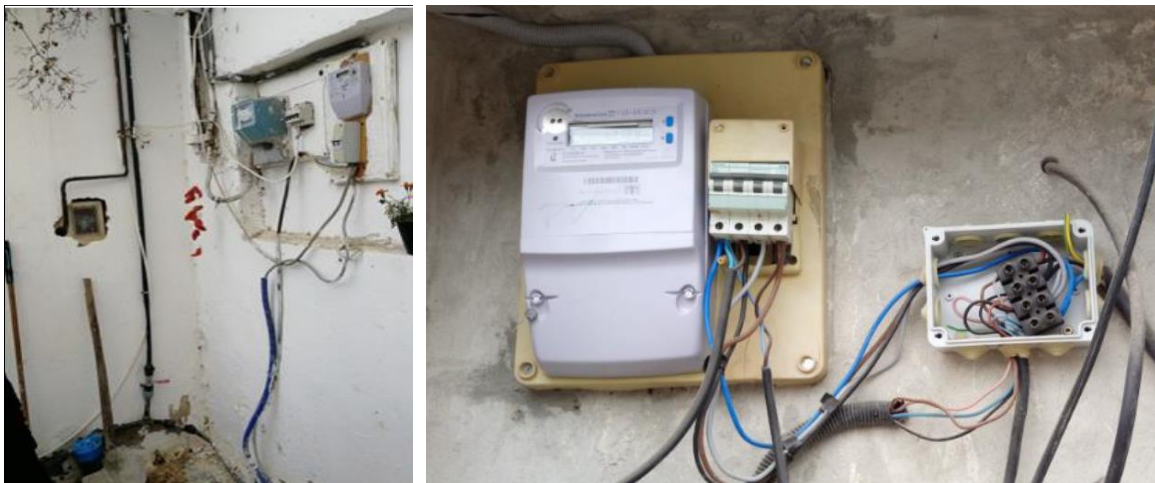


Figure 49 : boîtiers réseau et câbles non protégés



Figure 50 : points chauds et fusion au niveau du raccordement réseau

Tout ceci n'exclut pas le fait que nous avons rencontré des cas où une bonne attention a été accordée au raccordement réseau. Nous donnons des exemples sur la Figure 51.



Figure 51: bons exemples de raccordement réseau

### 3.4.6. Mise à la Terre

La mise à la Terre est essentielle pour la sécurité des installations. Côté AC, elle est essentielle à la protection des personnes en régime TT (Neutre raccordé à la Terre sur le réseau STEG, Masse raccordée à la Terre). Ce qui permet un déclenchement de la protection différentielle en cas de courant de fuite. Côté DC, la protection des personnes est assurée par régime IT. Les polarités sont indépendantes de la Terre, les masses sont raccordées à la Terre pour deux raisons :

- Eviter une différence de potentielle entre deux masses dangereuses pour l'intervenant (tension d'origine atmosphérique, défaut de matériel ou humain).
- Permettre le contrôle de l'isolement côté DC par l'onduleur et signaler ou stopper l'installation en cas de défaut (vigilance indispensable en régime IT pour éviter une électrisation ou un risque d'incendie au deuxième défaut).

Cette mise à la terre (MALT) coté DC sur la structure et les cadres des modules représente une contrainte de réalisation, un temps et un coût non négligeables. Il est donc important d'apporter des réponses simples et fiables à ce problème tel que le précise le référentiel technique en cours de validation.

Nous avons constaté une certaine négligence par rapport à ce point primordial : absence de MALT sur certaines installations, connexions défectueuses sur d'autres (corrosion, serrage,...).





Figure 52: inexistence de la MALT

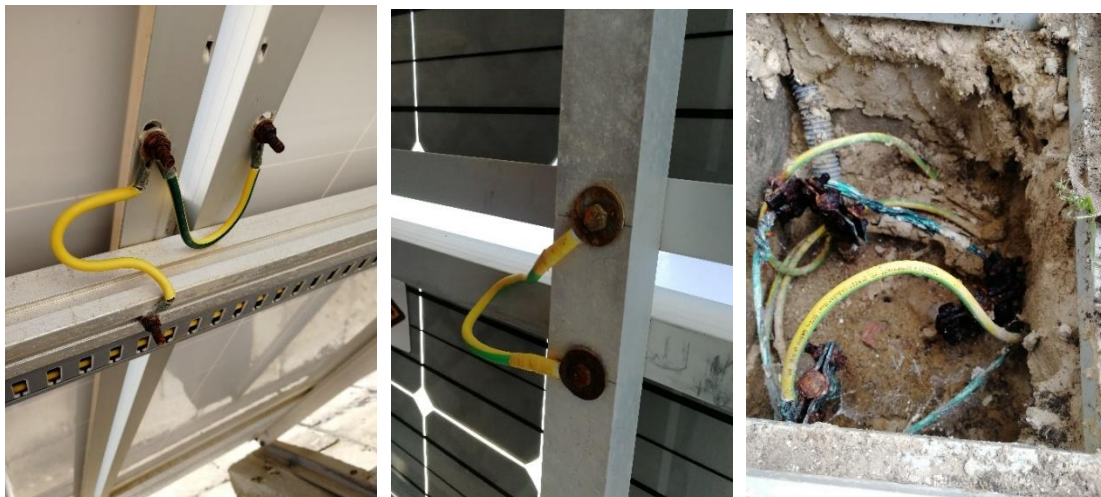


Figure 53: exemples de corrosion au niveau de la MALT

La STEG oblige une résistance de la terre limitée à 10 ohm. Cette valeur est loin d'être respectée. Seulement 26% des installations respectent une résistance de la terre ne dépassant pas les 10 Ohm. Les valeurs très hautes correspondent à des piquets de terre généralement rouillés et en très mauvais état.





Figure 54: exemples de piquet de terre

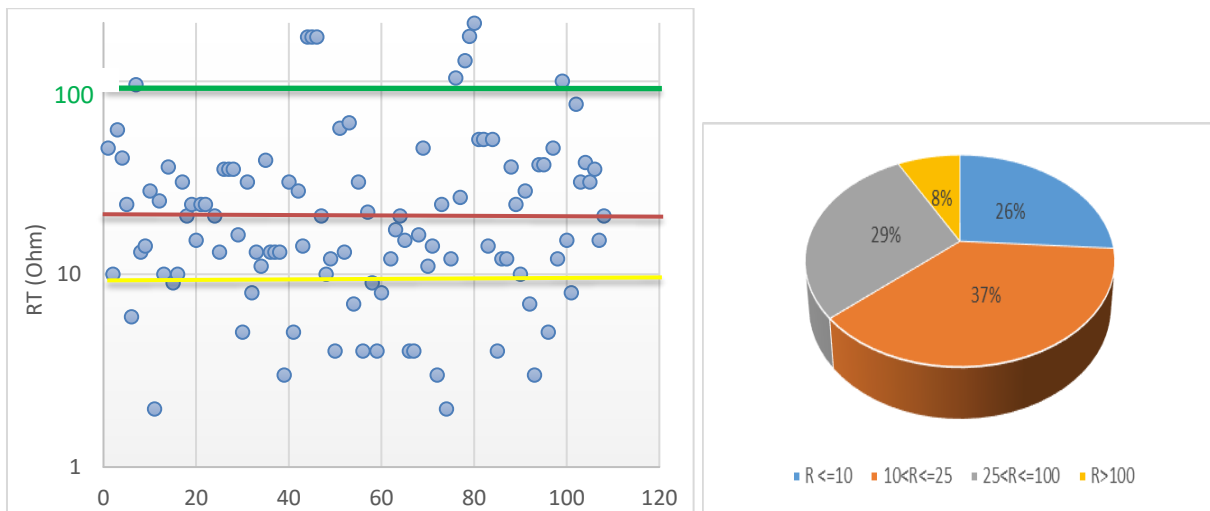


Figure 55: valeurs de résistances de terre mesurées lors des audits

### 3.4.7. Boucle d'induction

En cas de foudre, la tension induite par le champ électromagnétique de la foudre dépend principalement de trois paramètres : la surface comprise entre les conducteurs, la distance d'impact et l'intensité du champ magnétique. Le câblage des modules, des réseaux de terre et de communication doit donc être conçu pour limiter au maximum la présence de boucles : les câbles doivent cheminer ensemble.

Une surtension induite aurait pour conséquence d'endommager l'onduleur. Pour éviter ce problème à la mise en œuvre : « les câbles aller et retour (+ et -) doivent cheminer conjointement » pour limiter les surtensions induites par l'effet de la foudre. Cette consigne

assez simple à réaliser est la plupart du temps bien respectée mais doit faire partie des points à contrôler.



Figure 56: exemples de boucle d'induction

La liaison équipotentielle principale doit cheminer au plus près des câbles DC en particulier lors de la descente à l'onduleur sous peine de faire des boucles d'induction de très grande surface. La surtension induite endommagerait dans ce cas l'onduleur et le champ PV.

