

Avis Technique 21/15-51

Module photovoltaïque verre/polymère mis en œuvre en toiture

*Procédé photovoltaïque
Photovoltaic panel
Photovoltaikpanel*

Terreal Solution PV3-1 S

Titulaire : TERREAL
15 rue Pages

FR-92150 SURESNES
Tél. : 01 49 97 20 30
Fax : 01 49 97 20 56
E-mail : terreal@contact.fr
Internet : www.terreal.com

Commission chargée de formuler des Avis Techniques
(arrêté du 21 mars 2012)

Groupe Spécialisé n° 21

Procédés photovoltaïques

Vu pour enregistrement le 17 septembre 2015



Secrétariat de la commission chargée de formuler des Avis Techniques
CSTB, 84 avenue Jean Jaurès, Champs-sur-Marne, FR-77447 Marne-la-Vallée Cedex 2
Tél. : 01 64 68 82 82 - Fax : 01 60 05 70 37 - Internet : www.cstb.fr

Le Groupe Spécialisé n° 21 "Procédés photovoltaïques" de la Commission chargée de formuler des Avis Techniques a examiné, le 2 juillet 2015, le procédé photovoltaïque "Terreal Solution PV3-1 S", présenté par la société TERREAL. Il a formulé sur ce procédé l'Avis Technique ci-après. Cet Avis est formulé pour les utilisations en France européenne.

1. Définition succincte

1.1 Description succincte

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle, sur charpentes bois, en remplacement de petits éléments de couverture (tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief fortement galbées, galbe minimum de 30 mm, tuiles en béton à glissement et à emboîtement longitudinal fortement galbées, galbe minimum de 30 mm, et tuiles canal).

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

Il intègre :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s), de puissance comprise entre 250 Wc et 260 Wc, muni(s) d'un cadre en profilés d'aluminium,
- un système de montage permettant une mise en œuvre en toiture des modules en mode "portrait" sur une seule ligne.

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

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. AVIS

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.

2.1 Domaine d'emploi accepté

Domaine d'emploi proposé au § 1.2 du Dossier Technique, restreint à des longueurs de rampant projetées au-dessus des abersgements hauts égales à 1 m maximum.

2.2 Appréciation sur le produit

2.21 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.

2.22 Aptitude à l'emploi

2.221 Fonction génie électrique

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 câbles électriques utilisés ont une tenue en température ambiante de - 40 °C à + 90 °C et peuvent être mis en œuvre jusqu'à une tension de 1 000 V en courant continu, 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 d'application A selon la norme NF EN 61730, jusqu'à une tension maximum de 1 000 V DC et sont ainsi considérés comme répondant aux prescriptions de la classe de sécurité électrique II jusqu'à 1 000 V DC.

Les connecteurs PV-JM601 de la société Zhejiang Jiaming Tianheyuan Photovoltaics Technology Co. utilisés, ayant un indice de protection IP 65, sont des connecteurs débrochables au moyen d'un outil 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, entre séries de modules et vers l'onduleur, ...) 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 pour la liaison aux couloirs intermédiaires et avec rondelle bimétal cuivre-aluminium 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.

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 3 diodes bypass sur chacun des modules photovoltaïques.

Puissance crête des modules utilisés

Les puissances crêtes des modules "Virtus II JCxxxM-24/Bb", validées par les normes NF EN 61215 et NF EN 61730, sont comprises entre 250 Wc et 260 Wc par pas de 5 Wc.

2.222 Fonction Couverture

Stabilité

La stabilité du procédé est convenablement assurée sous réserve :

- d'un calcul au cas par cas des charges climatiques appliquées sur la toiture, pour vérifier que celles-ci n'excèdent pas :
 - sous charge de neige normale (selon les règles NV65 modifiées) :
 - 1 080 Pa pour des entraxes entre chevrons de 600 mm maximum,
 - 750 Pa pour des entraxes entre chevrons de 900 mm maximum,
 - sous charge de vent normale (selon les règles NV65 modifiées) :
 - 1 080 Pa pour des entraxes entre chevrons de 600 mm maximum,
 - 750 Pa pour des entraxes entre chevrons de 900 mm maximum,
- 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 de 600 mm ou 900 mm en fonction des charges climatiques,
 - épaisseur minimale de liteaux de 27 mm,
- de la fixation de l'installation photovoltaïque uniquement sur des lattes neuves répondant aux préconisations du Dossier Technique.

Sécurité en cas de séisme

Les applications du procédé ne sont pas limitées compte tenu de la conception et de l'utilisation du procédé en France Européenne. Elles sont donc applicables pour toutes les zones et catégories de bâtiments, au sens de 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".

L'objectif de bon fonctionnement dans le cadre des bâtiments de catégorie d'importance IV n'est pas visé dans ce paragraphe.

Étanchéité à l'eau

La conception globale du procédé, ses conditions de pose prévues par le Dossier Technique (*avec notamment la limitation à 1 seule ligne de modules*) et les retours d'expérience sur ce procédé permettent de considérer une étanchéité à l'eau satisfaisante.

Risques de condensation

Les mises en œuvre, telles que décrites dans le Dossier Technique, permettent de gérer les risques de condensation de façon satisfaisante grâce à l'utilisation d'un écran de sous-toiture mis en œuvre jusqu'à l'éégout soit sur tout le pan de toiture accueillant le champ photovoltaïque, soit conformément à un Avis Technique prévu pour cet usage ou à l'Appréciation Technique d'Expérimentation de type A n° 2164 (*procédé ESTERSOL, ATEX publiée sur le site du CSTB*).

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).

Sécurité au feu

Les modules photovoltaïques ne sont pas destinés à constituer la face plafond de locaux occupés.

Les critères de réaction et de résistance au feu, ainsi que le comportement au feu extérieur de toiture, prescrits par la réglementation doivent être appliqués en fonction du bâtiment concerné.

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

Sécurité des usagers

La sécurité des usagers au bris de glace des modules est assurée grâce à un domaine d'emploi limité à la mise en œuvre du procédé sur toiture isolée ou au-dessus de combles perdus.

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 ».

2.223 Données environnementales et sanitaires

Aspects environnementaux

Il n'existe pas de PEP (*Profil Environnemental Produit*) pour ce procédé. Il est rappelé que le PEP n'entre pas dans le champ d'examen d'aptitude à l'emploi du procédé.

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 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.

Il n'existe pas de FDES (*Fiche de Déclaration Environnementale et Sanitaire*) pour ce procédé.

Il est rappelé que les FDES n'entrent pas dans le champ d'examen d'aptitude à l'emploi du procédé.

2.23 Durabilité - Entretien

La durabilité propre des composants, leur compatibilité, la nature des contrôles effectués tout au long de leur fabrication ainsi que le retour d'expérience 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 (*voir le Tableau 1*) et moyennant un entretien conforme aux indications portées dans le Dossier Technique, la durabilité de cette couverture peut être estimée comme satisfaisante.

2.24 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.

Cet avis ne vaut que pour les fabrications pour lesquelles les autocontrôles et les modes de vérifications, décrits dans le dossier technique établi par le demandeur sont effectifs (cf. § 7).

2.25 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 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.

Le mode constructif et les dispositions de mise en œuvre relèvent de techniques classiques de mise en œuvre en couverture.

2.3 Cahier des Prescriptions Techniques

2.31 Prescriptions communes

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.

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 de sous-toiture est à faire à l'instigation du maître d'ouvrage.

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, conformément à la norme NF EN 1995-1-1/NA. Dans ce cas, les valeurs limitées 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.

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.

La réalisation de l'installation doit être effectuée conformément aux documents suivants en vigueur : norme électrique NF C 15-100, guides UTE C 15-712, guide « Installations solaires photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution et inférieures ou égales à 250kVA » édité dans les cahiers pratiques de l'association Promotelec et « Guide pratique à l'usage des bureaux d'étude et installateurs pour l'installation de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau » édité par l'ADEME et le SER.

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.

2.32 Prescriptions techniques particulières

2.321 Livraison

La notice de montage doit être fournie avec le procédé.

2.322 Installation électrique

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

2.323 Mise en œuvre

Les règles de mise en œuvre décrites au Dossier Technique et les dispositions mentionnées au § 2.222 "Stabilité" doivent être respectées.

Le montage doit impérativement être réalisé au-dessus d'un écran de sous-toiture : si cet écran n'est pas présent sur la toiture, il est obligatoire d'en ajouter un. Dans ce cas, cet écran de sous-toiture doit être sous homologation ou certification conforme aux préconisations du Dossier Technique (§ 3.3) avec un classement E1 ou sous Avis Technique avec un classement W1 selon la norme EN 13859-1. Il doit être mis en œuvre jusqu'à l'éégout conformément aux dispositions définies au § 8.51 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.

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.

2.324 Assistance technique

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

Conclusions

Appréciation globale

L'utilisation du procédé dans le domaine d'emploi accepté est appréciée favorablement.

Validité

Jusqu'au 31 juillet 2018.

*Pour le Groupe Spécialisé n° 21
Le Président*

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 :

- il est recommandé d'installer les modules photovoltaïques en partie supérieure de la couverture, en complément des dispositions constructives déjà prises pour assurer l'étanchéité à l'eau entre les éléments de couverture et les modules photovoltaïques,
- 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 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 souhaite préciser que les le mode constructif et les dispositions de mise en œuvre du pourtour du champ photovoltaïque (cf. § 8.537) en haut de champ nécessitent d'apporter un soin particulier par l'installateur, notamment aux angles et dans la disposition des tuiles au-dessus du champ.

Le Groupe Spécialisé souhaite préciser que le présent Avis Technique concerne uniquement le procédé de dénomination complète "Terreal Solution PV3-1 S" ou "TSPV3-1 S" à l'exclusion de toute autre.

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.

Le Rapporteur du Groupe Spécialisé n° 21

Dossier Technique

établi par le demandeur

A. Description

1. Description générale

1.1 Présentation

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle, sur charpentes bois, en remplacement de petits éléments de couverture (*tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief fortement galbées, galbe minimum de 30 mm, tuiles en béton à glissement et à emboîtement longitudinal fortement galbées, galbe minimum de 30 mm, et tuiles canal*).

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

Il intègre :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s), de puissance comprise entre 250 Wc et 260 Wc, muni(s) d'un cadre en profilés d'aluminium,
- un système de montage permettant une mise en œuvre en toiture des modules en mode "portrait" sur une seule ligne.

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

Sa dénomination commerciale est "Terreal Solution PV3-1 S" ou "TSPV3-1 S". Le présent Avis Technique concerne uniquement le procédé de cette dénomination complète.

1.2 Domaine d'emploi

- Utilisation en France européenne :
 - sauf en climat de montagne caractérisé par une altitude supérieure à 900 m,
 - uniquement au-dessus de locaux à faible ou moyenne hygrométrie.
- 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,
 - exclusivement sur charpente bois (*chevrons bois et liteaux*) en remplacement de petits éléments de couverture (*couvertures tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief, tuiles canal et tuiles en béton à glissement et à emboîtement longitudinal conformes aux DTU 40.21, 40.22 et 40.24*) dont le galbe est supérieur ou égal à 30 mm.
Les couvertures doivent être conformes aux prescriptions des DTU de la série 40.2 concerné(s) (*notamment pour la pente, la longueur de rampant et la présence ou non d'un écran de sous-toiture*),
 - au-dessus d'un écran de sous-toiture.
- La toiture d'implantation doit présenter les caractéristiques suivantes :
 - un entraxe entre chevrons maximum de 600 mm ou 900 mm en fonction des charges climatiques,
 - une épaisseur minimale des liteaux de couverture de 27 mm,
 - une seule pente, imposée par la toiture, comprise entre 19 % (11°) et 173 % (60°).
- Les modules photovoltaïques doivent obligatoirement être installés :
 - en mode "portrait",
 - uniquement dans des champs photovoltaïques ne comportant qu'une ligne de modules parallèlement à l'égout,
 - en respectant la pose d'un seul champ photovoltaïque dans la longueur de rampant,
 - 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 1/10ème de la hauteur du bâtiment (h) sans toutefois dépasser le 1/10ème de la largeur de ce même bâtiment (b/10),

- sur des toitures soumises à des charges climatiques sous neige normale (*selon les règles NV 65 modifiées*) n'excédant pas :
 - 1 080 Pa pour des entraxes entre chevrons de 600 mm maximum,
 - 750 Pa pour des entraxes entre chevrons de 900 mm maximum,
- sur des toitures soumises à des charges climatiques sous vent normal (*selon les règles NV 65 modifiées*) n'excédant pas :
 - 1 080 Pa pour des entraxes entre chevrons de 600 mm maximum,
 - 750 Pa pour des entraxes entre chevrons de 900 mm maximum.
- En fonction des matériaux constitutifs du procédé, le *Tableau 1* précise les atmosphères extérieures permises.

2. Éléments constitutifs

Le procédé photovoltaïque "TSPV3-1 S" (voir la *Figure 3*) est l'association d'un module photovoltaïque cadré et d'un système de montage spécifique lui permettant une mise en œuvre en toiture.

Tous les éléments décrits dans ce paragraphe font partie de la livraison du procédé assurée par la société Terreal.

2.1 Module photovoltaïque

Le module photovoltaïque (voir la *Figure 1*), dont la dénomination commerciale est Virtus II JCxxxM-24/Bb, est fabriqué par la société ReneSola. La dénomination commerciale se décline en fonction de la puissance crête "xxx" allant de 250 Wc à 260 Wc, par pas successifs de 5 Wc.

Les références de tous les composants suivants ont été fournies au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques.

2.11 Film polymère

- Composition : à base de PET (*Polyéthylène téréphtalate*) et de PVF (*Polyfluorure de vinyle ou Tedlar®*) avec un traitement spécifique de la surface intérieure pour permettre une meilleure adhérence de la résine encapsulante,
- Épaisseur : $(0,368 \pm 0,037)$ mm,
- Tension diélectrique maximum admissible : 1 130 V.

2.12 Cellules photovoltaïques

Les cellules de silicium ont les caractéristiques suivantes :

- Technologie des cellules : polycristalline,
- Dimensions : $(156 \pm 0,5)$ mm x $(156 \pm 0,5)$ mm.
Au nombre de 60, ces cellules sont connectées en série et réparties en 6 colonnes de 10 cellules selon la configuration suivante :
- distance minimale entre cellules : $(2,3 \pm 1,5)$ mm,
- distance minimale aux bords : 7 mm minimum.

2.13 Collecteurs entre cellules

Les collecteurs entre cellules photovoltaïques sont en cuivre étamé.

2.14 Intercalaire encapsulant

Résine à base d'EVA (*Ethyl Vinyl Acétate*) de 0,45 mm d'épaisseur permettant d'encapsuler les cellules entre le film polymère et le vitrage.

2.15 Vitrage

- Nature : verre imprimé à faible teneur en fer, trempé conforme à la norme EN 12150,
- Facteur de transmission directe de l'énergie solaire > 93,5 %,
- Épaisseur : 3,2 mm,
- Dimensions : $(1\ 635^{+0,2} \times 987^{+0,2})$ mm.

2.16 Constituants électriques

2.161 Boîte de connexion

Une boîte de connexion du fabricant Zhejiang Jiaming Tianheyuan Photovoltaics Technology Co., Ltd., de dénomination commerciale PV-JM802-2 est collée avec du silicone en sous-face du module. Elle présente les dimensions hors-tout suivantes : (152 x 125 x 27) mm.

Cette boîte de connexion est fournie avec 3 diodes bypass (voir § 2.162) et permet le raccordement aux câbles qui assurent la connexion des modules.

Elle possède les caractéristiques suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Indice de protection (connecté) : IP65,
- Tension de système maximum : 1 000 V DC entre polarités,
- Courant maximal admissible (*intensité assignée*) : 14 A,
- Plage de température : - 40 °C à + 85 °C.

2.162 Diodes bypass

Trois diodes bypass sont implantées dans chaque boîte de connexion des modules.

Chacune de ces diodes protègent une série de 20 cellules.

Elles permettent de limiter les échauffements dus aux ombrages sur le module en basculant le courant sur la série de cellules suivante et évitent ainsi le phénomène de "point chaud".

2.163 Câbles électriques

Les modules sont équipés de deux câbles électriques de 1,0 m chacun dont la section est de 4 mm². Ces câbles se trouvent à l'arrière du module, en sortie de la boîte de connexion, et sont équipés de connecteurs adaptés (voir § 2.164).

Ces câbles ont notamment les spécifications suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Plage de température ambiante maximum : - 40 °C à + 90 °C,
- Tension assignée : 1 000 V,
- Double isolation,
- Certificat TÜV n° R50188841 selon les spécifications 2PG 1169/08.2007.

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

2.164 Connecteurs électriques

Les connecteurs électriques utilisés sont des connecteurs débrosables au moyen d'un outil de la société Zhejiang Jiaming Tianheyuan Photovoltaics Technology Co., Ltd., préassemblés en usine aux câbles des modules. De marque Solar PV-Connector et de type PV-JM601, ces connecteurs sont certifiés par le TÜV et ont les caractéristiques suivantes :

- Indice de protection électrique IP 65,
- Classe II de sécurité électrique,
- Tension assignée de 1 000 V,
- Courant maximum admissible (*intensité assignée*) de 25 A,
- Plage de température de - 40 °C à + 85 °C,
- Résistance de contact : $\leq 0,5$ m Ω ,
- Certificat TÜV n° R50175587 de conformité à la norme NF EN 50521:2008.

Les connecteurs des câbles supplémentaires (*pour les connexions entre séries de modules et vers l'onduleur*) 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.

