

Sur le procédé

## Solterre PV Surimposition

**Famille de produit/Procédé** : Module photovoltaïque rigide en surimposition couverture petits éléments

**Titulaire(s)** : **Société TERREAL**

### AVANT-PROPOS

Les avis techniques et les documents techniques d'application, désignés ci-après indifféremment par Avis Techniques, sont destinés à mettre à disposition des acteurs de la construction **des éléments d'appréciation sur l'aptitude à l'emploi des produits ou procédés** dont la constitution ou l'emploi ne relève pas des savoir-faire et pratiques traditionnels.

Le présent document qui en résulte doit être pris comme tel et n'est donc **pas un document de conformité ou à la réglementation ou à un référentiel d'une « marque de qualité »**. Sa validité est décidée indépendamment de celle des pièces justificatives du dossier technique (en particulier les éventuelles attestations réglementaires).

L'Avis Technique est une démarche volontaire du demandeur, qui ne change en rien la répartition des responsabilités des acteurs de la construction. Indépendamment de l'existence ou non de cet Avis Technique, pour chaque ouvrage, les acteurs doivent fournir ou demander, en fonction de leurs rôles, les justificatifs requis.

L'Avis Technique s'adressant à des acteurs réputés connaître les règles de l'art, il n'a pas vocation à contenir d'autres informations que celles relevant du caractère non traditionnel de la technique. Ainsi, pour les aspects du procédé conformes à des règles de l'art reconnues de mise en œuvre ou de dimensionnement, un renvoi à ces règles suffit.

**Groupe Spécialisé n° 21 - Procédés photovoltaïques**

## Versions du document

Version	Description	Rapporteur	Président
V3	<p>La version V3 annule et remplace l'Avis Technique n° 21/20-69_V2.</p> <p>La version V3 est une révision complète qui tient compte :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· de la forme de l'Avis Technique selon l'Art. 4 du Règlement intérieur de la CCFAT d'octobre 2020,</li> <li>· de l'ajout de tuiles de terre cuite compatibles dans le Tableau 3,</li> <li>· de la mise à jour du domaine d'emploi vis-à-vis de résultats d'essais de résistance au vent selon la norme NF EN 12179,</li> <li>· de correctifs et clarifications apportés au texte et aux figures.</li> </ul> <p>Le Groupe Spécialisé n° 21 a examiné ce dossier le 25 mai 2023.</p>	LE BELLAC David	RAFFALLI Franc

### Descripteur :

#### **Procédé photovoltaïque avec gammes de modules en cours de validité dans la grille téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de la fiche détaillée de l'Avis Technique 21/20-69\_V3.**

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle, sur charpente bois ou fermette industrielle, en surimposition au-dessus de petits éléments de couverture (tuiles de terre cuite compatibles conformément au processus de validation par la société TERREAL, cf. § 2.2.3.3).

Il est destiné à la réalisation d'installations productrices d'électricité solaire.

Il intègre :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s) muni(s) d'un cadre en profils d'aluminium, dont les références et les puissances sont indiquées dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de la fiche détaillée de l'Avis Technique 21/20-69\_V3,
- un système de montage permettant une mise en œuvre en toiture des modules en mode "portrait" ou "paysage". En format "paysage", la mise en œuvre est limitée à 1 seule ligne de modules par champ photovoltaïque.

La mise en œuvre est associée à un écran souple de sous-toiture.

Le procédé utilise systématiquement des micro-onduleurs.

Les charges climatiques admissibles sont définies au § 1.1.1.

La toiture d'implantation doit présenter une longueur de rampant maximale et une pente de toiture comprise entre des valeurs définies au § 1.1.2.

## Table des matières

1.	Avis du Groupe Spécialisé.....	5
1.1.	Domaine d'emploi accepté.....	5
1.1.1.	Zone géographique.....	5
1.1.2.	Ouvrages visés.....	5
1.2.	Appréciation.....	6
1.2.1.	Liminaire.....	6
1.2.2.	Conformité normative des modules.....	6
1.2.3.	Aptitude à l'emploi du procédé.....	6
1.2.4.	Aspects sanitaires.....	8
1.2.5.	Durabilité - Entretien.....	8
1.2.6.	Impact environnemental.....	8
1.2.7.	Fabrication et contrôle.....	8
1.2.8.	Mise en œuvre.....	8
1.2.9.	Modules photovoltaïques.....	9
1.3.	Remarques complémentaires du Groupe Spécialisé.....	9
2.	Dossier Technique.....	10
2.1.	Mode de commercialisation.....	10
2.1.1.	Coordonnées.....	10
2.1.2.	Identification.....	10
2.1.3.	Approvisionnement des composants.....	10
2.1.4.	Livraison.....	10
2.2.	Description.....	10
2.2.1.	Principe.....	10
2.2.2.	Modules photovoltaïques.....	11
2.2.3.	Système de montage.....	12
2.3.	Autres éléments.....	14
2.4.	Dispositions de conception.....	14
2.4.1.	Généralités.....	14
2.4.2.	Caractéristiques dimensionnelles.....	14
2.4.3.	Caractéristiques électriques.....	15
2.4.4.	Spécifications électriques.....	15
2.5.	Dispositions de mise en œuvre.....	16
2.5.1.	Conditions préalables à la pose.....	16
2.5.2.	Compétences des installateurs.....	16
2.5.3.	Sécurité des intervenants.....	16
2.5.4.	Mise en œuvre en toiture.....	17
2.6.	Utilisation, entretien et réparation.....	19
2.6.1.	Généralités.....	19
2.6.2.	Maintenance du champ photovoltaïque.....	19
2.6.3.	Maintenance électrique.....	19
2.6.4.	Remplacement d'un module.....	19
2.7.	Traitement en fin de vie.....	19
2.8.	Fabrication et contrôles.....	20
2.8.1.	Modules photovoltaïques.....	20
2.8.2.	Composants de la structure support.....	20
2.9.	Conditionnement, étiquetage, stockage.....	20
2.9.1.	Modules photovoltaïques.....	20

2.9.2.	Système de montage.....	20
2.10.	Formation.....	20
2.11.	Assistance technique.....	21
2.12.	Mention des justificatifs .....	21
2.12.1.	Résultats expérimentaux .....	21
2.12.2.	Références chantiers .....	21
2.13.	Annexe du Dossier Technique – Tableaux et figures.....	22
3.	Annexes graphiques.....	30

# 1. Avis du Groupe Spécialisé

Le procédé décrit au chapitre 2 « Dossier Technique » ci-après a été examiné par le Groupe Spécialisé qui a conclu favorablement à son aptitude à l'emploi dans les conditions définies ci-après :

## 1.1. Domaine d'emploi accepté

### 1.1.1. Zone géographique

- Utilisation en France métropolitaine, à une altitude maximale de 700 m (et par conséquent hors climat de montagne).
- Les modules photovoltaïques doivent obligatoirement être installés :
  - sur des toitures soumises à des charges climatiques sous neige normale (*selon les règles NV 65 modifiées*) n'excédant pas 752 Pa, et respectant le Tableau 2,
  - sur des toitures soumises à des charges climatiques sous vent normal (*selon les règles NV 65 modifiées*) n'excédant pas 752 Pa.
- Le calcul des charges climatiques appliquées sur la toiture s'effectue conformément au Cahier du CSTB n°3803.
- En fonction des matériaux constitutifs du procédé, le Tableau 1 précise les atmosphères extérieures permises.

### 1.1.2. Ouvrages visés

- Mise en œuvre :
  - sur toitures inclinées de bâtiment neuf ou existant, ne présentant aucune pénétration (cheminées, sorties de toiture, fenêtres de toit...) sur la surface d'implantation des modules photovoltaïques,
  - sur toitures isolées ou au-dessus de combles perdus,
  - sur charpente bois (chevrons bois et liteaux) neuve ou existante, ou sur fermette industrielle en construction neuve uniquement,
  - au-dessus de tuiles de terre cuite compatibles conformément au processus de validation par la société TERREAL. La compatibilité d'une nouvelle tuile de couverture est validée par TERREAL (cf. § 2.2.3.3). Le Tableau 2 liste les modèles de tuiles déjà validés par TERREAL. Les couvertures doivent être conformes aux prescriptions des DTU de la série 40.2 concerné(s) ou aux « Règles professionnelles pour la pose à faible pente des tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief » ou à un procédé de tuile « à pente abaissée » ou « à très faible pente » couvert par un Document Technique d'Application (DTA) favorable et valide (notamment pour la pente, la longueur de rampant et la présence ou non d'un écran souple de sous-toiture).
  - au-dessus d'un écran souple de sous-toiture.
- La toiture d'implantation doit présenter les caractéristiques suivantes :
  - un entraxe maximum entre chevrons ou fermettes de 900 mm,
  - dans le cas de fermette industrielle, uniquement en charpente neuve, avec section minimale de (36 x 97) mm et calcul structural prenant en compte la surcharge du procédé (cf. § 2.4.2) et les charges climatiques pour la conception et le dimensionnement de la fermette, Dans le cas où la méthode de dimensionnement des fermettes ne prend pas en compte les charges ponctuelles générées par le procédé il y aura lieu de considérer les chargements linéiques suivants :

$$q = \text{MAX} \left\{ \begin{array}{l} \left\| \frac{2F}{l} \left( \frac{2l_1 + l_2}{l} - 2 \right) \right\| \\ \frac{2F}{l^2} (2l_1 + l_2) \\ \frac{8F}{l^2} \left[ l_1 + d \left( 1 - \frac{2l_1 + l_2}{l} \right) \right] \end{array} \right.$$

Avec :

- q le chargement linéique [N/m] ;
- F la charge ponctuelle générée au niveau d'une patte de fixation [N]

Avec :

$$F = \frac{Q_{STR} \cdot S}{n_{appui}}$$

Où :

$Q_{STR}$  la combinaison fondamentale des actions aux ELU sur la surface du module photovoltaïque [kN/m<sup>2</sup>] (conformément aux normes NF EN 1990 et 1991-1-1) – attention, la méthode de vérification de la charpente aux Eurocodes diffère la méthode de vérification du procédé photovoltaïque aux NV 65 modifiées, les deux méthodes ne doivent pas être panachées ;  
 S la surface de panneaux photovoltaïque [m<sup>2</sup>] ;  
 $n_{appui}$  le nombre d'appui du système.

- 
- l la longueur de l'arbalétrier [m] ;
- $l_1$  la distance entre le premier appui de l'arbalétrier et la première patte de fixation [m] ;

- $l_2$  la distance entre les deux pattes de fixation [m] ;
- d doit être déterminé comme suit :  
Si  $l_1 < l_3$  alors  $d = l_1 + l_2$  sinon  $d = l_1$   
Où  $l_3$  est la distance entre la deuxième patte de fixation et le dernier appui de l'arbalétrier [m] (Figure 1).
- - Les charges s'exerçant directement sur les fermettes devront également être prises en compte dans le calcul.
  - une seule pente, imposée par la toiture, comprise entre 19 % et 173 % (11 ° et 60 °) dans la limite du respect des pentes minimales imposées par les DTU de la série 40.2 concerné(s) ou par les « Règles professionnelles pour la pose à faible pente des tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief » ou par les DTA de procédé de tuile « à pente abaissée » ou « à très faible pente », des tuiles courantes utilisées.
- Les modules photovoltaïques doivent être issus des gammes de modules indiquées dans la grille de vérification la plus récente qui est publiée avec cet Avis Technique, et dont le n° doit comporter le n° de version du présent document.
- Les modules photovoltaïques doivent obligatoirement être installés :
  - en mode "portrait" ou "paysage",
  - dans le cas d'une mise en œuvre en format "paysage" : uniquement dans des champs photovoltaïques comportant au maximum 1 ligne de modules parallèlement à l'égout ; dans le cas où plusieurs champs photovoltaïques indépendants sont installés l'un au-dessus de l'autre sur le même pan de toiture, ils doivent être espacés de 0,35 m minimum,
  - en partie courante de toiture et ce, sans jamais aller jusqu'aux rives latérales de la toiture sur la base d'un vent normal aux génératrices (*c'est-à-dire le long des bords de toiture à partir de la rive, sur une profondeur égale au 1/10<sup>ème</sup> de la hauteur du bâtiment (h/10) sans toutefois dépasser le 1/10<sup>ème</sup> de la largeur de ce même bâtiment (b/10)*),

---

## 1.2. Appréciation

---

### 1.2.1. Liminaire

Le présent Avis ne vise pas la partie courant alternatif de l'installation électrique, ni l'onduleur permettant la transformation du courant continu en courant alternatif.

### 1.2.2. Conformité normative des modules

La conformité des modules photovoltaïques cadrés à la norme NF EN 61215 permet de déterminer leurs caractéristiques électriques et thermiques et de s'assurer de leur aptitude à supporter une exposition prolongée aux climats généraux d'air libre, définis dans la norme CEI 60721-2-1.

### 1.2.3. Aptitude à l'emploi du procédé

#### 1.2.3.1. Fonction génie électrique

##### 1.2.3.1.1. Sécurité électrique du champ photovoltaïque

- Conducteurs électriques.  
Le respect des prescriptions définies dans la norme NF C 15-100 en vigueur, pour le dimensionnement et la pose, permet de s'assurer de la sécurité et du bon fonctionnement des conducteurs électriques.  
Les boîtes de connexion, les câbles et les connecteurs sont conformes respectivement aux normes IEC 62790, NF EN 50518 ou IEC 62930, et IEC 62852, et peuvent être mis en œuvre jusqu'à une tension en courant continu indiquée dans la grille de vérification des modules, ce qui permet d'assurer une bonne aptitude à l'emploi des câbles électriques de l'installation.
- Protection des personnes contre les chocs électriques.  
Les modules photovoltaïques cadrés sont certifiés d'une classe II de sécurité électrique selon la norme NF EN 61730, jusqu'à une tension maximum de 1 000 à 1 500 V DC (cf. grille de vérification des modules).  
À ce titre, ils sont marqués CE selon la Directive 2014/35/UE (dite « Directive Basse Tension ») du Parlement Européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États Membres concernant la mise à disposition sur le marché du matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension.  
Les connecteurs électriques utilisés sont des connecteurs avec système de verrouillage, conformes à la norme IEC 62852 permettant un bon contact électrique entre chacune des polarités et assurant également une protection de l'installateur contre les risques de chocs électriques.  
L'utilisation de rallonges électriques (pour les connexions éventuelles entre modules et micro-onduleurs, ...) équipées de connecteurs de même fabricant, même type et même marque, permet d'assurer la fiabilité du contact électrique entre les connecteurs.  
La réalisation de l'installation photovoltaïque conformément aux guides UTE C 15-712 en vigueur permet d'assurer la protection des biens et des personnes.  
L'utilisation de cosses en cuivre étamé avec rondelles inox ou de griffes Terragrif™ QL 0,5x52x27 pour la liaison des

cadres des modules, pour un raccordement en peigne des masses métalliques permet d'assurer la continuité de la liaison équipotentielle des masses du champ photovoltaïque lors de la maintenance du procédé.

### 1.2.3.1.2. Sécurité par rapport aux ombrages partiels

Le phénomène de "point chaud" pouvant conduire à une détérioration du module est évité grâce à l'implantation de diodes bypass sur chacun des modules photovoltaïques.

### 1.2.3.1.3. Puissance crête des modules utilisés

La grille de vérification des modules recense les puissances crêtes des modules, validées par les normes NF EN 61215 et NF EN 61730.

### 1.2.3.2. Fonction couverture

#### 1.2.3.2.1. Stabilité

La stabilité du procédé est convenablement assurée sous réserve :

- d'un calcul (selon les règles NV65 modifiées) au cas par cas des charges climatiques appliquées sur la toiture, pour vérifier que celles-ci n'excèdent pas :
  - 752 Pa sous charge de neige normale en respectant le Tableau 2,
  - 752 Pa sous charge de vent normale,
- d'une reconnaissance préalable de la charpente support vis-à-vis de sa capacité à accueillir le procédé photovoltaïque,
- que la toiture d'implantation présente les caractéristiques suivantes :
  - entraxe maximum entre chevrons ou fermettes de 900 mm,
  - dans le cas de fermette industrielle, uniquement en charpente neuve, avec section minimale de (36 x 97) mm et calcul structural prenant en compte la surcharge du procédé (cf. § 2.4.2) et les charges climatiques pour la conception et le dimensionnement de la fermette, Dans le cas où la méthode de dimensionnement des fermettes ne prend pas en compte les charges ponctuelles générées par le procédé il y aura lieu de considérer les chargements linéiques suivants :

$$q = \text{MAX} \left\{ \begin{array}{l} \left\| \frac{2F}{l} \left( \frac{2l_1 + l_2}{l} - 2 \right) \right\| \\ \frac{2F}{l^2} (2l_1 + l_2) \\ \frac{8F}{l^2} \left[ l_1 + d \left( 1 - \frac{2l_1 + l_2}{l} \right) \right] \end{array} \right.$$

Avec :

- q le chargement linéique [N/m] ;
- F la charge ponctuelle générée au niveau d'une patte de fixation [N]

Avec :

$$F = \frac{Q_{STR} \cdot S}{n_{appui}}$$

Où :

$Q_{STR}$  la combinaison fondamentale des actions aux ELU sur la surface du module photovoltaïque [kN/m<sup>2</sup>] (conformément aux normes NF EN 1990 et 1991-1-1) – attention, la méthode de vérification de la charpente aux Eurocodes diffère la méthode de vérification du procédé photovoltaïque aux NV 65 modifiées, les deux méthodes ne doivent pas être panachées ;  
S la surface de panneaux photovoltaïque [m<sup>2</sup>] ;  
 $n_{appui}$  le nombre d'appui du système.

- - - l la longueur de l'arbalétrier [m] ;
    - $l_1$  la distance entre le premier appui de l'arbalétrier et la première patte de fixation [m] ;
    - $l_2$  la distance entre les deux pattes de fixation [m] ;
    - d doit être déterminé comme suit :  
Si  $l_1 < l_3$  alors  $d = l_1 + l_2$  sinon  $d = l_1$   
Où  $l_3$  est la distance entre la deuxième patte de fixation et le dernier appui de l'arbalétrier [m] (Figure 1).
  - Les charges s'exerçant directement sur les fermettes devront également être prises en compte dans le calcul.

### 1.2.3.2.2. Sécurité en cas de séisme

La réglementation ne vise pas l'implantation des modules photovoltaïques en surimposé, conformément à l'arrêté du 22 octobre 2010 modifié, relatif à la classification et aux règles de construction parasismique applicables aux bâtiments de la classe dite "à risque normal".

### 1.2.3.2.3. Étanchéité à l'eau

La conception globale du procédé, ses conditions de pose prévues par le Dossier Technique et les retours d'expérience sur ce procédé permettent de considérer une étanchéité à l'eau satisfaisante.

### 1.2.3.2.4. Risque de condensation

Les risques de condensation ne diffèrent pas de ceux existant pour les couvertures en tuiles de terre cuite sur chevrons et liteaux bois.

### 1.2.3.2.5. Ventilation de la toiture

La mise en œuvre du procédé photovoltaïque telle que décrite dans le Dossier Technique et dans la notice de pose ne vient pas perturber la ventilation naturelle de la toiture qui doit être conforme au(x) DTU concerné(s).

### 1.2.3.2.6. Sécurité au feu

Aucune performance de comportement au feu n'a été déterminée sur ce procédé.

Aucun classement de réaction au feu des polymères constitutifs des manchons et des couvercles n'a été déterminé.

### 1.2.3.2.7. Sécurité des intervenants

La sécurité des intervenants lors de la pose, de l'entretien et de la maintenance est normalement assurée grâce à la mise en place :

- de dispositifs permettant la circulation des personnes sans appui direct sur les modules,
- de dispositifs antichute selon la réglementation en vigueur : d'une part pour éviter les chutes sur les modules et d'autre part, pour éviter les chutes depuis la toiture.

Se reporter aux préconisations indiquées dans la fiche pratique de sécurité ED 137 publiée par l'INRS « Pose et maintenance de panneaux solaires thermiques et photovoltaïques ».

Attention, le procédé ne peut en aucun cas servir de point d'ancrage à un système de sécurité (Équipement de Protection Individuel).

### 1.2.3.2.8. Sécurité des usagers

La sécurité des usagers au bris de glace des modules est assurée grâce à la sous-face continue constituée par les tuiles de couverture.

## 1.2.4. Aspects sanitaires

Le présent Avis est formulé au regard de l'engagement écrit du titulaire de respecter la réglementation, et notamment l'ensemble des obligations réglementaires relatives aux produits pouvant contenir des substances dangereuses, pour leur fabrication, leur intégration dans les ouvrages du domaine d'emploi accepté et l'exploitation de ceux-ci. Le contrôle des informations et déclarations délivrées en application des réglementations en vigueur n'entre pas dans le champ du présent Avis. Le titulaire du présent Avis conserve l'entière responsabilité de ces informations et déclarations.

## 1.2.5. Durabilité - Entretien

La durabilité propre des composants, leur compatibilité, la nature des contrôles effectués tout au long de leur fabrication, les essais de vieillissement simulé jusqu'à une irradiation de 4,5 GJ/m<sup>2</sup> des composants en polymère, et les essais de vieillissement de l'assemblage terre cuite / polymère, permettent de préjuger favorablement de la durabilité du procédé photovoltaïque dans le domaine d'emploi prévu.

Dans les conditions de pose prévues par le domaine d'emploi accepté par l'Avis, en respectant le guide de choix des matériaux (cf. Tableau 1) et moyennant un entretien conforme aux indications portées dans la notice de montage et dans le Dossier Technique, la durabilité de cette couverture peut être estimée comme satisfaisante.

## 1.2.6. Impact environnemental

La grille de vérification associée à cet Avis Technique indique en fonction des gammes de module indiquées si le procédé « Solterre PV Surimposition » associé à chaque gamme de module dispose ou non d'une Déclaration Environnementale (DE) individuelle ou collective vérifiée par tierce partie indépendante.

Sans DE, le titulaire du procédé ne peut revendiquer aucune performance environnementale particulière.

Les données issues des DE ont notamment pour objet de servir au calcul des impacts environnementaux des ouvrages dans lesquels les procédés visés sont susceptibles d'être intégrés.

## 1.2.7. Fabrication et contrôle

Les contrôles internes de fabrication systématiquement effectués dans les usines de fabrication permettent de préjuger favorablement de la constance de qualité de la fabrication du procédé photovoltaïque.

## 1.2.8. Mise en œuvre

La mise en œuvre du procédé photovoltaïque effectuée par des entreprises averties des particularités de pose de ce procédé (ayant reçu une formation de la société Terreal à l'issue de laquelle une attestation nominative leur a été délivrée, disposant



de compétences en couverture pour la pose du procédé en toiture et de compétences électriques pour la connexion de l'installation photovoltaïque, complétées par une qualification et/ou certification professionnelle pour la pose de procédés photovoltaïques) et systématiquement accompagnés par la société Terreal lors de leur premier chantier permet d'assurer une bonne réalisation des installations.

### 1.2.9. Modules photovoltaïques

Au moment de la commande des modules photovoltaïques pour un chantier donné, le Maître d'Ouvrage et son installateur doivent s'assurer que la gamme de modules correspondante fait partie des gammes de modules présentes dans la grille de vérification de l'Avis Technique utilisé. Le n° de la grille de vérification à utiliser doit comporter le n° de l'Avis Technique.

La grille de vérification à utiliser doit être la version la plus récente se rapportant à cet Avis Technique. La grille porte alors un n° du type 21/Gn/20-69\_V3 indiquant qu'il s'agit de la n<sup>ème</sup> version de la grille. La version Gn la plus récente de la grille de vérification est celle publiée sur le site de la CCFAT.

---

## 1.3. Remarques complémentaires du Groupe Spécialisé

---

Les applications de ce procédé en climat de montagne (altitude > 900 m) ne sont pas concernées par le domaine d'emploi accepté par l'Avis.

Comme pour l'ensemble des procédés de ce domaine :

- Chaque mise en œuvre requiert :
  - une vérification des charges climatiques appliquées sur la toiture considérée au regard des contraintes maximales admissibles du procédé,
  - une reconnaissance préalable de la charpente support vis-à-vis de sa capacité à accueillir le procédé photovoltaïque et de la présence ou non d'un écran souple de sous-toiture.
- Une attention particulière doit être apportée à la mise en œuvre afin de ne pas perturber la ventilation naturelle de la toiture.

Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que l'admissibilité de l'ancrage du procédé dans les fermettes de (36 x 97) mm nécessite une vérification particulière de celles-ci du fait des sollicitations ponctuelles qu'elles subissent.

Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que les modules photovoltaïques sont mis en œuvre parallèlement au plan de la couverture.

Le Groupe Spécialisé attire l'attention, dans le cas d'une pose sur fermette industrielle, sur le dimensionnement de la charpente (cf. § 1.2.3.2.1 – Stabilité). La vérification doit passer par un calcul du fait de la répartition des charges différentes par rapport à une couverture traditionnelle.

Le Groupe Spécialisé souhaite également préciser que les préconisations relatives à l'installation électrique, conformes aux prescriptions actuelles des guides UTE C 15-712 en vigueur, nécessitent d'évoluer parallèlement aux éventuelles mises à jour de ces guides.