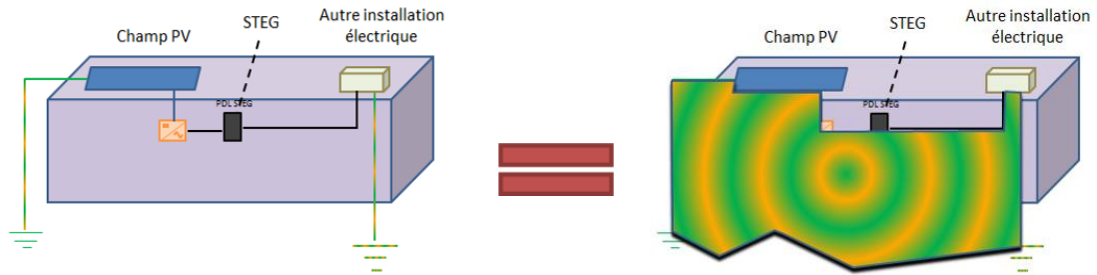


Figure 57: illustration d'une boucle d'induction

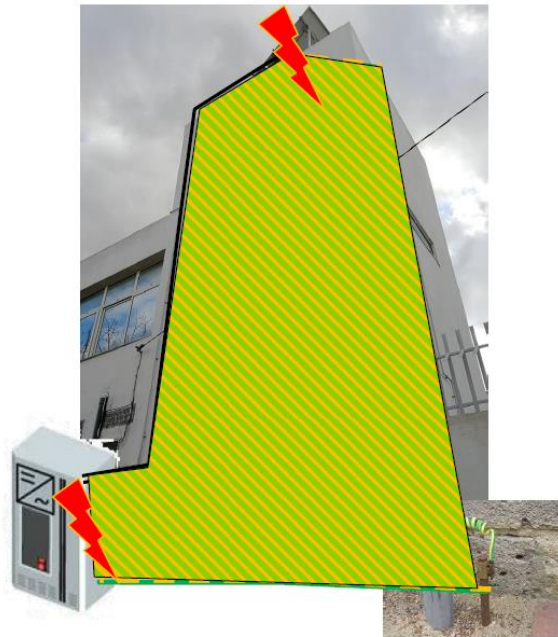


Figure 58: exemple d'une très grande boucle d'induction

### 3.5. Parafoudre

En cas de surtension résiduelle suite à un coup de foudre indirect, il peut être justifié d'ajouter une protection par parafoudre.

Cette protection n'est pas absolue et ne peut assurer une sécurité certaine si :

- les boucles d'induction sont importantes,
- les surtensions sont fréquentes
- en cas de coup de foudre direct
- mauvaise mise en œuvre.

Actuellement les protections par parafoudre sont mises systématiquement quel que soit le lieu, l'environnement ou la taille (et le prix) des installations PV. Ce qui est contraire à la norme NF EN 62305-2 « Protection contre la foudre- Partie 2 évaluation des risques ».

Comme le montre la carte de foudroiement de Tunisie, le risque est relativement faible sur la majeure partie du territoire (zones verte).

Coté DC :

Il ne semble pas nécessaire d'imposer des parafoudres dans ces régions et pour les petites installations (inférieures à 5kWc).

Coté AC :

Conformément à la C15-100 et la C15-712, les parafoudres coté AC sont optionnels sur la plupart du territoire sauf dans les régions du Nord et montagne.

### Niveaux céramiques en Tunisie

Note - Pour obtenir la densité de foudroiement correspondante ( $N_g$ ), il suffit de diviser  $N_k$  par 10.

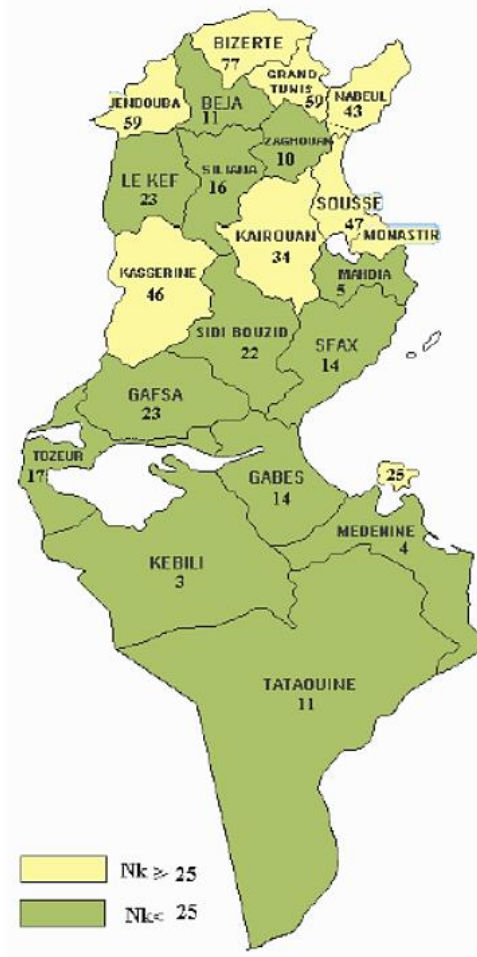


Figure 59: Carte de foudroiement  $N_g$  nb d'impact au  $km^2/an$  ( $=N_k/10$ )



### Rappel C15-712HA

Caractéristique de l'installation	Ng ≤ 2,5 ou Nk ≤ 25		Ng ≥ 2,5 ou Nk ≥ 25	
	Côté DC	Côté AC	Côté DC	Côté AC
Bâtiment ou structure équipé d'un paratonnerre	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1 <sup>(1)</sup>	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1 <sup>(1)</sup>
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Obligatoire Type 2 <sup>(2)</sup>
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Peu utile Type 2	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2

Note : Nk=Ng\*10

Figure 60: préconisation de la norme C15-712

### 3.6. Dimensionnement des installations

Dans une installation photovoltaïque, il est très important de choisir le bon nombre de panneaux solaires associés au bon onduleur. Pour ce faire, il est judicieux de commencer par dimensionner ses strings de panneaux solaires en fonction de la tension maximale présente à leurs bornes ( $V_{oc}$  et  $V_{mpp}$  max). Ces tensions permettront de faire travailler l'onduleur (monophasé ou triphasé) dans une plage optimale pour l'ondulation de la tension. Celles-ci sont définies par le fabricant sur une étiquette collée sur l'onduleur. Une fois cet accouplement réalisé, l'association des modules découlera (série, parallèle). La puissance maximale sous-tirée de l'onduleur sera ainsi optimisée. Si ces critères sur les tensions continues (entrée d'onduleur) sont plus faibles, on parlera d'une installation sous-dimensionnée. L'inverse, en revanche, entrainera des installations surdimensionnées qui risquent de fatiguer sur le long terme les onduleurs PV.

Lors de notre audit, peu de défauts de fonctionnement ont été constatés :

- Aucun défaut destructif n'a été relevé : les tensions  $U_{oc}$   $U_{mpp}$  du générateur PV sont inférieures à celles admises par l'onduleur.
- Les rapports de puissances (entre puissance crête et puissance nominale de l'onduleur) sont les défauts les plus communs : 13% des installations sont sous-dimensionnées.

On rappelle que la puissance crête de l'installation est rarement obtenue (défaut d'ensoleillement ou de température supérieure aux conditions STC). Il est donc optimal de sous dimensionner l'onduleur (10 à 15%).

Le problème est souvent constaté sur les petites installations ( $P_c < 2kW_c$ ) pour lesquelles l'offre des onduleurs est souvent limitée. L'utilisation des micro-onduleurs peut être une solution optimale.

### 3.7. Performance énergétique

La performance d'un système photovoltaïque dépend fortement des conditions météorologiques telles que le rayonnement, la température et la vitesse du vent. Afin de garantir une bonne production d'énergie sur toute l'année, l'installation PV doit être correctement dimensionnée.

Cette performance est représentée par le rapport entre ce que produit l'installation réellement et ce qu'elle devrait produire dans les mêmes conditions. La première valeur est lue sur l'écran de l'onduleur quand ceci est possible et la deuxième est simulée par PVGIS dans les mêmes conditions d'exposition de l'installation.

Globalement, les installations auditées sont très satisfaisantes. 35% des installations sont très performantes, elles produisent plus ce que la simulation PVGIS. Cet écart peut s'expliquer sur les installations les plus jeunes par un décalage entre la date de mise en service et la date de d'enregistrement des compteurs STEG ou, par une irradiation réelle supérieure à la moyenne de la base de données ou encore parce qu'elles bénéficient de conditions particulières comme un fort albédo (terrasse blanche, proximité de la mer, vent...).

Seulement 13% ne produisent pas assez. Les causes d'une mauvaise production énergétique sont diverses. Lors de nos audits, nous avons constatés les problèmes suivants :

- Installations mal exposées, souvent à la volonté du client.
- Onduleurs tombés en panne durant un certain temps.
- Onduleurs en arrêt à cause des travaux dans la maison.
- Présence d'ombrage très proche
- Salissure des modules

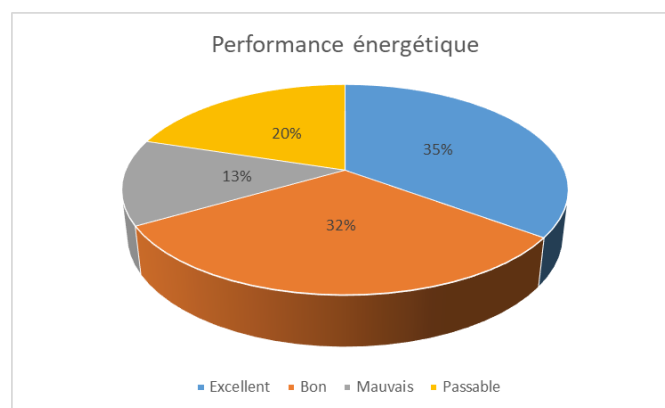


Figure 61: Performance énergétique des installations auditées

Le module photovoltaïque est la composante la plus sensible aux conditions environnementales. Son orientation et son inclinaison sont les deux éléments primordiaux à

étudier et à optimiser pour avoir une bonne production énergétique. Pour ce faire, il existe un outil fiable et gratuit qui permet de calculer le productible. Celui-ci nommé PVGIS, est financé par la commission européenne. Il donne le productible de l'installation en fonction de ses coordonnées GPS, de son orientation et de son inclinaison. Dans les conditions optimales de production (30° d'inclinaison des modules orientés plein Sud), le productible théorique dans tout le territoire tunisien est présenté sur la figure Figure 62. Ce productible varie bien entendu selon l'inclinaison et l'orientation de l'installation. Celui-ci a été calculé pour chaque installation audité en fonction de l'inclinaison et l'orientation des modules relevées sur terrain. Globalement l'exposition des installations est bien réalisée par les installateurs comme représentée sur la figure Figure 63 (optimal inclinaison 30° ; Azimut 0°).