2.17 Cadre du module photovoltaïque

Le cadre des modules (*Figure 2*) est composé de profils en aluminium EN AW-6063 T5 anodisé 15 μ m.

Le cadre des modules présente 4 profilés de même section d'épaisseur 40 mm. Ces profilés présentent les moments d'inertie suivants :

- $I_x = 3,7$ cm⁴,
- $I_y = 1,0$ cm⁴.

Le cadre du module est percé en usine afin de prévoir la connexion des câbles de mise à la terre.

Un joint est déposé entre le cadre et le verre du module.

Les profilés sont reliés entre eux par des équerres serties.

2.2 Système de montage

Les éléments de ce système de montage (*Figure 4*) sont commercialisés par kits aux installateurs et distributeurs du procédé, suite au dimensionnement de la société Terreal.

2.21 Ensemble "support"

La structure support, destinée au maintien des modules et à l'étanchéité au centre de l'installation est constituée des éléments suivants :

- Couloirs intermédiaires (*Figure 5*)

Ces couloirs sont destinés au guidage et au drainage des eaux sous les modules perpendiculairement à l'éégout. De dimensions hors-tout (1 871 x 195 x 20,5) mm, ils sont en acier S320 GD galvanisé Z275 revêtu d'un primaire soudable 5 μ m avec une peinture à base de résines alkydes uréthane de 60 μ m, d'épaisseur 0,75 mm. Les relevés latéraux sont de 20 mm de hauteur.

Ils disposent de trous en sommet des relevés destinés à la liaison équipotentielle des masses et aux différents passages de vis lors de la mise en œuvre. Ils disposent de languettes de perçage (*soudées par point au couloir*) en partie basse pour la liaison à la bavette avant.

Ils sont associés aux pattes de fixation ci-dessous.

- Pattes de fixation des couloirs intermédiaires (*Figure 6*)

Ces pattes sont destinées à la fixation des couloirs intermédiaires sur les lattes. De largeur 40 mm, elles sont en acier inox 1.4307 avec une peinture à base de résines alkydes uréthane de 60 μ m, d'épaisseur 2 mm. Pour leur positionnement, les pattes sont rivetées en usine sur les couloirs intermédiaires au sommet des relevés latéraux (*à 15,5 mm au-dessus de la base du couloir*). Elles disposent d'un écrou hexagonal en acier galvanisé destiné au vissage de la parclose.

- Couloirs transversaux (*Figure 7*)

Ces couloirs sont destinés au guidage et au drainage des eaux sous les modules parallèlement à l'éégout. De dimensions hors-tout (910 x 125 x 51) mm, ils sont en acier S320 GD galvanisé Z275 revêtu d'un primaire soudable 5 μ m avec une peinture à base de résines alkydes uréthane de 60 μ m, d'épaisseur 0,75 mm. Le relevé bas est de 30 mm de hauteur.

Ils sont de forme trapézoïdale et une butée est soudée par point sur le couloir pour servir d'appui aux modules photovoltaïques. Ils disposent d'une pièce de guidage de l'eau dans la retombée descendant dans le couloir intermédiaire.

- Ecarteurs (*Figure 8*)

Ces éléments sont destinés à maintenir le parallélisme des couloirs intermédiaires en partie haute. Ils sont en acier S320 GD galvanisé Z275 revêtu d'un primaire soudable 5 μ m avec une peinture à base de résines alkydes uréthane de 60 μ m, d'épaisseur 0,75 mm.

- Platinas latérales (*Figure 9*)

Les platinas permettent la fixation des couloirs latéraux (voir § 2.22) sur les lattes et la fixation des modules photovoltaïques en bord de champ. Ils sont en acier inox 1.4307 d'épaisseur 2 mm.

Dans le cas d'un seul module, il existe une platine droite spéciale, et la platine standard est utilisée comme platine latérale gauche.

Elles disposent d'un écrou hexagonal en acier galvanisé destiné à la pose des cornières latérales.

- Parcloles (*Figure 10*)

Ces profilés sont destinés à maintenir les modules et les lier à la charpente. Ils sont en aluminium EN AW-6063 T5 avec anodisation de 20 μ m d'épaisseur. Ces parcloles sont extrudées à chaud et équipées de joints en caoutchouc cellulaire EPDM à cellules fermées de marque Tremco-IIIbruck, collés en usine sur les parcloles.

De dimensions hors-tout (1 670 x 35 x 33) mm, elles disposent de 2 trous de fixation de 7 mm de diamètre espacés de 835,5 mm.

2.22 Ensemble "abergements"

Les abergements sont d'épaisseur 0,75 mm en acier S320 GD galvanisé Z275 revêtu d'un primaire soudable 5 μ m et avec une peinture à base de résines alkydes uréthane de 60 μ m suivant 4 coloris (*rouge, rouge brun, sable ou ardoise*).

La composition des éléments constitutifs est la suivante :

- Bavettes avant (*Figure 11*)

Ces bavettes sont destinées à réaliser la jonction avec les éléments de couverture en bas du champ photovoltaïque. Ces bavettes sont serties en partie basse avec de l'aluminium laqué et plissé d'épaisseur 0,15 mm et disposant d'un joint butyle en sous-face, destiné à épouser le galbe des éléments de couverture attenants.

Les bavettes sont de 3 types, pour le côté gauche, la partie centrale et le côté droit du champ photovoltaïque. Elles disposent de trous pour la fixation des couloirs intermédiaires et latéraux, pour la fixation sur la latte et pour la liaison entre bavettes. Elles disposent d'un système de chambre de décompression destiné à créer un espace au niveau des recouvrements entre elles. Dans cet espace, une mousse de polyuréthane à cellules ouvertes imprégnée de marque Illmod 600, collée en usine, est destinée à parfaire l'écartement entre tôles et à assurer un complément d'étanchéité. Elles disposent d'un pli à l'arrière de 10 mm de haut. De longueur 1 768 mm pour la plus grande, elles permettent un recouvrement entre elles de 150 mm.

Les bavettes gauche et droite disposent d'un détrompeur et d'une encoche destinés à positionner les éléments de couverture attenants.

Dans le cas de la pose d'un seul module, une bavette avant unique spéciale est utilisée. Sa géométrie aux extrémités correspond à la géométrie des bavettes gauche et droite pour une ligne de modules.

- Couloirs horizontaux avant (Figure 12)

Ces éléments sont destinés à assurer un complément d'étanchéité en bas de champ. Ils disposent d'une mousse PVC de 10 mm d'épaisseur collée avec adhésif acrylique en sous-face, pour le contact avec la bavette avant.

- Couloirs latéraux (Figure 13)

Ces couloirs sont destinés à amener l'eau de la périphérie du champ vers le bas de la toiture et à faire la jonction avec les éléments de couverture avoisinant. De dimensions hors-tout (1 871 x 214 x 30) mm, le relevé côté tuile est de 30 mm et celui côté module est de 20 mm de hauteur.

Il existe 2 types symétriques de couloirs pour les bords gauche et droit du champ photovoltaïque. Ils disposent d'encoches dans le retour du relevé intérieur (*côté modules*) afin de recevoir les platines latérales et d'un détrompeur pour reconnaître le sens de pose du couloir. Ils disposent de trous aux différents passages de vis lors de la mise en œuvre. Ils disposent de languettes de perçage en partie basse pour la liaison à la bavette avant.

- Cornières latérales (Figure 14)

Ces cornières sont destinées à réaliser la finition sur les bords gauche et droit du champ photovoltaïque. Dans le cas de la pose d'un seul module, la cornière associée aux platines droites spéciales a également un rôle de maintien du module. Leur épaisseur est de 1 mm.

- Pincés (Figure 15)

Livrées en chapelet, ces pincés sont destinées à bloquer en position les couloirs latéraux sur les lattes. De dimensions individuelles hors-tout (58 x 30 x 27) mm, un pli est présent, d'une ouverture entre 1 et 5 mm.

- Capots arrière (Figure 16)

Ils sont destinés à réaliser la jonction avec les éléments de couverture en partie haute et guider l'eau provenant de la couverture sur la face supérieure du module.

Ils sont de 3 types, pour le côté gauche, la partie centrale et le côté droit du champ photovoltaïque. Dans le cas de la pose d'un seul module, un capot arrière unique spécial est utilisé. Sa géométrie aux extrémités correspond à la géométrie des capots gauche et droit pour une ligne de modules.

Ils disposent d'un renfort inférieur soudés par points pour l'appui sur la charpente et de languettes pour leur fixation. Ils disposent d'un système de chambre de décompression destiné à créer un espace au niveau des recouvrements entre elles. Dans cet espace, une mousse de polyuréthane à cellules ouvertes imprégnée de marque Illmod 600, collée en usine, est destinée à parfaire l'écartement entre tôles et à assurer un complément d'étanchéité. Ils disposent d'un pli à l'arrière de 10 mm de haut. De longueur 1 742 mm pour le plus grand, ils permettent un recouvrement entre eux de 150 mm.

- Mousse triangulaire

Cette mousse est destinée à réaliser un complément d'étanchéité sous les éléments de couverture recouvrant les capots arrière du haut de champ. Cette mousse en polyuréthane à cellules ouvertes est de hauteur 80 mm et largeur 20 mm.

2.23 Éléments de fixation

Les vis de fixation fournies dans le procédé sont de marque Emile Maurin. Elles sont en inox A2 et sont constituées des vis suivantes (Figure 17) :

- Vis 6 x 60 à tête cylindrique à six pans creux, destinées à la fixation des parclozes.
- Vis à bois 5 x 40 à tête fraisée cruciforme, destinées à la fixation des pattes de fixation des couloirs intermédiaires, des pincés, des platines latérales et des borniers. Elles ont un Pk de 212 daN pour un ancrage de 27 mm.
- Vis autoperceuse 5,5 x 15,9 à tête cylindrique bombée large cruciforme, destinées aux assemblages de tôle entre couloirs, bavettes et capots, et à la liaison équipotentielle des masses.
- Vis 6 x 16 à tête cylindrique bombée à six pans creux, destinées à la fixation des cornières latérales.

2.24 Liaison équipotentielle des masses

Le kit électrique destiné à assurer les liaisons équipotentielles des masses (*cadres des modules et ensemble "support"*) est composé des éléments suivants :

- Borniers en cuivre à 7 trous taraudés de dimensions (110 x 12 x 4) mm fournis par la société Legrand,
- Vis inox M5 x 5,
- Câble vert-jaune de diamètre 6 mm²,
- Cosses en cuivre étamé de la société Klauke,
- Rondelles éventail en inox A2.

3. Autres éléments

La fourniture peut également comprendre des éléments permettant de constituer un procédé 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.

Les éléments suivants, non fournis, sont toutefois indispensables à la mise en œuvre et au bon fonctionnement du procédé utilisé :

3.1 Lattes de bois supplémentaires

Les lattes de bois supplémentaires doivent être en bois résineux de classe d'emploi 2 suivant le fascicule de documentation FD P20-651 et de classement visuel ST II suivant la norme NF B 52-001-1, et présenter une humidité < 20 %. Les lattes sous le champ photovoltaïque doivent avoir une section (h x l) avec :

- h = épaisseur de liteau ≥ 27 mm,
- l ≥ 100 mm.

3.2 Visserie

Pour la fixation des planches supports sous le champ photovoltaïque : vis à bois 6 x L (L ≥ 100 mm) à tête fraisée en inox A2 de Pk minimum de 156 daN pour l'ancrage dans le chevron sous les contre-lattes.

3.3 Écran de sous-toiture

Dans le cas où l'écran de sous-toiture doit être rajouté, il doit être sous "Homologation Couverture" du CSTB ou certification « CSTB Certified » avec un classement E1 ou sous Avis Technique avec un classement W1 selon la norme EN 13859-1.

4. Conditionnement, étiquetage, stockage

4.1 Modules photovoltaïques

Les modules sont conditionnés par 25 modules maximum et livrés sur chantier par palette avec un maximum de 55 modules par palette. Les modules sont positionnés verticalement et sont calés à chaque coin par des pièces en carton. 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.

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

4.2 Système de montage

Le système de montage est conditionné dans des caisses en carton. Chaque carton a une étiquette précisant :

- le numéro d'article,
- la référence des pièces,
- le nombre de pièces,
- le nom du client.

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

5. Caractéristiques dimensionnelles

Caractéristiques dimensionnelles des modules photovoltaïques	
Dimensions hors-tout (mm)	1640 x 992 x 40
Dimensions du module sans cadre (mm)	1635 x 987
Surface hors-tout (m ²)	1,63
Surface d'entrée (m ²)	1,46
Masse (kg)	18,5
Masse spécifique (kg/m ²)	11,3

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	
Largeur du champ (mm)	(NbX x 1 005) + 500
Hauteur de champ (mm)	2 390 (1 ligne)
Poids au m ² de l'installation (kg/m ²)	~ 15

Avec :

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

6. Caractéristiques électriques

6.1 Conformité à la norme NF EN 61215

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

6.2 Sécurité électrique

Les modules cadrés "Virtus II" ont été certifiés conformes à la Classe A de la norme NF EN 61730, et sont ainsi considérés comme répondant aux prescriptions de la classe II de sécurité électrique.

6.3 Performances électriques

Les puissances électriques des modules, validées par la norme NF EN 61215 et NF EN 61730, vont de 250 Wc à 260 Wc par pas de 5 Wc.

Dans le tableau suivant, 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/m² et répartition spectrale solaire de référence selon la norme CEI 60904-3 avec une température de cellule de 25 °C*).

Modules « Virtus II JCxxxM-24/Bb »			
P _{mpp} (W)	250	255	260
U _{co} (V)	37,4	37,5	37,6
U _{mpp} (V)	30,1	30,4	30,5
I _{cc} (A)	8,83	8,86	8,95
I _{mpp} (A)	8,31	8,39	8,53
αT (P _{mpp}) [%/K]	-0,40		
αT (U _{co}) [%/K]	-0,30		
αT (I _{cc}) [%/K]	+0,04		
Courant inverse maximum (A)	20		

Avec :

- P_{mpp} : Puissance au point de puissance maximum.
- U_{co} : Tension en circuit ouvert.
- U_{mpp} : Tension nominale au point de puissance maximum.
- I_{cc} : Courant de court-circuit.
- I_{mpp} : Courant nominal au point de puissance maximum.
- αT (P_{mpp}) : Coefficient de température pour la puissance maximum.
- αT (U_{co}) : Coefficient de température pour la tension en circuit ouvert.
- αT (I_{cc}) : Coefficient de température pour l'intensité de court-circuit.

7. Fabrication et contrôles

7.1 Modules photovoltaïques

La fabrication des modules photovoltaïques et leur assemblage avec le cadre est effectuée sur le site de la société Jabil à Kwidzyn en Pologne, certifié ISO 9001:2008, pour le compte de la société ReneSola.

La fabrication est réalisée de façon semi-automatique. La société Jabil effectue, lors de la fabrication, des essais en usine sur les modules photovoltaïques qui portent sur les éléments suivants :

- Les matières premières (verre, EVA, polymère arrière...) sont contrôlées à réception pour chaque lot : respect du cahier des charges, conformité matière, contrôles visuels et dimensionnels.
- La trempe du verre est contrôlée par essai de fracturation.
- Les cellules photovoltaïques sont contrôlées (couleur, puissance) avant soudage. Les cellules sont interconnectées par soudage automatique. Un test d'adhésion du soudage est réalisé pour chaque lot et à chaque changement d'équipe.
- L'assemblage est réalisé dans un laminateur à chaud sous vide puis sous pression.
- Après la fabrication :
- Flash test de chaque module : la tolérance sur la puissance maximum de sortie lors de la production des modules est de - 3 à + 3 %.
- Un contrôle visuel final avant l'emballage.
- Prélèvement de 2 % d'échantillons aléatoires pour tests des produits finis.

Les cadres des modules photovoltaïques sont réalisés par extrusion d'aluminium selon les plans de la société ReneSola. Lors de la fabrication des modules, des contrôles dimensionnels des profilés sont effectués à chaque lot et selon un échantillonnage spécifié dans le plan qualité.

7.2 Composants du système de montage

7.2.1 Mode de fabrication des tôles et abergements

Le système de montage est fabriqué sur le site de la société Lahera Productions, filiale de la société Terreal, à Mazamet en France.

Après la découpe au laser, les tôles d'acier galvanisé avec primaire soudable ou tôles inox sont pliées et soudées par point. Pour parfaire les endroits inaccessibles par la soudure par point, des joints d'étanchéité sont réalisés à l'aide du mastic Festix MS55 de la société Tremco-IIIbruck (*notamment pour les capots arrière gauche et droit*).

Pour des questions esthétiques, les tôles sont ensuite peintes à la couleur demandée.

Des contrôles dimensionnels et 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.

7.2.2 Mode de fabrication des parclozes

Les parclozes aluminium sont extrudées à chaud. Après extrusion à chaud du profilé à travers une filière, les parclozes sont coupées aux dimensions spécifiques pour pouvoir couvrir le pas d'un module. Elles sont ensuite usinées pour prévoir le passage des vis qui permettent de maintenir le module. Les joints EPDM sont collés en usine.

7.2.3 Contrôles qualité

Pour la phase de fabrication des abergements, Lahera Productions utilise des moyens de production automatisés et sous contrôles d'opérateurs qualifiés. Les étapes de découpe et de pliage sont calibrées à partir de pièces 3D issues de la conception. Pour les postes d'assemblage, des détrompeurs et des gabarits de fabrication sont utilisés pour assurer le bon positionnement des pièces les unes par rapport aux autres. Des dossiers d'assemblage ont été élaborés et sont disponibles au poste.