Cet Avis Technique est assujéti à une vérification des modules photovoltaïques acceptés pour cet Avis Technique. Les modules photovoltaïques qui peuvent être associés à cet Avis Technique sont listés dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de la [fiche détaillée de l'Avis Technique 21/20-69\\_V3](#).

## 2. Dossier Technique

Issu des éléments fournis par le titulaire et des prescriptions du Groupe Spécialisé acceptées par le titulaire

---

### 2.1. Mode de commercialisation

---

#### 2.1.1. Coordonnées

Le procédé est commercialisé par le titulaire.

Titulaire :

Société TERREAL  
15 rue Pages  
FR-92150 SURESNES

Tél : 01 49 97 20 30

Courriel : [terreal@contact.fr](mailto:terreal@contact.fr)

Internet : [www.terreal.com](http://www.terreal.com)

#### 2.1.2. Identification

Les marques commerciales et les références des modules sont inscrites à l'arrière du module reprenant les informations conformément à la norme NF EN 50380 : le nom du module, son numéro de série, ses principales caractéristiques électriques ainsi que le nom et l'adresse du fabricant. Cet étiquetage fait également mention du risque inhérent à la production d'électricité du module dès son exposition à un rayonnement lumineux.

Les autres constituants sont identifiables par leur géométrie particulière et sont référencés, lors de leur livraison, par une liste présente sur les colis les contenant.

#### 2.1.3. Approvisionnement des composants

Le titulaire assure la traçabilité jusqu'au chantier de l'ensemble des composants du procédé en commercialisant un système complet. L'approvisionnement des composants via un seul fournisseur permet de s'assurer d'une maîtrise des risques notamment électriques, suffisante pour éviter la fourniture de composants incompatibles.

#### 2.1.4. Livraison

Le système de traçabilité du titulaire doit permettre de tracer les livraisons, de la production jusqu'aux chantiers livrés, des éléments suivants :

- dénomination commerciale du procédé photovoltaïque,
- référence de l'Avis Technique,
- date de mise en œuvre de l'installation,
- nom du maître d'ouvrage,
- adresse ou coordonnées GPS du site de l'installation,
- nom de l'entreprise d'installation,
- nature de bâtiment : résidentiel individuel/collectif, industriel, agricole, tertiaire,
- référence et numéros de série des modules photovoltaïques.

La notice de montage doit être fournie avec le procédé.

L'installateur doit prévoir :

- La vérification visuelle que les emballages des modules photovoltaïques sont intacts à réception sur site.
- La vérification visuelle que les modules photovoltaïques sont intacts au déballage.
- La vérification de la conformité des kits avec le système de montage aux bons de commandes.
- À la réception des fournitures, un autocontrôle du choix des fixations.

---

### 2.2. Description

---

#### 2.2.1. Principe

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle, sur charpente bois ou fermette industrielle, en surimposition au-dessus de petits éléments de couverture (tuiles de terre cuite compatibles conformément au processus de validation par la société TERREAL, cf. § 2.2.3.3).

Il est destiné à la réalisation d'installations productrices d'électricité solaire.

Il intègre (voir la Figure 2) :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s) muni(s) d'un cadre en profils d'aluminium, dont les références et les puissances sont indiquées dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de la [fiche détaillée de l'Avis Technique 21/20-69\\_V3](#),

- un système de montage permettant une mise en œuvre en toiture des modules en mode "portrait" ou "paysage". En format "paysage", la mise en œuvre est limitée à 1 seule ligne de modules par champ photovoltaïque.

La mise en œuvre est associée à un écran souple de sous-toiture.

Le procédé utilise systématiquement des micro-onduleurs.

Tous les éléments décrits dans les paragraphes 2.2.2 et 2.2.3 font partie de la livraison du procédé assurée par la société TERREAL.

## 2.2.2. Modules photovoltaïques

### 2.2.2.1. Généralités

Cet Avis Technique est assujéti à une vérification des modules photovoltaïques acceptés pour cet Avis Technique. Les modules photovoltaïques qui peuvent être associés à cet Avis Technique sont listés dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de la [fiche détaillée de l'Avis Technique 21/20-69 V3](#).

La BOM (*Bill Of Materials*) de chaque gamme de modules et donc les références de tous les composants est rendue disponible au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques.

Les gammes de modules valides des différents groupes cités ici sont indiquées dans la grille de vérification associée à cet Avis Technique (voir § 1.2.9).

Les caractéristiques génériques des modules photovoltaïques inclus dans cet Avis Technique sont définies dans les paragraphes suivants du §2.2.2.

### 2.2.2.2. Caractéristiques dimensionnelles

Les dimensions hors-tout des modules doivent respecter les critères suivants (voir dessins et section du cadre dans la grille de vérification des modules) :

- Longueur comprise entre 1 722 et 1 769 mm
- Largeur comprise entre 1 052 et 1 145 mm
- Hauteur du cadre compris entre 30 et 40 mm
- Masse spécifique comprise entre 10,0 et 11,7 kg/m<sup>2</sup>

### 2.2.2.3. Face arrière

Face arrière non verrière ou verrière faisant partie de la BOM des modules validés.

### 2.2.2.4. Cellules photovoltaïques

Cellules en silicium cristallin faisant partie de la BOM des modules validés.

### 2.2.2.5. Intercalaire encapsulant

Référence faisant partie de la BOM des modules validés.

### 2.2.2.6. Vitrage

Verre imprimé ou float, trempé selon la norme EN 12150, avec ou sans couche antireflet.

### 2.2.2.7. Constituants électriques

#### 2.2.2.7.1. Boîte de connexion

Une boîte de connexion est collée en sous-face du module. Sa position et ses dimensions sont compatibles avec le système de montage.

Cette boîte de connexion est fournie avec des diodes bypass (qui protègent chacune une série de cellules) et permet le raccordement aux câbles qui assurent la connexion des modules.

Elle possède les caractéristiques minimales suivantes :

- Indice de protection : IP65 minimum,
- Tension de système maximum : 1 000 à 1 500 V DC entre polarités et avec la terre (cf. grille de vérification des modules),
- Certificat de conformité valide à la norme IEC 62790:2014.
- La référence fait partie de la BOM des modules validés.

#### 2.2.2.7.2. Câbles électriques

Les modules sont équipés de deux câbles DC électriques de 0,90 m minimum chacun dont la section est de 4 mm<sup>2</sup>. Ces câbles se trouvent à l'arrière du module, en sortie de la boîte de connexion, et sont équipés de connecteurs adaptés.

Ces câbles ont les spécifications minimales suivantes :

- Tension assignée : 1 000 à 1 500 V (cf. grille de vérification des modules),
- Certificat de conformité valide à la norme EN 50618:2014.
- La référence fait partie de la BOM des modules validés.

Tous les câbles électriques de l'installation (en sortie des modules et pour les connexions entre micro-onduleurs) sont en accord avec la norme NF C 15-100 en vigueur, les guides UTEC 15-712 en vigueur et les spécifications des micro-onduleurs (longueur et section de câble adaptées au projet).

### 2.2.2.7.3. Connecteurs électriques

Connecteurs avec système de verrouillage et préassemblés en usine aux câbles des modules. Ces connecteurs ont les caractéristiques minimales suivantes :

- Indice de protection (connecté) : IP 65 minimum,
- Tension assignée de 1 000 à 1 500 V (cf. grille de vérification des modules),
- Certificat de conformité valide à la norme IEC 62852:2014.
- La référence fait partie de la BOM des modules validés.

Les connecteurs des câbles supplémentaires (pour les connexions entre séries de modules et micro-onduleurs) doivent être identiques (même fabricant, même marque et même type) aux connecteurs auxquels ils sont destinés à être reliés : pour ce faire, des rallonges peuvent être fabriquées grâce à des sertisseuses spécifiques.

### 2.2.2.8. Cadre du module photovoltaïque

Le cadre des modules est composé de profils en aluminium de série supérieure ou égale à 6000, anodisé d'épaisseur  $\geq 10 \mu\text{m}$ . Le cadre des modules présente deux profilés longitudinaux et deux profilés transversaux.

Les profilés sont reliés entre eux à l'aide d'équerres métalliques serties ou par vissage.

Les profilés longitudinaux du module sont percés en usine afin de prévoir la connexion des câbles de liaison équipotentielle des masses.

Un collage est appliqué entre le cadre et le verre du module.

La prise en feuillure minimale du cadre sur le laminé est de 7 mm.

## 2.2.3. Système de montage

### 2.2.3.1. Fourniture

Les éléments de ce système de montage sont commercialisés par kits aux installateurs et distributeurs du procédé suite au dimensionnement de la société TERREAL.

### 2.2.3.2. Ensemble "ancrage au support"

L'ensemble d'« ancrage au support » destiné à la fixation mécanique du système de montage sur la charpente bois ou fermette industrielle est constitué des éléments suivants :

- Support d'ancrage :  
Le support d'ancrage destiné à assurer la tenue mécanique au contact de la charpente bois ou fermette industrielle est constitué des éléments suivants :
  - étriers support d'ancrage (Figure 3) en acier S320GD Z275, d'épaisseur 2 mm munie de 2 trous de perçage diamètre 6 mm pour la fixation au support,
  - vis à bois TCB 6 x 85 (Figure 4), à tête cylindrique à six pans creux, en inox A2, destinées à la fixation des étriers support d'ancrage dans la charpente ou fermette. Leur Pk selon la norme NF P30-310 avec une largeur d'ancrage de 36 mm, est de 471 daN pour un ancrage de 50 mm.
  - rails support d'ancrage (Figure 5) en forme de C, de hauteur 25 mm, largeur 50 mm, en acier S235JR galvanisé Z275 d'épaisseur 2 mm. Il comporte des trous oblongs de largeur 7 mm, longueur 30 mm et sont de 2 longueurs : 2 000 ou 1 400 mm,
  - raccords de rails (Figure 6) destinés à éclipser les rails bout à bout, en acier S320GD Z275 (à l'identique des du matériau choisi pour le rail support d'ancrage), d'épaisseur 1,5 mm.
- Système d'ancrage (Figure 7 et Figure 8) :  
Ensemble tige filetée et écrous destinés à traverser le plan de couverture et assurant la jonction du rail support module avec le support d'ancrage (cf. § 2.2.3.4), constitué de :
  - un écrou taraudé M10 (contre-bride) en acier inox 1.4307 d'épaisseur 4 mm venant se loger dans le rail support d'ancrage,
  - une bride en U en acier inox 1.4307 d'épaisseur 4 mm, de dimensions (60 x 30 x 14) mm venant coiffer le rail support d'ancrage,
  - une tige fileté inox A2 M10 de longueur 200 ou 140 mm,
  - un écrou à embase crantée M10 en inox A2,
  - un contre-écrou simple M10 en inox A2,
  - une rondelle série L M10 (diamètre extérieur 36 mm) en acier inox A2,
  - une rondelle EPDM de densité 1,30 (Figure 9), d'épaisseur 2 mm et de diamètre intérieur 9 mm.
  - un second écrou à embase crantée M10 en inox A2,

### 2.2.3.3. Tuile de terre cuite à manchon

La tuile de terre cuite à manchon est destinée à faire traverser la tige filetée d'ancrage à travers le plan de la couverture sans modification sur chantier de la tuile terre cuite. Cet élément est destiné à faire la jonction avec les éléments de couverture

avoisinant afin de réaliser l'étanchéité tout en permettant le passage du système d'ancrage. La composition de la tuile à manchon est la suivante (Figure 10) :

- une tuile de terre cuite TERREAL faisant l'objet de la marque NF 063 (voir liste dans le Tableau 3) ; cette tuile a subi avec succès le processus de validation de compatibilité par TERREAL conformément aux étapes suivantes :
  - identification de la tuile (marque, modèle, date de fabrication) ;
  - identification des pureaux de pose ;
  - étude de conception de la tuile à manchon comportant notamment le plan de carottage de la tuile, les éléments constitutifs (manchon, mastic-colle, bande aluminium-butyle), le mode d'assemblage et le plan de mise en œuvre suivants les pureaux de la tuile ;
  - réalisation d'une tuile à manchon en prototype réel et tests de montabilité et d'étanchéité sur maquette de couverture à l'échelle 1 au C.R.E.D de Terreal ;
  - vérification d'une distance tuile / étrier > 3 mm, de la fonctionnalité, de la mécanique, de la durabilité et de la montabilité de la tuile à manchon, et industrialisation ;
  - suivi par le CSTB selon un document « modalité de suivi de contrôle » pour suivre et valider tout nouveau modèle de tuiles à manchon non cité dans le présent avis technique ;
- cette tuile est carottée en usine d'un diamètre de 73 mm,
- un manchon (Figure 11) en matière PS (*polystyrène*) choc, de diamètre ( $72 \pm 0,43$ ) mm, hauteur ( $55 \pm 0,36$ ) mm, disposant d'un épaulement permettant le calage au moment du collage. Le PS choc, référencé P137 (*société MPM, cf. § 2.8.2*), dont les références ont été fournies au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques, présente une densité de 1,03 selon la norme ISO 1183 et une résistance au choc avec entaille de 13 kJ/m<sup>2</sup> selon la norme ISO 180 méthode 1A. Ce manchon est assemblé en usine à la tuile terre cuite par l'intermédiaire d'un mastic-colle d'assemblage MS polymère (*dont les références ont été fournies au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques*) et d'une étanchéité complémentaire en aluminium-butyle (*dont les références ont été fournies au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques*) qui est rajoutée sur le manchon, posée en écharpe une fois le manchon assemblé,
- un couvercle (Figure 12) en matière PP (*polypropylène*), de diamètre 103 mm, hauteur 35 mm muni d'un trou de diamètre 11 mm pour permettre le passage du système d'ancrage ; ce couvercle possède une ouverture pour le passage de câble électrique. Le PP, référencé P139 (*société MPM, cf. § 2.8.2*), dont les références ont été fournies au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques, présente une densité de 0,905 selon la norme ISO 1183, une résistance au choc avec entaille de 8 kJ/m<sup>2</sup> selon la norme ISO 180 et un taux de colorant de 2 %.

#### 2.2.3.4. Ensemble « support module »

Les pièces « support module » sont destinées à la fixation mécanique du module photovoltaïque sur l'ensemble « ancrage support ». Elles sont constituées des éléments suivants :

- équerre support de rail (Figure 13), de hauteur 85 mm, largeur 50 mm, épaisseur 9 mm, en aluminium EN AW-6063 T6 équipée d'une fixation au rail par écrou + vis tête marteau en inox A2, Un perçage de 10,5 mm de diamètre permet le passage de la tige filetée.
- rail support module (Figure 14), de hauteur 41 mm, largeur 34,9 mm, longueurs de 1 250, 1 850 et 2 300 mm, en aluminium EN AW-6063 T66, de moments d'inerties suivants :
  - $I_{xx} = 4,63 \text{ cm}^4$ ,
  - $I_{yy} = 3,28 \text{ cm}^4$ ,
- Éclisse : en aluminium EN AW-6063 T66, de dimensions hors tout (195 x 30 x 24,1) mm, destinée à éclipser les rails support module.
- attache module (Figure 15) bicomposante acier S500 MC selon la norme NF EN 10149-2:2013 d'épaisseur 1,5 mm revêtu alliage zinc-nickel de 12 µm + aluminium d'épaisseur 3,9 mm (avec vis inox A2 6x 35), de largeur 40 mm, dont la référence et le fournisseur unique ont été communiqués au secrétariat de la CCFAT, de 2 types :
  - une pour l'accroche de 2 modules,
  - une pour l'accroche latérale de module en L.

#### 2.2.3.5. Liaison équipotentielle des masses

Les liaisons équipotentielles des masses s'effectuent par l'intermédiaire de câbles de 6 mm<sup>2</sup> avec cosses, rondelles bimétal et vis inox, ou bien par l'intermédiaire de griffes Terragrif™QL 0,5x52x27 en inox 1.4310 (Figure 16).

#### 2.2.3.6. Micro-onduleurs

Le procédé utilise systématiquement des micro-onduleurs fournis associés à 1 ou 2 modules photovoltaïques. Ils sont conformes préconisations des guides C15-712 et de la norme NF C15-100. Les micro-onduleurs ne sont pas examinés dans le cadre de l'Avis Technique. Leur mise en œuvre en couverture est toutefois décrite au § 2.4.4.3.

Les câbles AC sont de type 2 x 2,5 mm<sup>2</sup> et supportent un rayon de courbure minimal de 37 mm.

## 2.3. Autres éléments

La fourniture peut également comprendre des éléments permettant de constituer un système photovoltaïque : onduleurs, câbles électriques reliant le champ photovoltaïque au réseau électrique en aval de l'onduleur... Ces éléments ne sont pas examinés dans le cadre de l'Avis Technique qui se limite à la partie électrique en courant continu.

L'élément suivant, non fourni, est toutefois indispensables à la mise en œuvre et au bon fonctionnement du procédé utilisé :

### **Écran souple de sous-toiture :**

Dans le cas où l'écran souple de sous-toiture doit être rajouté (*en neuf systématiquement et en existant s'il n'est pas présent*), il doit être sous certification « QB 25 » avec un classement W1 avant et après vieillissement selon la norme NF EN 13859-1.

## 2.4. Dispositions de conception

### 2.4.1. Généralités

Le procédé est livré avec sa notice de montage.

La mise en œuvre du procédé ne peut être réalisée que pour le domaine d'emploi défini au § 1.1.

Elle doit impérativement être réalisée au-dessus d'un écran souple de sous-toiture (cf. § 2.5.1).

Les modules photovoltaïques peuvent être connectés en série, parallèle ou série/parallèle.

Ce procédé ne peut être utilisé que pour le traitement des couvertures de formes simples, ne présentant aucune pénétration sur la surface d'implantation du procédé photovoltaïque.

Avant chaque projet, le devoir de conseil de l'installateur lui impose d'attirer l'attention du Maître d'ouvrage sur le fait qu'une reconnaissance préalable de la toiture doit être réalisée à l'instigation du Maître d'ouvrage vis-à-vis de la tenue des fixations et de la toiture afin de vérifier la capacité de la charpente à accueillir le procédé photovoltaïque, la présence ou non d'un écran souple de sous-toiture en bon état et que les charges admissibles sur la toiture ne sont pas dépassées du fait de la mise en œuvre du procédé.

Chaque mise en œuvre requiert une vérification des charges climatiques appliquées sur la toiture considérée au regard des contraintes maximales admissibles du procédé.

La mise en œuvre est prévue pour être exécutée sur des structures porteuses en bois :

- soit conformément à la norme NF EN 1995-1-1/NA. Dans ce cas, les valeurs limites à prendre en compte pour les flèches sont celles figurant à l'intersection de la colonne "Bâtiments courants" et de la ligne "Éléments structuraux" du Tableau 7.2 de la clause 7.2(2) de la norme NF EN 1995-1-1/NA,

- soit conformément au DTU 31.3 dans le cas d'une mise en œuvre sur fermettes industrielles.

Les modules photovoltaïques doivent être installés de façon à ne pas subir d'ombrages portés afin de limiter les risques d'échauffement pouvant entraîner des pertes de puissance et une détérioration prématurée des modules.

Dans les zones de toiture avec accumulation de neige au sens des NV 65 modifiées, il faut être attentif à ce que la charge de neige ne dépasse pas la charge admissible du procédé.

Comme tous les procédés de couverture, les ancrages des lignes de vie ne doivent pas être effectués ni dans les liteaux, ni dans le voligeage support, mais dans la structure porteuse. Néanmoins, l'ancrage des lignes de vie dans les fermettes est interdit.

### 2.4.2. Caractéristiques dimensionnelles

Les caractéristiques dimensionnelles des modules sont données dans la grille de vérification des modules. Elles respectent les critères génériques du §2.2.2.

Le système de montage des modules photovoltaïques est modulaire. De ce fait, il permet d'obtenir une multitude de champs photovoltaïques.

Leurs caractéristiques dimensionnelles sont les suivantes :

Caractéristiques des champs photovoltaïques	
<b>Largeur du champ (mm)</b>	format "portrait" : $NbX \times Kx + (NbX - 1) \times 23 + 2 \times NbX + 6$ format "paysage" : $NbX \times Ky + (NbX - 1) \times 20$
<b>Hauteur de champ (mm)</b>	format "portrait" : $NbY \times Ky + (NbY - 1) \times 31$ format "paysage" : $Kx$
<b>Poids au m<sup>2</sup> de l'installation (kg/m<sup>2</sup>)</b>	~ 7,3 + masse spécifique des modules seuls

Avec :

NbX : le nombre de modules dans le sens horizontal du champ photovoltaïque.

Kx : la plus petite dimension du module photovoltaïque.

NbY : le nombre de modules dans le sens vertical du champ photovoltaïque.

Ky : la plus grande dimension du module photovoltaïque.

### 2.4.3. Caractéristiques électriques

#### 2.4.3.1. Conformité à la norme NF EN 61215

Les modules cadrés ont été certifiés conformes à la norme NF EN 61215.

#### 2.4.3.2. Sécurité électrique

Les modules cadrés ont été certifiés conformes à la classe II de sécurité électrique selon la norme NF EN 61730.

#### 2.4.3.3. Performances électriques

Les puissances électriques des modules sont validées par les normes NF EN 61215 et NF EN 61730.

Dans les tableaux de la grille vérification des modules, les performances électriques actuelles des modules ont été déterminées par flash test et ramenées ensuite aux conditions STC (*Standard Test Conditions : éclairement de 1 000 W/m<sup>2</sup> et répartition spectrale solaire de référence selon la norme CEI 60904-3 avec une température de cellule de 25 °C*).

### 2.4.4. Spécifications électriques

#### 2.4.4.1. Généralités

Les spécifications relatives à l'installation électrique décrites au Dossier Technique doivent être respectées.

La réalisation de l'installation doit être effectuée conformément aux documents suivants en vigueur : norme électrique NF C 15-100 et guides UTE C 15-712.

Les câbles électriques et les connecteurs ne doivent pas reposer dans les zones d'écoulement ou de rétention d'eau.

Tous les travaux touchant à l'installation électrique doivent être confiés à des électriciens habilités (cf. §. 2.5.2).

Le nombre maximum de modules pouvant être raccordés en série est limité par la tension DC maximum d'entrée de l'onduleur tandis que le nombre maximum de modules ou de séries de modules pouvant être raccordés en parallèle est limité par le courant DC maximum d'entrée de l'onduleur. La tension maximum du champ photovoltaïque est aussi limitée par une tension de sécurité de 1 000 à 1 500 V (liée à la classe II de sécurité électrique).

#### 2.4.4.2. Connexion des câbles électriques

Le schéma de principe du câblage est décrit en Figure 17 et Figure 18.

La connexion et le passage des câbles électriques s'effectuent sous les modules : ils ne sont donc jamais exposés au rayonnement solaire. Tous les câbles doivent être fixés (colliers de câblage).

- Liaison intermodules et module/micro-onduleur  
La connexion des modules se fait sur les micro-onduleurs au fur et à mesure de la pose des modules avant leur fixation. Ils doivent être fixés aux rails afin de ne pas reposer sur les tuiles.  
Si besoin, la liaison entre les câbles électriques des modules et les câbles électriques supplémentaires (pour la liaison des séries de modules au circuit électrique) doit toujours se faire au travers de connecteurs mâles et femelles du même fabricant, de la même marque et du même type. Pour ce faire, il peut être éventuellement nécessaire de confectionner, grâce à des sertisseuses spécifiques, des rallonges disposant de deux connecteurs de type différents.
- Câbles de liaison équipotentielle des masses  
Le conducteur de liaison équipotentielle des masses est fixé d'abord sur le cadre du module photovoltaïque à l'emplacement prévu sur le cadre, puis sur le rail, avec les vis autotaraudeuses 4,9 x 15,9 fournies et des rondelles éventail fournies (cf. Figure 18).  
En alternative, des griffes Terragrif™ QL 0,5x52x27 sont utilisées entre le rail support module et le cadre de module à l'emplacement des attaches modules (Figure 19). La liaison équipotentielle des masses entre le rail et le micro-onduleur s'effectue par l'intermédiaire des équerres (cf. § 2.4.4.3).  
Les micro-onduleurs sont raccordés entre eux puis reliés au câble principal de mise à la terre.  
Le tout est relié au câble principal par l'intermédiaire de connecteurs Electro-Tap 735411 de la société TE

Connectivity. Le connecteur est pré-équipé sur les fils vert-jaune de 6 mm<sup>2</sup> de liaison équipotentielle des masses afin de faciliter la mise en œuvre sur chantier (cf. Figure 17).

- Passage des câbles à l'intérieur du bâtiment  
Chaque câble en sortie d'un micro-onduleur passe par le couvercle le plus proche, voir Figure 20. Les câbles arrivent sous le couvercle en remontant vers le haut de rampant. Le câble prend à ce passage un rayon de courbure minimum de 37 mm.  
Le passage des câbles vers l'intérieur du bâtiment doit être réalisé sans rompre l'étanchéité.  
Il est réalisé entre deux lés d'écran de sous-toiture de manière à ne pas le percer. Dans ce cas, un recouvrement minimal de 100 mm à 200 mm doit être respecté en fonction de la pente de la toiture. Dans le cas où le passage entre deux lés est impossible, des entailles doivent être réalisées dans l'écran de manière à créer des passages de diamètre inférieur à celui des câbles. Après le passage des câbles, une bande adhésive (compatible avec l'écran de sous-toiture considéré) doit être posée autour des entailles. Dans tous les cas, il est nécessaire de se reporter au DTU 40.29 et à la certification relative à l'écran de sous-toiture considéré.