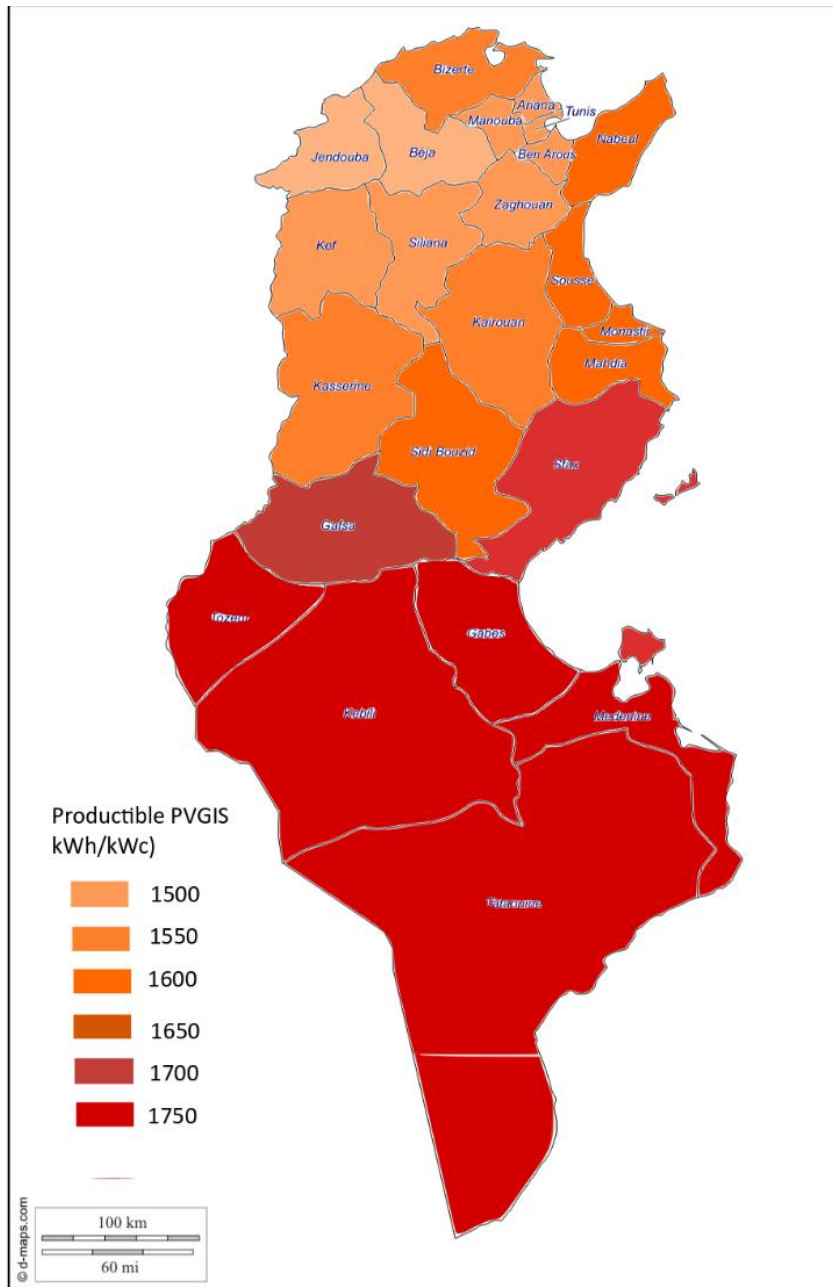


Figure 62: Carte du productible théorique en Tunisie selon PVGIS



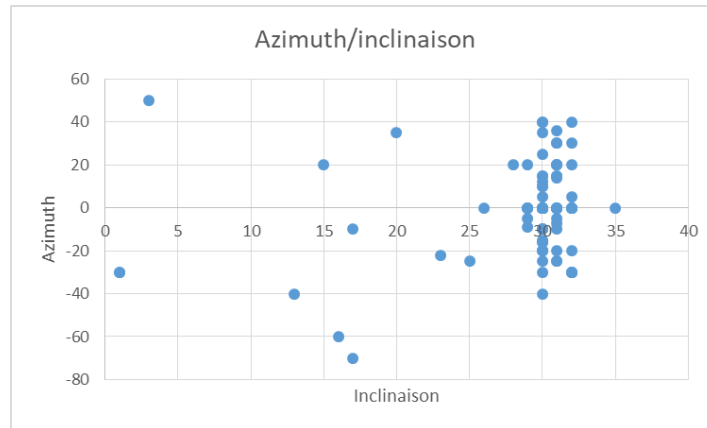


Figure 63: expositions des modules relevées sur site

Certaines installations, loin de cet optimal, sont justifiées par des contraintes techniques intrinsèques du bâtiment ou par la volonté du client. Cependant ces critères de performance autres que solaires doivent être pris en compte et évalués à leur juste valeur. En effet, nous verrons que le fait de s'écarter de l'optimal dans une certaine mesure n'a qu'un faible impact sur la production. Par exemple, abaisser la pente de 30° à 15° affecte la production de 4% seulement.

En particulier, trois critères justifiant l'abaissement de l'inclinaison des modules sont:

- L'esthétique (demande du client) : les installations les plus puissantes sont souvent placées sur de grandes maisons somptueuses, modernes ou classiques avec une attente particulière concernant la discrétion des modules en toiture et donc un abaissement de la pente des modules ou une déviation de l'orientation optimale au détriment des préconisations de l'ANME. Une situation parfois délicate pour l'installateur qui se trouve entre les deux interlocuteurs.
- La prise au vent (contrainte technique) : un abaissement de 30° à 15° permet de réduire par deux la prise au vent des modules pour une perte de 4% de production.
- L'optimisation de l'espace toiture (contrainte technique (ombre portée)) : baisser l'inclinaison permet d'augmenter la puissance en toiture tout en respectant l'espacement entre les rangées pour satisfaire les ombres portées entre les rangées.

Pour illustrer les propos voici les pertes engendrées en modifiant l'inclinaison pour un azimuth optimal et un changement d'azimut pour un angle optimal :

**Pertes en fonction de l'inclinaison pour un azimut optimal (plein sud)**

45° 1570 kWh/kWc → -2%  
 40° 1590 kWh/kWc  
 33° (plein sud) 1600 kWh/kWc à Tunis  
 25° 1590 kWh/kWc  
 20° 1570 kWh/kWc → -2%  
 15° 1540 kWh/kWc  
 10° 1510 kWh/kWc → -6%  
**<10° problème d'encrassement**  
 Estimation PV Gis

**Pertes en fonction de l'azimut pour une pente optimale**

0° (plein sud) 1600 kWh/kWc à Tunis  
 10° 1600 kWh/kWc  
 15° 1590 kWh/kWc  
 20° 1580 kWh/kWc  
 25° 1570 kWh/kWc  
 30° 1560 kWh/kWc → -2,5 %  
 35° 1550 kWh/kWc  
 40° 1530 kWh/kWc  
 45° 1520 kWh/kWc → -5%

Inclinaison \ Orientation	0°	30°	60°	90°
Est	0,88	0,82	0,68	0,46
Sud-Est	0,88	0,94	0,85	0,59
Sud	0,88	0,99	0,9	0,6
Sud-Ouest	0,88	0,94	0,85	0,59
Ouest	0,88	0,82	0,68	0,46

Figure 64: production photovoltaïque en fonction de l'orientation et de l'inclinaison

L'influence de l'exposition du module se retrouve sur la production de l'installation.

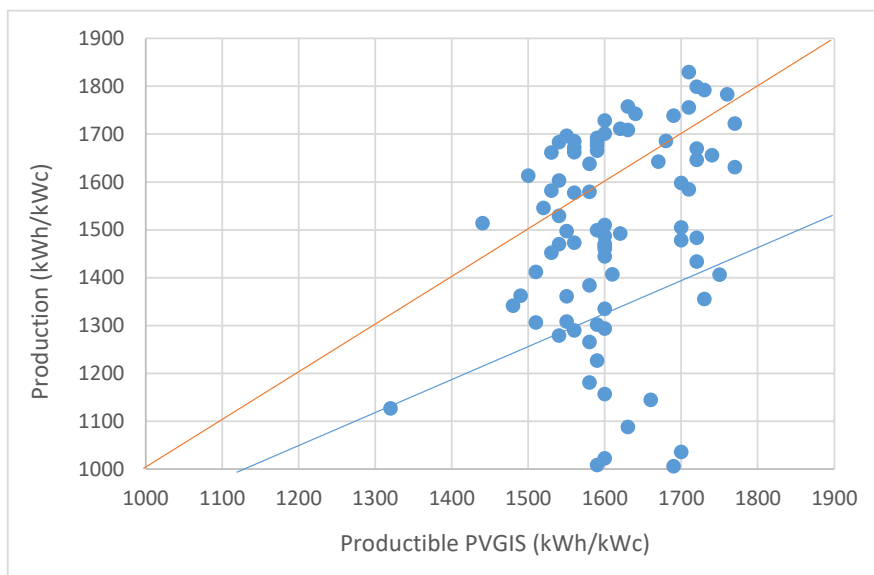


Figure 65: production réalisée vs productible attendu.