Un contrôle final est réalisé lors de la mise en carton du système global en suivant des procédures préétablies. Chaque installation qui part de l'usine est répertoriée dans un dossier de traçabilité.

Concernant l'expédition des systèmes, Lahera fait office de plateforme de distribution dans le sens où elle réceptionne les différents composants (*y compris les modules photovoltaïques*) avant de les renvoyer. Une traçabilité est assurée au niveau de cette activité avec numéro de série et contact client.

8. Mise en œuvre

8.1 Généralités

Le procédé est livré avec sa notice de montage.

Préalablement à chaque projet, une reconnaissance préalable de la toiture doit être réalisée à l'instigation du maître d'ouvrage afin de vérifier la capacité de la charpente à accueillir le procédé photovoltaïque, la présence ou non d'un écran de sous-toiture et que les charges admissibles sur la toiture ne sont pas dépassées du fait de la mise en œuvre du procédé.

La mise en œuvre du procédé ne peut être réalisée que pour le domaine d'emploi défini au § 1.2 du présent Dossier technique.

Elle doit impérativement être réalisée au-dessus d'un écran de sous-toiture (cf. § 8.57).

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

8.2 Compétences des installateurs

La mise en œuvre du procédé doit être assurée par des installateurs ayant été formés par la société Terreal (cf. § 9).

Les compétences requises sont les suivantes :

- Qualification et/ou certification pour la pose de procédés photovoltaïques.
- Compétences en couverture : mise en œuvre en toiture.
- Compétences électriques : habilitation "BP" pour le raccordement des modules.

8.3 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. Ils peuvent être identifiés dans le guide « Installations solaires photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution et inférieures ou égales à 250kVA » édité dans les cahiers pratiques de l'association Promotelec (*dénoté dans la suite du texte "guide Promotelec"*) ou le « Guide pratique à l'usage des bureaux d'étude et installateurs pour l'installations de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau » en vigueur édité par l'ADEME et le SER (*dénoté dans la suite du texte "guide ADEME-SER"*).

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.

8.4 Spécifications électriques

8.4.1 Généralités

L'installation doit être réalisée conformément aux documents en vigueur suivants: norme NF C 15-100, guides UTE C 15-712, « guide Promotelec » et « guide ADEME-SER ».

Tous les travaux touchant à l'installation électrique doivent être confiés à des électriciens habilités (cf. §.8.2).

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 V (*liée à la classe II de sécurité électrique*).

8.4.2 Connexion des câbles électriques

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

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

- Liaison intermodules et module/onduleur

La connexion des modules se fait au fur et à mesure de la pose des modules (*de la gauche vers la droite*) avant leur fixation.

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.

Pour la connexion d'un module à l'autre, le passage des câbles se fait en passant sous les couloirs.

- 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 avec les vis autoperceuses 5,5 x 15,9 fournies et des rondelles éventail fournies.

Les borniers fournis (cf. § 2.24) sont fixés sous chaque module sur la latte supérieure par 2 vis inox à bois fournies. Un câble commun circule de bornier en bornier à l'aide des cosses et vis inox M5x5 fournies (voir Figure 19). Chaque bornier est ensuite relié en peigne à un module, un couloir intermédiaire (sauf en bout de ligne) et éventuellement un micro-onduleur à l'aide des câbles, cosses, rondelles éventail et vis inox M5 x 5 fournies.

Le tout est relié au câble principal de mise à la terre par le premier bornier.

- Passage des câbles à l'intérieur du bâtiment

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 à l'homologation ou la certification ou à l'Avis Technique relatif 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, guides UTE C 15-712, « guide Promotelec » et « guide ADEME-SER » (*limitation des boucles induites, cheminements spécifiques et distincts...*).

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

8.5 Mise en œuvre en toiture

8.5.1 Conditions préalables à la pose

La mise en œuvre doit impérativement être réalisée au-dessus d'un écran de sous-toiture afin d'évacuer jusqu'à l'égout la condensation pouvant se créer sous les modules. Dans le cas d'une toiture neuve ou d'une toiture existante ne disposant pas d'écran de sous-toiture, cet écran de sous-toiture doit être mis en œuvre jusqu'à l'égout soit sur tout le pan de toiture accueillant le champ photovoltaïque, soit conformément à un Avis Technique prévu pour cet usage ou à l'Appréciation Technique d'Expérimentation de type A n° 2164 (*procédé ESTERSOL, ATEX publiée sur le site du CSTB*). Dans le cas d'une mise en œuvre sur tout le pan de toiture, la pose de cet écran doit se faire conformément aux dispositions définies soit dans l'Avis Technique le concernant, soit dans le Cahier du CSTB n° 3651-V2 dans le cas d'un écran de sous-toiture sous "Homologation Couverture" du CSTB ou sous certification « CSTB Certified ».

8.52 Préparation de la toiture

8.521 Détailage en cas de toiture existante

Il convient en premier lieu de vérifier la répartition et les dimensions hors tout du procédé sur la toiture et de découvrir la zone d'implantation des éléments de couverture existants.

La surface qui doit être ménagée pour l'implantation du procédé photovoltaïque doit posséder les dimensions indiquées dans le § 5.

Par ailleurs, afin de limiter les coupes des éléments de couverture, il convient de procéder à une étude préalable du plan de couverture et d'établir un calepinage en fonction du modèle d'éléments de couverture utilisé :

- Tuiles à emboîtement ou à glissement (DTU 40.21 et 40.24)

Lorsque le calepinage ne permet pas de conserver les tuiles entières, elles peuvent être coupées comme suit :

- Calepinage longitudinal :

La partie inférieure des tuiles étant conçue pour rejeter l'eau, il est indispensable de ne pas la couper. Par conséquent, il convient de ne réaliser aucune découpe des tuiles en partie haute de l'installation. Suivant la ligne de plus grande pente, seules les tuiles situées au-dessous du procédé peuvent être coupées en tête. Les tuiles coupées doivent alors être fixées au liteau et la partie basse du procédé photovoltaïque doit comporter une étanchéité basse recouvrant d'au moins 150 mm ces tuiles afin d'assurer l'étanchéité de l'ouvrage.

- Calepinage transversal :

Pour les tuiles situées en partie latérale, il convient d'utiliser une des solutions suivantes :

- optimiser le positionnement du procédé photovoltaïque afin que le côté galbé de la tuile se situe toujours au-dessus du couloir latéral,
- recourir à des tuiles spéciales (demi-tuiles ou doubles de rive par exemple).

- Tuiles canal (DTU 40.22) :

Pour les tuiles canal, seules les tuiles de couvert sont à couper. Tant sur la partie basse du procédé que sur la partie haute, la coupe se fait en tête de tuile.

Il convient de reconstituer les orifices de ventilation dont les sections totales doivent être assurées selon les dispositions précisées dans les DTU concernés de la série 40.2. La lame d'air située au-dessous de la couverture doit avoir une épaisseur minimale de 20 mm et doit être continue de l'égout au faitage. La section totale (*entrées et sorties*) des orifices de ventilation de cette lame d'air est définie dans les DTU concernés de la série 40.2.

8.53 Pose du procédé

8.531 Préparation de l'installation

Il convient de bien différencier les couloirs longitudinaux : droit, gauche, intermédiaire, à l'aide de la languette de perçage sur la partie basse à gauche ou à droite.

Pour le positionnement initial de la bavette avant au mieux pour la répartition des tuiles, un marquage est effectué sur les bavettes pour déterminer l'emplacement de ces dernières par rapport aux éléments de couvertures attenants. On s'aide des détrompeurs de la bavette pour la positionner par rapport aux éléments de couverture. Un jeu de 140 mm est possible (Figure 20).

8.532 Pose du platelage sous le champ photovoltaïque

Les planches support du procédé doivent être des lattes neuves répondant aux préconisations les concernant (*planches non fournies de section minimale 27 x 100, voir § 3.1*). Elles sont posées sous le champ photovoltaïque sans porte-à-faux. Elles sont fixées à chaque point d'intersection avec la contre-latte à l'aide d'1 vis à bois (*non fournies, voir § 3.2*).

Les liteaux existant se trouvant à l'emplacement des planches supports doivent être retirés.

On pose un platelage conformément à la Figure 21. En bas de champ, on positionne et on visse un liteau à l'arrière des éléments de couverture. Puis on visse un demi-liteau, une planche de 160 mm de large et deux lattes 27 x 100 mm pour le support et l'accroche de la bavette avant.

8.533 Pose des bavettes avant

Se référer à la Figure 22.

On place la bavette avant gauche en appui sur la latte d'accroche. On retire la protection plastique de la mousse polyuréthane afin qu'elle puisse s'expanser. Les bavettes avant s'emboîtent l'une dans l'autre à l'aide du système de chambre de décompression. On fixe les bavettes entre elles grâce aux 2 vis à tôle prévues à cet effet. On fixe l'ensemble de la bavette sur la latte par vissage central uniquement (*vis à bois 5 x 40 mm*). Les autres trous servent à fixer les couloirs.

Dans le cas d'un seul module, on utilise la bavette avant unique prévue à cet effet.

8.534 Equerrage et montage des couloirs

Se référer à la Figure 23.

On positionne le couloir gauche sur la bavette et on visse dans le trou prévu à cet effet (*vis à bois 5 x 40 mm*). On positionne le couloir intermédiaire sur la bavette et on visse dans le trou prévu à cet effet (*vis à bois 5 x 40 mm*). On vérifie les longueurs des diagonales pour s'assurer de l'équerrage du système. Pour réaliser un équerrage de l'installation, il suffit de visser un couloir sur la bavette, puis de le visser en diagonale au couloir précédent. Un détrompeur avec le chiffre « 1 » permet de repérer l'endroit. On insère alors les platines dans le couloir gauche et on les visse sur la latte (*3 vis à bois 5 x 40 mm*). Ensuite, on bloque le couloir par les pinces (*livrées en chapelet*) : 2 platines + 2 pinces par module photovoltaïque (*platine à l'intérieur et pinces à l'extérieur*). Pour un couloir intermédiaire, on visse les pattes de fixation en inox sur les lattes support (*4 vis à bois 5 x 40 mm*). Puis on dévisse la partie haute du couloir en diagonal. On visse le couloir transversal sur l'avant dernier trou du couloir latéral gauche (*vis à tôle*) et sur l'avant dernier trou des couloirs intermédiaires. Ceci garantit l'écartement. En partie haute des couloirs intermédiaires, on visse un écarteur (*vis tôle*). Et ainsi de suite, jusqu'au couloir latéral droit.

Dans le cas spécifique d'une pose d'un seul module, il faut utiliser les platines gauche et droite différenciées. La platine spéciale se fixe avec 4 vis à bois 5 x 40 mm.

8.535 Finition des ensembles « support » et « abergements »

Se référer à la Figure 24.

On replie l'extrémité des bavettes avant à 90 ° sur les deux couloirs latéraux à l'aide de l'amorce de pliage réalisée en usine sur les côtés de la bavette.

On positionne et on visse le couloir horizontal avant en partie basse (*vis à tôle*).

La Figure 25 montre les recouvrements des abergements entre eux.

8.536 Mise en place des modules

On insère le 1^{er} module (*à gauche*) dans les 2 platines latérales et on l'amène en butée. Au fur et à mesure de la pose des modules, on met en place la parclose et on la visse grâce aux 2 vis à 6 pans (*6 x 60 mm*) pour maintenir les deux modules ensemble. On insère le dernier module dans les platines latérales.

La Figure 26 montre des vues en coupe de l'assemblage des modules.

8.537 Mise en place du pourtour du champ photovoltaïque

Se référer à la Figure 27.

On pose le premier capotage haut sur le module et dans le couloir latéral gauche. Ce capotage s'emboîte sur le cadre du module. Il convient de bien s'assurer qu'il plaque bien au module. On retire la protection plastique de la mousse polyuréthane afin qu'elle puisse s'expanser. Les capots arrière s'emboîtent l'un dans l'autre à l'aide du système de chambre de décompression. On insère le deuxième capotage droit et on visse les deux capotages hauts sur la latte positionnée à cet endroit (*vis à bois 5 x 40 mm*). On assemble les capotages avec les couloirs.

Dans le cas spécifique d'une pose d'un seul module, le capot arrière spécifique doit être utilisé.

Puis, on fixe les cornières latérales (*à gauche et à droite*) grâce aux vis (*6 pans 6 x 16 mm*) et à la clé prévue à cet effet.

On dispose la mousse triangulaire au-dessus de la plière des capots, sous les tuiles, avec un retour vertical sans coupure de la mousse côtés gauche et droit jusqu'au recouvrement des capots sur les couloirs latéraux et à une distance de 20 mm minimum des bords. On place les tuiles dans le couloir gauche (*ou droit selon le sens d'emboîtement des tuiles*). Puis on rajoute le rang supérieur en veillant à ce que l'inclinaison des tuiles soit le même que celle des tuiles supérieures en repliant partiellement le relevé arrière, avec un recouvrement des tuiles sur le capot compris entre 120 et 145 mm. Il convient de bien aligner les zones d'écoulement d'eau des tuiles au-dessus des couloirs latéraux et de ne pas écraser l'angle supérieur des pièces d'angle vers l'intérieur sous ces zones d'écoulement. On termine par le côté droit (*ou gauche selon le sens d'emboîtement des tuiles*). Les tuiles des pourtours gauche, droit et supérieur du champ photovoltaïque doivent être fixées mécaniquement.

En bas de champ, on forme la bavette avant sur les éléments de couvertures après nettoyage et dépeussierage de ceux-ci au niveau du contact avec le joint butyle collant en sous-face de l'aluminium souple de la bavette. Le recouvrement de la bavette souple sur les tuiles est de 150 mm minimum.

Les *Figure 28*, *Figure 29* et *Figure 30* indiquent les recouvrements minimum à respecter.

9. 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 consiste en :

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

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

10. Assistance technique

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.

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

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.

11. Utilisation, entretien et réparation

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.

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. § 8.2).

11.1 Maintenance du champ photovoltaïque

La maintenance doit être réalisée annuellement :

- Vérifier visuellement l'état d'encrassement des modules. Les modules photovoltaïques doivent 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, la libre circulation de l'eau dans les couloirs.
- Vérification du câblage.
- Vérification des fixations : vérifier la présence et la tenue de l'ensemble de la visserie.

11.2 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.

11.3 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 de l'onduleur du réseau en ouvrant le disjoncteur AC placé entre l'onduleur et le compteur de production et de procéder à la déconnexion du champ photovoltaïque en enclenchant le sectionneur DC placé entre le champ photovoltaïque et l'onduleur.
- Le démontage est réalisé en retirant le capot arrière puis les parcloles. Si les modules endommagés sont en bord de champ photovoltaïque, il convient de retirer les cornières latérales.
- Lors du démontage une attention particulière doit être portée à la qualité d'isolement des connecteurs débrosés 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 de l'onduleur, on procédera à la reconnexion du champ photovoltaïque en enclenchant de nouveau l'interrupteur/sectionneur DC et en reconnectant l'onduleur au réseau en fermant le disjoncteur AC.

B. Résultats expérimentaux

- Les modules photovoltaïques cadrés ont été testés selon la norme NF EN 61215 : qualification de la conception et homologation des modules photovoltaïques, par le TÜV (*rappports d'essais n° 15053763.001, .003, .022 et .025*).
- Les modules photovoltaïques cadrés ont été testés selon la norme NF EN 61730 et certifiés comme appartenant à la classe d'application A jusqu'à une tension maximum de 1 000 V DC par le TÜV (*rappports d'essais n° 15053764.001, .003, .020 et .025*).
- Le procédé photovoltaïque a été testé par le CSTB selon la norme NF EN 12179 pour un essai de résistance à la pression du vent (*rappport d'essais n° CLC13-26051178*).
- Le montage du procédé photovoltaïque a été testé au CSTB (*rappport d'essais n° RE VAL 14-26050013*).
- Le procédé photovoltaïque a été testé par le CSTB pour un essai d'étanchéité à la pluie en soufflerie climatique « Jules Verne » (*rappport d'essais n° EN-CAPE 15.095 C – V0*).
- Les justifications aux zones sismiques sont basées sur un rapport d'étude du CSTB (*rappport d'étude n° DCC/CLC-14-324*) ayant comparé les sollicitations agissantes suivant les Eurocodes 8-1, EN 1998-1 § 4.3.5, aux capacités résistantes des vis de fixation du procédé.

C. Références

C1. Données environnementales et sanitaires¹

Le procédé Terreal Solution PV3-1 S ne fait pas l'objet d'une Fiche de Déclaration Environnementale et Sanitaire (FDES) ni d'un Profil Environnemental Produit (PEP).

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

C2. Autres références

Le procédé photovoltaïque "TSPV3-1 S" est fabriqué depuis juillet 2015.

Une version antérieure est fabriquée et commercialisée depuis 2010 et environ 6 000 m², soit 800 installations de cette version, ont été commercialisés en France à ce jour.

¹ Non examiné par le Groupe Spécialisé dans le cadre de cet avis.