L'ensemble des câbles doit ensuite être acheminé dans des gaines techniques repérées et prévues à cet effet conformément aux prescriptions des documents en vigueur suivants : norme NF C 15-100 et guides UTE C 15-712 (limitation des boucles induites, cheminements spécifiques et distincts...).

L'installation photovoltaïque, une fois terminée, doit être vérifiée avant son raccordement central grâce à un multimètre : continuité, tension de circuit ouvert, ...

#### 2.4.4.3. Cas d'une mise en œuvre de micro-onduleurs

Se référer à la Figure 18.

Les micro-onduleurs doivent être fixés aux rails support module à l'aide d'équerres fournies avec le micro-onduleur. Les micro-onduleurs sont fixés aux équerres par vis au travers des trous prévus à cet effet.

---

## 2.5. Dispositions de mise en œuvre

---

### 2.5.1. Conditions préalables à la pose

Les règles de mise en œuvre décrites au Dossier Technique et les dispositions mentionnées au § 1.2.3.2.1 "Stabilité" doivent être respectées.

Le montage doit impérativement être réalisé au-dessus d'un écran souple de sous-toiture : si cet écran souple n'est pas présent sur la toiture, il est obligatoire d'en ajouter un. Dans ce cas, cet écran souple de sous-toiture doit être sous certification conforme aux préconisations du Dossier Technique (§ 2.3 : sous certification « QB 25 » avec un classement W1 avant et après vieillissement selon la norme NF EN 13859-1). Il doit être mis en œuvre jusqu'à l'égout conformément aux dispositions définies au § 2.5.1 du Dossier Technique.

La mise en œuvre, ainsi que les opérations d'entretien, de maintenance et de réparation du procédé photovoltaïque doivent être assurées par des installateurs formés aux particularités du procédé et aux techniques de pose.

### 2.5.2. Compétences des installateurs

La mise en œuvre du procédé doit être assurée par des installateurs ayant été formés par la société Terreal (cf. §2.10).

Les compétences requises sont les suivantes :

- Compétences en couverture : mise en œuvre en toiture.
- Compétences électriques :
  - pour le raccordement des modules en couverture : habilitation électrique BP, au sens de la norme NF C 18-510,
  - pour le raccordement électrique :
    - compétences électriques pour la connexion et la mise en marche du champ photovoltaïque avec les organes de sécurité définis dans les guides UTE C 15 712 en vigueur,
    - habilitation en vigueur au sens de la norme NF C 18-510.
- Qualification et/ou certification professionnelle pour la pose de procédés photovoltaïques.

### 2.5.3. Sécurité des intervenants

L'emploi de dispositifs de sécurité (*protections collectives, nacelle, harnais, ceintures, dispositifs d'arrêt...*) est obligatoire afin de répondre aux exigences en matière de prévention des accidents. Lors de la pose, de l'entretien ou de la maintenance, il est notamment nécessaire de mettre en place des dispositifs pour empêcher les chutes depuis la toiture selon la réglementation en vigueur (*par exemple, un harnais de sécurité relié à une ligne de vie fixée à la charpente*) ainsi que des dispositifs permettant la circulation des personnes sans appui direct sur les modules (*échelle de couvreur, ...*).

Ces dispositifs de sécurité ne sont pas inclus dans la livraison.

Les risques inhérents à la pose de modules photovoltaïques et les dispositions à prendre lors de la conception, de la préparation et de l'exécution du chantier sont décrits dans la fiche pratique de sécurité ED 137 publiée par l'INRS.



## 2.5.4. Mise en œuvre en toiture

### 2.5.4.1. Conditions préalables à la pose

#### 2.5.4.1.1. Précisions sur l'organisation de la mise en œuvre

Chaque étape doit faire l'objet d'une réception contradictoire entre les entreprises intervenantes. Le Tableau 4 préconise la répartition des différentes opérations de mise en œuvre du procédé.

#### 2.5.4.1.2. Charpente

La Figure 21 montre l'agencement général des éléments du procédé.

Dans le cas d'une pose sur fermette industrielle, uniquement en charpente neuve, la section minimale de (36 x 97) mm doit être vérifiée et un calcul structural doit être effectué (cf. Tableau 4) prenant en compte la surcharge du procédé (cf. § 2.4.2) et les charges climatiques pour la conception et le dimensionnement de la fermette.

Dans le cas où la méthode de dimensionnement des fermettes ne prend pas en compte les charges ponctuelles générées par le procédé il y aura lieu de considérer les chargements linéiques indiqués au § 1.1.

#### 2.5.4.1.3. Écran souple de sous-toiture

La mise en œuvre doit impérativement être réalisée au-dessus d'un écran souple de sous-toiture. Dans le cas d'une toiture neuve ou d'une toiture existante ne disposant pas d'écran souple de sous-toiture, cet écran souple de sous-toiture doit être mis en œuvre jusqu'à l'égout, soit sur tout le pan de toiture accueillant le champ photovoltaïque conformément aux dispositions définies dans le DTU 40.29, soit conformément à un Avis Technique prévu pour cet usage.

#### 2.5.4.1.4. Calepinage

La fixation des tuiles peut être rendue nécessaire, soit pour éviter le glissement des tuiles, soit pour s'opposer à leur soulèvement sous l'effet des actions du vent sur les couvertures.

La fixation des tuiles s'effectue conformément aux prescriptions des DTU de la série 40.2. La densité minimale de fixation des tuiles, y compris des tuiles à manchons, doit être respectée dans les cas indiqués dans ces DTU.

Le calepinage des tuiles à manchon doit être effectué conformément aux Figure 22 (mode portrait) ou Figure 23 (mode paysage).

Il convient en premier lieu de vérifier la répartition et les dimensions hors tout du procédé sur la toiture. La surface qui doit être ménagée pour l'implantation du procédé photovoltaïque doit posséder les dimensions indiquées dans le § 2.4.2.

La largeur du champ photovoltaïque en mode portrait dépend de la dimension du module, de l'espacement entre les modules, du jeu et de l'épaisseur des capuchons en bout de rail support module.

La largeur du champ photovoltaïque en mode paysage dépend de la dimension du module et de l'espace entre les modules.

Il existe 3 types de rails support module caractérisés par leur longueur unitaire : longueur de 1 250mm, longueur de 1 850mm, et longueur de 2 300mm.

Le choix du type de rail support module à utiliser est liée à la largeur du champ photovoltaïque.

Les tableaux des Figure 22 (mode portrait) et Figure 23 (mode paysage) indiquent :

- Le quantitatif des accessoires du système :
  - De rails support module.
  - De rails support d'ancrage.
  - De tiges filetées.
  - De tuiles à manchon.
- Le mode de pose des accessoires du système : positionnement des tiges filetées.

#### 2.5.4.1.5. Cas d'une mise en œuvre sur existant

La couverture existante doit être conforme au DTU dont elle relève.

Lors de la conception du projet, en cas de couverture existante où les tuiles existantes sont conservées, un diagnostic d'identification des tuiles doit être effectué par l'installateur afin de s'assurer que la tuile à manchon compatible (*c'est-à-dire un modèle de tuile identique*) existe. La société Terreal apporte une assistance concernant la vérification de compatibilité de la tuile à manchon avec les tuiles existantes.

Il convient en premier lieu de découvrir la zone d'implantation des éléments de couverture existants. Il est suffisant de ne détuiler que les lignes de tuiles sous lesquelles les rails support d'ancrage vont être fixés (Voir Figure 24).

Au détuilage d'une couverture existante, il est impératif de vérifier le diagnostic d'identification des tuiles existantes par une vérification sur chantier de la compatibilité du modèle de la tuile courante avec la tuile à manchon, avec l'assistance de la société TERREAL.

### 2.5.4.2. Mise en œuvre en format "portrait" ou "paysage"

#### 2.5.4.2.1. Pose du rail support d'ancrage

Se référer à la Figure 25 dans le cas d'une mise en œuvre sur existant et à la Figure 25bis dans le cas d'une mise en œuvre sur bâtiment neuf.

Le nombre d'étriers support d'ancrage est égal au nombre de chevrons/fermettes croisés par le rail support d'ancrage.

Les étriers support d'ancrage sont à glisser dans le rail support d'ancrage dans les emplacements prévus à cet effet.

Le positionnement préalable sans le visser du support d'ancrage est obtenu en respectant la distance spécifiée entre l'étrier support d'ancrage par rapport à l'arrière du liteau de couverture de la rangée de tuile qui vont accueillir les tuiles à manchon (cote Z). Il convient de vérifier la cote Z aux extrémités de chaque rail et si nécessaire, soit de reprendre le liteauage, soit de scinder le champ photovoltaïque latéralement.

Une fois les rails et étriers supports d'ancrage positionnés, fixer les étriers support d'ancrage sur les chevrons ou fermettes avec deux vis TCB 6 x 85 fournies.

Cas particulier de l'éclissage des rails support d'ancrage : lorsque nécessaire, des éclisses sont à insérer à la jonction des rails support d'ancrage pour assurer l'alignement du champ photovoltaïque. Des détrompeurs, découpés dans l'éclisse permettent de brider ces dernières sur un rail support d'ancrage au niveau des trous oblong, l'autre ne doit pas être bridé pour permettre la dilatation et le coulissement libre (Figure 26). L'espace entre deux rails doit être de 3 mm.

#### 2.5.4.2.2. Mise en place des systèmes d'ancrage avant serrage

La longueur de la tige filetée est à choisir en fonction de la tuile (*cette longueur dépend du galbe de la tuile*). Voir le tableau Figure 21.

Une phase de pré-positionnement des systèmes d'ancrage est à faire avant un réglage et serrage définitif après le positionnement de la tuile à manchon (cf. § 2.5.4.2.3). Voir Figure 27.

Les systèmes d'ancrage ne doivent pas être en porte-à-faux en bout de rail acier. Ils doivent se trouver entre 2 étriers.

Pour le positionnement du premier système d'ancrage, il est nécessaire d'aligner la tige filetée avec le centre de la tuile supérieure.

Se référer ensuite au tableau de la Figure 22 (mode portrait) ou Figure 23 (mode paysage) : distances de positionnement des tiges filetées à respecter.

En mode portrait, lorsque le champ photovoltaïque comporte plus de 2 modules, le nombre de systèmes d'ancrage est de 2 par modules. Lorsqu'il n'y a qu'un seul module, il faut 4 systèmes d'ancrage.

En mode paysage, le nombre de systèmes d'ancrage par module est de 4.

Le système d'ancrage vient se positionner dans le rail support d'ancrage. La bride en U vient coiffer le rail et la contre-bride vient se loger sous les ailes du rail support d'ancrage. Pour le pré-positionnement, faire tourner de  $\frac{1}{4}$  tour l'ancrage.

#### 2.5.4.2.3. Mise en œuvre des tuiles à manchon

Afin de réaliser un centrage optimal de la tige filetée à travers la tuile à manchon, il est nécessaire de mettre en place la tuile à manchon et de vérifier le centrage du système d'ancrage sur cette dernière. L'axe du système d'ancrage accepte un décentrage de 10 mm maximum par rapport à l'axe du manchon de la tuile (Figure 28).

Une fois le centrage vérifié, il est nécessaire de procéder au serrage du système d'ancrage sur le rail support d'ancrage à l'aide d'une clé de 15 mm (*écrou en contact avec la bride en U*).

Une fois le système d'ancrage bridé au rail support d'ancrage, il est nécessaire de régler la hauteur du contre-écrou avec la rondelle L10 sur laquelle va venir se positionner le couvercle. Voir cote H sur le tableau de la Figure 21.

Afin de faciliter ce réglage sur chantier, il est possible de poser un gabarit de pose (*utilisation de l'équerre aluminium du kit*) sur le haut du manchon et de faire venir affleurer le haut de l'écrou avec le haut du plat de l'équerre (Figure 29).

Mettre ensuite en position le couvercle qui vient reposer sur la rondelle L10. La tige filetée traverse ainsi le couvercle. L'ouverture du couvercle pour le passage du câble doit être positionnée vers l'égout de la toiture.

Positionner ensuite l'équerre support de rail directement sur le couvercle. La tige filetée du support d'ancrage doit venir traverser l'équerre support dans le perçage. Positionner la rondelle EPDM dans la tige filetée par-dessus l'équerre. Fixer l'équerre sur la tige filetée par l'intermédiaire du troisième et dernier écrou à l'aide d'une clé de 15 mm (Figure 30).

#### 2.5.4.2.4. Mise en œuvre des modules

Pour le maintien des modules photovoltaïques, il est nécessaire d'utiliser les rails support modules en aluminium.

En mode portrait, l'orientation des rails aluminium est parallèle à l'égout.

En mode paysage, l'orientation des rails aluminium est perpendiculaire à l'égout.

La vis tête marteau présente sur l'équerre support module vient se loger dans la glissière crantée présente sur le rail support module pour la fixation du rail support module. Un réglage de hauteur peut être effectué grâce à la lumière présente sur l'équerre support module.

La vis tête marteau doit être positionnée perpendiculairement à l'axe de glissière.

Le porte-à-faux du rail aluminium par rapport à l'équerre ne doit pas dépasser 500 mm.

Une fois positionné, il est nécessaire de fixer l'écrou à l'extrémité de la vis tête marteau acier avec un clé de 13 mm (Figure 31).

L'éclissage des rails support module (cas du mode portrait uniquement) s'effectue en laissant un espace de 5 mm entre rails. L'éclisse ne doit pas être bridée au rail aluminium pour permettre la dilatation et le coulissement libre.

Pour le positionnement des modules photovoltaïques, il est nécessaire de les centrer sur la portée des rails support modules. Ils sont posés directement sur les rails support modules et maintenus par l'intermédiaire des attaches modules (Figure 32).

Dans le cas de plusieurs lignes de modules (cas du mode portrait uniquement), les modules doivent être espacés de 31 mm dans le sens de la pente.

Pour insérer les attaches modules dans la glissière supérieure du rail support module, il est nécessaire de comprimer manuellement la partie acier de l'attache module. Insérer une griffe Terragrif™ à l'une des quatre attaches modules dans le cas où elles sont utilisées pour la liaison équipotentielle des masses.

L'attache module peut ensuite coulisser. Venir ensuite positionner la partie aluminium de l'attache module sur le cadre du module photovoltaïque pour le brider. Visser et serrer à l'aide d'une clé 6 pans diamètre 6 mm.

Des bouchons de rails fournis peuvent être positionnés à l'extrémité des rails aluminium pour des questions esthétiques.

---

## 2.6. Utilisation, entretien et réparation

---

### 2.6.1. Généralités

La continuité de la liaison équipotentielle des masses du champ photovoltaïque doit être maintenue, même en cas de maintenance ou de réparation.

En présence d'un rayonnement lumineux, les modules photovoltaïques produisent du courant continu et ceci sans possibilité d'arrêt. La tension en sortie d'une chaîne de modules reliés en série peut rapidement devenir dangereuse ; il est donc important de prendre en compte cette spécificité et de porter une attention particulière à la mise en sécurité électrique de toute intervention menée sur de tels procédés.

L'installateur doit recommander de réaliser l'entretien et la maintenance en s'inspirant de la norme NF EN 62446-2:2020.

En cas de bris de glace ou d'endommagement d'un module photovoltaïque, un bâchage efficace doit être assuré et un remplacement de ce module défectueux réalisé dans les plus brefs délais.

Les interventions sur le procédé doivent être réalisées dans le respect du code du travail et notamment de la réglementation sur le travail en hauteur.

En cas d'intervention sur le procédé photovoltaïque nécessitant la dépose d'un module photovoltaïque, la procédure de déconnexion et de reconnexion électrique appliquée lors du remplacement d'un module doit être respectée (cf. § 2.6.4).

Il est impératif que les opérations de maintenance et de réparation soient effectuées par des intervenants qualifiés et habilités. Ces opérations requièrent des compétences en électricité et en couverture (cf. § 2.5.2).

### 2.6.2. Maintenance du champ photovoltaïque

La maintenance doit être réalisée annuellement :

- Vérifier visuellement l'état d'encrassement des modules. Les modules photovoltaïques peuvent être nettoyés au jet d'eau (*haute pression et jet concentré interdits*) après l'hiver ou juste avant l'été pour permettre d'optimiser le rendement électrique ou selon les conditions environnementales du bâtiment d'implantation.
- Vérification de l'étanchéité : vérifier le bon état des différents éléments composant le système d'étanchéité, retirer les salissures pouvant obturer la libre circulation de l'eau sous les modules.
- Vérification du câblage.
- Vérification des fixations : vérifier la présence et la tenue de l'ensemble de la visserie.

### 2.6.3. Maintenance électrique

Si, tenant compte de l'ensoleillement réel, une baisse mesurable de la production d'une année sur l'autre est observée, il convient de faire vérifier le bon fonctionnement de l'onduleur et des modules individuellement.

### 2.6.4. Remplacement d'un module

En cas de bris de glace d'un module ou d'endommagement d'un module photovoltaïque, il convient de le faire remplacer en respectant la procédure suivante :

- Avant d'intervenir sur le champ photovoltaïque concerné par le défaut, il est impératif de procéder à la déconnexion du réseau en ouvrant le disjoncteur AC placé entre le champ photovoltaïque et le compteur de production.
- Le démontage est réalisé en retirant les attaches modules puis en retirant les modules photovoltaïques.
- Lors du démontage une attention particulière doit être portée à la qualité d'isolement des connecteurs débrochés afin d'éviter tout contact entre ceux-ci et les pièces métalliques de l'installation (*cadre module, couloirs ...*).
- Le montage du module de remplacement est réalisé conformément à la notice de montage.
- Après avoir mesuré la tension de la série de modules concernée pour s'assurer de la bonne connexion de l'ensemble et que la tension délivrée est conforme à la plage d'entrée du réseau, on procédera à la reconnexion du champ photovoltaïque au réseau en fermant le disjoncteur AC.

---

## 2.7. Traitement en fin de vie

---

Conformément à l'article L. 541-10 du Code de l'Environnement, à la directive 2012/19/UE relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques et au décret n°2014-928 du 19 août 2014, les producteurs de modules photovoltaïques, dans le cadre de la Responsabilité Élargie des Producteurs, pourvoient ou contribuent à la collecte des déchets d'équipements électriques et électroniques ménagers au prorata des équipements qu'ils mettent sur le marché. L'article R. 543-180.-I. du Code de l'Environnement et l'arrêté du 8 octobre 2014 prévoient qu'en cas de vente d'un équipement, le distributeur de modules photovoltaïques reprend gratuitement ou fait reprendre gratuitement pour son compte les équipements usagés dont le consommateur se défait, dans la limite de la quantité et du type d'équipement vendu.

Pour le reste des éléments (système de montage notamment), il n'y a pas d'information apportée.

---

## 2.8. Fabrication et contrôles

---

### 2.8.1. Modules photovoltaïques

La fabrication des modules photovoltaïques a été examinée dans le cadre de la vérification des modules. Les informations principales (*site(s) de fabrication, certification ISO 9001, tolérance sur le flash-test, mesure(s) par électroluminescence, inspection finale*) sont données dans la grille de vérification des modules.

### 2.8.2. Composants de la structure support

Les pièces du système de montage sont réalisées par découpe et pliage selon les plans de la société TERREAL par la société LAHERA à Mazamet en France. Des contrôles de conformité matière sont effectués par échantillonnage à réception des matières premières. Des contrôles visuels sont effectués à chaque étape de fabrication et sur chaque pièce finie.

À réception des composants approvisionnés via des fournisseurs, un contrôle de la conformité au cahier des charges est réalisé à chaque lot (fiche technique, contrôle dimensionnel). Les manchons et les couvercles sont fournis par la société MPM sur le site de Muret en France, certifiée ISO 9001:2015. Des contrôles de masse, de dimensions et d'aspect visuel sont effectués par échantillonnage toutes les 2 h. Par ailleurs un contrôle de la fluidité à chaud selon la norme ISO 1133 ( $5 \pm 2$  g/10min sous 5 kg à 200°C) et de la résistance au choc IZOD selon la norme ISO 180-1A ( $9 \pm 1$  kJ/m<sup>2</sup>) pour le manchon, et de la fluidité à chaud selon la norme ISO 1133 ( $12 \pm 1$  g/10min sous 2,16 kg à 230°C) pour le couvercle, est réalisé au moins une fois par lot de matière première réceptionnée.

Lors de la fabrication des tuiles à manchon, des contrôles visuels et fonctionnels (étanchéité de l'assemblage) sont effectués sur toutes les tuiles. Les tuiles en terre cuite utilisées pour la fabrication des tuiles à manchons sont produites et suivies par la marque NF 063. Un contrôle fonctionnel après vieillissement gel/dégel selon la norme EN 539-2 est effectué annuellement.

Tout nouveau modèle de tuiles à manchon non cité dans le présent avis technique est systématiquement vérifié par le CSTB selon un document « modalité de suivi de contrôle » dans le cadre du suivi d'Avis Technique.

---

## 2.9. Conditionnement, étiquetage, stockage

---

### 2.9.1. Modules photovoltaïques

Les modalités de conditionnement (*nombre de modules par emballage, nature de l'emballage, position des modules, séparateurs entre modules*) des modules sont indiquées dans la grille de vérification des modules.

Les modules conditionnés ensemble sont obligatoirement de la même nature et de la même puissance.

Le module est lui-même identifié par un étiquetage conforme à la norme NF EN 50380.

Sauf spécificité du fabricant indiquée dans la grille de vérification des modules, le stockage sur chantier s'effectue au sec, sous abri.

Les modules sont reconditionnés avec le système de montage avant livraison sur chantier (*cf. § 2.9.2*).

### 2.9.2. Système de montage

Les petits éléments (*visserie, platines, pinces*) du système de montage sont conditionnés en sachet dans un carton.

Les tuiles à manchon sont cerclées par deux et séparées par une mousse expansive.

Les grands éléments du système de montage et les modules photovoltaïques, regroupés en kits, sont conditionnés dans des caisses en bois comportant une étiquette avec la désignation du kit. À la demande, la référence du chantier peut être apposée sur la caisse.

Le stockage sur chantier doit s'effectuer à l'intérieur d'un bâtiment à l'abri des intempéries.

---

## 2.10. Formation

---

Le Service Technique TERREAL assure auprès de chaque installateur la formation et l'assistance au démarrage sur chantier. Cette formation photovoltaïque théorique et pratique leur permet d'appréhender les procédés photovoltaïques en général ainsi que le montage de son procédé.

Cette formation obligatoire consiste en :

- une présentation au sol du kit et un pré-assemblage,
- un accompagnement pour l'installation réelle sur la toiture.

À l'issue de cette formation, la société Terreal délivre une attestation de formation nominative.

Les entreprises de mise en œuvre doivent bénéficier d'une qualification ou certification professionnelle délivrée par un organisme accrédité par le Cofrac ou tout autre organisme d'accréditation signataire de l'accord multilatéral pris dans le cadre de la coordination européenne des organismes d'accréditation. Cette qualification ou certification professionnelle doit correspondre aux types de travaux effectués, à la puissance de l'installation et, pour des projets relevant de l'obligation d'achat, respecter les critères fixés par l'arrêté tarifaire correspondant.

---

## 2.11. Assistance technique

---

La société TERREAL est tenue d'apporter son assistance technique à toute entreprise installant le procédé qui en fera la demande.

Chaque client reçoit systématiquement une assistance technique de la part de la société Terreal pour sa première installation photovoltaïque avec l'aide sur place d'un technicien pendant une journée.

Dans le cas d'une mise en œuvre du procédé sur toiture existante, la société Terreal apporte une assistance concernant la vérification de compatibilité de la tuile à manchon avec les tuiles existantes.

Lorsque des cas particuliers d'installations se présentent, tant au niveau de la mise en œuvre des modules que des conditions d'implantation (*ombrages éventuels*), elle peut également apporter son assistance technique pour la validation de la solution retenue.

La société Terreal assure également sur demande une assistance technique téléphonique pour tous renseignements complémentaires.