En conclusion, il est possible d'avoir des productions satisfaisantes dans une grande plage d'exposition sous réserve que :

- Le client doit être informé de la perte engendrée par une simulation type PVGIS à minima.
- Cette orientation est à nuancer en particulier avec le masque solaire du site.
- Précaution lorsque l'exposition et l'orientation ne sont pas optimales
- Attention à l'encrassement des modules sur des inclinaisons faibles (<10%)

La figure Figure 66 montre un exemple d'encrassement pour une installation à l'horizontale. A éviter absolument (pente minimum 10°).



Figure 66: installation à l'horizontale suite à la demande du client : 15% de perte de production

Afin de mieux voir et comprendre la performance des installations, nous avons réalisé des tests de performance ratio lorsque les conditions météorologiques le permettaient. Ce test consiste à relever la valeur de la puissance instantanée affichée par l'onduleur en fonction de l'irradiation.

La figure Figure 67 montre l'écart de production (différence entre la production réalisée et le productible) en fonction du performance ratio corrigé en température.

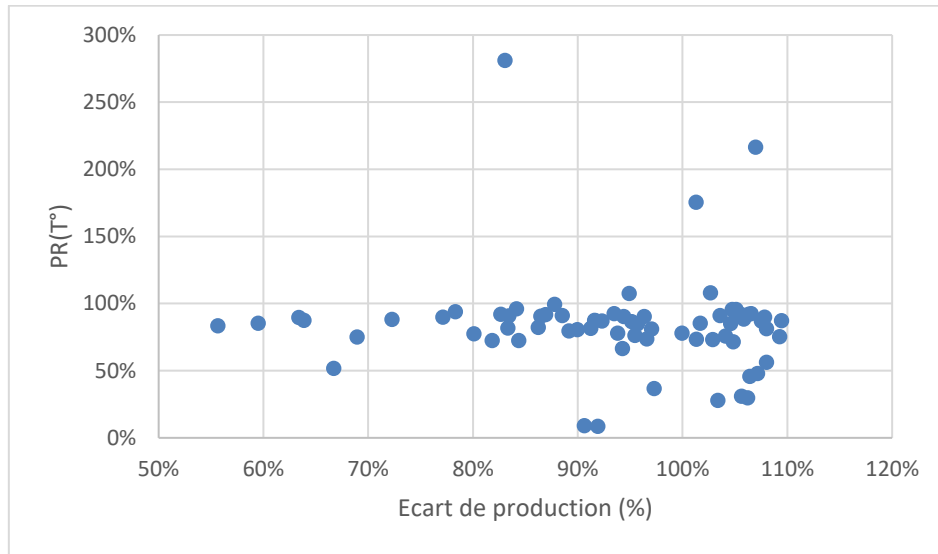


Figure 67: Ecart de production en fonction du performance ratio

Le performance ratio corrigé en température a une valeur moyenne de 82%.

### 3.8. Rentabilité économique

D'après les résultats de production et les données fournies par les partenaires, le prix du watt crête a baissé entre 2011 et 2016.

Le prix du watt crête est calculé comme suit :

$$\text{prix } (DT/Wc) = \frac{\text{Investissement après subvention } (DT)}{\text{Puissance crête de l'installation } (Wc)}$$

Les clients bénéficient d'une subvention de l'état comprise entre 20% et 30%.



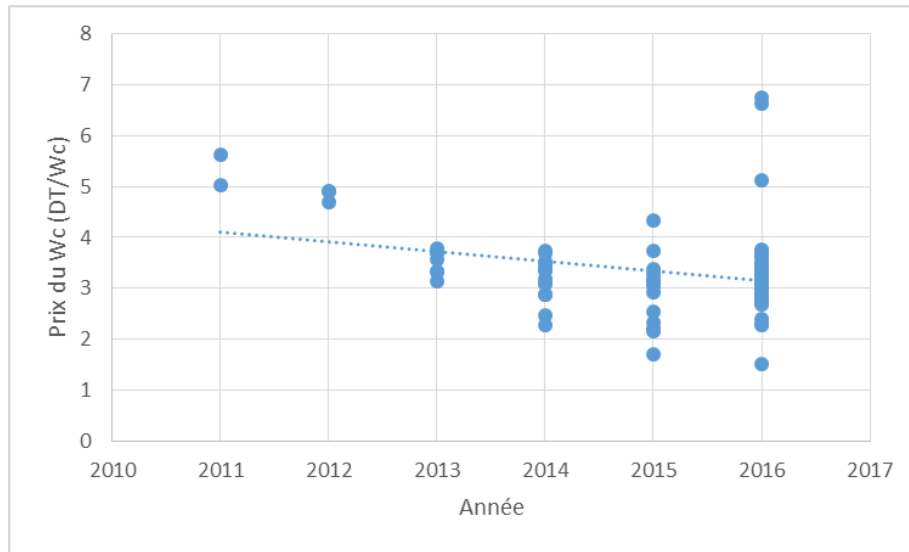


Figure 68: évolution du prix du Wc entre 2011 et 2016

Le temps de retour brut TRB est un indicateur qui permet d'exprimer le retour sur investissement d'un projet. Il est exprimé en années selon la formule suivante :

$$TRB = \frac{\text{investissement après subvention (DT)}}{\text{énergie produite (kWh/an)} * \text{tarif du kWh solaire (DT/kWh)}}$$

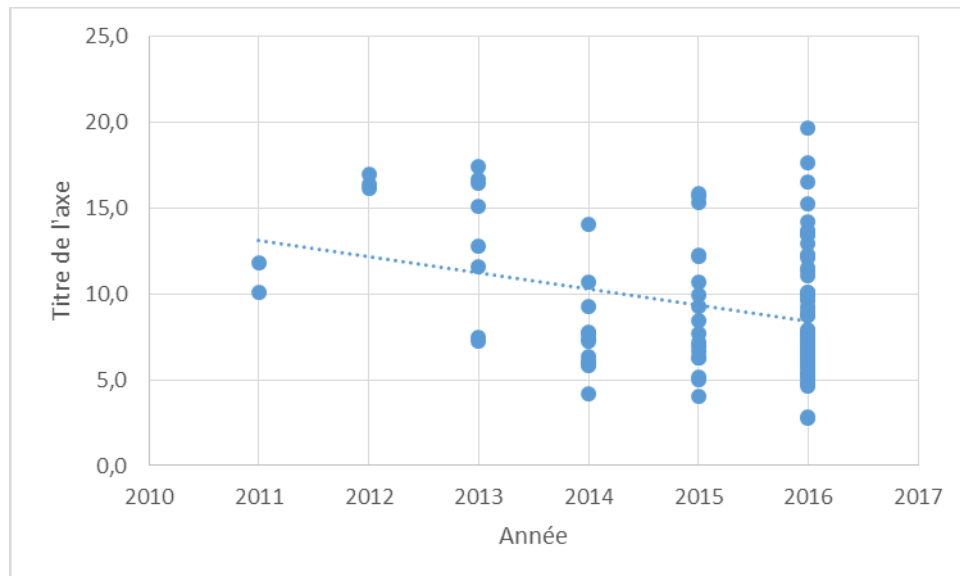


Figure 69: évolution du temps de retour brut après subvention

Le TRB après subvention varie entre 2.7 et 19.7 (seulement les installations en bon état de fonctionnement sont considérées) années entre 2011 et 2016. La subvention allouée aux installations PV permet d'améliorer de 20 à 30% le TRB.

La figure Figure 69 montre l'évolution du temps de retour brut après subvention. Celui-ci a baissé d'à peu près 40% entre 2011 et 2016. Ceci concerne bien évidemment les installations qui fonctionnent normalement.

Le prix du revient du kWh photovoltaïque (PR) signifie le prix du kWh unitaire produit par l'énergie solaire. Il est exprimé en €/kWh et calculé comme suit :

$$PR = \frac{I * (Ka + Km)}{Ea}$$

Avec : Ea : énergie annuelle produite (kWh/an)  
 Ka : coefficient d'actualisation  
 Kem : coût de la maintenance  
 I : investissement initial (DT)

Nous supposons que Kem = 0 (absence de la prestation de maintenance des installations PV auditées).

$$Ka = \frac{t * (1 + t)^n}{(1 + t)^n - 1}$$

Avec : t est le taux d'actualisation de l'argent.  
 N : nombre d'années d'exploitation, ce qui correspond à l'âge de l'installation.  
 Nous supposons que t = 5% en Tunisie.

Si le prix de revient est inférieur au tarif d'achat du kWh solaire, l'installation est rentable.