Tableau et figures du Dossier Technique

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

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

Matériau	Revêtement de finition sur la face exposée	Éléments du procédé concernés	Atmosphères extérieures							
			Rurale non polluée	Industrielle ou urbaine		Marine			Spéciale	
				Normale	Sévère	20 km à 10 km	10 km à 3 km	Bord de mer* (<3km)		Mixte
Aluminium EN AW-6063 T5	anodisation 15 µm	cadre de module	•	•	□	•	•	□	□	□
Aluminium EN AW-6063 T5	anodisation 20 µm	parclozes	•	•	□	•	•	□	□	□
Acier S320 GD	Z275 + primaire soudable + peinture alkyde uréthane 60 µm	abergements, couloirs intermédiaires, couloirs transversaux, écarteurs, couloirs horizontaux avant, pinces	•	•	□	•	•	□	□	□
Inox 1.4307	-	platine	•	•	□	•	•	□	□	□
Inox 1.4307	peinture alkydes uréthane de 60 µm	pattes de fixation	•	•	□	•	•	□	□	□
Inox A2	-	visserie	•	•	□	•	•	□	□	□

Les expositions atmosphériques sont définies dans les annexes des normes XP P 34-301, NF P 24-351, 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

- : Non adapté à l'exposition

* : à l'exception du front de mer

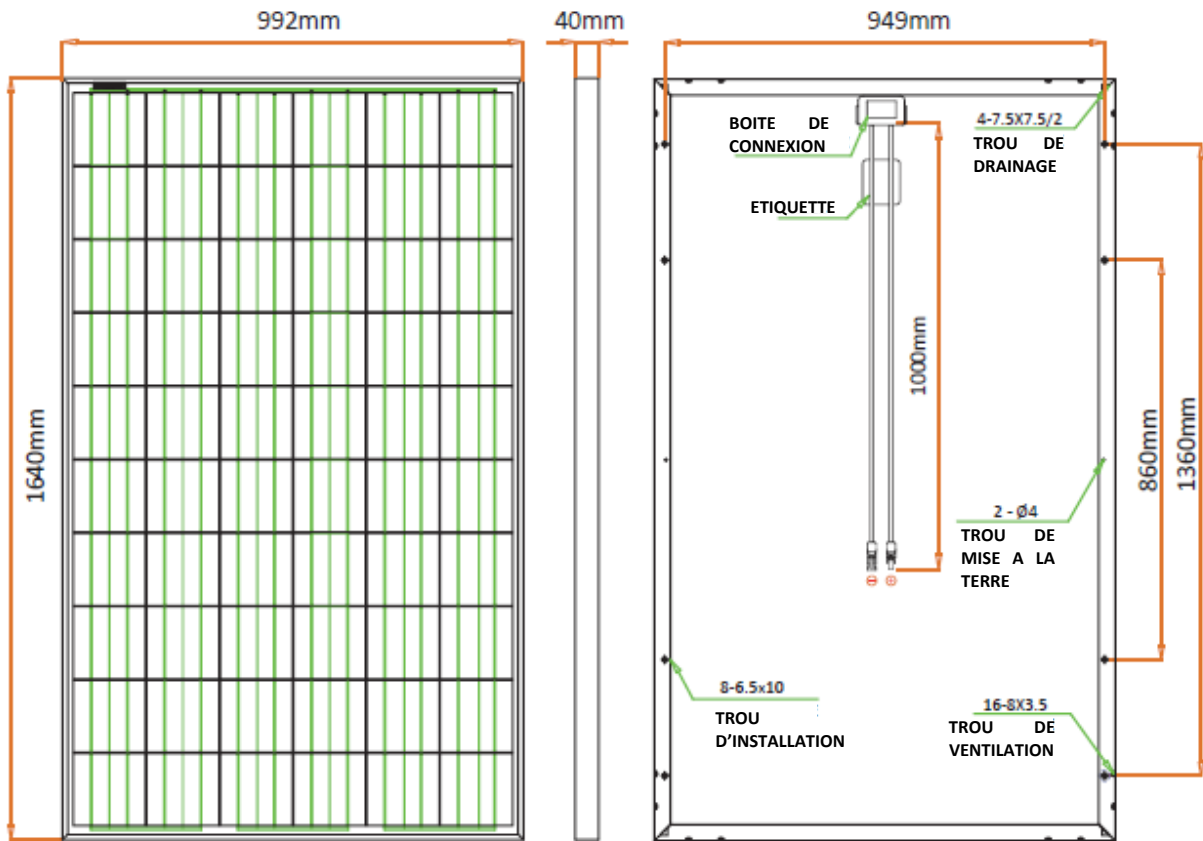


Figure 1 – Modules photovoltaïques

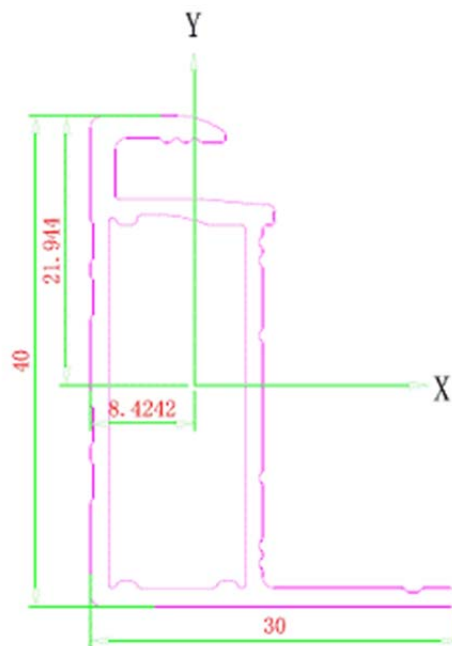


Figure 2 – Cadres du module photovoltaïque

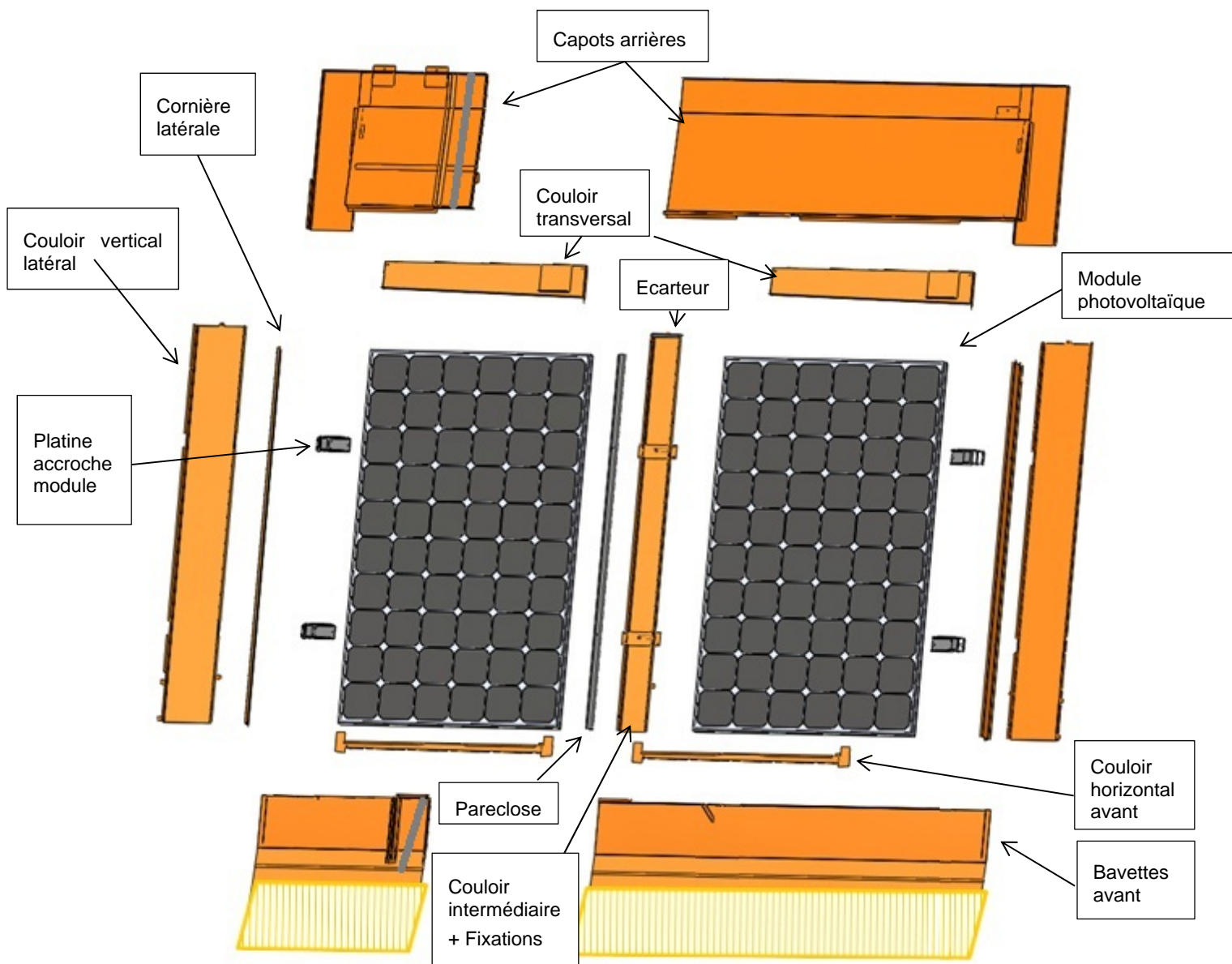
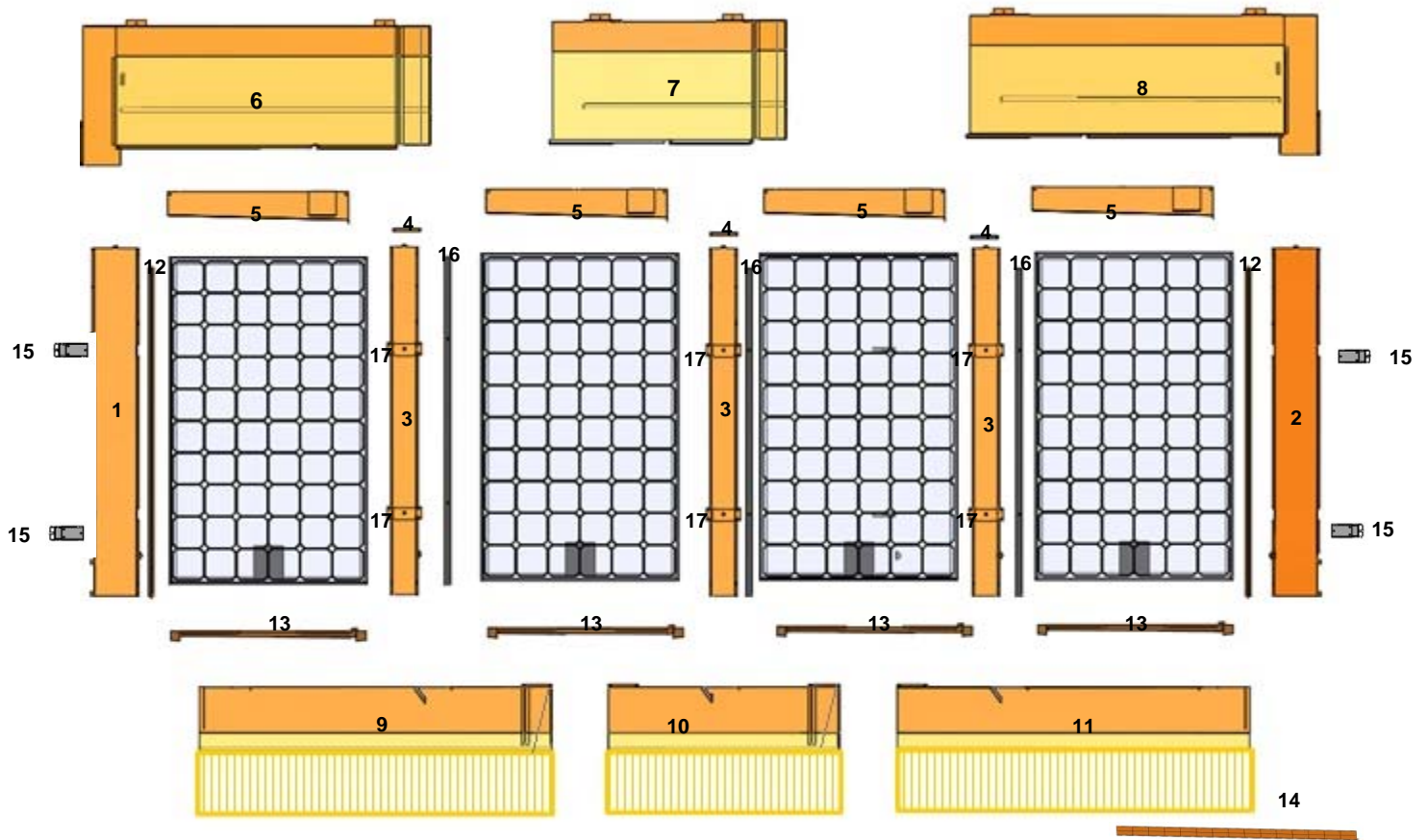


Figure 3 – Schéma éclaté du procédé



1 - Couloir vertical latéral gauche	= 1
2 - Couloir vertical latéral droit	= 1
3 - Couloir intermédiaire	= Nb de colonnes de modules - 1
4 - Ecarteurs	= Nb de couloirs intermédiaires
5 - Couloirs transversaux	= Nb de colonnes de modules
6 - Capot arrière gauche	= 1
7 - Capot arrière intermédiaire	= Nb de colonnes de modules - 2
8 - Capot arrière droit	= 1
9 - Bavette avant gauche	= 1
10 - Bavette avant intermédiaire	= Nb de colonnes de modules - 1
11 - Bavette avant droite	= 1
12 - Cornière latérale	= 2
13 - Couloir horizontal avant	= Nb de colonnes de modules
14 - Pinces (en chapelet)	= 4
15 - Platines	= 4
16 - Parcloles	= Nb de colonnes de modules - 1
17 - Fixation couloir vertical	= Nb de couloirs intermédiaire x 2