---

## 2.12. Mention des justificatifs

---

### 2.12.1. Résultats expérimentaux

- Les modules photovoltaïques ont été vérifiés par le CSTB selon les critères d'acceptation du présent Avis Technique. La liste des références et les puissances sont indiquées dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT sur la page de la [fiche détaillée de l'Avis Technique 21/20-69\\_V3](#) (voir § 1.2.9).
- Les modules photovoltaïques ont été testés selon la norme NF EN 61215 : qualification de la conception et homologation des modules photovoltaïques. La charge à laquelle les essais de charge mécanique MQT 16 ont été réalisés doit être au moins égale à 5 400 Pa (charge d'essai).
- Les modules photovoltaïques ont été testés selon la norme NF EN 61730 et certifiés comme appartenant à la classe II de sécurité électrique jusqu'à une tension maximum de 1 000 à 1 500 V DC (cf. grille de vérification des modules).
- Le procédé photovoltaïque a été testé selon la norme NF EN 12179 pour des essais de résistance à la pression du vent avec les modules de la grille de vérification.
- Le montage du procédé photovoltaïque a été testé au CSTB (*rapport d'essais n° SE2 19-26081263*).
- Des essais de durabilité de la liaison équipotentielle des masses à l'aide des griffes Terragrif™ QL 0,5x52x27 en association avec les composants du procédé ont été effectués par le LCIE (*rapport n° 161354-736677*).
- Des essais d'étanchéité Moby Dick II ont été réalisés au CTMNC avec les tuiles à manchon du procédé (*rapports d'essais n° 2014019032-1-3, -2-1 et -3*).
- Des essais de durabilité après vieillissement simulé selon la norme ISO 4892-2 méthode A cycle n°1 jusqu'à une irradiation de 4,5 GJ/m<sup>2</sup> des composants polymères ont été réalisés au CSTB (*rapports EMI n° 19-26084644 et EMI 20-26085603*).

### 2.12.2. Références chantiers

Le procédé photovoltaïque est fabriqué depuis octobre 2018.

Environ 4 100 m<sup>2</sup> ont été commercialisés en France depuis 2019.

## 2.13. Annexe du Dossier Technique – Tableaux et figures

Note : Toutes les dimensions sont en millimètres (sauf indication contraire)

Matériau	Revêtement de finition sur la face exposée	Éléments du procédé concernés	Atmosphères extérieures							Spéciale
			Rurale non pollué	Industrielle ou urbaine		Marine				
				Normale	Sévère	20 km à 10 km	10 km à 3 km	Bord de mer* (<3km)	Mixte	
Aluminium EN AW-6063 T5	anodisation $\geq 10 \mu\text{m}$	cadre de module	•	•	□	•	•	□	□	□
Aluminium EN AW-6063 T6 et T66	-	équerre, rail module et éclisse	•	•	□	•	•	□	□	□
acier S500 MC revêtu zinc nickel + aluminium	-	attaches modules	•	•	□	•	•	□	□	□
Inox A2	-	tiges, écrous, rondelles, visserie	•	•	□	•	•	□	□	□

Les expositions atmosphériques sont définies dans les annexes des normes NF P34-301, NF P24-351, DTU 40.36 et DTU 40.41

- : Matériau adapté à l'exposition
- : Matériau dont le choix définitif ainsi que les caractéristiques particulières doivent être arrêtés après consultation et accord du fabricant.
- : Matériau non adapté à l'exposition
- \* : à l'exception du front de mer

**Tableau 1 - Guide de choix des matériaux selon l'exposition atmosphérique**

**Nota : par ailleurs (cf. § 1.1), la pente minimale des DTU de la série 40.2 concerné(s) ou des « Règles professionnelles pour la pose à faible pente des tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief » ou des DTA de procédé de tuile « à pente abaissée » ou « à très faible pente », des tuiles courantes utilisées doit être respectée.**

Région de neige	Altitude [m]	Pente de la toiture						
		19 % (≈ 11 °)	25 % (≈ 14 °)	33 % (≈ 18 °)	45 % (≈ 24 °)	60 % (≈ 31 °)	100 % (45 °)	173 % (60 °)
A1	200	admis	admis	admis	admis	admis	admis	admis
	500	admis	admis	admis	non admis	non admis	non admis	non admis
	700	admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis
A2	200	admis	admis	admis	admis	non admis	non admis	non admis
	500	admis	admis	admis	non admis	non admis	non admis	non admis
	700	admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis
B1	200	admis	admis	admis	admis	non admis	non admis	non admis
	500	admis	admis	admis	non admis	non admis	non admis	non admis
	700	admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis
B2	200	admis	admis	admis	non admis	non admis	non admis	non admis
	500	admis	admis	admis	non admis	non admis	non admis	non admis
	700	admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis
C1	200	admis	admis	admis	admis	non admis	non admis	non admis
	500	admis	admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis
	700	admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis
C2	200	admis	admis	admis	non admis	non admis	non admis	non admis
	500	admis	admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis
	700	admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis
D	200	admis	admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis
	500	admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis
	700	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis	non admis
E		non admis						

**Tableau 2 – Régions de neige et altitude admises en fonction de la pente de toiture**






FABRICANT	Modèle	Photo	
TERREAL	<b>DC12 DTU 40.21</b>		
TERREAL	<b>Volnay PV DTU 40.211</b>		
TERREAL	<b>Romane Canal DTU 40.21</b>		
TERREAL	<b>DCL DTU 40.21</b>		

**Tableau 3 - Liste des tuiles et ardoises de couverture validées comme compatibles avec le procédé**



<p>TERREAL</p>	<p><b>Gauloise DTU 40.21</b></p>		
<p>TERREAL</p>	<p><b>Giverny PV DTU 40.211</b></p>		
<p>TERREAL</p>	<p><b>Santenay DTU 40.21</b></p>		

**Tableau 3 (suite)**

<p>TERREAL</p>	<p><b>Côte de Beaune DTU 40.21</b></p>		
<p>TERREAL</p>	<p><b>Côte de Nuits DTU 40.21</b></p>		
<p>TERREAL</p>	<p><b>Côte Fleurie PV DTU 40.21</b></p>		
<p>TERREAL</p>	<p><b>Héritage Canal DTU 40.21</b></p>		

**Tableau 3 (suite)**

<p>TERREAL</p>	<p><b>Montagny DTU 40.21</b></p>		
<p>TERREAL</p>	<p><b>Résidence DTU 40.21</b></p>		
<p>TERREAL</p>	<p><b>Romane Azur DTU 40.21</b></p>		
<p>TERREAL</p>	<p><b>Romane Évolution DTU 40.21</b></p>		

**Tableau 3 (suite)**

<p>TERREAL</p>	<p><b>Romane Réno DTU 40.21</b></p>		
<p>TERREAL</p>	<p><b>Tuile à Côte Universelle DTU 40.21</b></p>		

**Tableau 3 (suite)**

Quoi (opérations)	Qui (qualification)	Quand	Comment*
1 – Reconnaissance préalable de la toiture et de la présence ou non d'un écran souple de sous-toiture existant	À l'instigation du Maître d'Ouvrage, sensibilisé par l'installateur sur la nécessité de cette opération. Réalisé par l'installateur éventuellement assisté d'un charpentier ou Bureau d'études.	Lors de la conception du projet	Vérifier la capacité de la charpente à accueillir de procédé photovoltaïque, de la présence ou non d'un écran souple de sous-toiture, et que les charges admissibles sur la toiture ne sont pas dépassées du fait de la mise en œuvre du procédé.
2 – Le cas échéant, vérification des fermettes neuves avant leur pose	Charpentier et fabricant des fermettes	Avant la pose des fermettes	cf. § 2.5.4.1 et § 1.1
3 – En cas de couverture existante, diagnostic d'identification des tuiles	Installateur (couvreur et pose des modules photovoltaïques)	Lors de la conception du projet	S'assurer avec l'assistance de la société TERREAL que la tuile à manchon compatible ( <i>c'est-à-dire un modèle de tuile identique</i> ) existe
4 – Calepinage	Installateur (couvreur et pose des modules photovoltaïques)	Après la vérification de la charpente et des tuiles	cf. Figure 22 et Figure 23
5 – Pose du procédé	Installateur (couvreur et pose des modules photovoltaïques)	Après le calepinage	cf. § 2.5.4.1 et 2.5.4.2
* : les différentes expertises doivent faire l'objet d'un rapport écrit.			

**Tableau 4 – Organisation de la mise en œuvre**

### 3. Annexes graphiques

Note : Toutes les dimensions sont en millimètres (sauf indication contraire)

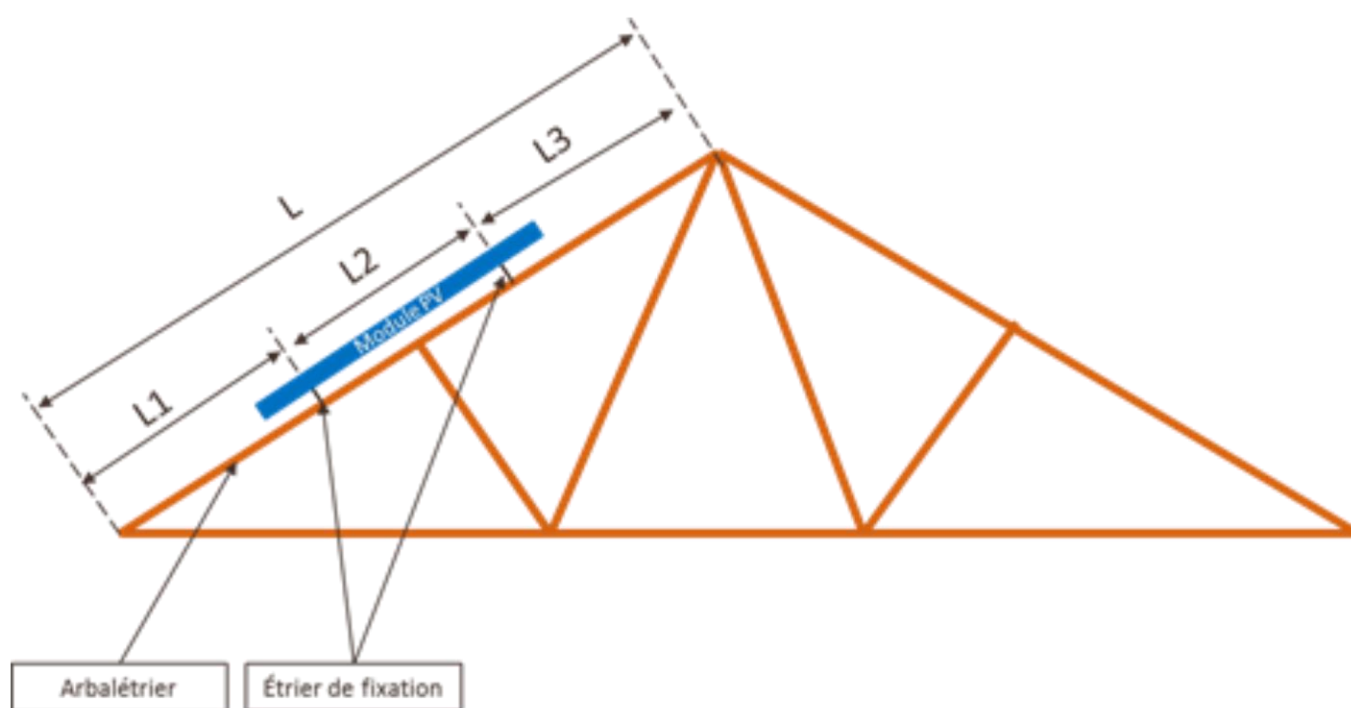
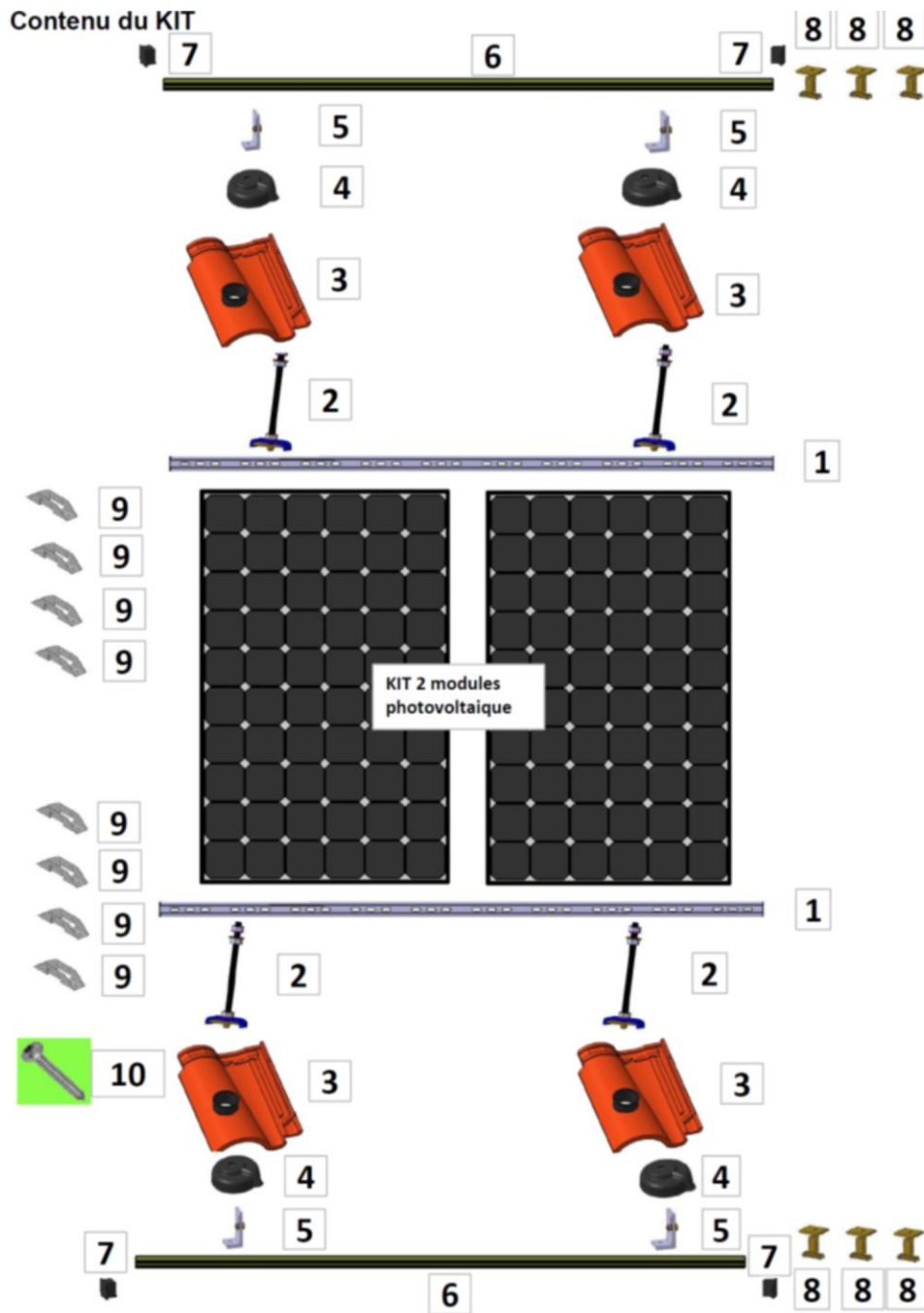
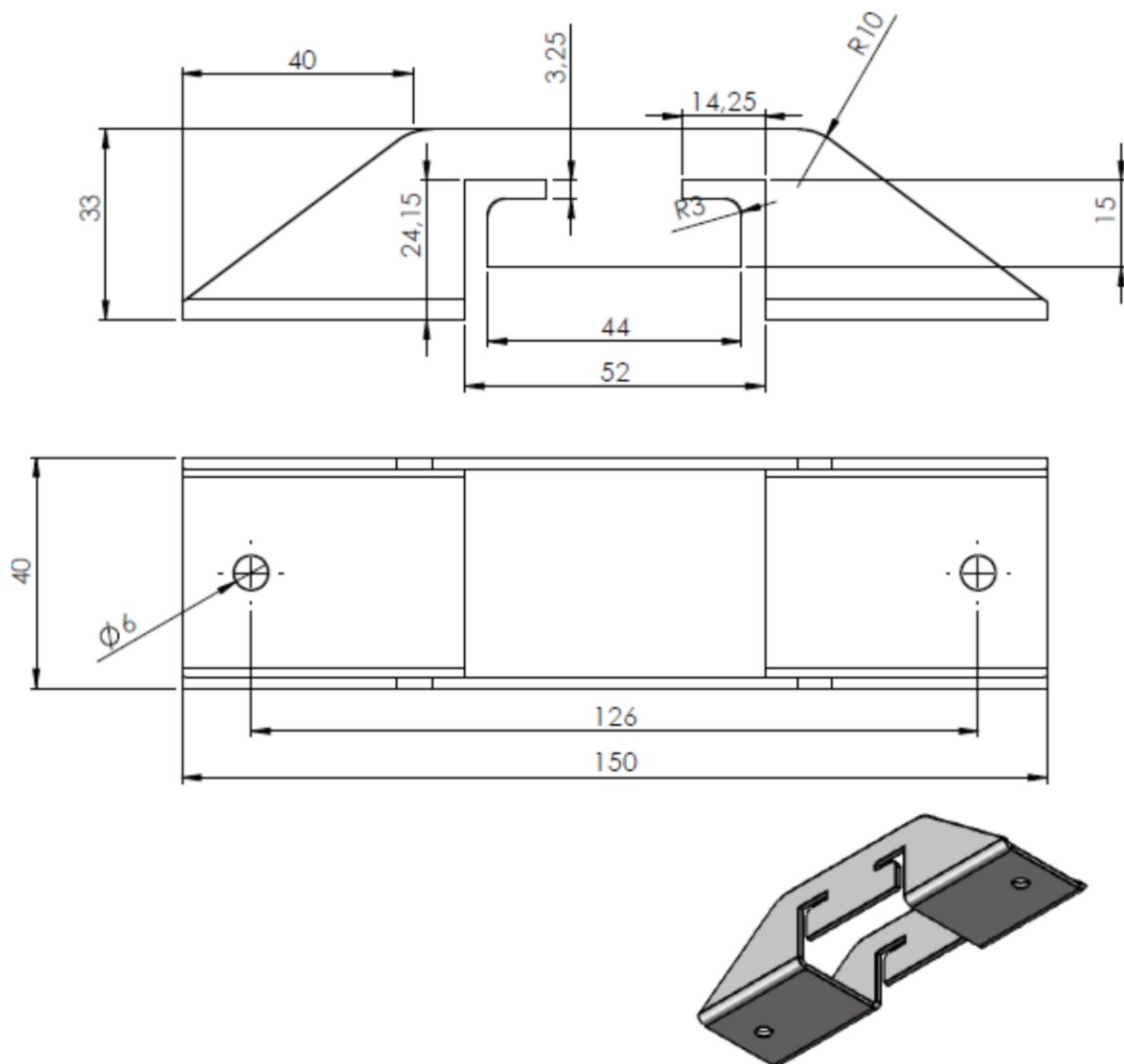


Figure 1 - Dimensionnement des fermettes en considérant des chargements linéiques : longueur  $l$ , distances  $l_1$ ,  $l_2$  et  $l_3$



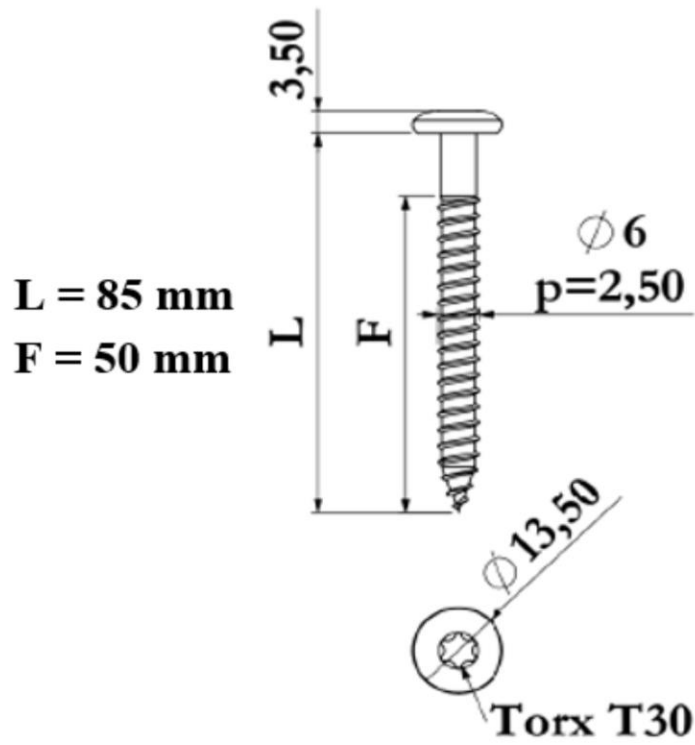
1 - Support ancrage
2 - Ancrage long
3 - KIT Tuile
4 - Couvercle
5 - Equerre
6 - Rail support module
7 - Bouchon de rail
8 - Attache module
9 - Etrier Support ancrage
10- Vis TORX 5 x 60

Figure 2 – Schéma éclaté du procédé

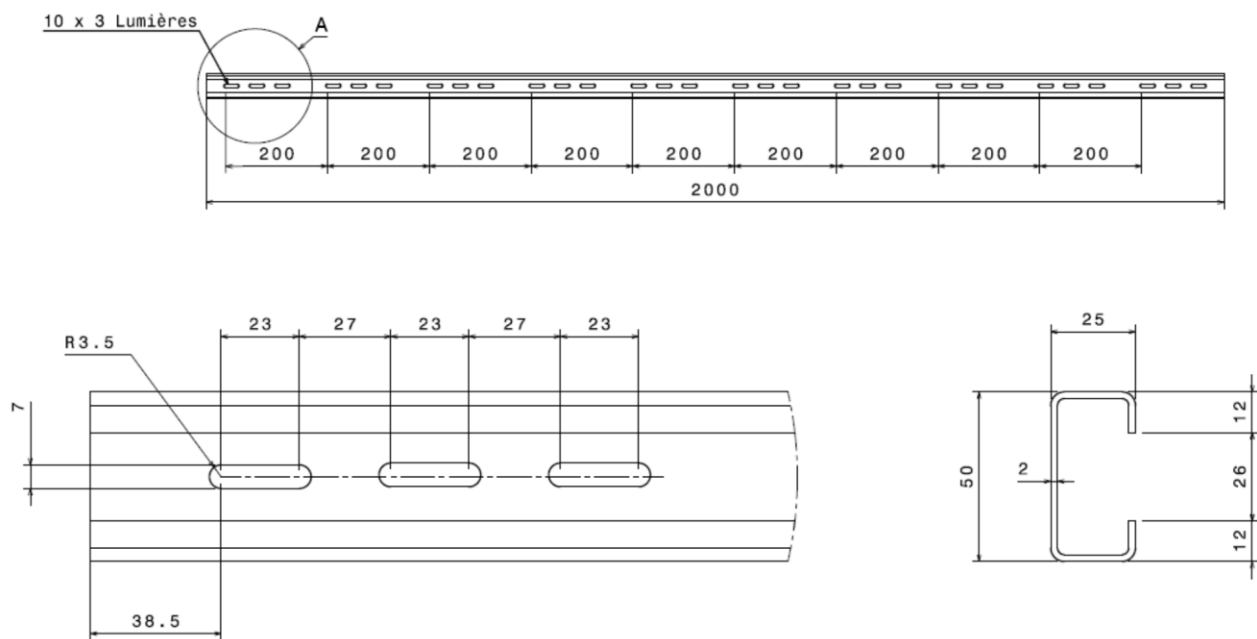


**Figure 3 – Étriers support d'ancrage**



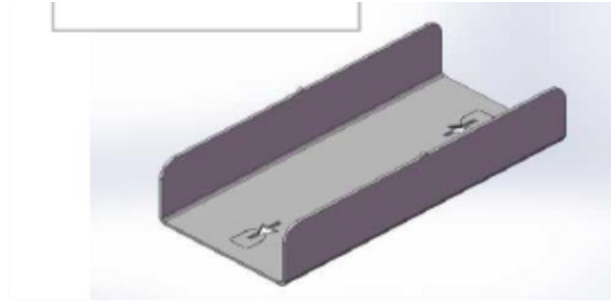


**Figure 4 - Vis de fixation de l'étrier**

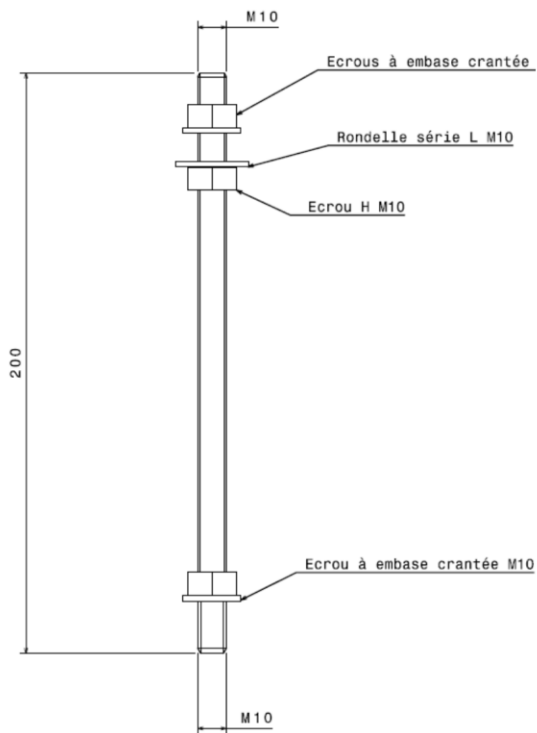
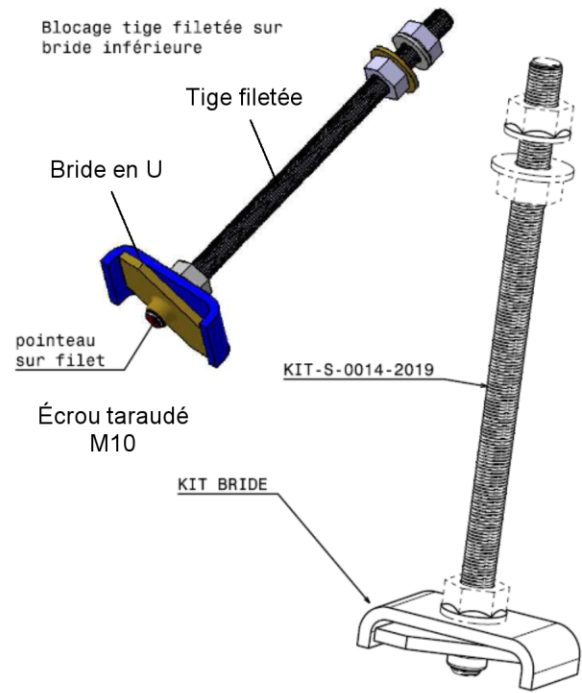
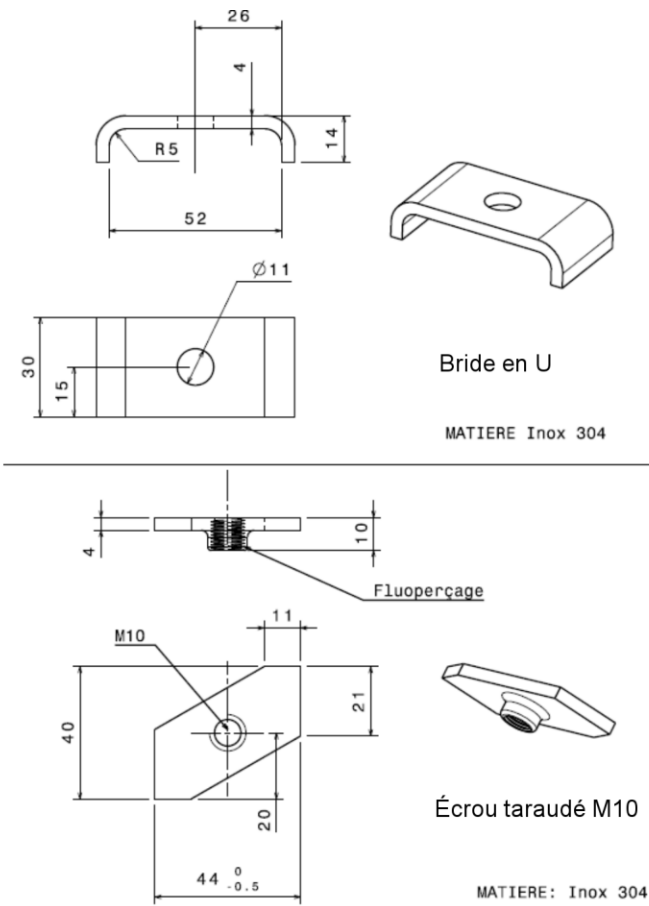