Pour une durée de vie n=30 ans (nombre d'année d'exploitation de l'installation PV), le prix de revient moyen est de 200 millimes.

Un autre critère qui permet d'étudier la rentabilité des installations est le TEC (Taux d'enrichissement du Capital). Celui-ci représente la recette globale à l'instant t=0 divisée par l'investissement initial :

$$TEC = \frac{Ea * Ta}{Ka * I} - \left(1 + \frac{Kem}{Ka}\right)$$

Avec Ta est le tarif du kWh (DT/kWh)

Si TEC > 0, l'installation est alors rentable. La rentabilité est encore meilleure si TEC > 0.3.  
 Pour l'ensemble des installations auditées, toutes les installations ne sont pas rentables au jour d'aujourd'hui. C'est normal puisque les plus vieilles installations auditées (âge moyen de 7 ans) ont un TRB moyen de 10.8 ans.

Nous avons fait une simulation de TEC pour un nombre d'années d'exploitation égal à 10 ans. Nous avons trouvé que la majorité des installations ont un TEC positif voire supérieur à 0.3. La rentabilité des installations est donc atteinte à partir de 10 ans en moyenne d'exploitation. Ceci est conclu aussi au niveau du prix de revient qui devient moins cher par rapport au prix du kWh solaire au bout des 10 ans de service.

### **3.9. Analyse du réseau**

Nous avons pris le soin de prendre des mesures de tension pour évaluer la qualité du réseau électrique en chaque point de raccordement. Nous allons distinguer ces mesures en deux catégories différentes : les mesures pour les installations monophasées (tension simple V) et les mesures pour les installations triphasées (tension composée entre phases U).

Concernant les mesures monophasées, nous constatons régulièrement des montées de tension au point de pénétration de générateur PV. Ceci reste globalement dans la fourchette de tension tolérée par la norme (+/- 10%).

Pour les installations triphasées, nous trouvons régulièrement des installations déséquilibrées. Ces déséquilibres parfois importants induisent des tensions qui sortent des tolérances (aussi bien sur la partie basse que la partie haute de la tension acceptée par le réseau).

Suite aux problèmes remontés par certains clients sur des cas de déconnexions intempestives, il serait intéressant de monitorer la tension réseau à ces points de raccordement pour trouver des solutions aux phénomènes observés.

## **4. Questionnaire clients**

Lorsque les circonstances le permettaient, nous avons posé des questions aux clients pour recenser leur intérêt à la technologie photovoltaïque et leur appréciation globale de l'installation.

Les résultats du questionnaire sont présentés sur la Figure 70



Figure 70: Résultats du questionnaire clients



La facture d'électricité semble être un vrai casse-tête chez les tunisiens. Avec l'augmentation, d'une part, des prix de l'électricité et d'autre part, de la consommation électrique, 71% des clients interrogés ont eu recours aux énergies renouvelables afin de baisser leurs factures. La logique écologique semble avoir un moindre intérêt dans la communauté.

La méthode du « bouche à oreilles » fonctionne très bien, dans la mesure où 66% des clients ont choisi leur installateur grâce à des recommandations. Cela a ses fruits puisque 93% des clients sont satisfaits du travail et de la communication avec leur installateur.

Les clients interrogés ont, néanmoins, exprimé un faible intérêt à leurs installations. Il n'y a qu'un peu plus que la moitié des clients (53%) qui relèvent régulièrement la production photovoltaïque.

Très rares sont les clients qui connaissent la rentabilité de leur installation (seulement 24%). Cette notion est méconnue, soit parce que l'installateur n'a pas fourni l'information dans le dossier technique de l'installation, soit parce que le client n'a pas cherché à comprendre l'information.

Les installateurs proposent aux clients un contrat de maintenance durant les 2 années qui suivent la mise en service de l'installation. Cet engagement n'est pas toujours respecté vu que seulement 29% des clients ont déclaré que la maintenance de leurs installations est faite régulièrement.

Nous avons évoqué précédemment que la propreté des modules est primordiale pour assurer une bonne production. Cependant, il n'y a que 53% des clients qui les nettoient régulièrement (de 1 à 6 fois par an). Les 47% restants ne veulent pas toucher aux modules de peur de les abimer ou alors parce qu'ils craignent le courant électrique ou tout simplement parce qu'ils ne savent pas ce qu'il faut faire.

En conclusion, les clients sont globalement satisfaits et contents d'avoir investi dans tel projet. Ils recommanderont à 96% autour d'eux de faire des installations PV.

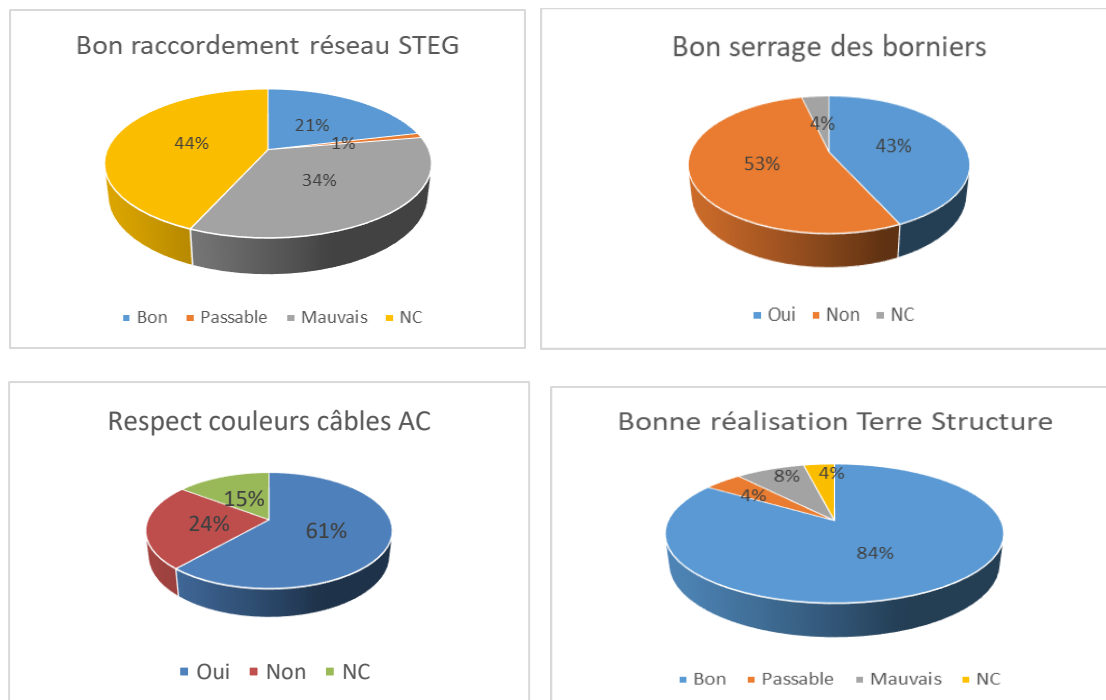
L'information n'est quand même pas clairement transmise au client pour maintenir son installation en bon état.