Figure 4 – Système de montage fourni

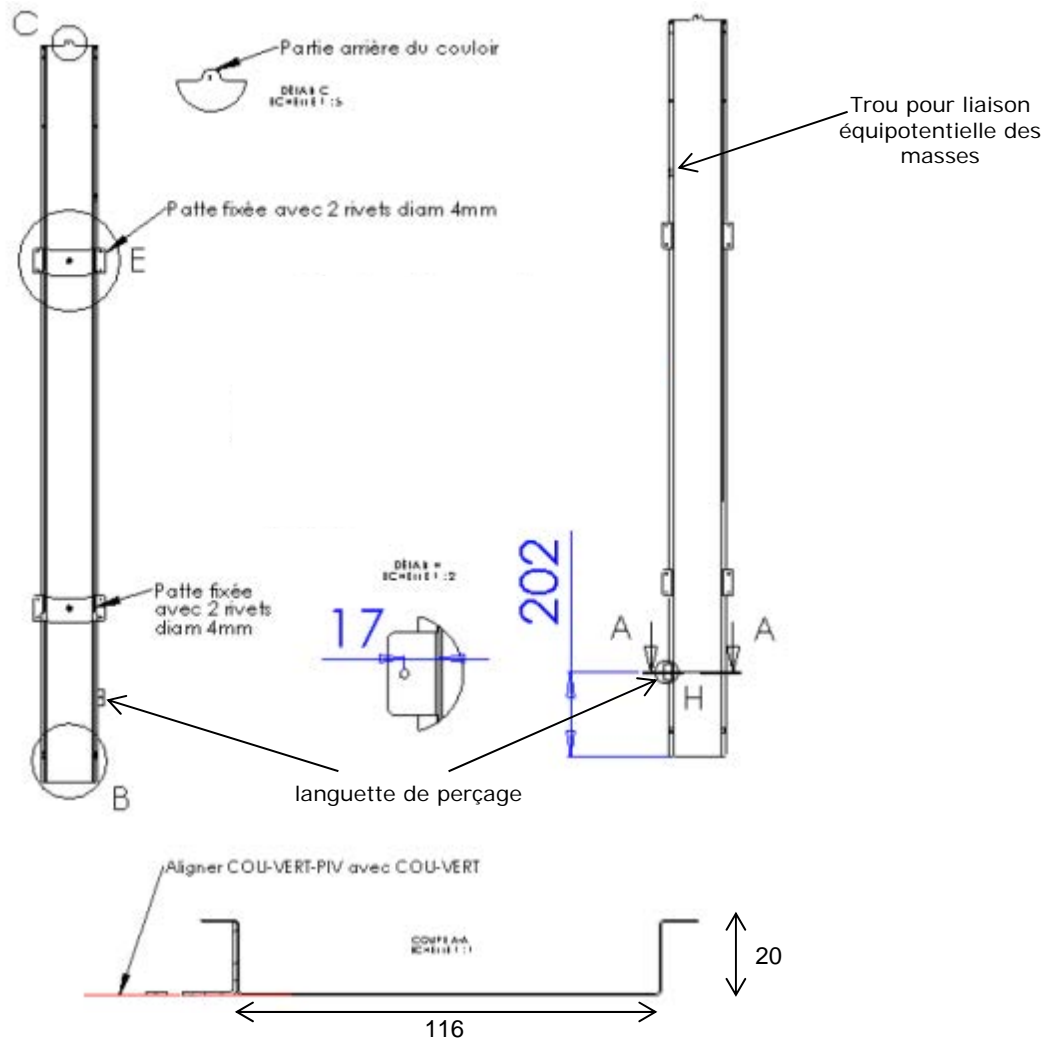


Figure 5 – Culoir intermédiaire

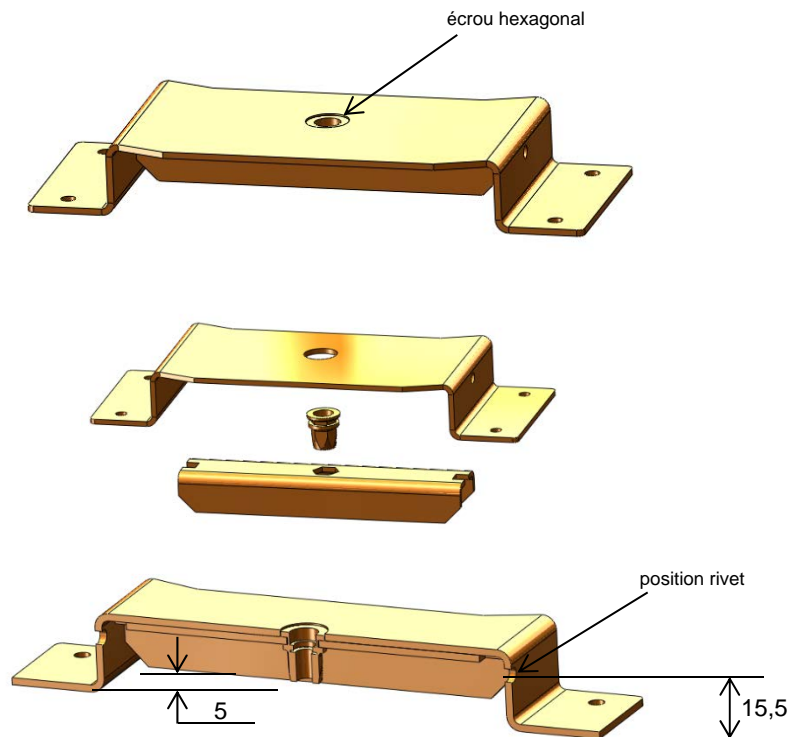


Figure 6 – Patte de fixation des couloirs intermédiaires

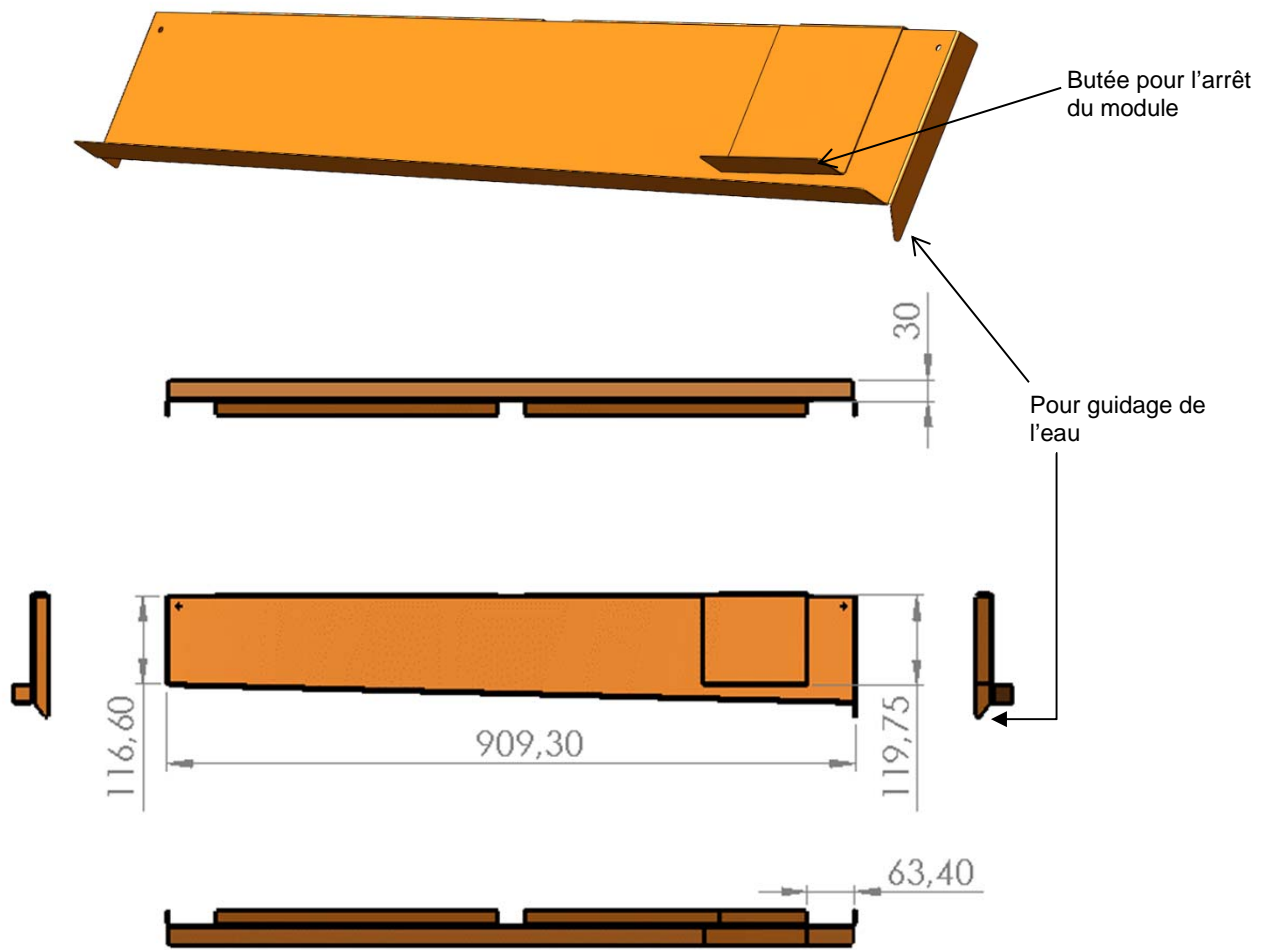


Figure 7 – Coulair transversal

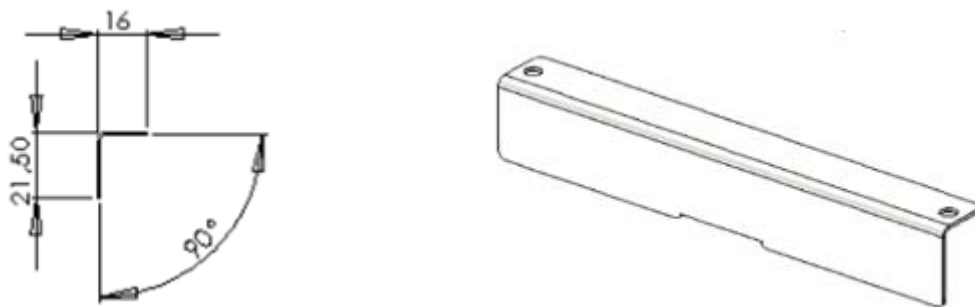
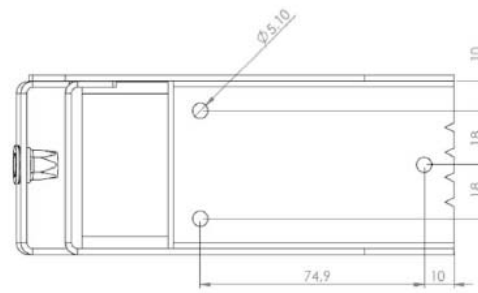
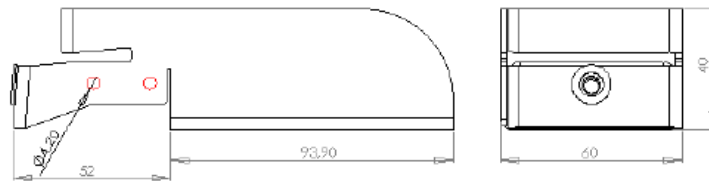
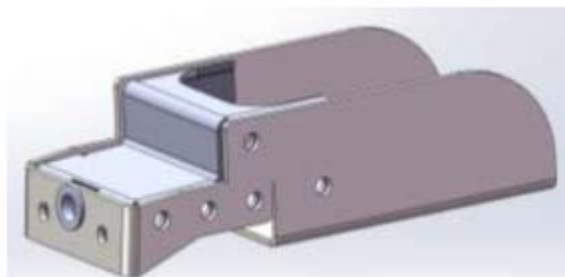
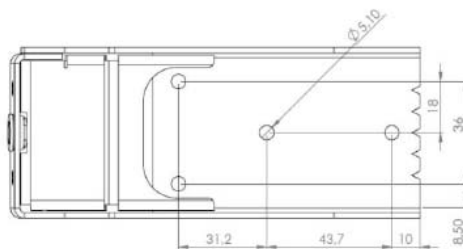
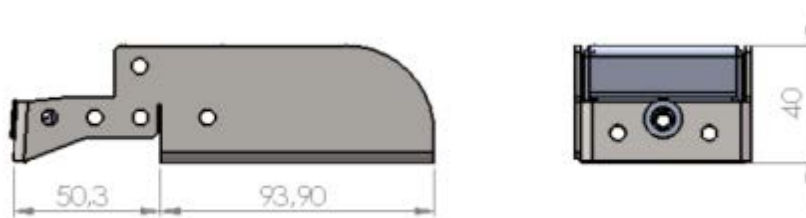


Figure 8 – Ecarteur



Platine standard



Platine spéciale pour pose un seul module

Figure 9 – Platine latérale

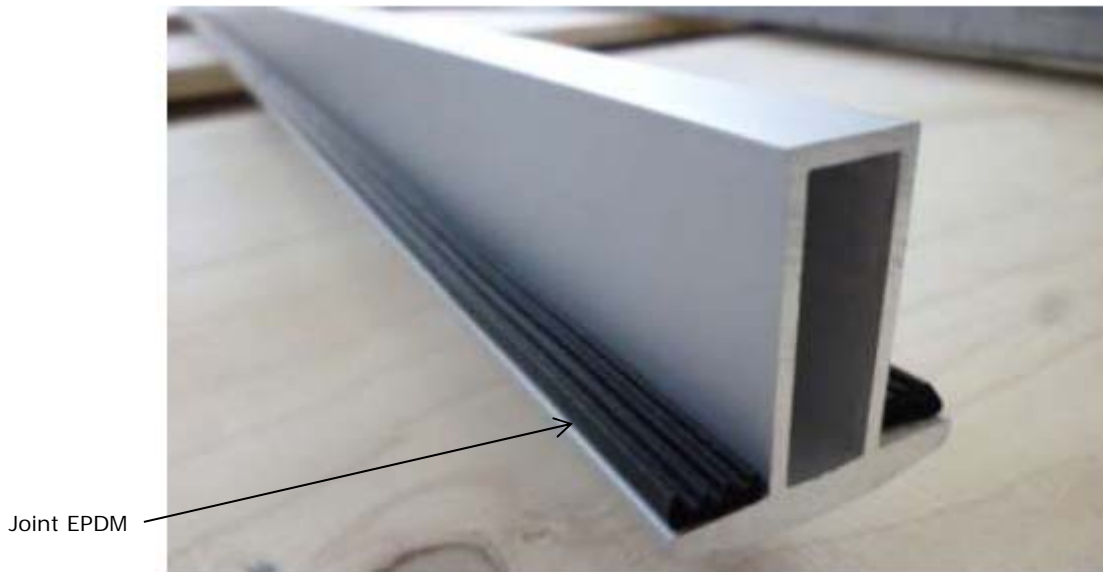
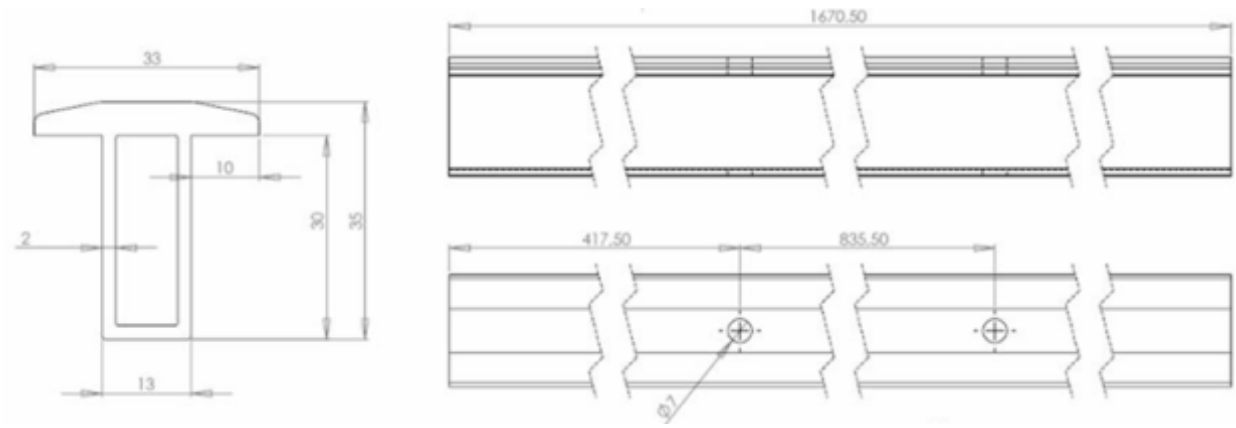
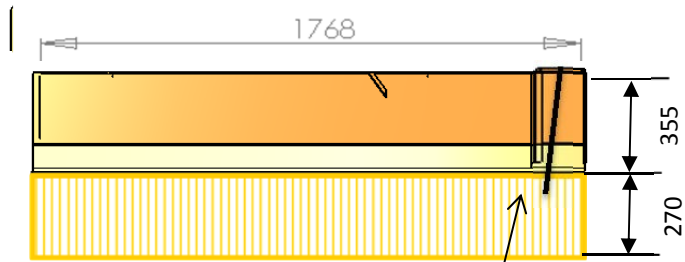
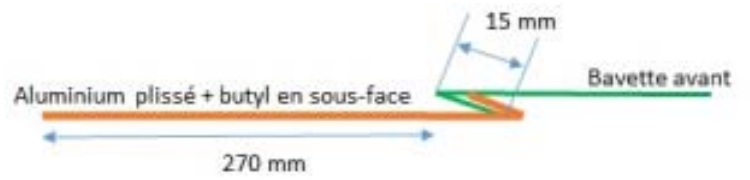