Détail A

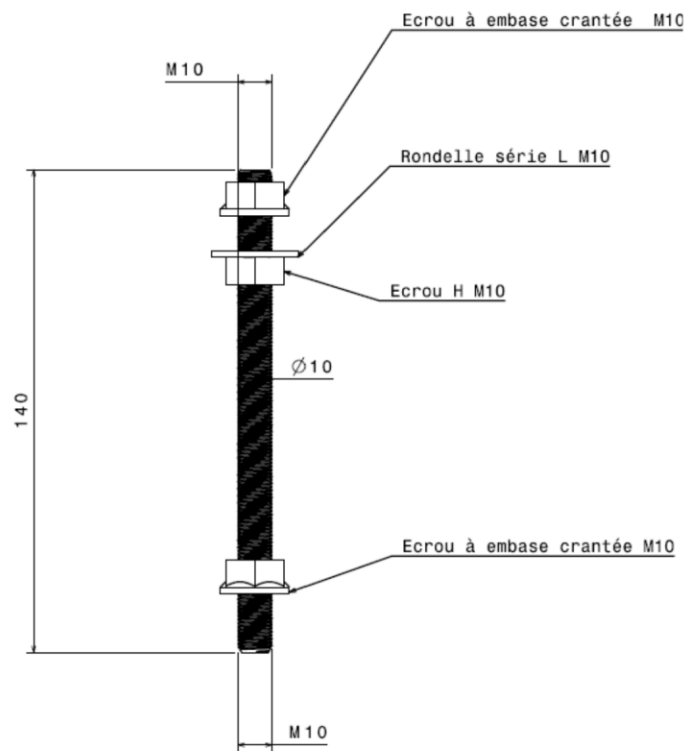
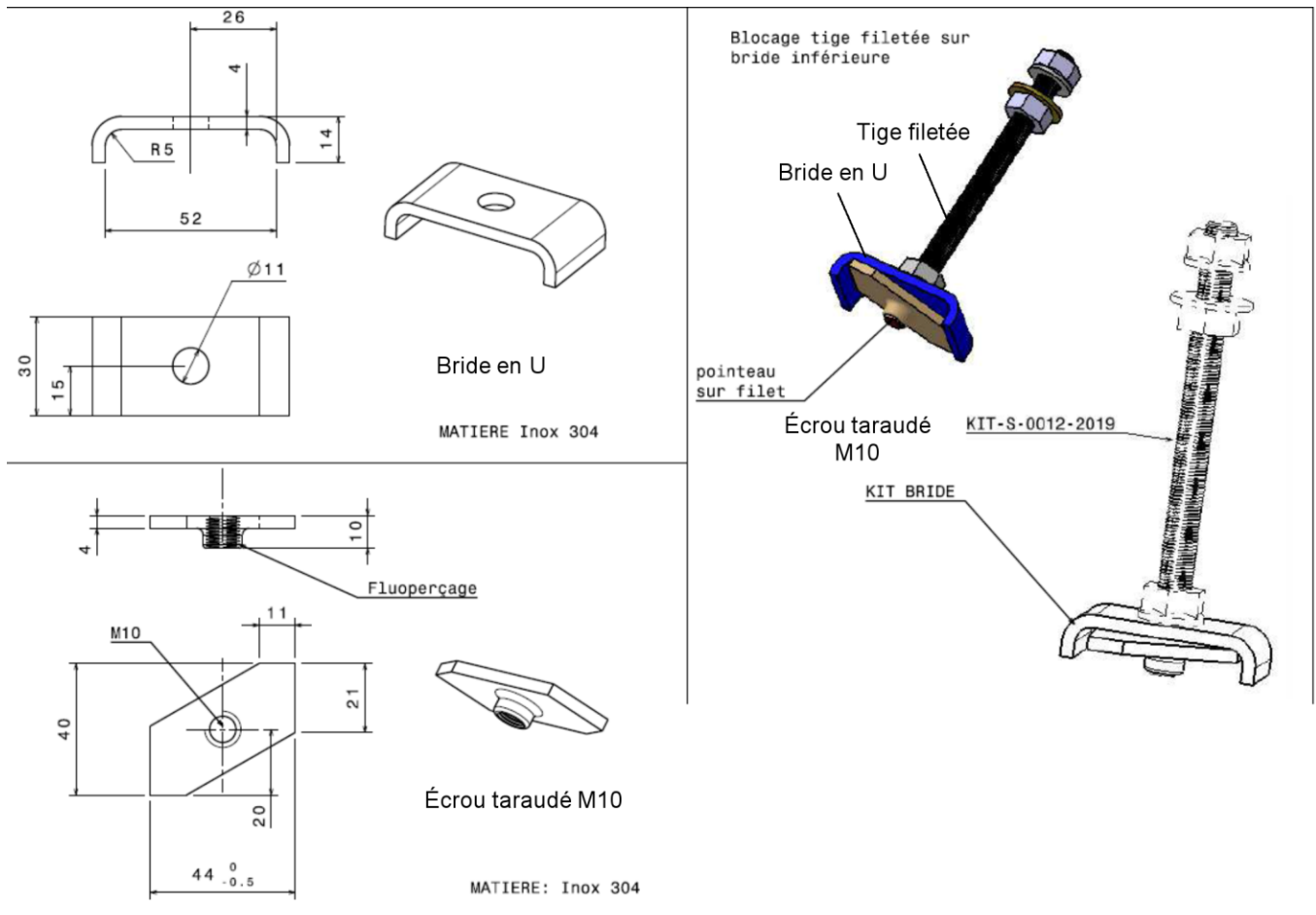
**Figure 5 - Rails support d'ancrage**



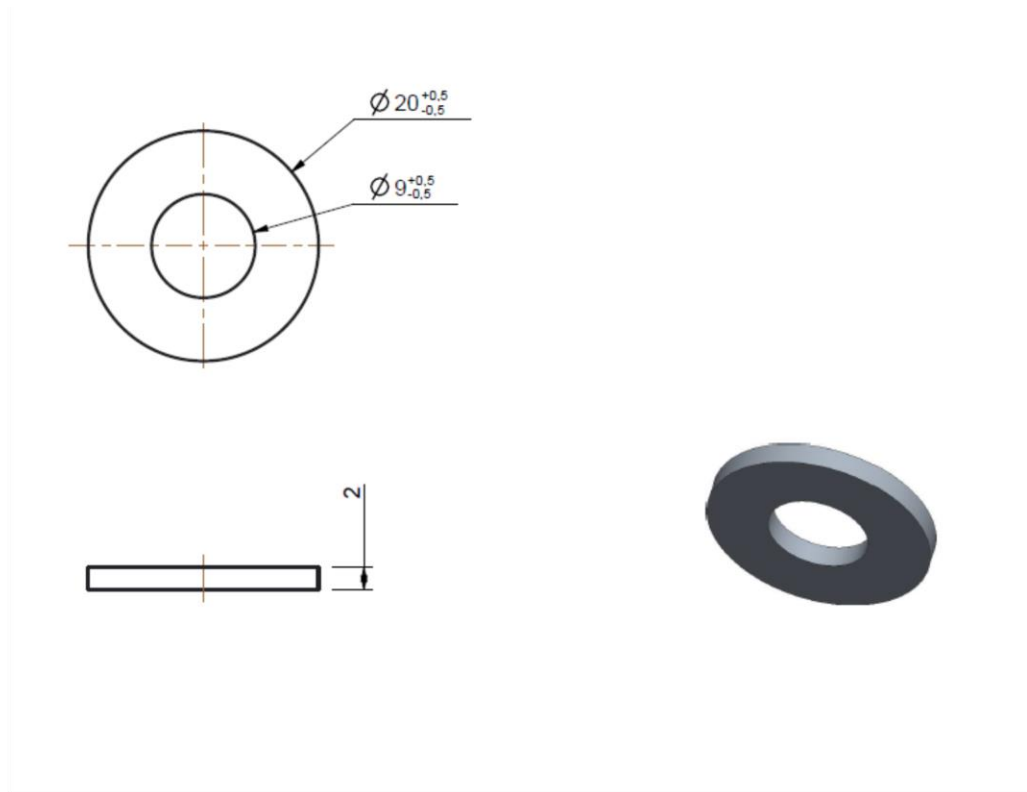
**Figure 6 – Raccord d'assemblage**



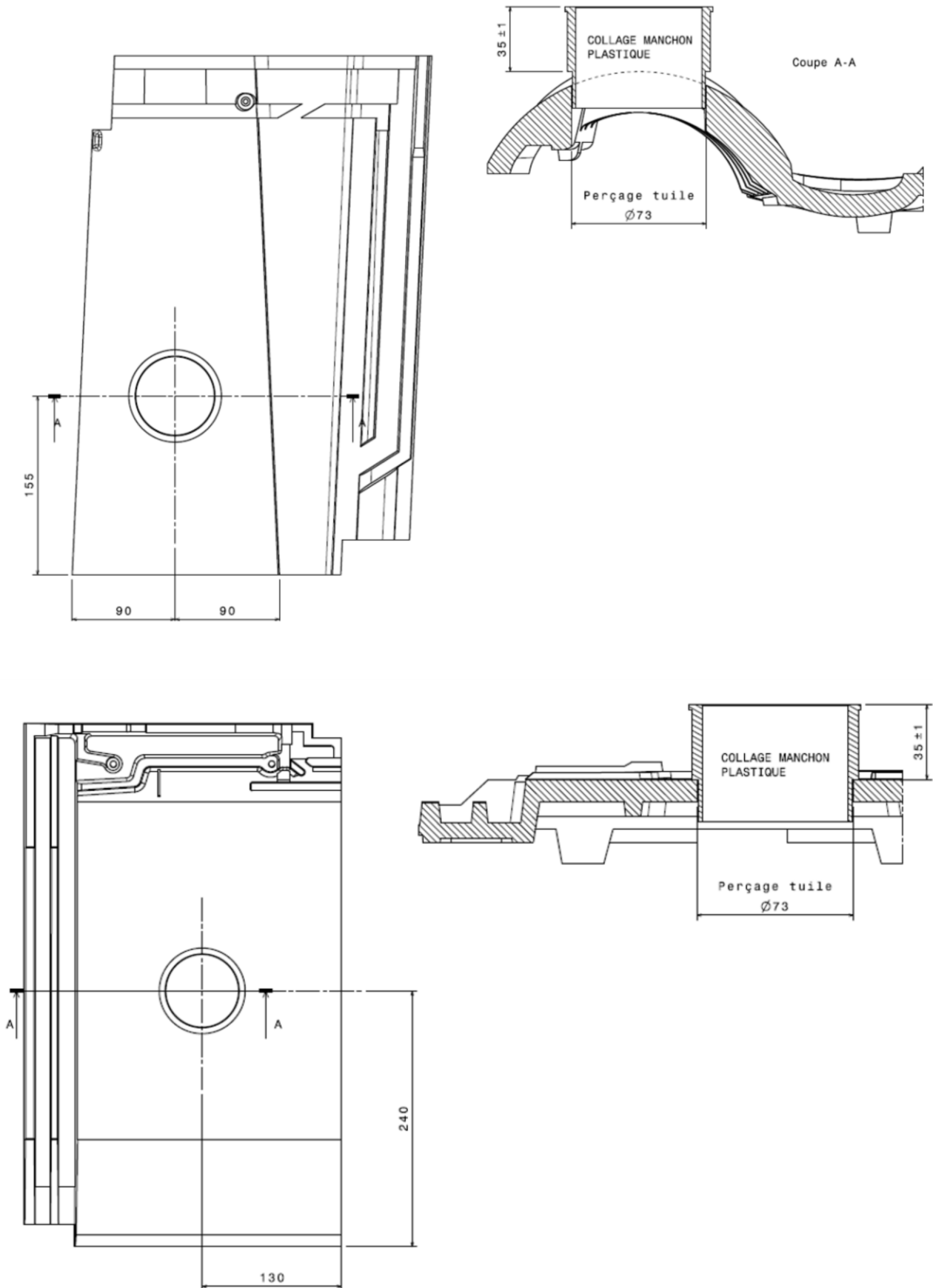
**Figure 7 – Système d'ancrage 200 mm (ancrage long)**



**Figure 8 – Système d'ancrage 140 mm (ancrage court)**



**Figure 9 – Rondelle EPDM**



**Figure 10 - Tuile de terre cuite à manchon (réalisée en usine par la société TERREAL)**

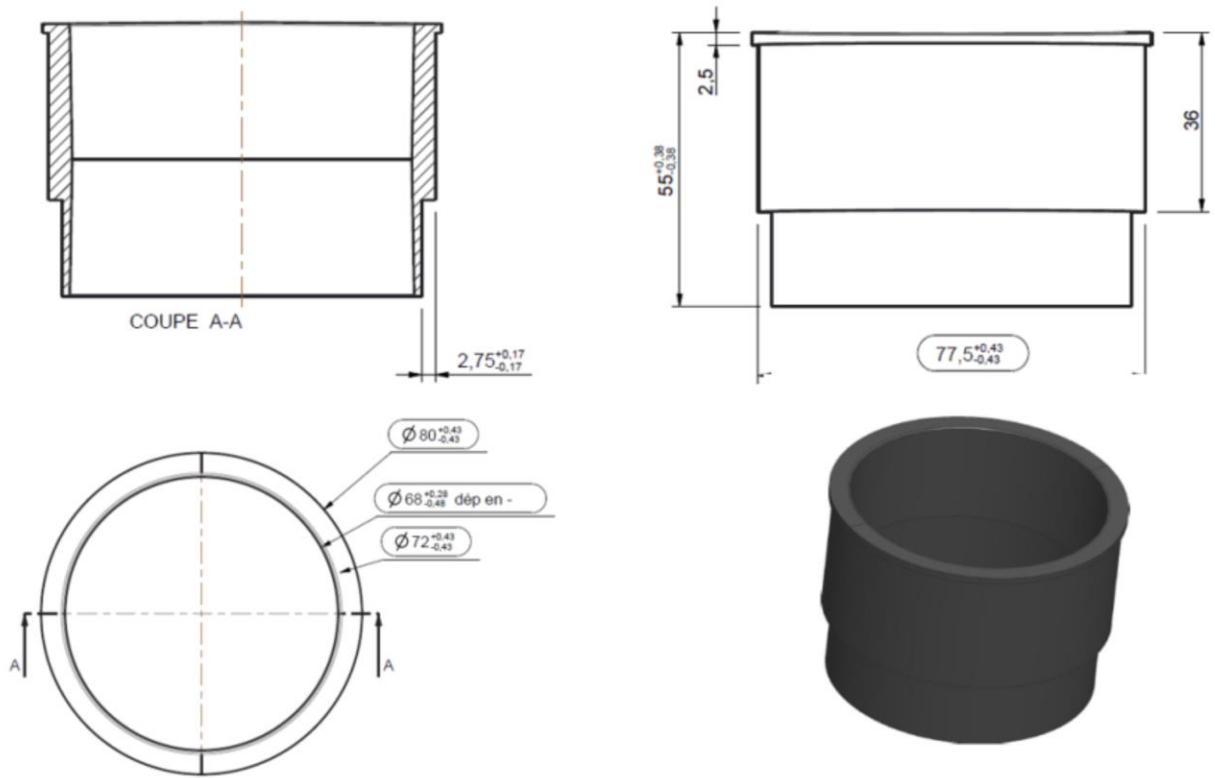


Figure 11 - Manchon

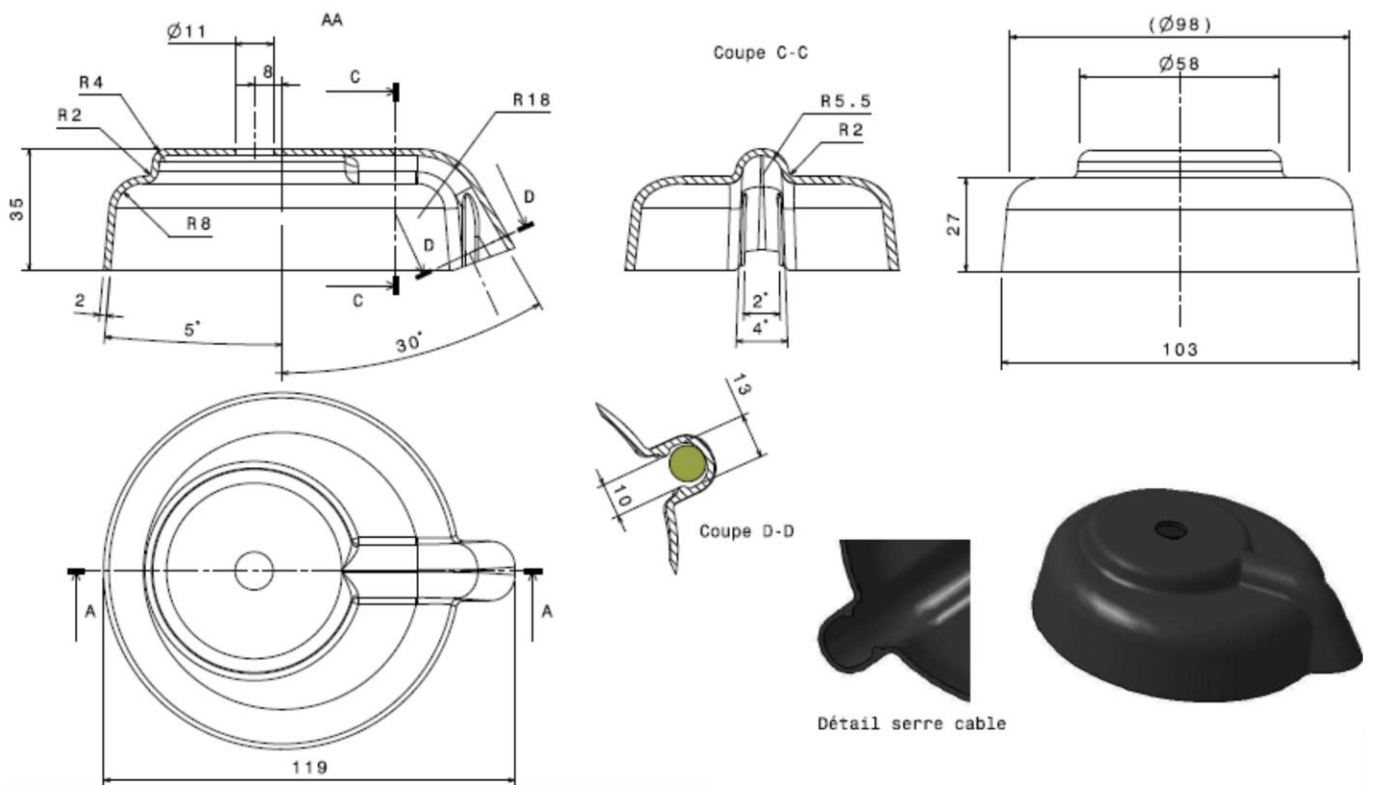
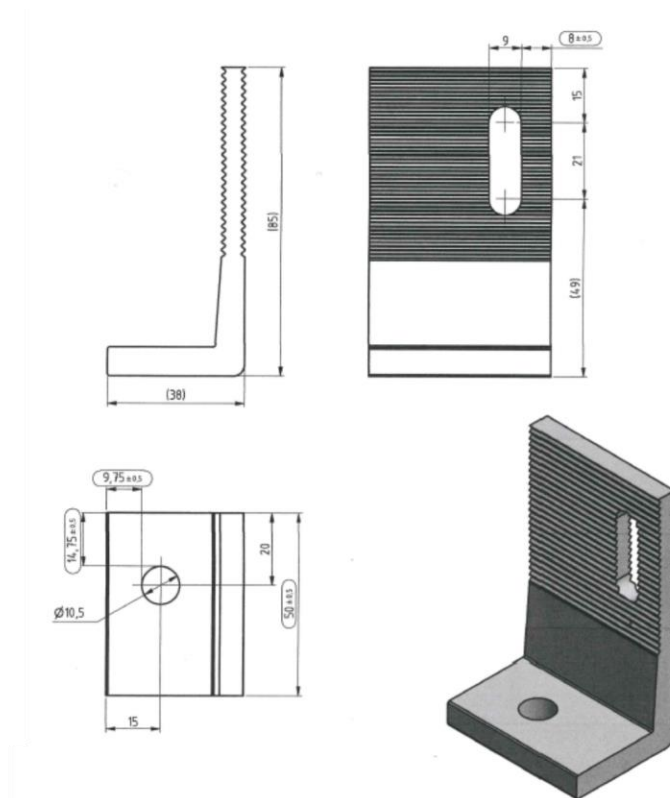
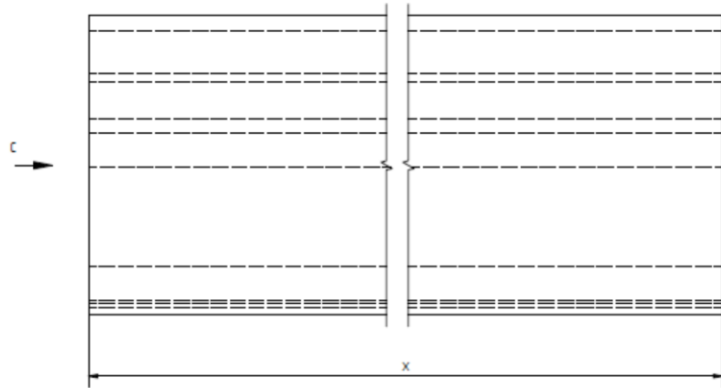
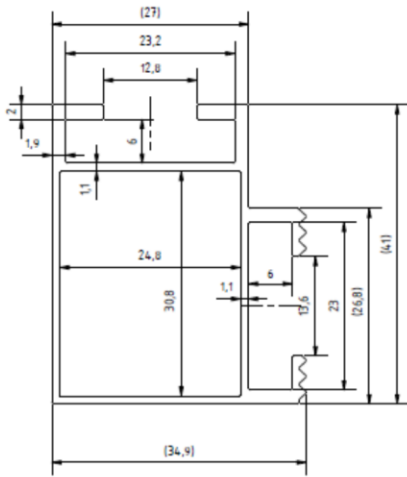