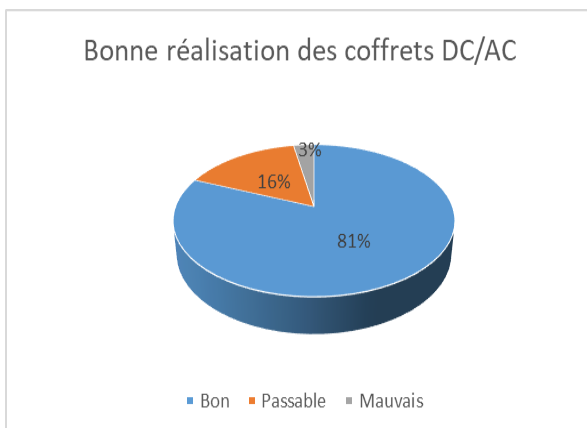
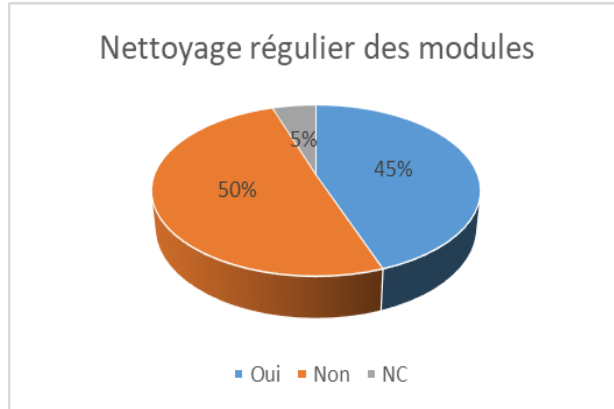
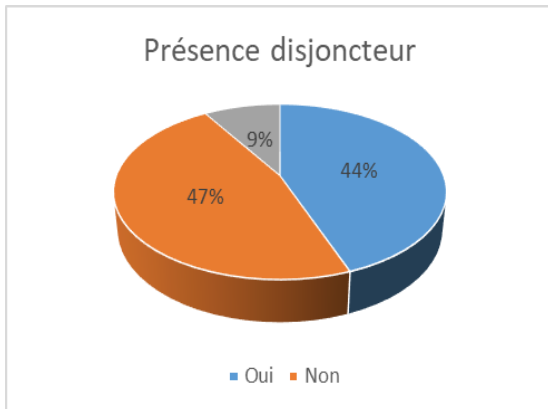
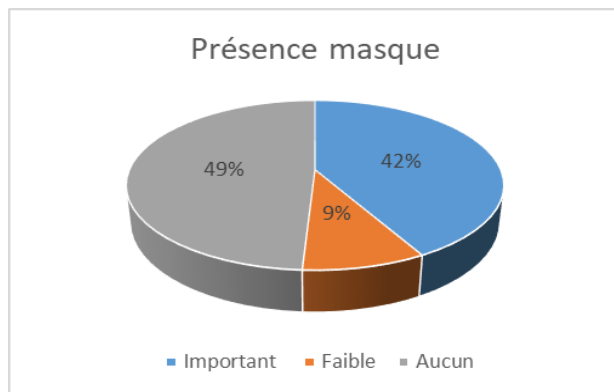
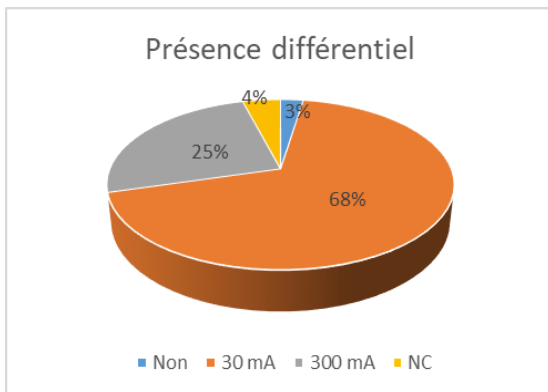
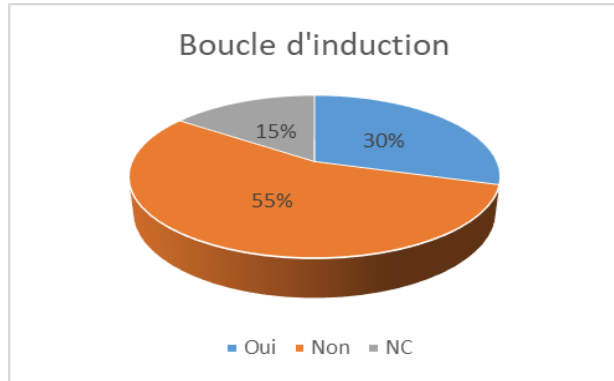
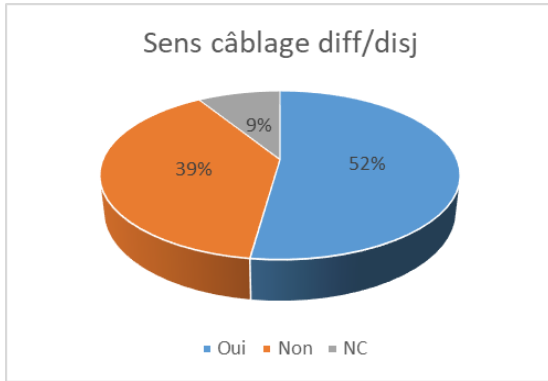
## 5. Points de vigilance

En résumé, nous présentons dans cette section les points auxquels il faut rester vigilant. Ces problèmes sont récurrents et méritent plus d'attention de la part des intervenants : agents de la STEG, installateurs et clients.

1. La protection des personnes est une priorité. Veillez donc à ce que vos raccordements réseau soient bien protégés !
2. Les borniers au niveau des coffrets DC/AC doivent être bien serrés.
3. Les couleurs des câbles AC doivent être respectées : le bleu pour le neutre, le vert jaune pour la Terre.
4. Le raccordement au réseau doit arriver par-dessus le disjoncteur.
5. L'onduleur et l'installation domestique doivent être équipés par un différentiel de 30 mA.
6. L'installation doit être équipée d'un disjoncteur
7. La structure sur laquelle reposent les modules doit être bien renforcée (lest, contre ventement).
8. Le masque proche est à éviter : la règle de L=3 H à respecter.
9. La boucle d'induction est à éviter.
10. Les clients sont amenés à nettoyer régulièrement les modules.

Les statistiques de ces différents points rencontrés sur le terrain sont présentés sur la figure ci-dessous.





## 6. Conclusion

La filière photovoltaïque en Tunisie a démarré dans un cadre favorable avec des institutions structurées et des professionnels formés. Le retour d'expérience est plutôt positif même si des compétences et des axes restent encore à développer ou à améliorer à différents niveaux:

- Améliorer les délais administratifs de traitement des dossiers. Ce délai est très inégal entre les différentes régions et districts.
- Bien répartir les rôles selon les compétences des différentes entités : ANME, STEG et bureau de contrôle (qui fait quoi ?).
- Il est préconisé que le client dispose d'un dossier technique de suivi d'installation qui contient les informations suivantes :
  - o Fiche technique des modules installés
  - o Schéma électrique de l'installation
  - o Plan de calepinage
  - o Procédure d'intervention
  - o Fiche de pratiques d'entretien pour bien exploiter son installation
  - o Fiche de suivi des différentes interventions
  - o Fiche de suivi de production

Ceci est indispensable pour pouvoir mener une action de maintenance sur la durée de vie d'une installation PV.

- Le suivi de production d'une installation est une tâche indispensable. Un simple relevé périodique des compteurs avec une comparaison de la production à celle donnée par une simulation PVGIS, suffit pour les petites installations.

En revanche, le suivi de production des installations photovoltaïques peut se faire d'une manière régulière et concrète sur le site BDPV (Base de Données des Installations Photovoltaïques). C'est un site gratuit sur lequel, nous pouvons créer un compte et rentrer les informations d'une installation PV. Le relevé de la production PV est saisi directement sur le site afin de pouvoir comparer la production dans la même région et résoudre des problèmes s'il y en a.

Des fiches de recommandations essentielles sont présentées dans l'annexe 4.



ANNEXE 1 :  
MATERIEL UTILISE



Outils de nettoyage

Caisse à outils

Caméra thermique

Chaussures de sécurité

VAT

Multimètre

Solarimètre KIMO

Solmetric Suneye

Gants isolants

TriKa et TriSen : Traceur de courbe I(V)

Mesureur de Terre

ANNEXE 2 :

FICHE TECHNIQUE D'AUDIT  
UTILISEE SUR TERRAIN



**MISSION D'EXPERTISE 2018  
D'INSTALLATIONS PV  
TUNISIENNES**



N° VISITE		N° SETEG		DATE	__/__/__	DEBUT	__H__	FIN	__H__
GPS	__°__'__" N	__°__'__" E	GOOGLEMAP via SMARTPHONE			OUI		NON	
PHOTO DU SITE	<input checked="" type="checkbox"/>	REMARQUE							
Nbre TOTAL MODULE		Pac TOTALE		REMARQUE					
PHOTO TOITURE PV & FICHE MOD.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	PRESENCE DEFAUT SUR MODULES PV		OUI		NON		
BONNE CONCEPTION STRUCTURE PV	OUI		NON	PROPRETE MODULES PV	OUI		NON		
BONNE FIXATION MODULES PV	OUI		NON	NETTOYAGE REGULIER MODULE	OUI		NON		
BON ETAT Cables PV & Connecteur & JB	OUI		NON	PHOTOGRAPHIE THERMIQUE Module, Connecteur & JB				<input checked="" type="checkbox"/>	
CONTRÔLE ESPACE ENTRE RANGEE PV	H: m	D: m	CONFORMITE / BOUCLE INDUCTION		OUI		NON		
REMARQUE / LEST				REMARQUE					
METEO						Azimuth		Temp ext	↓ °C
RELEVÉ MASQUE		OUI		NON	REMARQUE Proche & Loinain				
CAPTEUR TRI-KA		OUI		NON	CAPTEUR TRI-KA		+	INCLINAISON	°
CAPTEUR TRI-KA		<b>IGP (W/m²)</b>			CAPTEUR TRI-KA		+	Temp Cell	°C
Nbre TOTAL ONDULEUR		Pac TOTALE		REMARQUE					
PHOTO LOCAL OND. & FICHE OND.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ARRET/PANNE/REPLACEMENT		OUI		NON		
OND. N°1 CONFORME & FONCTIONNEL	OUI		NON	OND. N°2 CONFORME & FONCTIONNEL	OUI		NON		
Pac instant		REMARQUE / ERREURS / EVENEMENTS			Pac instant		REMARQUE / ERREURS / EVENEMENTS		
Heures fonct.					Heures fonct.				
Prod. Tot. kWh		CHAINE N°1	CHAINE N°2	CHAINE N°3	Prod. Tot. kWh		CHAINE N°1	CHAINE N°2	CHAINE N°3
Nbre MODULE / Chaîne					Nbre MODULE / Chaîne				
Pac instantanée / Chaîne					Pac instantanée / Chaîne				
<b>MISE HORS SERVICE DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE (AC puis DC)</b>									
MESURE I(V) TRI-KA / OND. N°1	<input checked="" type="checkbox"/>	OUI		NON	MESURE I(V) TRI-KA / OND. N°2	<input checked="" type="checkbox"/>	OUI		NON
REMARQUE				REMARQUE					
COFFRET DC CONFORME & FONCTIONNEL	OUI		NON	COFFRET AC CONFORME & FONCTIONNEL	OUI		NON		
BORNIERS & CONNECTEURS SERRES	OUI		NON	BORNIERS & CONNECTEURS SERRES	OUI		NON		
BON ETAT FUSIBLES & PARAFONDRES DC	OUI		NON	BON ETAT FUSIBLES & PARAFONDRES AC	OUI		NON		
PHOTOGRAPHIE THERMIQUE COFFRET DC			<input checked="" type="checkbox"/>	PHOTOGRAPHIE THERMIQUE COFFRET AC			<input checked="" type="checkbox"/>		
REMARQUE									
COMPTEUR ELECTRIQUE	ENERGIE CONSOMMEE E+/0/1-80 (kWh)			ENERGIE INJECTEE E-/-/2-80 (kWh)					
ANALYSE DU RESEAU	L1/N (V)		L1 / T (V)		T/N (V)		L1 / L2 (V)		
	L2/N (V)		L2 / T (V)		RT (Ohm)		L2 / L3 (V)		
	L3/N (V)		L3 / T (V)		REMARQUE		L3 / L1 (V)		
CONFORMITE ARRIVEE RESEAU	OUI		NON	INVERSION / ORDRE DES PHASES	OUI		NON		
CONFORMITE CABLAGE DIFFERENTIEL	OUI		NON	PIQUET TERRE	Alu		Cuivre	Galva	<input checked="" type="checkbox"/>
REMARQUE									
<b>REMISE EN SERVICE DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE (DC puis AC)</b>									
QUESTIONNAIRE CLIENT REMPLI	OUI		NON	CONTACT & DOCUMENTS TECHNIQUES DU CLIENT	<input checked="" type="checkbox"/>				
REMARQUE / CLIENT									
DISTRIBUTION FLYER BDPV	OUI		NON	CONTACT DE L'INSTALLATEUR	<input checked="" type="checkbox"/>				
REMARQUE / INSTALLATEUR									