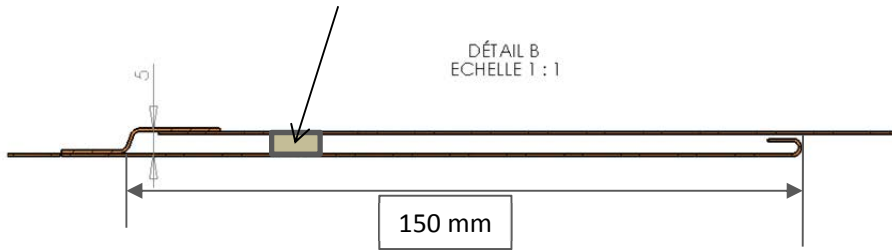
Figure 10 – Parclose

Sertissage aluminium plissé/bavette avant



Mousse PU

DÉTAIL B
ECHELLE 1 : 1



Principe de recouvrement entre bavettes avec chambre de décompression

Hauteur du relevé arrière:
10 mm

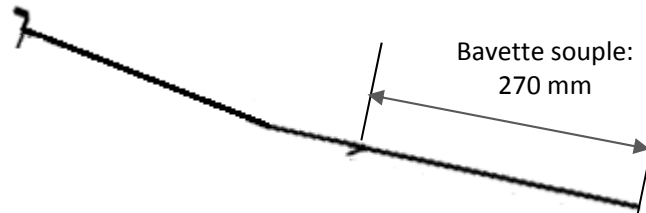


Figure 11 – Bavettes avant

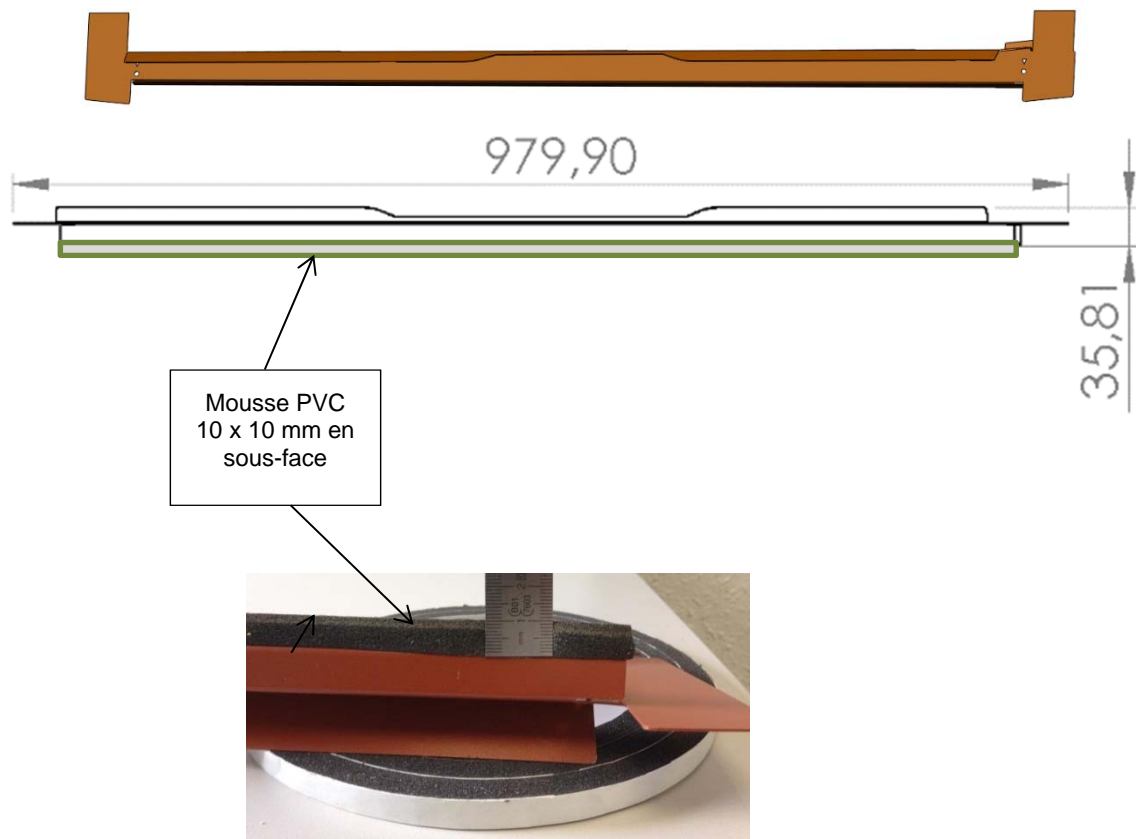


Figure 12 – Couloir horizontal avant

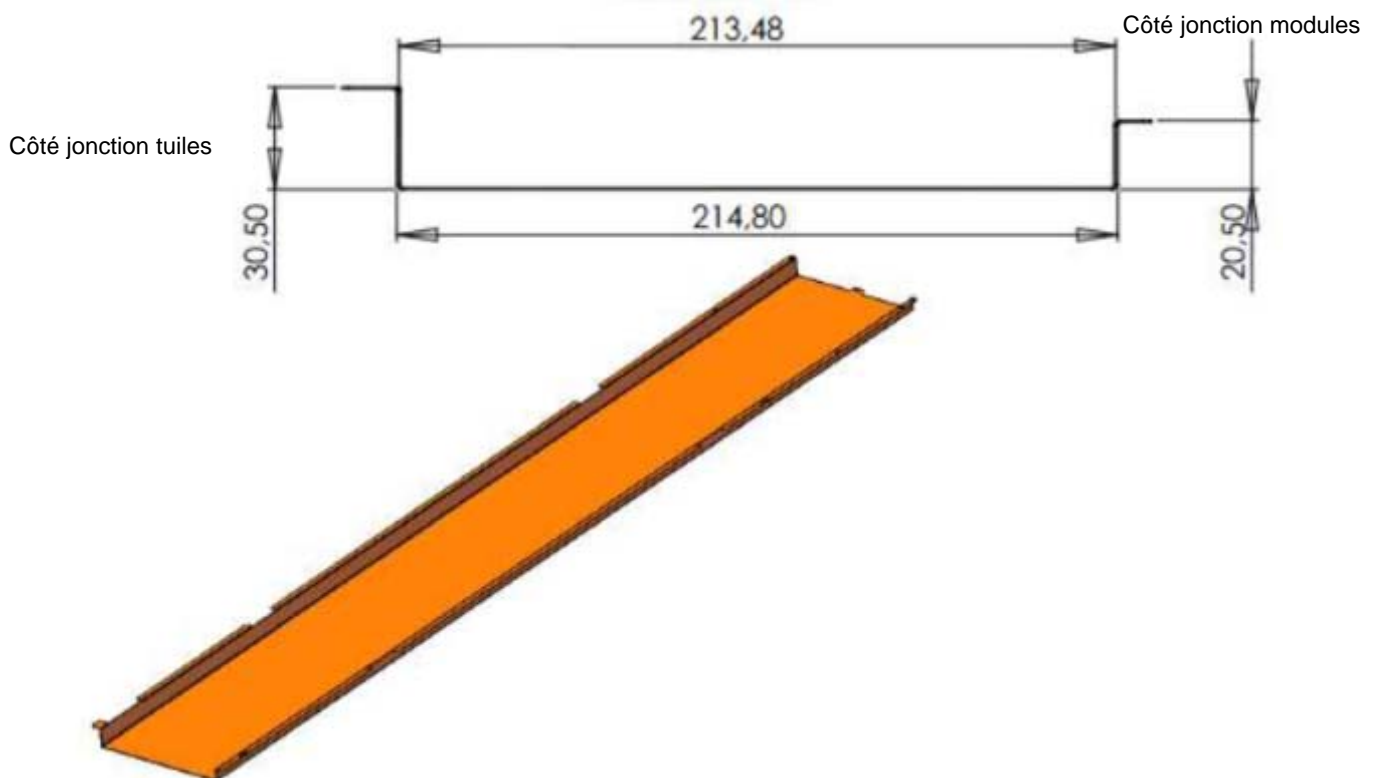


Figure 13 – Couloir latéral

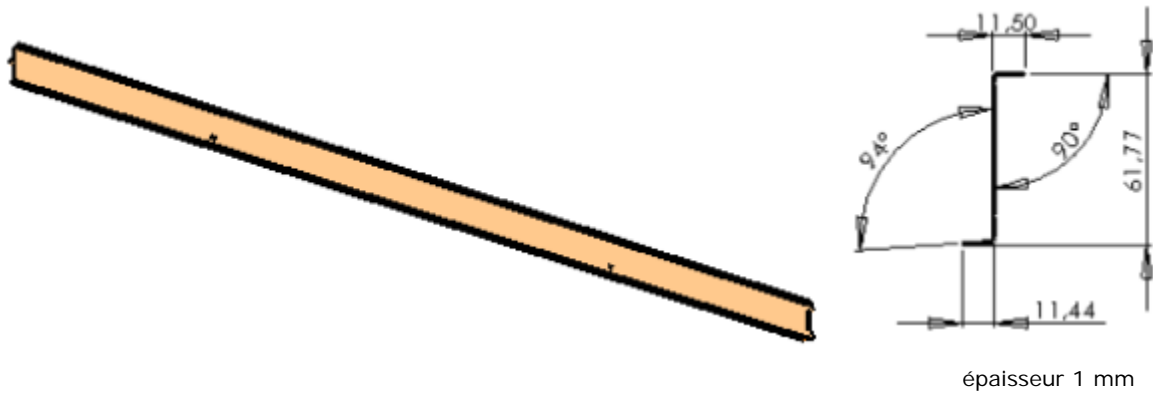


Figure 14 – Cornière latérale

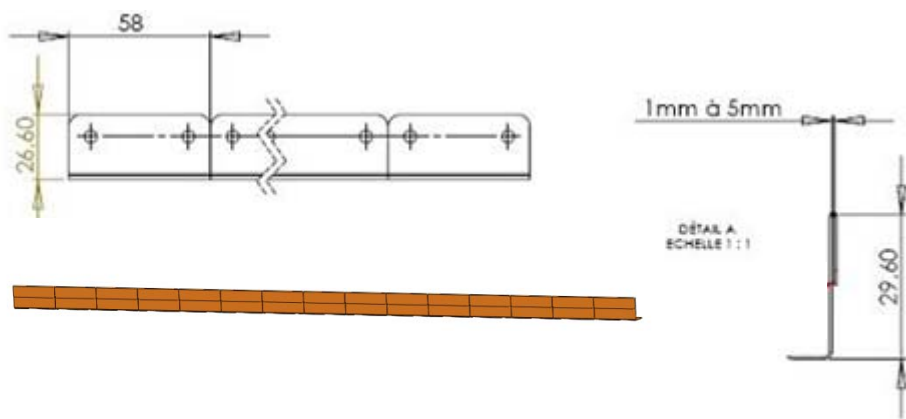
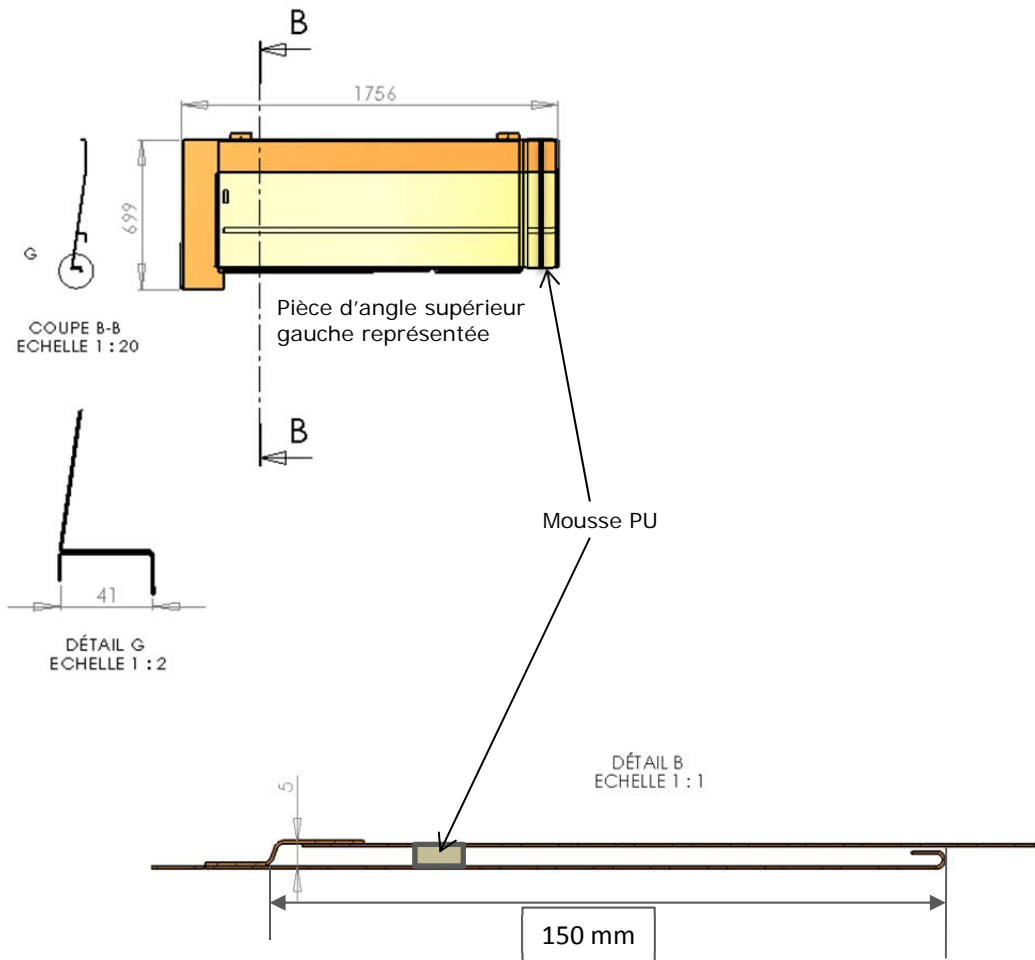


Figure 15 – Pince (en chapelet)



Principe de recouvrement entre capots avec chambre de décompression

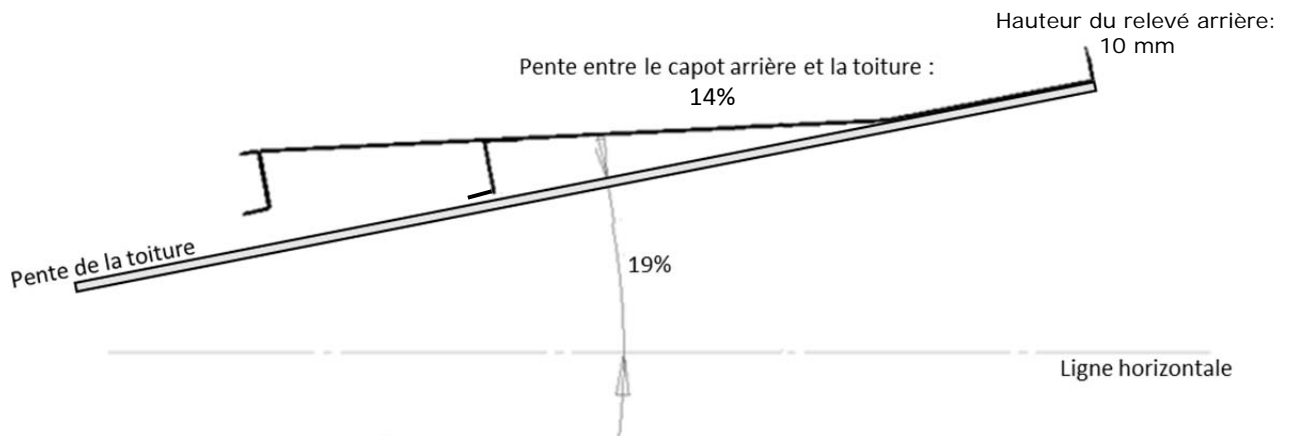


Figure 16 – Capots arrières

**Vis à tête cylindrique
à six pans creux**

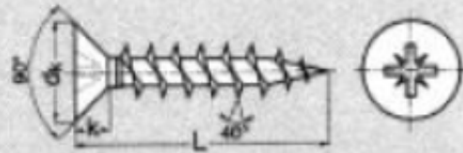
acier inoxydable A2
NF EN ISO 4762 - DIN 912



M6 x 60 pour parclofes

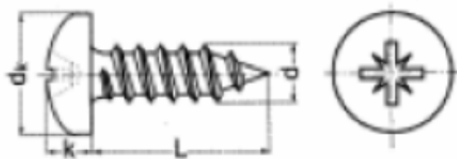
**Vis pour aggloméré
tête fraisée
cruciforme Z «Pozi»**

acier inoxydable A2



vis à bois M5 x 40

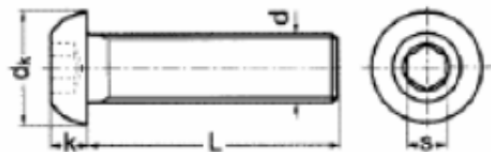
**Vis à tôle tête cylindrique
bombée large
cruciforme Z «Pozi»
bout pointu
acier inoxydable A2
DIN 7981.B**



Vis autoperceuse M5,5 x 15,9

**Vis à tête cylindrique bombée
à six pans creux**

acier inoxydable A2
NF EN ISO 7380



M6 x 16 pour cornières latérales

Figure 17 – Visserie

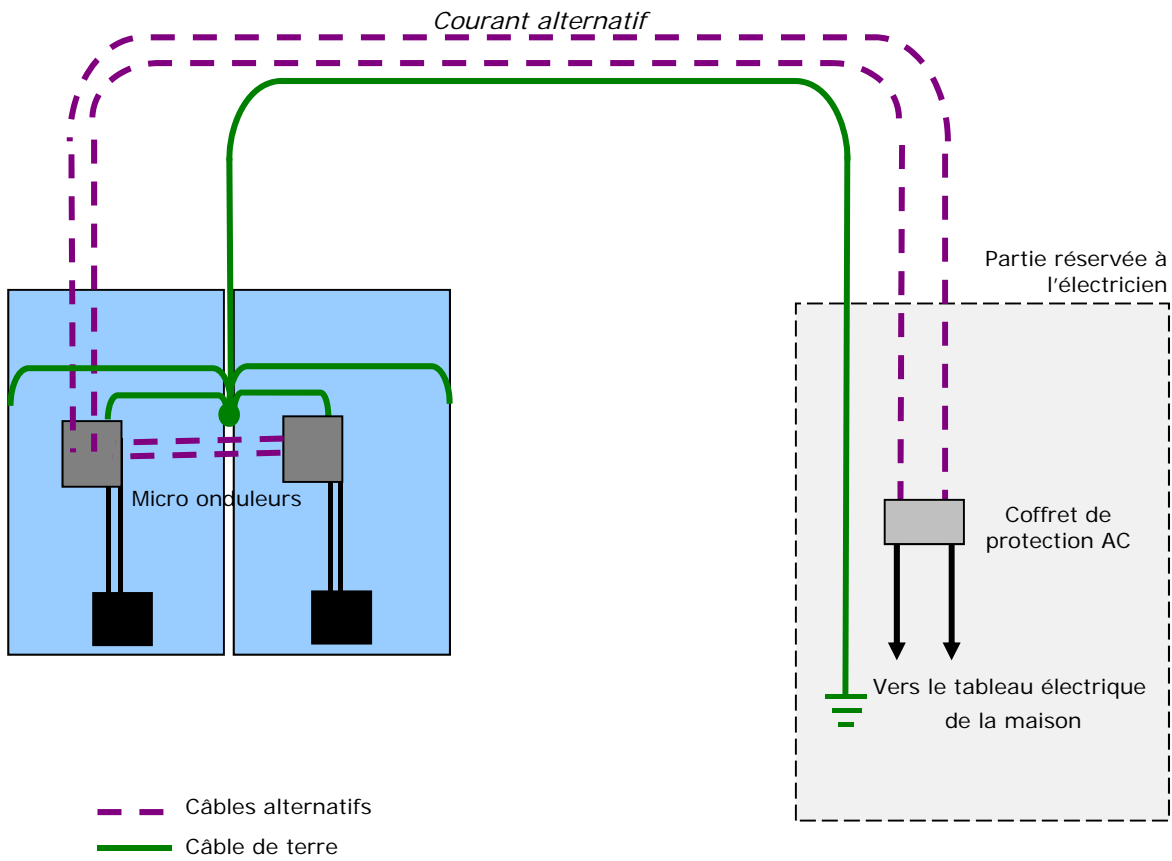


Figure 18 – Principe de câblage (exemple avec micro-onduleurs)