Figure 12 - Couvercle

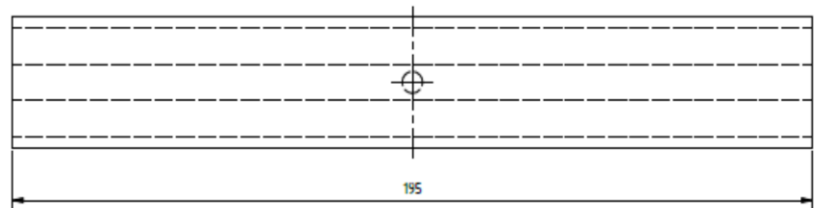
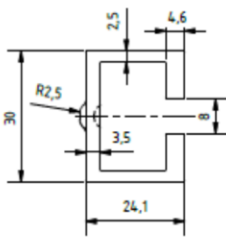
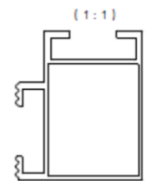


**Figure 13 – Équerre**



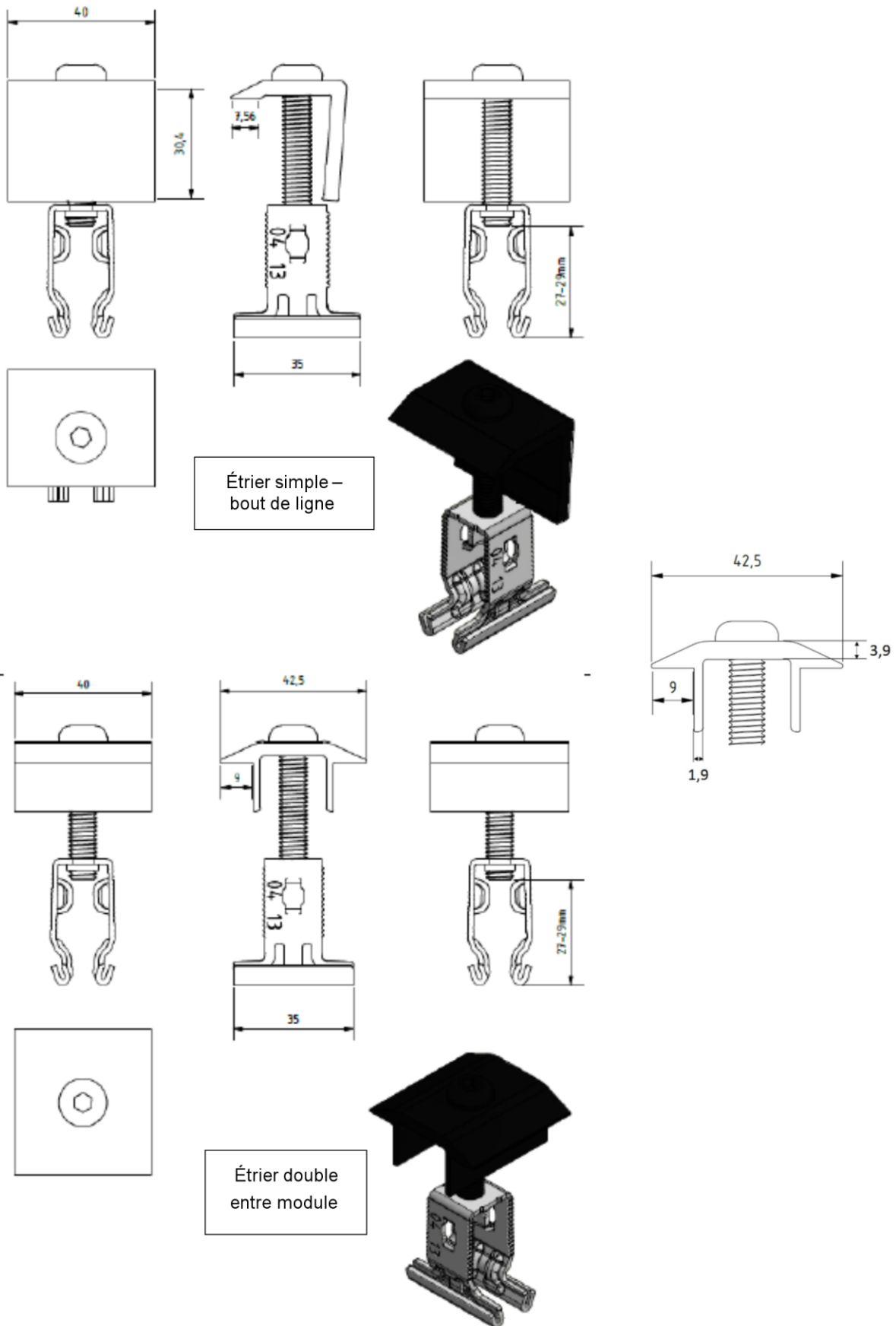


**Vue en coupe du rail support module**



**Vue en coupe de l'éclisse support module**

**Figure 14 – Rail support module et éclisse**



**Figure 15 – Attache module**

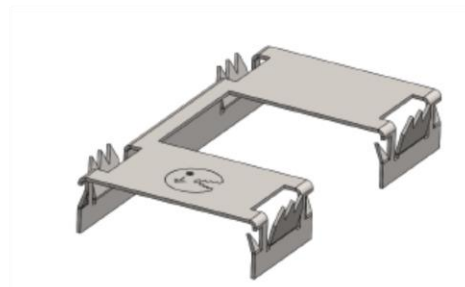
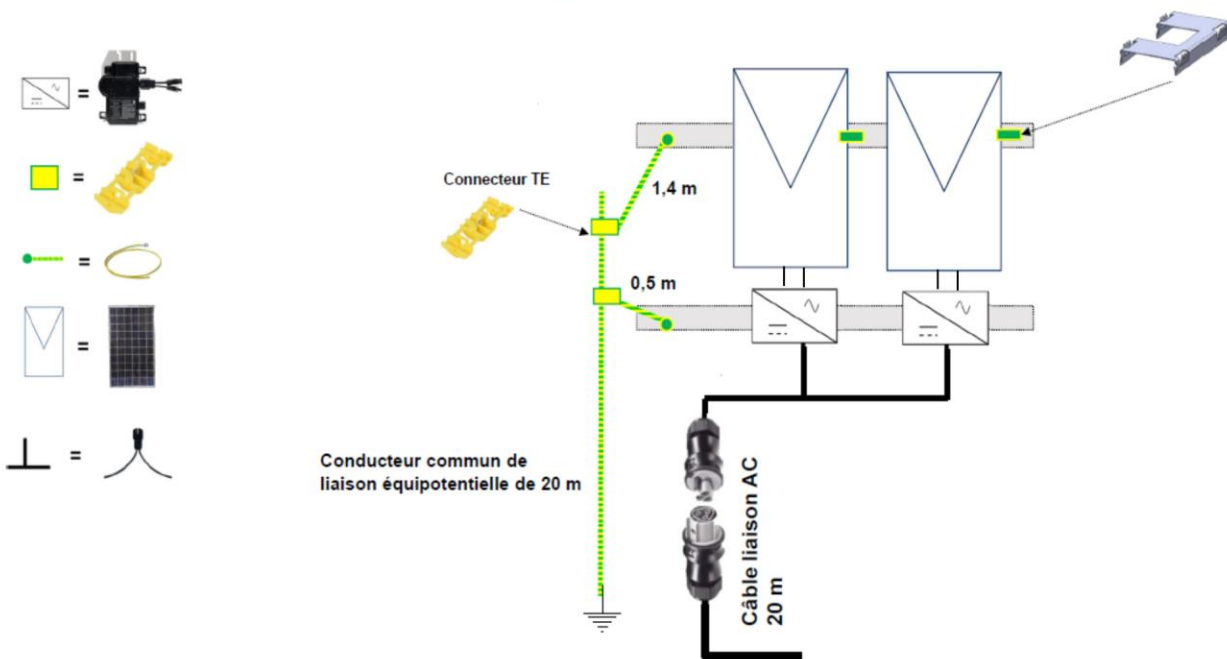


Figure 16 - Griffe Terragrif™ QL 0,5x52x27

Exemple schématique 2C1L portrait



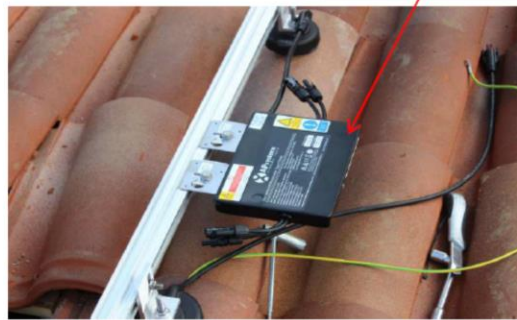
Connecteur TE Electro-Tap 735411 pour raccordement à la liaison équipotentielle des masses

Figure 17 - Principe de câblage

**Mise en place micro onduleur**  
fixation du micro onduleur



mise en place des équerres du micro onduleur sur rail support module



mise en place du micro onduleur

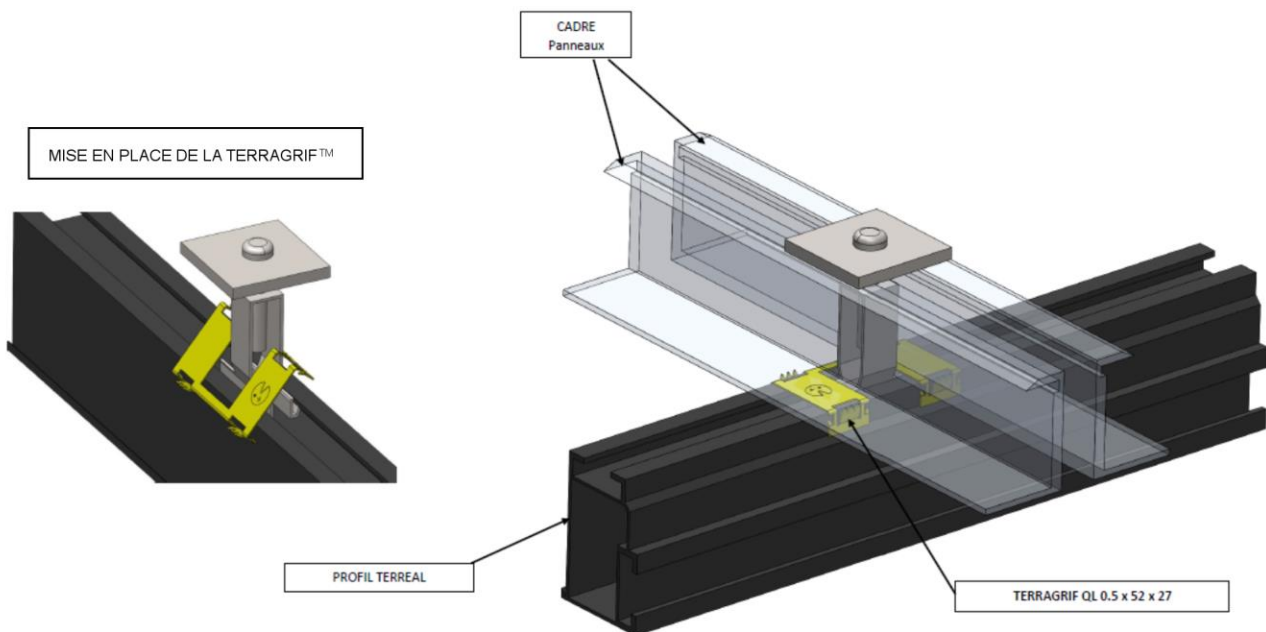


raccordement fil de masse du micro onduleur sur l'équerre avec un Terragrif

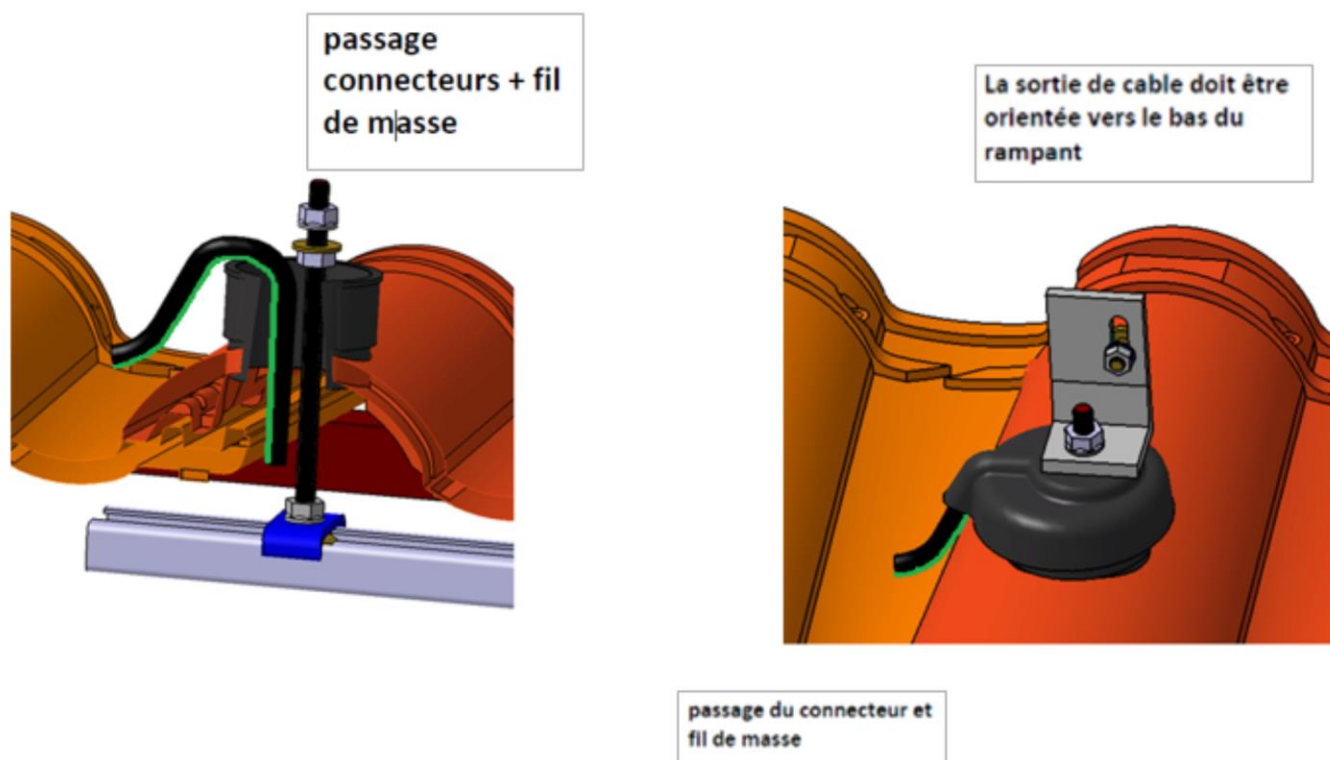


Bouchons sur les connecteurs non utilisés

**Figure 18 - Mise en place des micro-onduleurs**



**Figure 19 – Installation des griffes Terragrif™ QL 0,5x52x27**

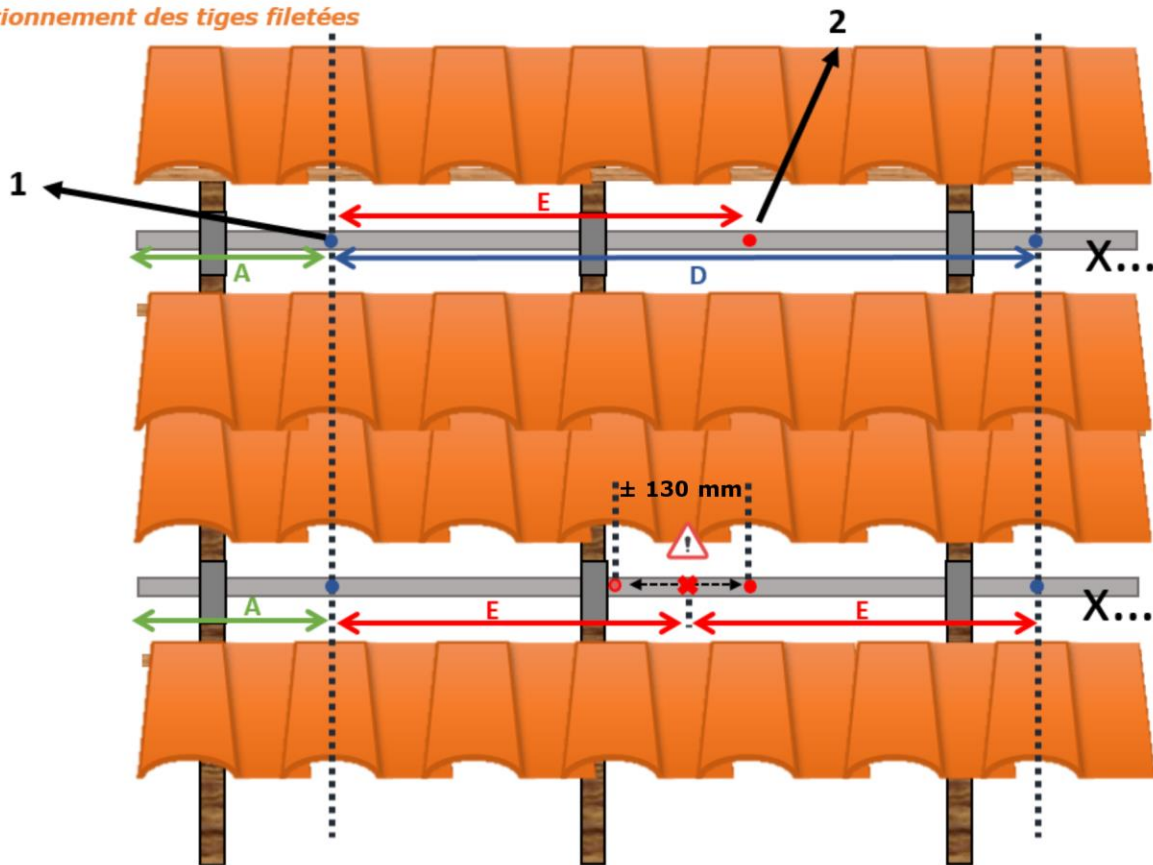


**Figure 20 – Passage du connecteur et fil de masse**

Tuile	DTU	longueur tige filetée
DC12	40.21	200 mm
DCL	40.21	200 mm
ROMANE canal	40.21	200 mm
SANTENAY	40.21	140 mm
GAULOISE	40.211	140 mm
GIVERNY PV	40.211	140 mm
VOLNAY PV	40.211	140 mm
COTE DE BEAUNE	40.21	140 mm
COTE DE NUITS	40.21	140 mm
COTE FLEURIE	40.21	140 mm
HERITAGE CANAL	40.21	200 mm
MONTAGNY	40.21	140 mm
RESIDENCE	40.21	140 mm
ROMANE AZUR	40.21	200 mm
ROMANE EVOLUTION	40.21	200 mm
ROMANE RENO	40.21	200 mm
TUILE A COTE UNIVERSELLE	40.21	140 mm

**Figure 21 – Mise en œuvre –Longueur des tiges filetées minimale en fonction des modèles de tuiles (ancrage court et ancrage long)**

**Positionnement des tiges filetées**



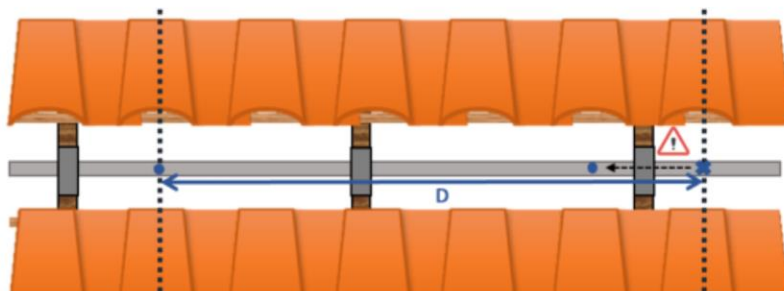
**Légende**

- Tiges filetées extrémités
- Tiges filetées intermédiaires
- ✘ Tiges filetées mal placées à décaler pour se trouver au niveau du milieu du galbe de la tuile

- 1) Positionner la première tige filetée (distance A) puis placer la tige filetée se trouvant à l'autre extrémité (distance D) en prenant soin de les aligner face aux milieux des galbes des tuiles.
- 2) Installer les tiges filetées intermédiaires à la distance E.

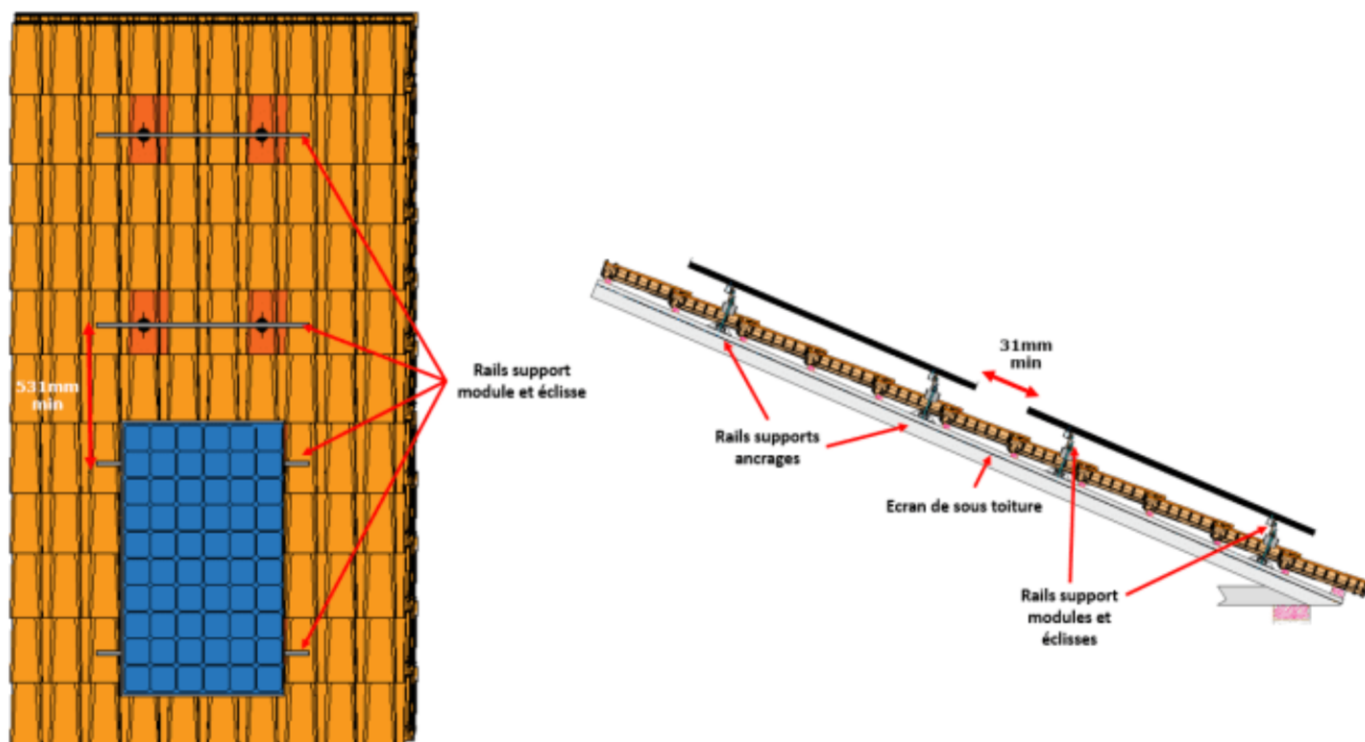
**Attention :**

- Si la position donnée grâce à la distance A, l'écartement E ou la distance D ne se trouve pas dans le prolongement du milieu du galbe de la tuile il convient de déplacer la tige filetée jusqu'au milieu du galbe de la tuile la plus proche
- Si en fin de rail la tige filetée se trouve après l'étrier support d'ancrage il faut la déplacer à gauche de l'étrier jusqu'au milieu du galbe de la tuile la plus proche :



**Figure 22 – Mise en œuvre – Calepinage des tuiles à manchon en mode portrait (1/3)**

## Méthode Calepinage Portrait Surimposé plusieurs lignes



Quantitatif du système par ligne de module de format 1 722 x 1134 mm mode portrait et positionnement des tiges filetées

Nombre de module	Configuration	Largeur du champ (mm)	Longueur totale de rails support module (mm)	Longueur totale de rails support d'ancrage (mm)	Distance entre la première tige filetée et le bord du rail support d'ancrage (A) (mm) $\pm 5$ mm	Distance entre la première tige filetée et la dernière tige filetée (D) (mm) $\pm 5$ mm	Ecartement entre deux tiges filetées consécutives (E) (mm) $\pm 5$ mm	Nombre de tiges filetées	Nombres de tuiles à manchon
1	1C1L	1188	2500	4000	656	688		4	4
2	2C1L	2347	6200	6800	777	1847		4	4
3	3C1L	3506	7100	8000	497	3006	1503	6	6
4	4C1L	4665	11700	10800	618	4165	1388	8	8
5	5C1L	5824	13800	12000	338	5324	1331	10	10
6	6C1L	6983	15400	14800	459	6483	1297	12	12
7	7C1L	8142	17500	18800	879	7642	1274	14	14
8	8C1L	9301	20000	18800	300	8801	1257	16	16
9	9C1L	10460	22100	22800	720	9960	1245	18	18
10	10C1L	11619	24600	24000	441	11119	1235	20	20
11	11C1L	12778	26700	26800	561	12278	1228	22	22
12	12C1L	13937	28000	28000	282	13437	1222	24	24
13	13C1L	15096	31300	30800	402	14596	1216	26	26
14	14C1L	16255	33800	34800	823	15755	1212	28	28
15	15C1L	17414	35900	36000	543	16914	1208	30	30