ANNEXE 3 :

QUESTIONNAIRE CLIENTS

Questionnaire Client					
Date et heure de la visite		Nom Client			
Pc de l'installation (kwc)		Ref STEG			
Qu'est-ce qui vous a motivé pour mettre en place une installation PV?					
		une logique écologique			
		une logique économique			
		un intérêt pour la technologie			
		une indépendance énergétique			
Sur quels critères avez-vous choisi votre installateur?					
		le prix			
		la qualité			
		les conseils techniques			
		la recommandation d'une connaissance			
		les délais			
La communication avec votre installateur, était-elle claire?					
		très claires			
		assez claires			
		peu claires			
		pas du tout satisfaisante			
Etes-vous satisfait de la procédure administrative?					
		tout à fait satisfait			
		satisfait			
		pas satisfait			
		pas d'avis			
Faites-vous un relevé régulier de la production?					
		jamais			
		avec monitoring			
		régulier	hebdomadaire	mensuel	annuel
		autre (fréquence?)			
Etes-vous satisfait de la production?					
		tout à fait satisfait			
		satisfait			
		pas satisfait			
		pas d'avis			
Connaissez-vous la rentabilité de votre installation?					
		oui	en combien de temps?		
		non	pensez-vous qu'elle est bonne?		
Etes-vous satisfait de la rentabilité de votre installation?					
		tout à fait satisfait			
		satisfait			
		pas satisfait			
		pas d'avis			
Faites-vous de la maintenance de votre installation?					
		non			
		oui	dans le cadre d'un contrat avec l'installateur? (O/n)	périodicité	
			je réalise moi-même? (O/N)	périodicité	
Nettoyez-vous les modules?					
		jamais			
		tous les mois			
		tous les ans			
		autre (fréquence?)			
Recommanderiez-vous autour de vous de faire une installation PV?					
		oui tout à fait			
		assez probable			
		peu probable			
		pas du tout			

ANNEXE 4 :

LES RECOMMANDATIONS

## A L'INSTALLATEUR

- **Visite technique :**

- Relevé de consommation pour une Pc adaptée
- Bien prendre en compte ombrages et obstacles
- Positionnement onduleur
- Estimation du temps de retour client

- **Réalisation**

- Boucle d'induction entre polarités et polarités et terre
- Sertissage des connecteurs (et embouts) avec la VRAI pince homologuée
- Privilégier connecteur à ressort
- Respect des couleurs et au sens de câblage dans les coffrets AC et DC
- Protection différentielle ET disjoncteur
- Dossier technique pour client (caractéristique composant) schéma de câblage, plan d'implantation et câblage
- Carnet de suivi pour client (production et intervention, instruction de sécurité, recommandations d'usage et d'entretien)

- **Informier le client**

- Productible
- Fonctionnement, de principe et composant,
- Suivi de production (mensuel c'est bien, annuel c'est le minimum)

- **Maintenance**

- Campagne de resserrage dans les 6 à 12 mois, vérification de la production /productible/consommation
- Contrôle et analyse fonctionnements avant fin garantie produit (4-5ans)

## AU CONTROLEUR

- **Etude**

- Pc adaptée à la consommation
- Ombrages et obstacles évités ou intégrés à l'étude de productible

- **Installation**

- Boucle d'induction entre polarités et polarités et terre
- Sertissage des connecteurs de liaison (et embouts avec la VRAI pince homologuée)
- Respect des couleurs et au sens de câblage dans les coffrets AC et DC
- Protection différentielle ET disjoncteur
- Dossier technique pour client (caractéristique composant) schéma de câblage, plan d'implantation et câblage
- Carnet de suivi pour client (production et intervention, instruction de sécurité, recommandations d'usage et d'entretien)
- Serrage des borniers à vis

- **Information du client**

- Productible, performance attendue
- Fonctionnement, de principe et composant

- **Maintenance**

- Campagne de resserrage dans les 6 à 12 mois, vérification de la production /productible/consommation
- Contrôle et analyse fonctionnements avant fin garantie produit (4-5ans)



## A L'ADMINISTRATION ET AU SYNDICAT PROFESSIONNEL

- ***Définir des règles***
  - Réalisables
  - Universelles
  - Précises
  - Opérationnelles
  - Équitables
  - Pertinentes
  - Obligation de moyens (pince à sertir)
- ***Traiter efficacement l'information***
  - Sélectionner l'information pertinente
  - Mutualiser les bases de données entre les organismes
  - Améliorer le process continuellement
- ***Donner accès à l'information***
- ***Contrôler l'application des préconisations et de la qualité in situ***

## AU CLIENT

- Contrôle fréquent visuel du bon fonctionnement de l'onduleur
- Relevé mensuel de la production onduleur, (et idéalement injection E-, consommation E+)
- Remplir le dossier de suivi à chaque intervention
- Nettoyer les modules occasionnellement (selon possibilité/sécurité)

ANNEXE 5 :

LES RESULTATS DES MESURES EN  
CHIFFRES











## Détails des installations à N onduleurs

N° visite	Puissance (kWc)	Igp (W/m <sup>2</sup> )	T°©	FF	Pc Trika (STC)	Pac instantannée (W)	Pc(On d)	PR brut	PR (T°)	PR(T°/Pc Trika)
9 bis	10,0	553	25,0	0,77	5159	4320				1,51
	5,0			0,77	2292					
11	12,4	624	22,4	0,78	11349	10510	12480	135%	134%	1,47
	4	624		0,74	3703	2120	4160	82%	74%	0,83
12 bis	15,0	859	32,5	0,62	6546	4340				0,80
	15,0			0,715	6897					
51	7,5	873	37	0,76	2318	1852				0,96
	7,5	873		0,75	2367	1853				0,82
53	10	760	30,4	0,68	2282	6490	10000	85%	87%	3,82
	10	756	30,4	0,72	2349	6490	10000	86%	88%	3,74
59	27,5	595	31,7	-	-	14480	30000	81%	83%	
	27,5	595	31,7	-	-	-	30000			
	27,5	595	31,7	-	-	12530	30000		72%	
	27,5	595	31,7	-	-	10010	20000	84%	86%	
60	7,0	257	22	0,75	6802	5503	7000	306%		3,11
	2,0	264		0,73	1777	1431	2000	271%		2,77
	2,0	265		0,7	1657	-	2000			
	2,0	222		0,8	1995	1291	2000	291%		2,65
	2,0	-		-	-	1308	2000			
61	25,0	103	19	-	-	1769				
	20,0	103	19	-	-	1201				
63	60,0	619	20,8	0,78	19748	11440	19800	93%	92%	0,92
	60,0	648	21	0,77	19876	11690	19800	91%	90%	0,89
	60,0	652	21	0,76	18777	11150	20400	84%	83%	0,90
64	50,0	705	39,4	0,73	49811	31310				0,95
	50,0	701	39,4	-	-	28560				
	50,0	701	39,4	-	-	30410				
71	1,2	83	18	-	-	54	1200	54%	53%	
	3,0	83		-	-	171	3000	69%	62%	
	3,0	83		-	-	203	3000	82%	74%	
96	9,5	939	38,5	0,74	4463	7700	9500	86%	91%	1,94
	2,5	922	38,5	0,71	2368	1959	2500	85%	90%	0,95
	2,5	918	38,5	0,7	2314	1971	2500	86%	91%	0,98
103	8	-	20,9	-	-	-	4000			
	8			-	-	-	4000			
110	5,0	-	-	-	-	-	5000			
	5,0			-	-	-	5000			
	5,0			-	-	-	5000			
120	39,0	296	32,9	-	-	5600	19240	98%	102%	
	39,0	296		-	-	5600	19760	96%	87%	
122	2,0	-	-	-	-	-	1000			
	2,0			-	-	-	1000			