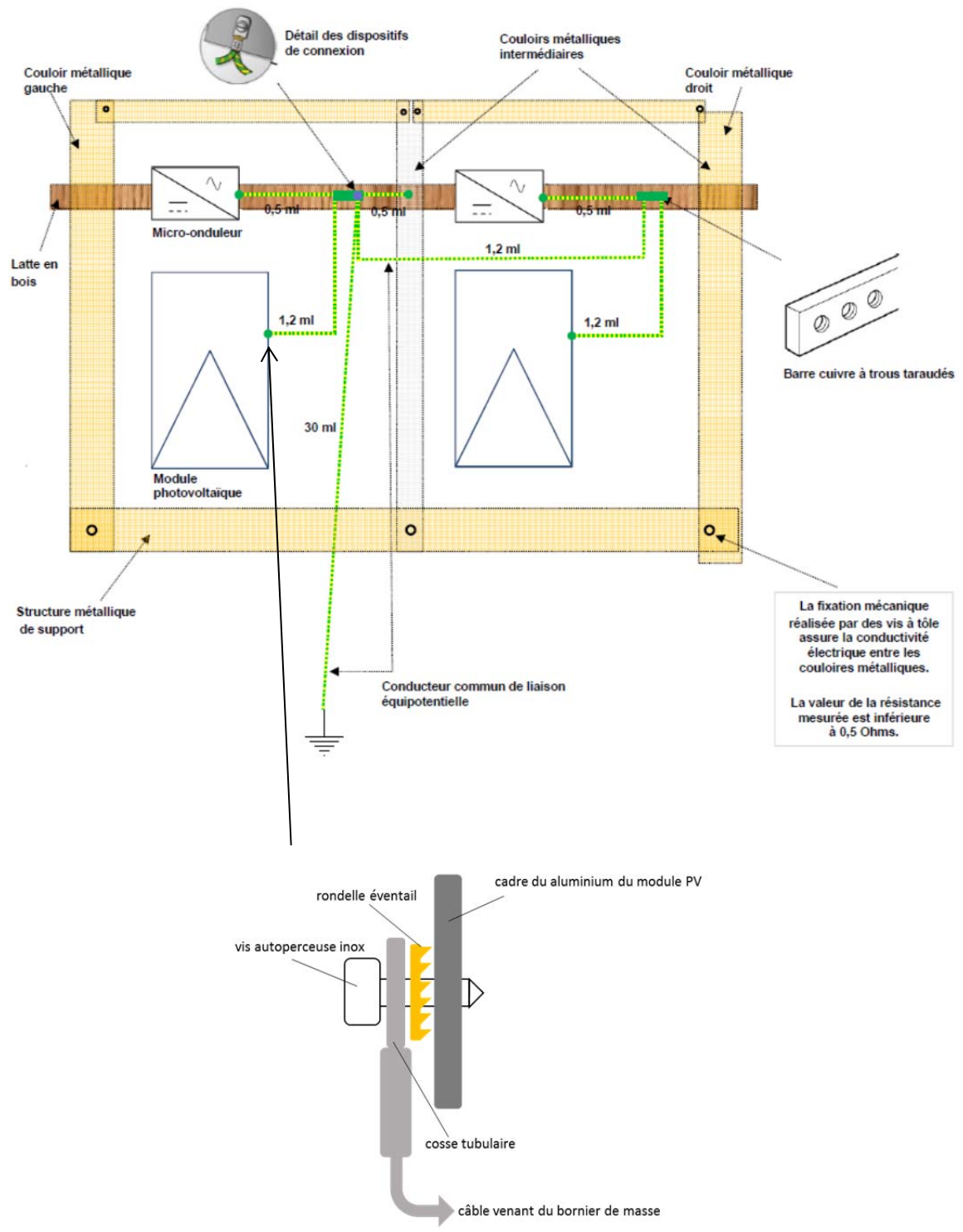


Figure 19 – Principe de liaison équipotentielle des masses (exemple avec micro-onduleurs)

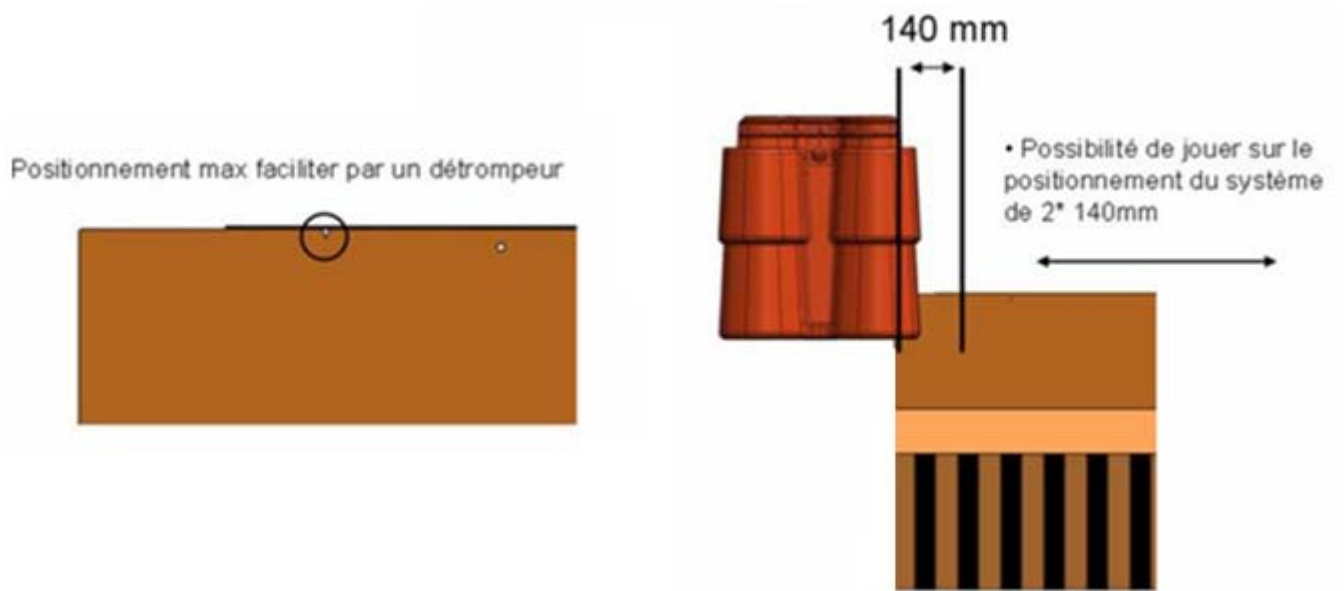


Figure 20 – Positionnement des éléments de couverture latéraux par rapport aux bavettes avant

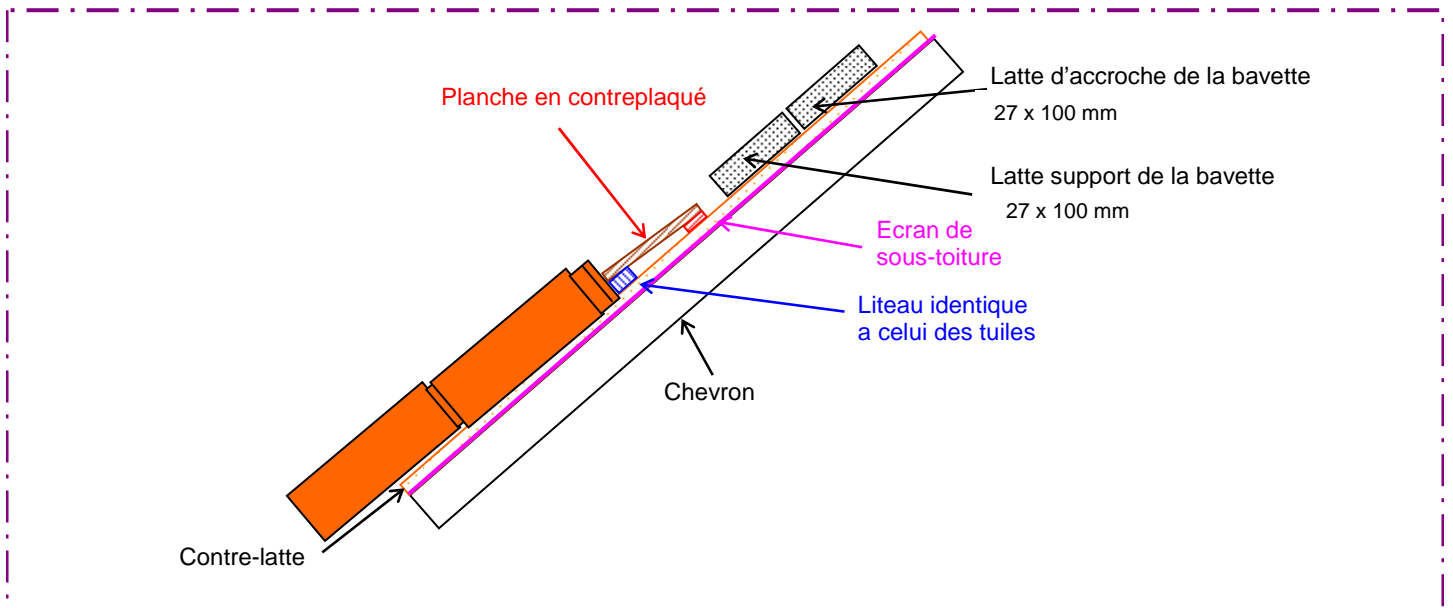
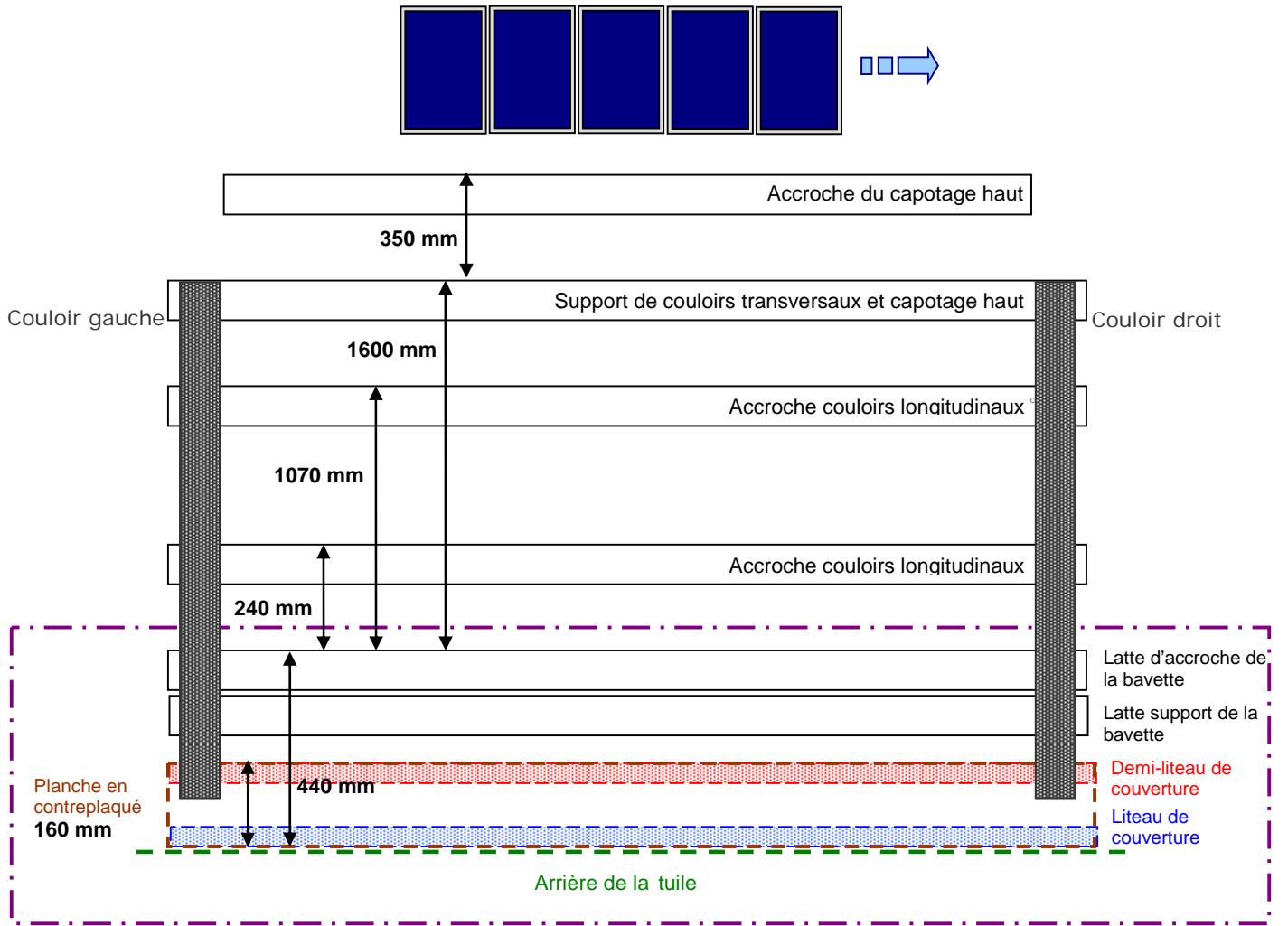


Figure 21 – Plan de positionnement des lattes

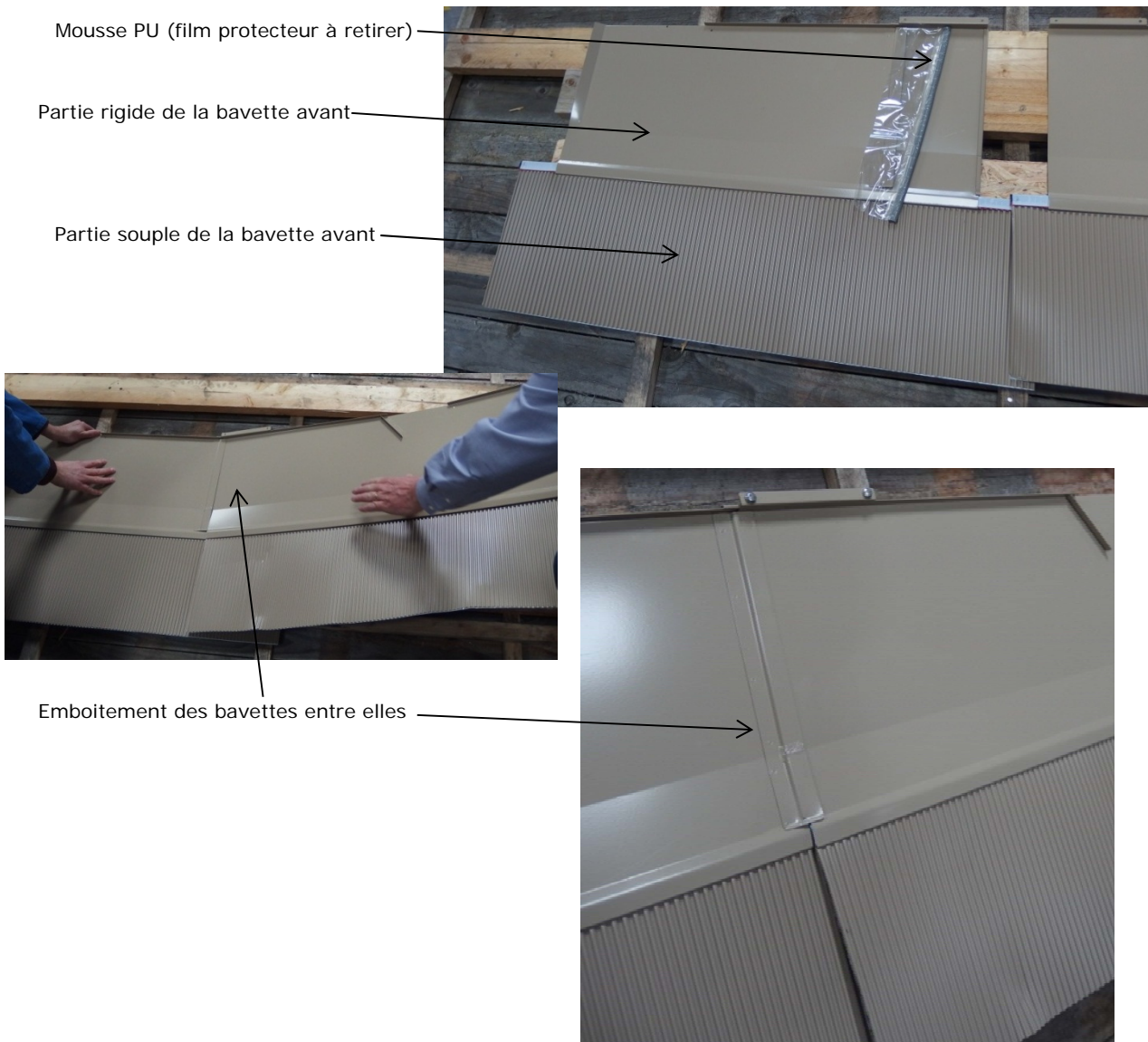
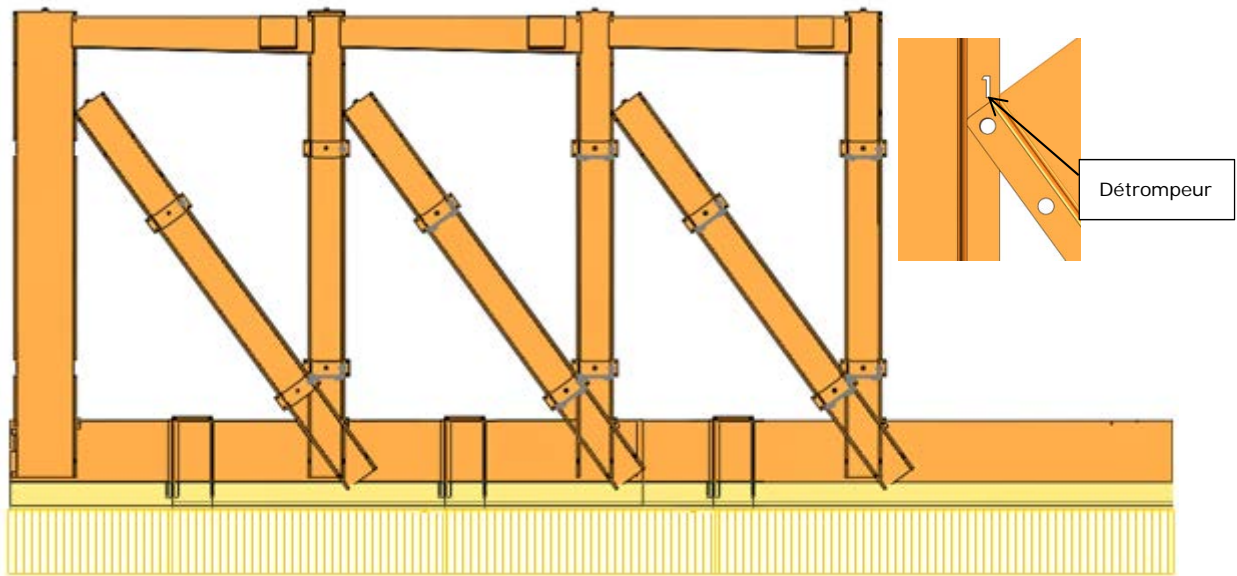
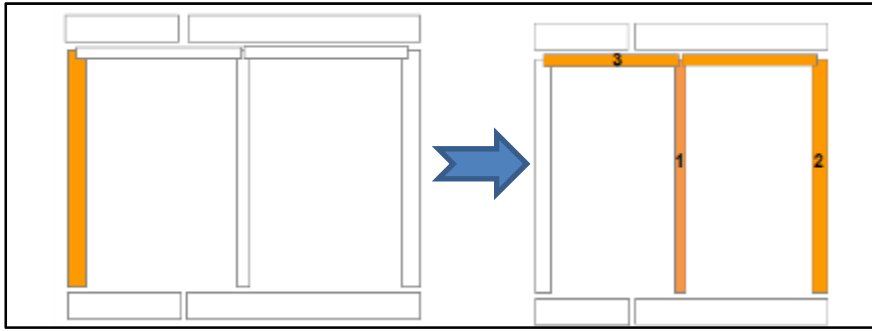