Figure 22 (suite) – Mise en œuvre – Calepinage des tuiles à manchon en mode portrait (2/3)

Quantitatif du système par ligne de module de format 1 740 x 1 145 mm mode portrait et positionnement des tiges filetées									
Nombre de module	Configuration	Largeur du champ (mm)	Longueur totale de rails support module (mm)	Longueur totale de rails support d'ancrage (mm)	Distance entre la première tige filetée et le bord du rail support d'ancrage (A) (mm) $\pm 5$ mm	Distance entre la première tige filetée et la dernière tige filetée (D) (mm) $\pm 5$ mm	Ecartement entre deux tiges filetées consécutives (E) (mm) $\pm 5$ mm	Nombre de tiges filetées	Nombres de tuiles à manchon
1	1C1L	1199	2500	4000	651	699		4	4
2	2C1L	2369	6200	6800	766	1869		4	4
3	3C1L	3539	7100	8000	481	3039	1520	6	6
4	4C1L	4709	11700	12200	946	4209	1403	8	8
5	5C1L	5879	13800	14000	811	5379	1345	10	10
6	6C1L	7049	15400	16200	776	6549	1310	12	12
7	7C1L	8219	17500	18800	841	7719	1287	14	14
8	8C1L	9389	20000	20200	606	8889	1270	16	16
9	9C1L	10559	22100	22800	671	10059	1257	18	18
10	10C1L	11729	24600	25400	736	11229	1248	20	20
11	11C1L	12899	26700	26800	501	12399	1240	22	22
12	12C1L	14069	28000	28000	216	13569	1234	24	24
13	13C1L	15239	31300	32200	681	14739	1228	26	26
14	14C1L	16409	33800	34800	746	15909	1224	28	28
15	15C1L	17579	35900	36000	461	17079	1220	30	30

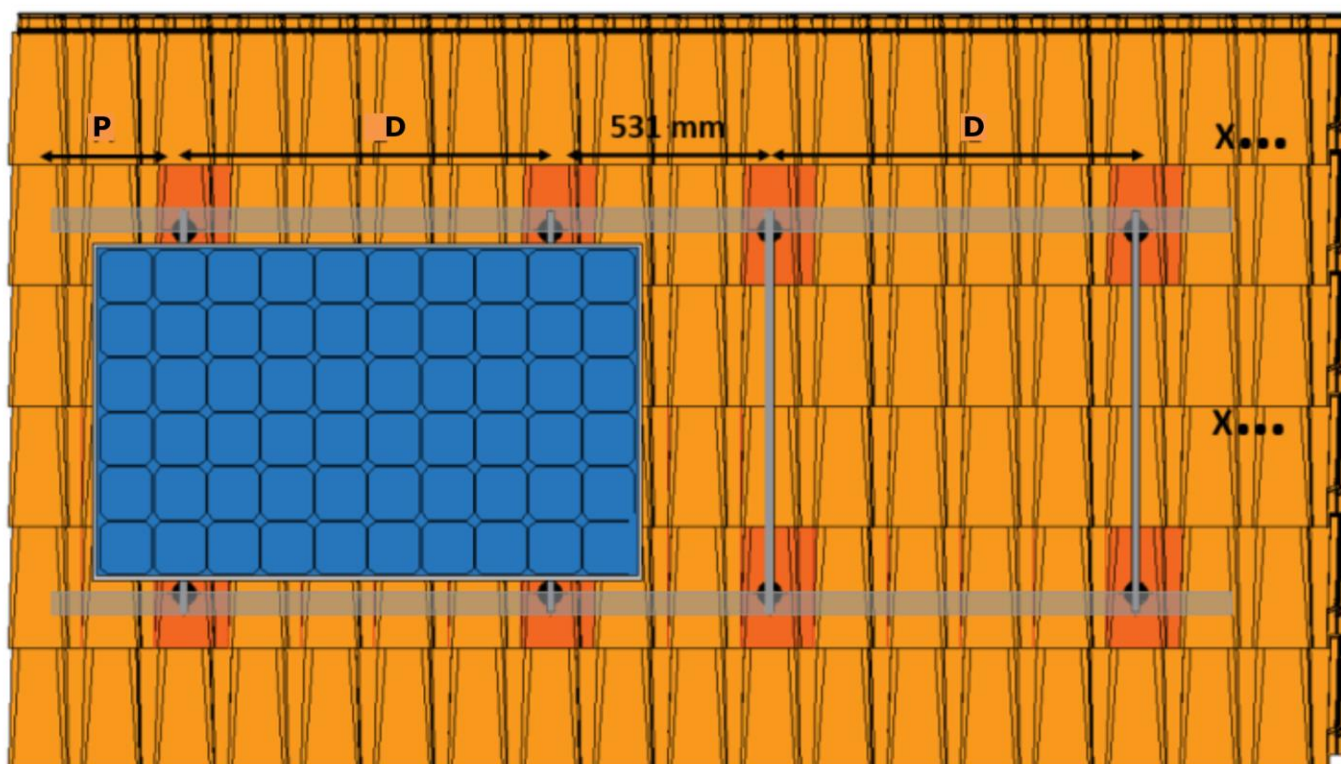
Quantitatif du système par ligne de module de format 1 769 x 1 052 mm mode portrait et positionnement des tiges filetées									
Nombre de module	Configuration	Largeur du champ (mm)	Longueur totale de rails support module (mm)	Longueur totale de rails support d'ancrage (mm)	Distance entre la première tige filetée et le bord du rail support d'ancrage (A) (mm) $\pm 5$ mm	Distance entre la première tige filetée et la dernière tige filetée (D) (mm) $\pm 5$ mm	Ecartement entre deux tiges filetées consécutives (E) (mm) $\pm 5$ mm	Nombre de tiges filetées	Nombres de tuiles à manchon
1	1C1L	1106	2500	4000	697	606		4	4
2	2C1L	2183	6200	6800	859	1683		4	4
3	3C1L	3260	7100	8000	620	2760	1380	6	6
4	4C1L	4337	11700	10800	782	3837	1279	8	8
5	5C1L	5414	13800	12000	543	4914	1229	10	10
6	6C1L	6491	15400	14800	705	5991	1198	12	12
7	7C1L	7568	17500	16000	466	7068	1178	14	14
8	8C1L	8645	20000	18800	628	8145	1164	16	16
9	9C1L	9722	22100	20000	389	9222	1153	18	18
10	10C1L	10799	24600	22800	551	10299	1144	20	20
11	11C1L	11876	26700	24000	312	11376	1138	22	22
12	12C1L	12953	28000	26800	474	12453	1132	24	24
13	13C1L	14030	31300	28000	235	13530	1128	26	26
14	14C1L	15107	33800	30800	397	14607	1124	28	28
15	15C1L	16184	35900	34800	858	15684	1120	30	30

**Figure 22 (suite) – Mise en œuvre – Calepinage des tuiles à manchon en mode portrait (3/3)**



## Méthode Calepinage Surimposé Paysage

### Positionnement des tiges filetées

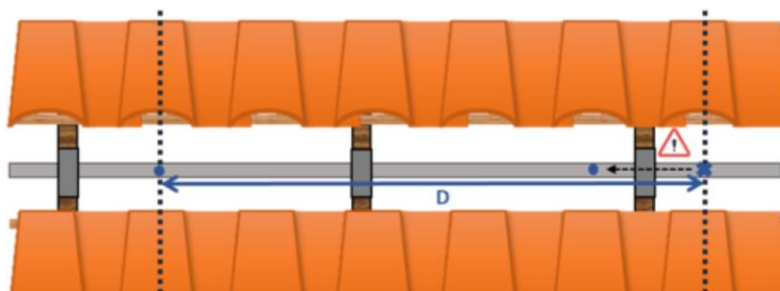


Le montage en mode Paysage est considéré comme un ensemble 1C1L séparé par une distance de 531mm.

Positionner la première tige filetée (distance P) puis placer la tige filetée se trouvant à la distance D en prenant soin de les aligner face aux milieux des galbes des tuiles.

#### Attention :

- Si la position donnée grâce à la distance P ou la distance D ne se trouve pas dans le prolongement du milieu du galbe de la tuile il convient de déplacer la tige filetée jusqu'au milieu du galbe de la tuile la plus proche
- Si en fin de rail la tige filetée se trouve après l'étrier support d'ancrage il faut la déplacer à gauche de l'étrier jusqu'au milieu du galbe de la tuile la plus proche :



**Figure 23 – Mise en œuvre – Calepinage des tuiles à manchon en mode paysage (1/2)**

**Quantitatif du système par module de format 1 722 x 1134 mm mode paysage et positionnement des tiges filetées**

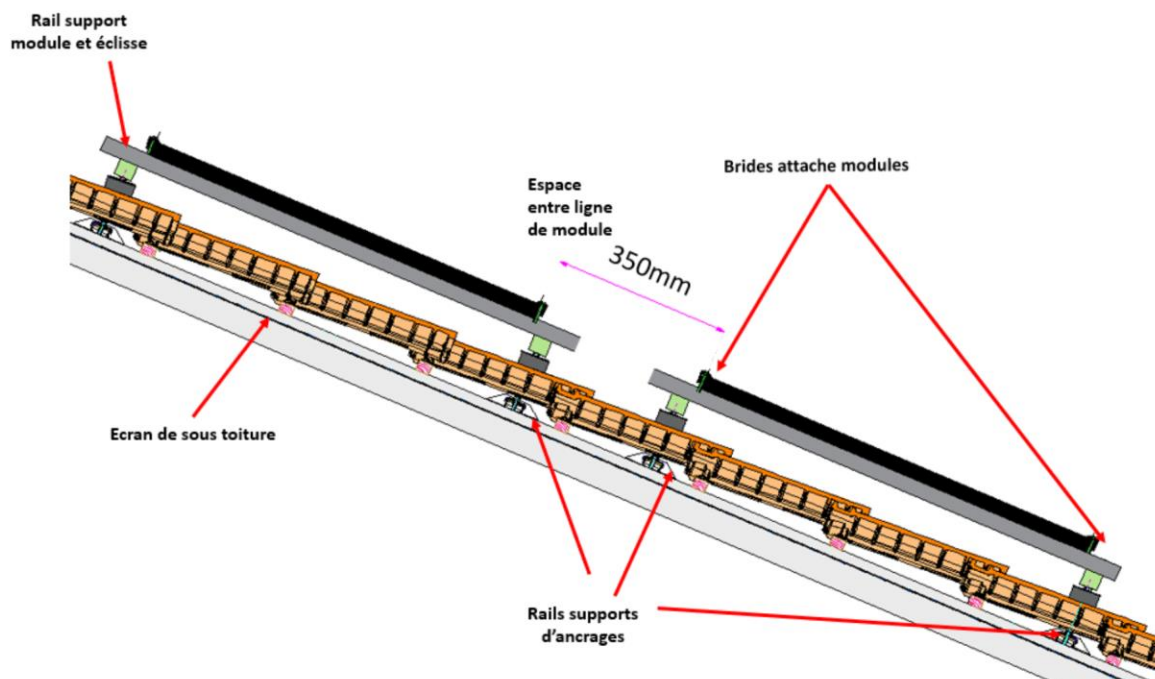
Nombre Panneaux	Configuration	Largeur du champ (mm)	Longueur totale de rails de support module (mm)	Longueur totale de rails support d'ancrage (mm)	Distance entre la première tige filetée et bord du rail support d'ancrage (A) (mm) $\pm 5$ mm	Distance entre première et dernière tiges filetées (D) (mm) $\pm 5$ mm	Nombre de tiges filetées	Nombre de tuiles à manchon
1	1C1L	1722	2500	4000	389	1222	4	4

**Quantitatif du système par module 1 740 x 1 145 mm mode paysage et positionnement des tiges filetées**

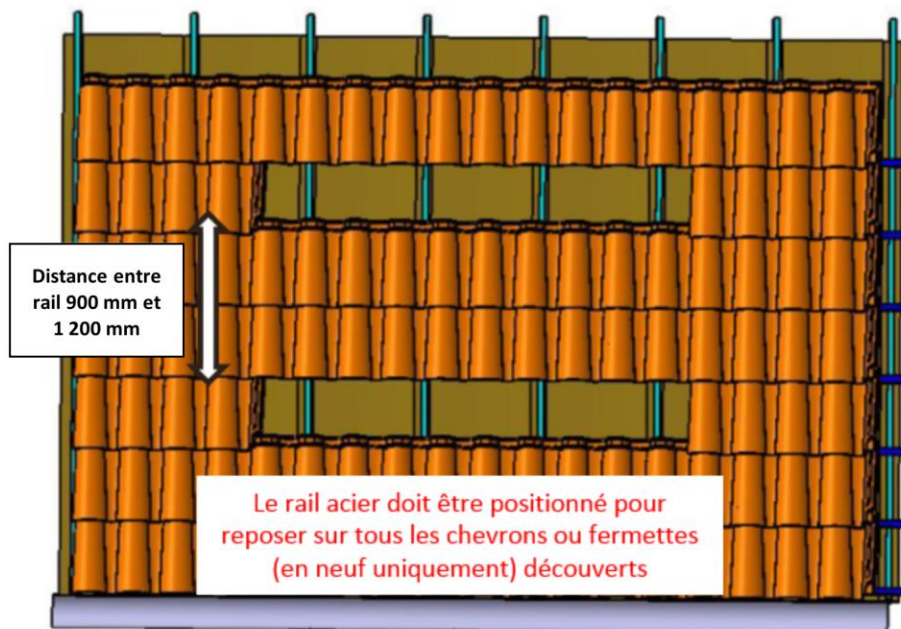
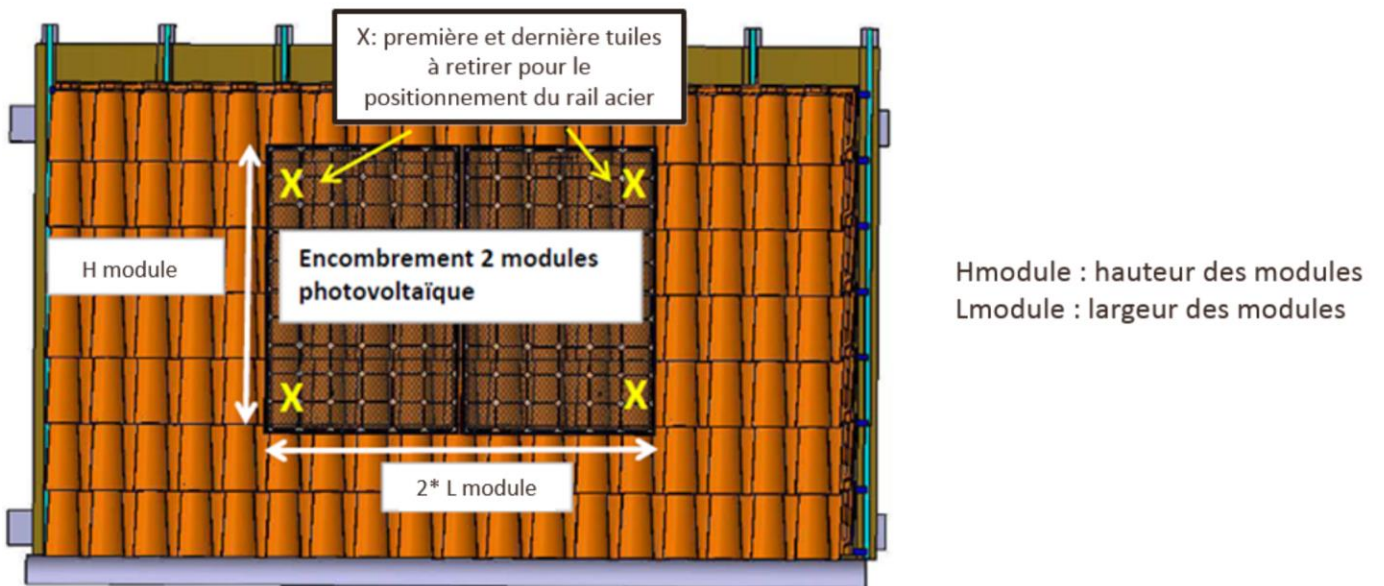
Nombre Panneaux	Configuration	Largeur du champ (mm)	Longueur totale de rails de support module (mm)	Longueur totale de rails support d'ancrage (mm)	Distance entre la première tige filetée et bord du rail support d'ancrage (A) (mm) $\pm 5$ mm	Distance entre première et dernière tiges filetées (D) (mm) $\pm 5$ mm	Nombre de tiges filetées	Nombre de tuiles à manchon
1	1C1L	1740	2500	4000	380	1240	4	4

**Quantitatif du système par module 1 769 x 1 052 mm mode paysage et positionnement des tiges filetées**

Nombre Panneaux	Configuration	Largeur du champ (mm)	Longueur totale de rails de support module (mm)	Longueur totale de rails support d'ancrage (mm)	Distance entre la première tige filetée et bord du rail support d'ancrage (A) (mm) $\pm 5$ mm	Distance entre première et dernière tiges filetées (D) (mm) $\pm 5$ mm	Nombre de tiges filetées	Nombre de tuiles à manchon
1	1C1L	1769	2500	4000	365	1269	4	4

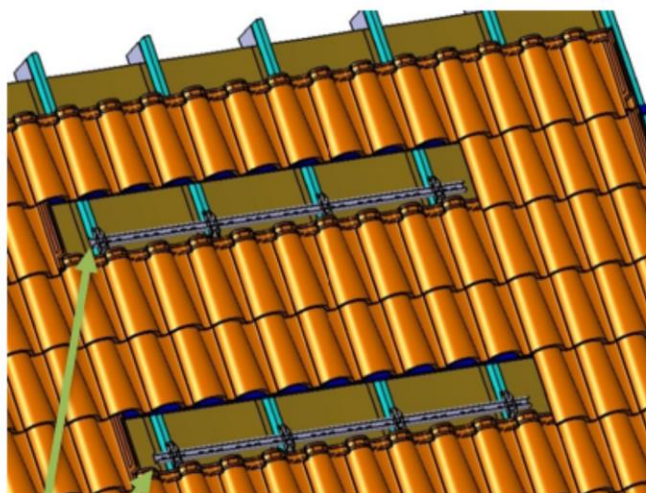


**Figure 23 (suite) – Mise en œuvre – Calepinage des tuiles à manchon en mode paysage (2/2)**

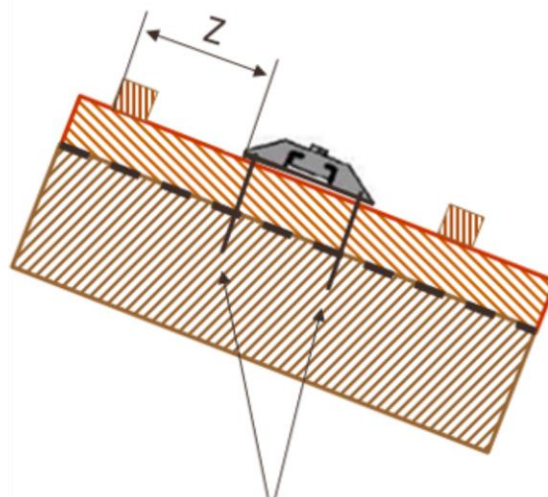


La longueur maximale de rails acier aboutés rigidement est de 4 m

**Figure 24 – Détailage (mise en œuvre sur existant)**



Positionnement des rails acier



2 vis inox TCB 6x85 (cf. Figure 4)

Tuile	DTU	Cote Z
DC12	40.21	180 mm
DCL	40.21	210 mm
ROMANE canal	40.21	210 mm
SANTENAY	40.21	160 mm
GAULOISE	40.211	135 mm
GIVERNY PV	40.211	70 mm
VOLNAY PV	40.211	140 mm
COTE DE BEAUNE	40.21	160 mm
COTE DE NUITS	40.21	135 mm
COTE FLEURIE	40.21	95 mm
HERITAGE CANAL	40.21	220 mm
MONTAGNY	40.21	150 mm
RESIDENCE	40.21	85 mm
ROMANE AZUR	40.21	115 mm
ROMANE EVOLUTION	40.21	160 mm
ROMANE RENO	40.21	185 mm
TUILE A COTE UNIVERSELLE	40.21	135 mm

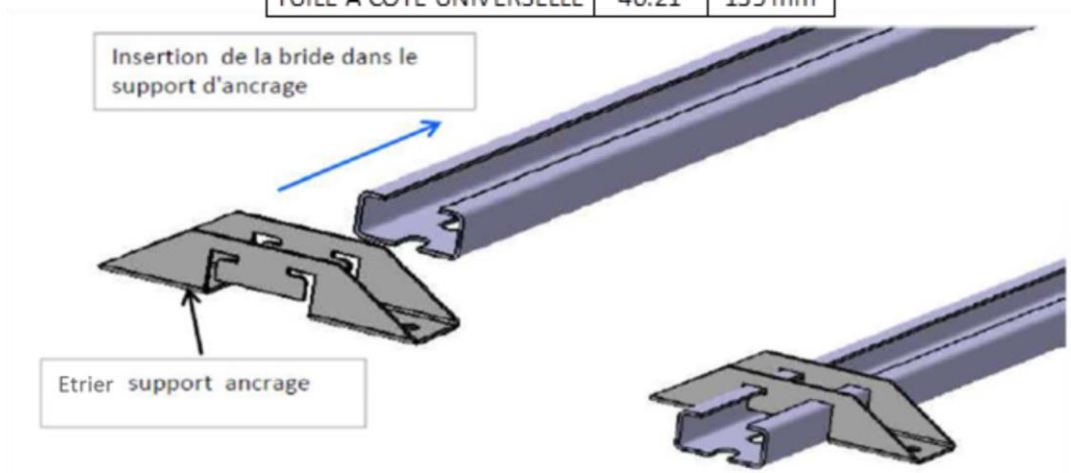
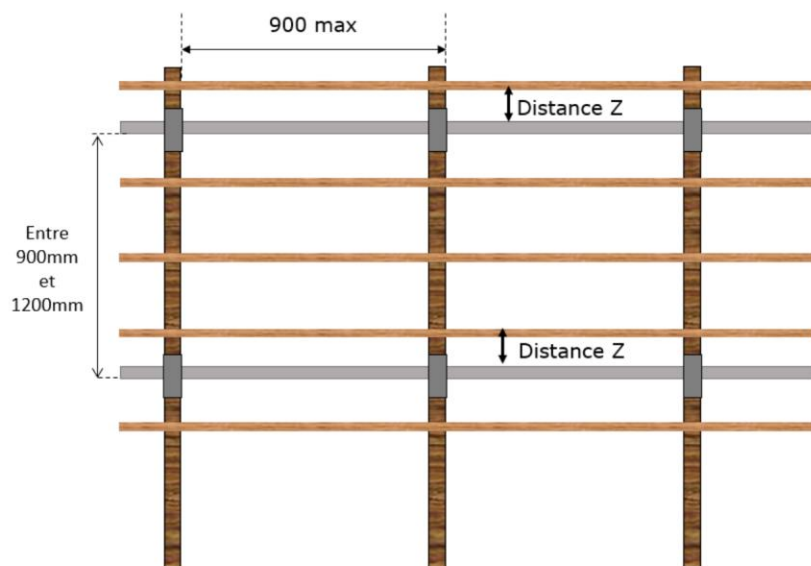
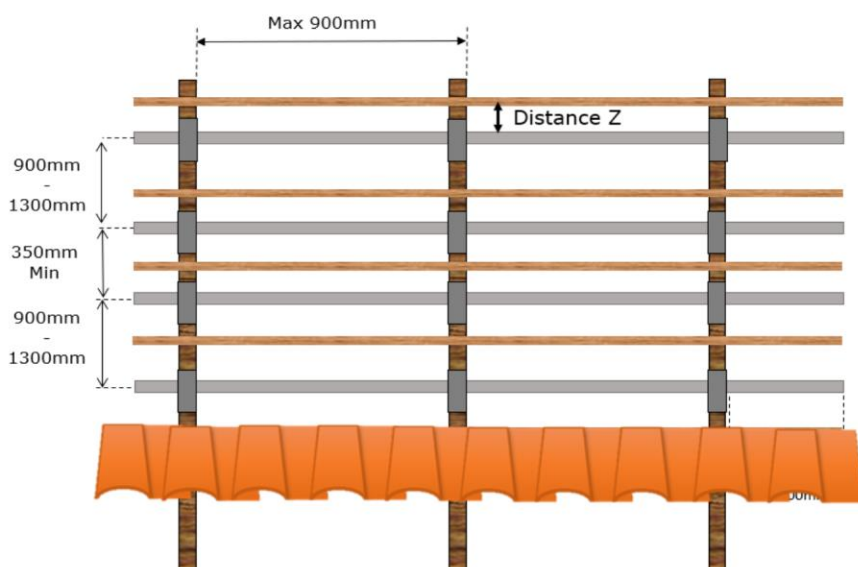