N° visite	Nm / chaîne	Nc	Marque Module	Référence Module	Origine	Pc (Wc)	Ump p (V)	Imp p (A)	Voc (V)	Icc (A)	FF	Δ FF
9 bis		2	SOLUXTEC	DAS MODUL MULTI SERIE FR60	DE	260	30,6	8,5	38,1	9	0,76	1,02
		2	SOLUXTEC	DAS MODUL MULTI SERIE FR60	DE	260	30,6	8,5	38,1	9		
11	16	3	SOLARWORD	SUNMODULE	DE	260	31,4	8,37	38,4	8,94	0,77	1,02
	16	1	SOLARWORD	SUNMODULE PLUS SW 260	DE	260	31,4	8,37	38,4	8,94	0,77	0,97
12 bis		2	TRINASOLAR	TSM -250PC05A	CHN	250	30,3	8,27	38	8,79		
		2	TRINASOLAR	TSM -250PC05A	CHN	250	30,3	8,27	38	8,79	0,75	0,83
51	10	1	SOLARWORLD	SW250 POLY	DE	250	30,5	8,27	37,6	8,81	0,76	1,00
	10	2	SOLARWORLD	SW250 POLY	DE	250	30,5	8,27	37,6	8,81	0,76	0,98
53	10	4	AURASOL	AURAMINATE-	TN	250	31,3	8	38,1	8,7	0,76	0,90
	10	4	AURASOL	AURAMINATE- 60F250	TN	250	31,3	8	38,1	8,7	0,76	0,95
59	20	6	YINGLI SOLAR	YL-250P-29b	CHN	250	29,8	8,39	37,6	8,92	0,75	
	20	6	YINGLI SOLAR	YL-250P-29b	CHN	250	29,8	8,39	37,6	8,92	0,75	
	20	6	YINGLI SOLAR	YL-250P-29b	CHN	250	29,8	8,39	37,6	8,92	0,75	
	20	4	YINGLI SOLAR	YL-250P-29b	CHN	250	29,8	8,39	37,6	8,92	0,75	
60	14	2	SOLAR WORLD	SW250 POLY	DE	250	30,5	8,27	37,6	8,81		
	8	1	LUXOR	LX-250P	DE	250	30,8	8,14	37,31	8,59		
	8	1	NICE	NICE 250	TN	250	31,1	8	37,8	8,4		
	8	1	NICE	NICE 250	TN	250	31,1	8	37,8	8,4		
	10	2	SCHOTT SOLAR	ASI 100	DE	100	30,7	3,25	409	3,85		
61			LUXOR	LX 250P/156-60+	DE	250	30,8	8,16	37,41	8,61	0,78	
			LUXOR	LX 250P/156-60+	DE	250	30,8	8,16	37,41	8,61	0,78	
63	33	2	ATERSA	A-300P	ESP	300	36,5	8,21	44,97	8,89	0,75	1,04
	33	2	ATERSA	A-300P	ESP	300	36,5	8,21	44,97	8,89	0,75	1,03
	17	4	ATERSA	A-300P	ESP	300	36,5	8,21	44,97	8,89	0,75	1,01
64	20	10										
	20	10										
	20	10										
71	4	1	YINGLI	YL300P-35B	CHN	300	35,8	8,37	45,2	8,86	0,75	
	10	1	YINGLI	YL300P-35B	CHN	300	35,8	8,37	45,2	8,86	0,75	
	10	1	YINGLI	YL300P-35B	CHN	300	35,8	8,37	45,2	8,86	0,75	
96	19	2	SOLARWORLD	SW250 POLY	DE	250	30,5	8,27	37,6	8,81	0,76	0,97
	10	1	SOLARWORLD	SW250 POLY	DE	250	30,5	8,27	37,6	8,81	0,76	0,93
	10	1	SOLARWORLD	SW250 POLY	DE	250	30,5	8,27	37,6	8,81	0,76	0,92
103	8	2	NRSOL	LRS60P251	TN	250	31,3	8,05	37,68	8,63	0,77	
	8	2	NRSOL	LRS60P251	TN	250	31,3	8,05	37,68	8,63	0,77	
110	20	1	RECOM	RCM-250-6PB	DE	250	30,2	8,35	37,1	8,92	0,76	
	20	1	RECOM	RCM-250-6PB	DE	250	30,2	8,35	37,1	8,92	0,76	
	20	1	RECOM	RCM-250-6PB	DE	250	30,2	8,35	37,1	8,92	0,76	
120	37	2	IBC SOLAR	IBC POLYSOL 260 CS4	DE	260	31,1	8,37	38,1	8,98	0,76	
	19	4	IBC SOLAR	IBC POLYSOL 260 CS4	DE	260	31,1	8,37	38,1	8,98	0,76	
122	4	1	SOLARWORLD	SW250 POLY	DE	250	305	8,27	37,5	8,81	7,63	
	4	1	SOLARWORLD	SW250 POLY	DE	250	305	8,27	37,5	8,81	7,63	

N° visite	Marque Onduleur	230/400	Référence Onduleur	Pn (W)	Rapport de puissance (Pn/Pc)	Umppt min (V) DC	Umppt max (V) DC	Imax (A) DC
9 bis	ABB	400	PVI-10.0-TL-C	10000	100%	200	850	34
	ABB	230	PVI-5000-TL-C	5000	100%	90	580	36
11	SMA	230	SB4000TL-21	4000	32%	170	500	22
	SMA	230	SB4000TL-21	4000	100%	170	500	22
12 bis	PLATINIUM	230	7200 TL	6300	42%	350	710	21
	PLATINIUM	230	7200 TL	6300	42%	350	710	21
51	SMA	230	SB2500	2300	31%	175	560	10
	SMA	230	SB5000	4600	61%	175	500	30
53	ABB	400	PVI-10,0-TL-C	10000	100%	300	750	34
	ABB	400	PVI-10,0-TL-C	10000	100%	300	750	34
59	ABB	400	TRIO-27,6-TL	27600	100%	200	950	64
	ABB	400	TRIO-27,6-TL	27600	100%	200	950	64
	ABB	400	TRIO-27,6-TL	27600	100%	200	950	64
	ABB	400	TRIO-27,6-TL	27600	100%	200	950	64
60	ABB	400	TRIO-8,5-TL-C	8700	124%	320	800	30
	ABB	230	UNO-2,0-I-OU	2100	105%	200	470	12,8
	ABB	230	UNO-2,0-I-OU	2100	105%	200	470	12,8
	ABB	230	UNO-2,0-I-OU	2100	105%	200	470	12,8
	ABB	230	UNO-2,0-I-OU	2100	105%	200	470	12,8
61	ABB	400	TRIO-27,6-TL	27600	110%	200	950	64
	AURORA	400	TRIO-20,0-TL	20000	100%	200	950	50
63	SMA	400	STP20000TL-	20000	33%	320	800	33
	SMA	400	STP20000TL-	20000	33%	320	800	33
	SMA	400	STP20000TL-	20000	33%	320	800	33
64	KACO		POWADOR 60	49900	100%	480	850	108
	KACO		POWADOR 60	49900	100%	480	850	108
	KACO		POWADOR 60	49900	100%	480	850	108
71	SMA	230	SB 1200	1300	108%	100	320	12,6
	SMA	230	SB 3000	3000	100%	210	560	15
	SMA	230	SB 3000	3000	100%	210	560	15
96	SMA	400	STP8000TL	8000	84%	330	800	15
	SMA	230	SB2100TL	1950	78%	200	480	12
	SMA	230	SB2100TL	1950	78%	200	480	12
103	ABB	230	PVI-4,2-TL-OU	4200	53%	90	580	32
	ABB	230	PVI-4,2-TL-OU	4200	53%	90	580	32
110	SMA	230	SMC 5000A	5000	100%	246	480	26
	SMA	230	SMC 5000A	5000	100%	246	480	26
	SMA	230	SMC 5000A	5000	100%	246	480	26
120	FRONIUS	230	FRONIUS SYN	20000	51%	420	800	33
	FRONIUS	230	FRONIUS SYN	20000	51%	420	800	33
122	SMA	230	SB 1200	1200	60%	100	320	
	SMA	230	SB 1200	1200	60%	100	320	



N° visite	Productible Pvgis (kWh/kWc/an)	Performanc e énergétique (kWh/kWc)	Energie produite (kWh)	Energie produite annuelle (kWh/an)	Δenergie réelle/PVgis (%)	Nbre d'heures de fonctionnement	Energie injectée (kWh)	Energie soutirée (kWh)
9 bis			15277				10652	24992
			7018					
11			30822				21211	20470
			9457					
12 bis			23846				33835	36880
			24987					
51			12877				22729	33287
			21414					
53			34140			8958	18525	94889
			32229			8667		
59			77609			-		
			91635			8302		
			58			800		
			63482			9106		
60			8056			7747		
			3036			4644		
			2406			4122		
61	1500	1147	8188			1360		
			56652		#REF!	10366		
63			88700			11286,91		
			85600			11269		
			90460			11690		
64			177849			13703		
			180682			13731		
			189627			13732		
71			3946			9824	4274	8947
			86082			-		
			11611			-		
96		1597	54913				47365	42620
		1495	13533			14409		
		1418	12831			13978		
103			9781				12439	18887
			9835					
110			7651				11692	30155
			8876					
			8800					
120			55095			7235	44882	45046
			51297			6936		
122			5301			14192	9312	46595
			6383			17106		