Figure 22 – Pose des bavettes avant



équerrage



couloir intermédiaire sur la bavette avant



couloir transversal / écarteur / couloir intermédiaire



platine

Figure 23 – Equerrage et montage des couloirs



repli de la bavette avant sur le bord du couloir latéral



Couloirs horizontaux avant

Figure 24 – Finition des ensembles « support » et « abergements »

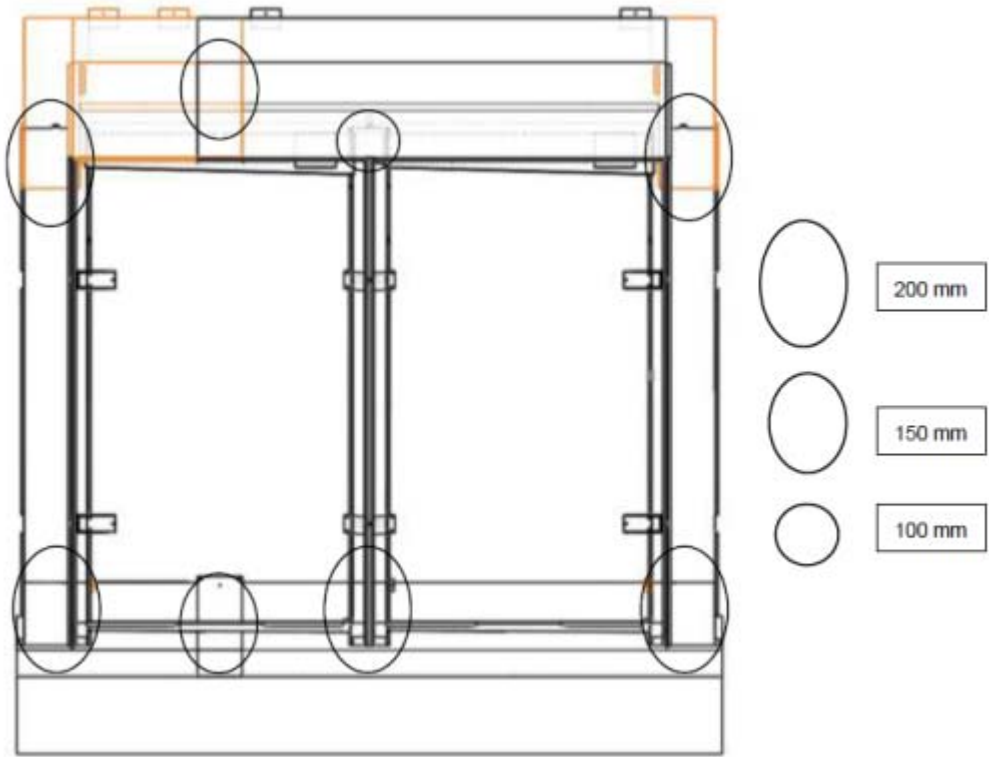


Figure 25 – Recouvrements

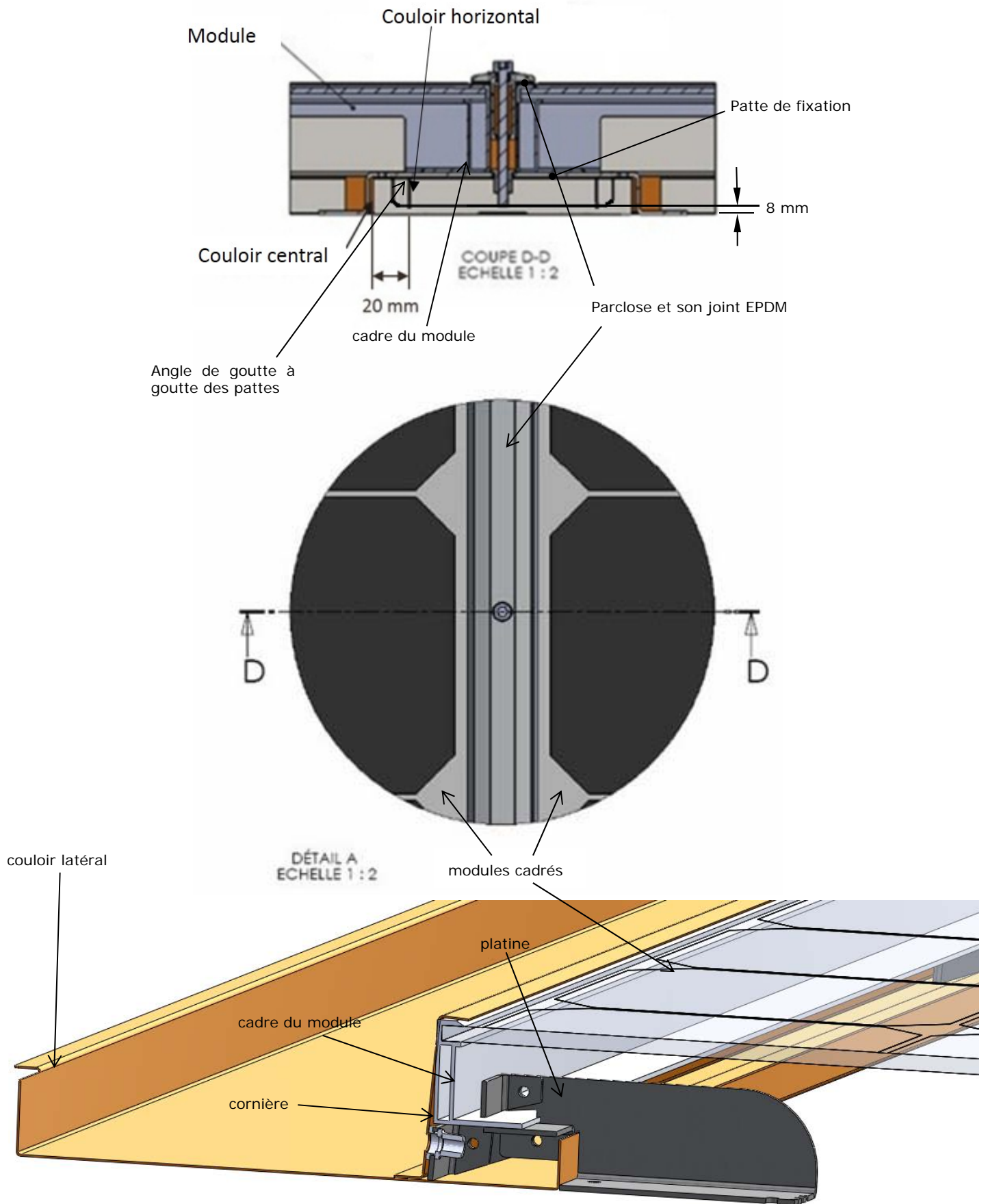


Figure 26 – Vues en coupe de l'assemblage des modules



emboîtement du capot arrière au-dessus du module et du couloir latéral



fixation des cornières



marouflage de la bande souple de la bavette avant

Figure 27 – Mise en place du pourtour du champ photovoltaïque

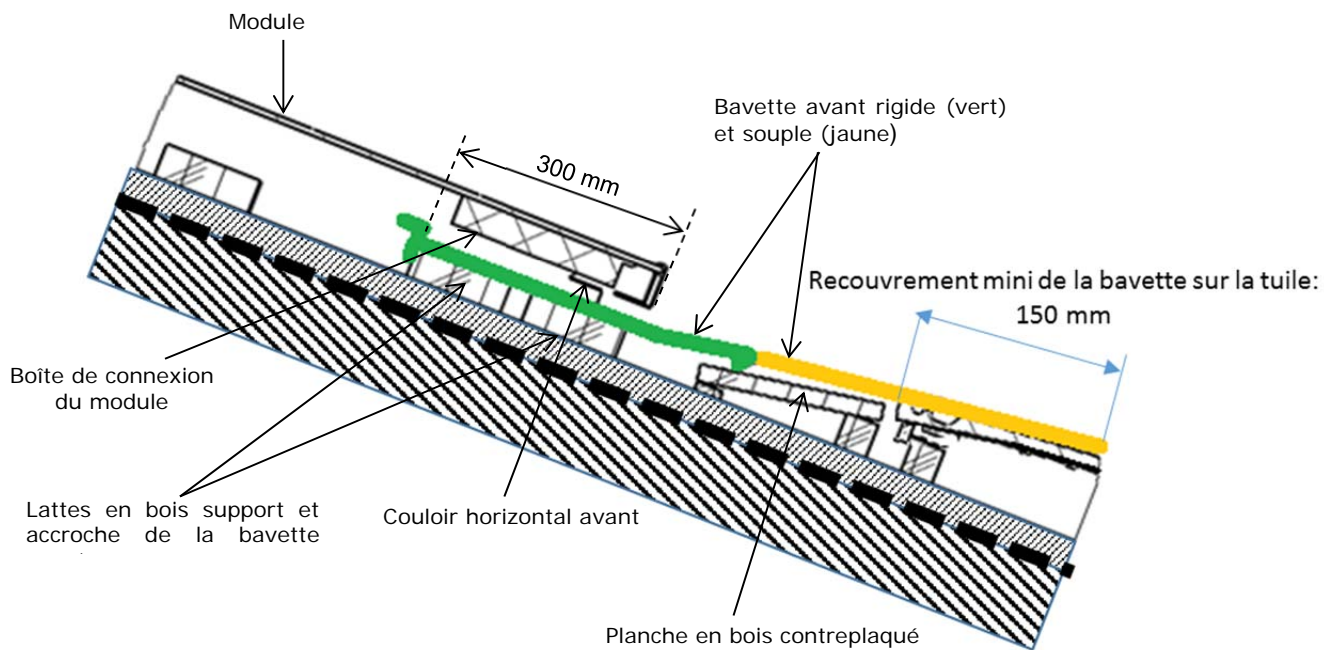


Figure 28 – Recouvrements inférieurs

Recouvrement tuile/ couloir gauche 80 mm mini

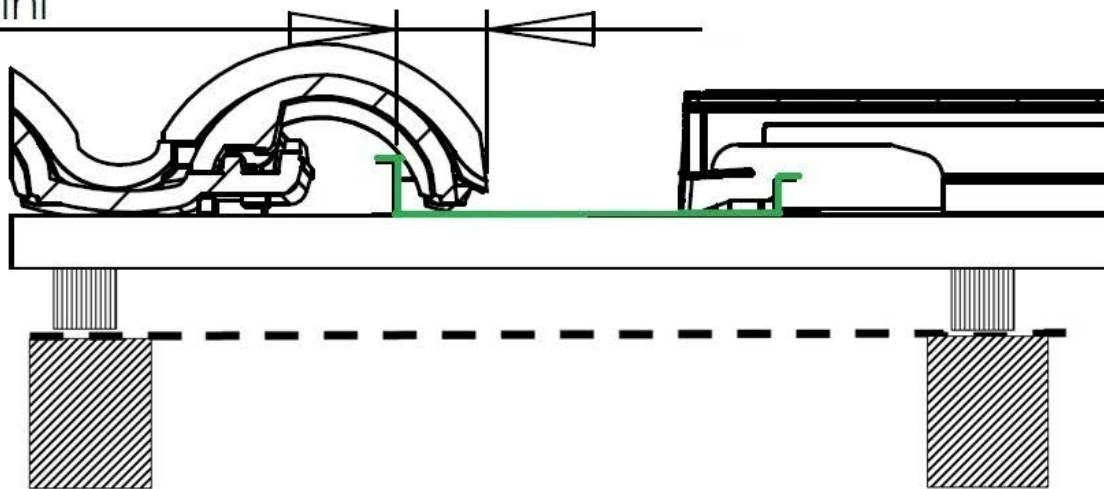
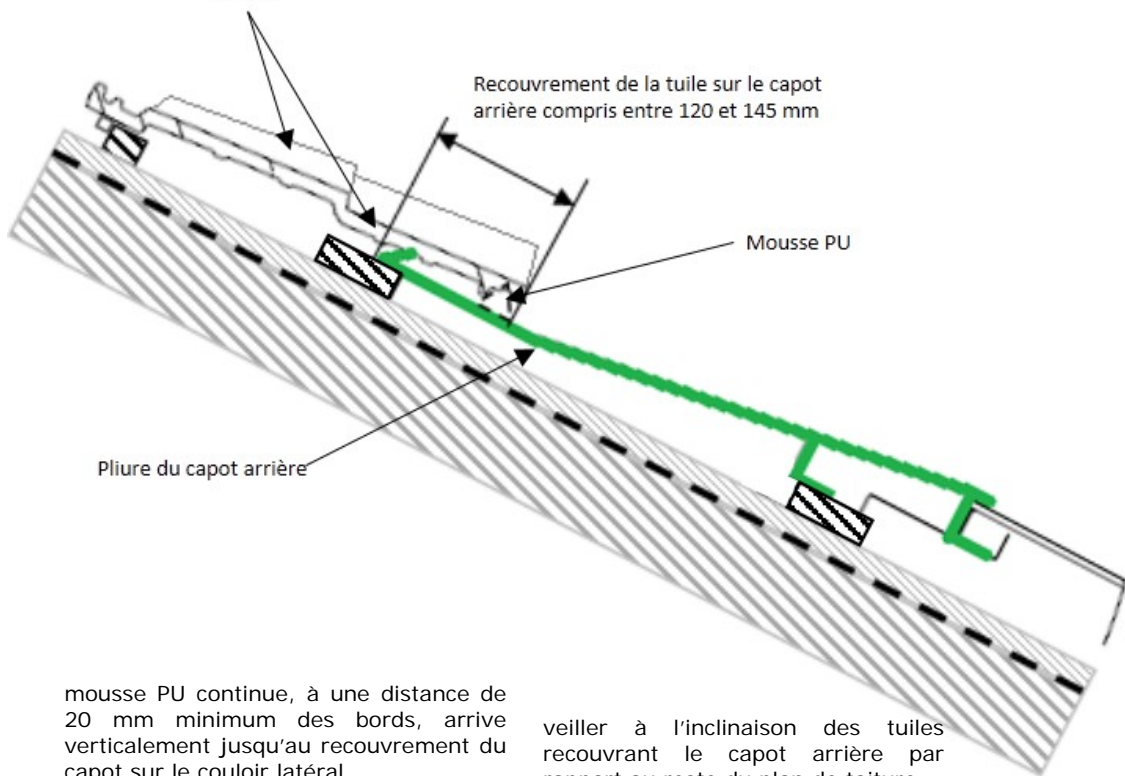


Figure 29 – Positionnement des éléments de couverture

Veiller à l'inclinaison des tuiles par rapport à celle des tuiles supérieures en repliant partiellement le relevé arrière



mousse PU continue, à une distance de 20 mm minimum des bords, arrive verticalement jusqu'au recouvrement du capot sur le couloir latéral

veiller à l'inclinaison des tuiles recouvrant le capot arrière par rapport au reste du plan de toiture



aligner la zone d'écoulement des tuiles au-dessus du couloir latéral

ne pas plier l'angle vers l'intérieur sous la zone d'écoulement des tuiles

recouvrement tuile sur capot arrière compris entre 120 et 145 mm



tuiles fixées mécaniquement au pourtour des abergements

Figure 30 – Recouvrement supérieur