Figure 25 – Positionnement rails support d'ancrage en mode portrait et mode paysage (mise en œuvre sur existant)



Modèle de tuile	Cote Z (mm)
Héritage Canal	220
Romane Azur	115
Romane Réno	185
Romane Evolution	160
Côte de Beaune	160
Montagny	150
Côte Fleurie	95
Résidence	85
Côte De Nuit	135
Tuile à Côte Universelle	135
DC12	180
DCL	210
Romane Canal	210
Santenay	160
Gauloise	135
Giverny	70
Volnay	140

Mode portrait



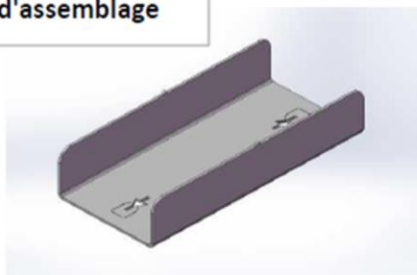
Modèle de tuile	Cote Z (mm)
Héritage Canal	220
Romane Azur	115
Romane Réno	185
Romane Evolution	160
Côte de Beaune	160
Montagny	150
Côte Fleurie	95
Résidence	85
Côte De Nuit	135
Tuile à Côte Universelle	135
DC12	180
DCL	210
Romane Canal	210
Santenay	160
Gauloise	135
Giverny	70
Volnay	140

Mode paysage

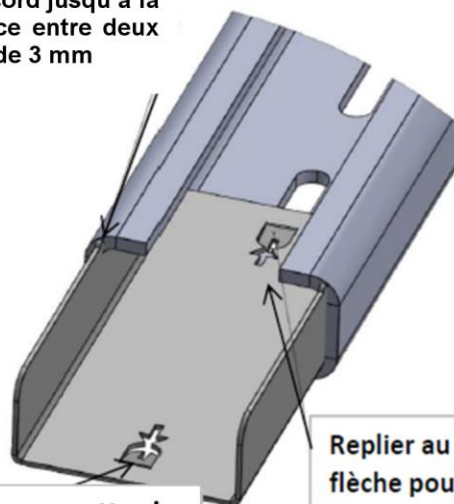
**Figure 25bis – Positionnement rails support d'ancrage (cote z) en mode portrait et en mode paysage (mise en œuvre en bâtiment neufs)**

### Jonction des rails en extrémité

Raccord  
d'assemblage



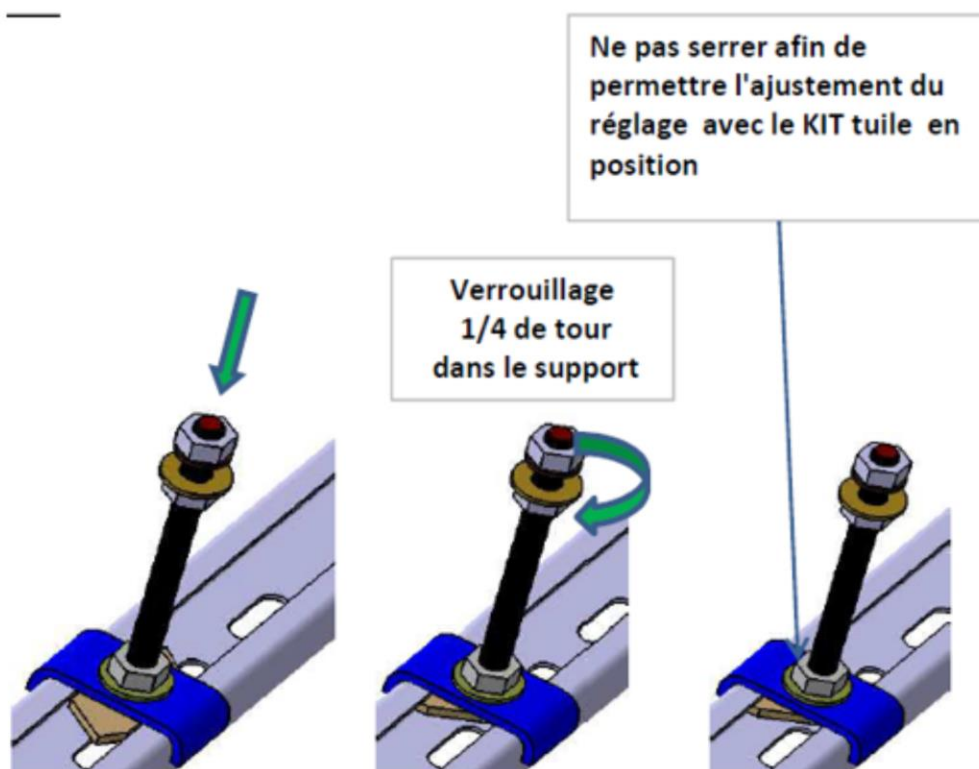
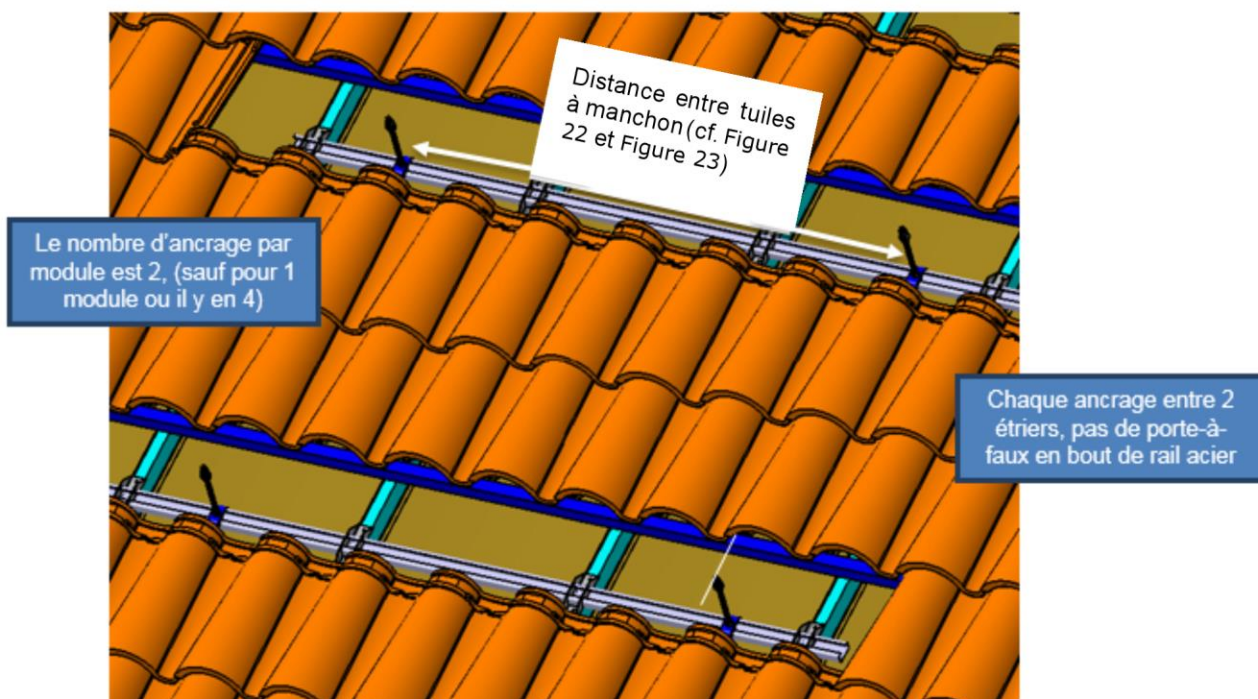
Insérer le raccord jusqu'à la butée. L'espace entre deux rails doit être de 3 mm



Cette butée doit rester libre pour permettre la dilatation du rail et de l'éclisse

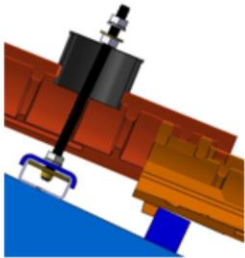
Replier au niveau de la flèche pour maintenir le raccord

*Figure 26 – Éclissage des rails support ancrage*

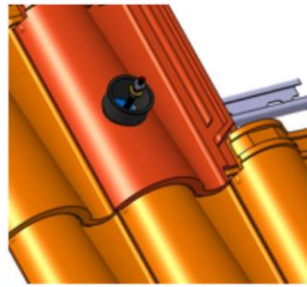


**Figure 27 - Mise en place des ancrages**

Mettre en place le KIT tuile dans sa position et faire coïncider les ancrages au centre de chaque manchon du KIT tuile



Après vérification:  
Serrage de l'ancrage



vérification  
position  
ancrage

centrage  
ancrage

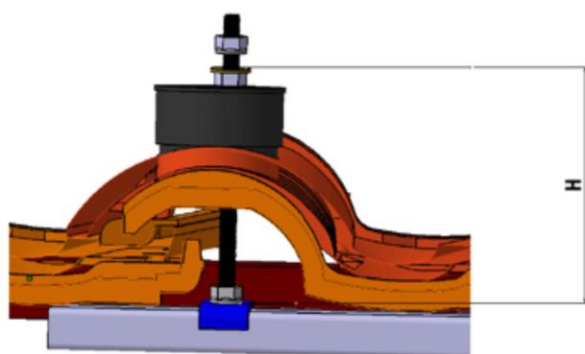


**Figure 28 – Mise en place des tuiles à manchon**



Tuile	DTU	hauteur H
DC12	40.21	130 mm
DCL	40.21	140 mm
ROMANE canal	40.21	125 mm
SANTENAY	40.21	85 mm
GAULOISE	40.211	100mm
GIVERNY PV	40.211	100 mm
VOLNAY PV	40.211	90 mm
COTE DE BEAUNE	40.21	100 mm
COTE DE NUITS	40.21	100 mm
COTE FLEURIE	40.21	90 mm
HERITAGE CANAL	40.21	145 mm
MONTAGNY	40.21	100 mm
RESIDENCE	40.21	110 mm
ROMANE AZUR	40.21	150 mm
ROMANE EVOLUTION	40.21	130 mm
ROMANE RENO	40.21	130 mm
TUILE A COTE UNIVERSELLE	40.21	105 mm

Réglage de l'écrou



Astuce de réglage

REGLAGE de la hauteur de l'écrou au niveau de l'épaisseur de l'équerre

Utiliser l'équerre

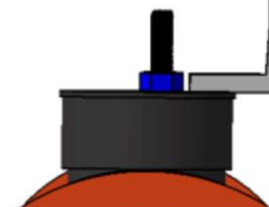
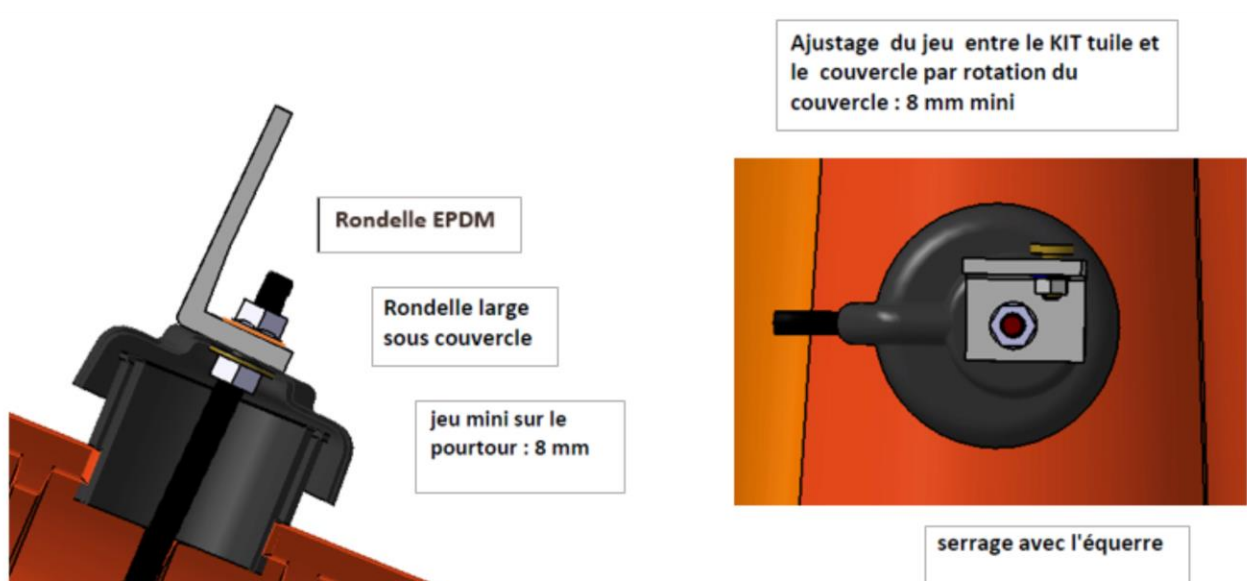
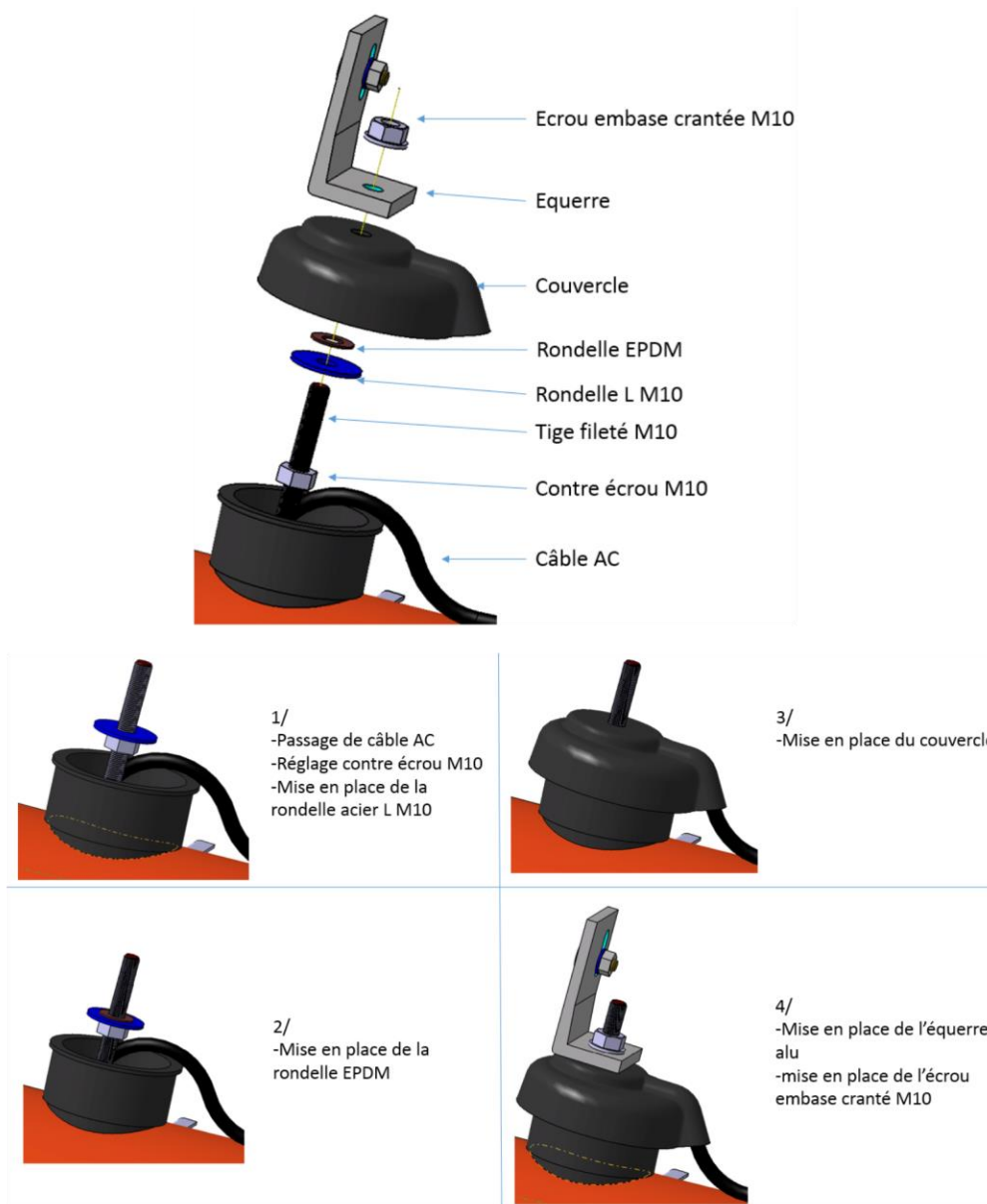
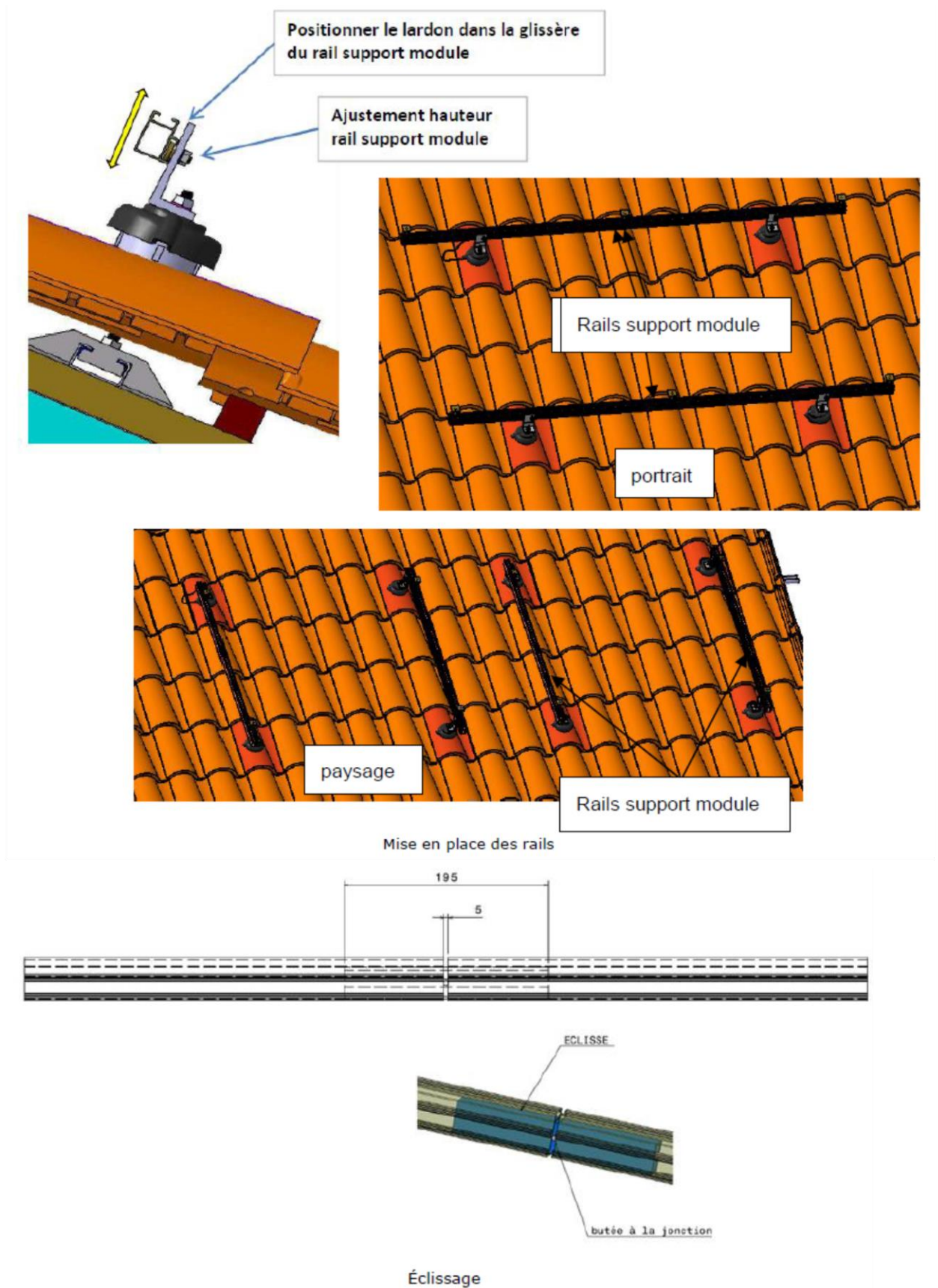


Figure 29 – Réglage hauteur de couvercle

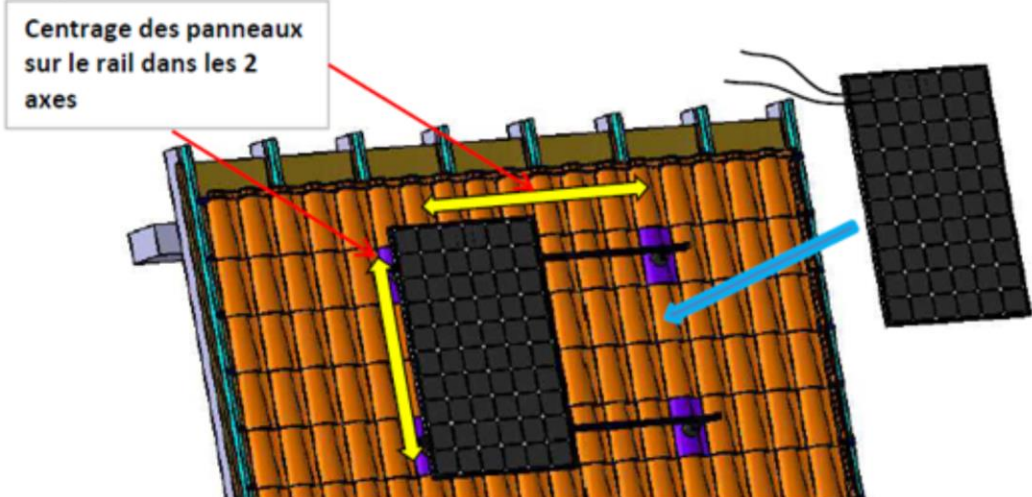


**Figure 30 – Montage et réglage couvercle et équerre (après repositionnement des tuiles)**

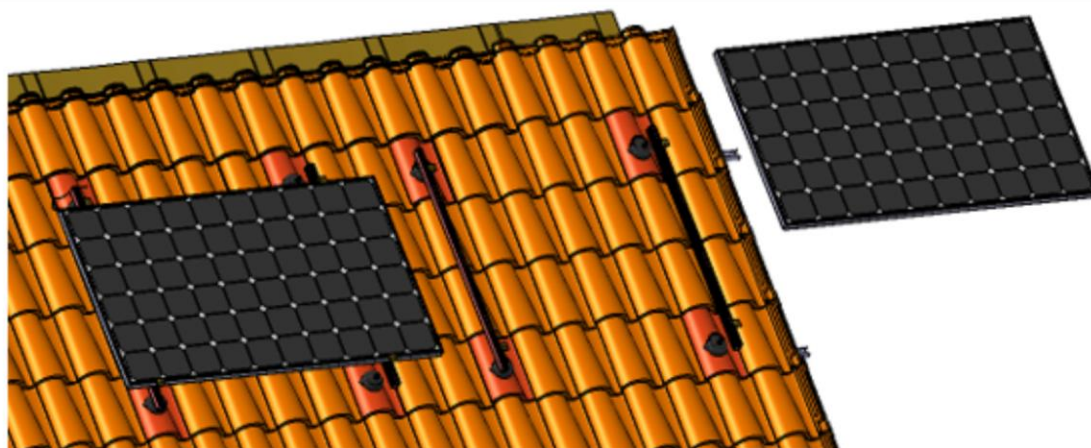


**Figure 31 – Montage rails modules**

### Centrage des modules sur les rails



Mode portrait



Mode paysage

### Fixation des modules sur les rails

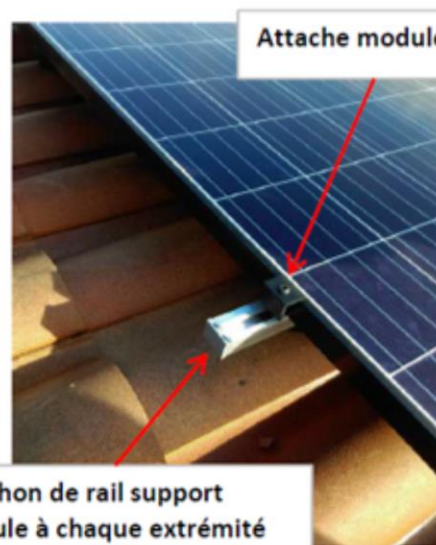
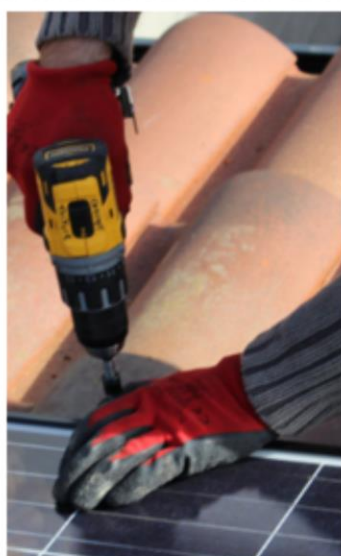


Figure 32 – Mise en place des modules