

Sur le procédé

SOLABAC

Avec modules :

TARKA 60 VSPS-L-xxx (xxx de 250 à 280 Wc) de VOLTEC SOLAR**TARKA 60 VSMS-J-xxx (xxx de 290 à 330 Wc) de VOLTEC SOLAR****TARKA 120 VSMS-xxx (xxx de 290 à 330 Wc) de VOLTEC SOLAR****TARKA 126 VSMD-xxx (xxx de 380 à 395 Wc) de VOLTEC SOLAR****TARKA 126 VSMS-xxx (xxx de 380 à 395 Wc) de VOLTEC SOLAR****TARKA 126 VSBD-xxx (xxx de 380 à 395 Wc) de VOLTEC SOLAR****TSM-xxx-DE09.08 (xxx de 390 à 410 Wc) de TRINA SOLAR**Titulaire : **Société SOLAPRO**Internet : www.solapro.fr & www.solabac.com

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.

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

Versions du document

Version	Description	Rapporteur	Président
21/13-40	Nouvel Avis Technique	Coralie NGUYEN	Georges CHAMBE
21/16-59	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/13-40. C'est une révision de l'Avis Technique précédent.	Céline MEHL	Georges CHAMBE
V1	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/16-59. La version V1 est une révision tenant compte de la mise à jour de certains constituants des modules photovoltaïques et de leurs plages de puissance.	David LE BELLAC	Franc RAFFALLI
V2	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/16-59_V1. Cette actualisation intègre l'ajout des modules TARKA 120 VSMS xxx (avec xxx allant de 290 à 330 Wc).	David LE BELLAC	Franc RAFFALLI
V3	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/16-59_V2. La version V3 est une révision partielle qui intègre l'ajout des modules : - TARKA 126 VSMD-xxx, TARKA 126 VSMS-xxx, TARKA 126 VSBD-xxx (avec xxx allant de 380 à 395 Wc) de VOLTEC SOLAR, - TSM-yyy-DE09.08 (avec yyy allant de 390 à 410 Wc) de TRINA SOLAR. Le Groupe Spécialisé n° 21 a examiné ce dossier le 7 juillet 2022.	David LE BELLAC 	Franc RAFFALLI 

Descripteur :

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle, toujours du faitage à l'égout, associé latéralement à des plaques d'acier nervurées conformes au DTU 40.35 ou en toiture complète, sur charpentes métalliques ou charpentes bois ou charpentes béton ou maçonneries munie d'inserts, dont les pannes sont conformes au DTU 40.35, en lieu et place de grands éléments de couverture (*plaques profilées en fibres-ciment ou de plaques nervurées en acier ou aluminium*).

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 410 Wc, muni(s) d'un cadre en profils d'aluminium,
- des plaques d'acier nervurées spécifiques "SOLABAC" avec des nervures en queue d'aronde permettant l'accroche des pinces de fixation pour une mise en œuvre en toiture des modules en mode "paysage".

Table des matières

1.	Avis du Groupe Spécialisé	5
1.1.	Définition succincte	5
1.1.1.	Description succincte	5
1.1.2.	Identification	5
1.2.	AVIS.....	5
1.2.1.	Domaine d'emploi accepté.....	5
1.2.2.	Appréciation sur le procédé	5
1.2.3.	Prescriptions Techniques	7
1.3.	Remarques complémentaires du Groupe Spécialisé	9
2.	Dossier Technique.....	10
2.1.	Données commerciales	10
2.1.1.	Coordonnées	10
2.2.	Description.....	10
2.3.	Domaine d'emploi	10
2.4.	Éléments constitutifs	11
2.4.1.	Généralités.....	11
2.4.2.	Modules photovoltaïques	11
2.4.3.	Système de montage (cf. Figure 3).....	16
2.5.	Autres éléments.....	18
2.5.1.	Cavaliers de fixation et rondelles.....	18
2.5.2.	Visserie.....	18
2.5.3.	Pontets	18
2.5.4.	Câbles et connecteurs de mise à la terre	19
2.5.5.	Abergements	19
2.6.	Conditionnement, étiquetage, stockage	19
2.6.1.	Modules photovoltaïques	19
2.6.2.	Plaques d'acier nervurées SOLABAC.....	19
2.6.3.	Pinces de fixation	19
2.6.4.	Parecloses.....	19
2.7.	Caractéristiques dimensionnelles.....	20
2.8.	Caractéristiques électriques.....	21
2.8.1.	Conformité à la norme NF EN 61215.....	21
2.8.2.	Sécurité électrique.....	21
2.8.3.	Performances électriques	21
2.9.	Fabrication et contrôles.....	22
2.9.1.	Modules photovoltaïques	22
2.9.2.	Plaques d'acier nervurées SOLABAC.....	23
2.9.3.	Pinces de fixation	23
2.9.4.	Parecloses.....	23
2.10.	Mise en œuvre.....	24
2.10.1.	Généralités	24
2.10.2.	Compétences des installateurs	24
2.10.3.	Sécurité des intervenants	24
2.10.4.	Spécifications électriques.....	24
2.10.5.	Mise en œuvre en toiture.....	25
2.11.	Formation	27

2.12.	Assistance technique	27
2.13.	Utilisation, entretien et réparation	27
2.13.1.	Généralités	27
2.13.2.	Maintenance du champ photovoltaïque.....	28
2.13.3.	Maintenance électrique.....	28
2.13.4.	Remplacement d'un module.....	28
2.14.	Résultats expérimentaux.....	28
2.15.	Références	29
2.15.1.	Données Environnementales et sanitaires	29
2.15.2.	Autres références	29
2.16.	Annexes du Dossier Technique.....	30
3.	Annexes graphiques	31

1. Avis du Groupe Spécialisé

Le procédé décrit au chapitre II « 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. Définition succincte

1.1.1. Description succincte

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle, toujours du faitage à l'égout, associé latéralement à des plaques d'acier nervurées conformes au DTU 40.35 (cf. § 1.2.2.2) ou en toiture complète, sur charpentes métalliques ou charpentes bois ou charpentes béton ou maçonneries munie d'inserts, dont les pannes sont conformes au DTU 40.35, en lieu et place de grands éléments de couverture (*plaques profilées en fibres-ciment ou de plaques nervurées en acier ou aluminium*).

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 410 Wc, muni(s) d'un cadre en profils d'aluminium,
- des plaques d'acier nervurées spécifiques "SOLABAC" avec des nervures en queue d'aronde permettant l'accroche des pinces de fixation pour une mise en œuvre en toiture des modules en mode "paysage".

1.1.2. 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.

1.2. 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.

1.2.1. Domaine d'emploi accepté

Domaine d'emploi identique à celui proposé au § 2.3.

1.2.2. Appréciation sur le procédé

1.2.2.1. Conformité normative des modules

La conformité des modules photovoltaïques cadrés à la norme NF EN 61215:2005 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.

1.2.2.2. Aptitude à l'emploi

1.2.2.2.1. Fonction génie électrique

Sécurité électrique du champ photovoltaïque

• Conducteurs électriques

Le respect des prescriptions définies dans la norme NF C15-100 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 II de sécurité électrique selon la norme NF EN 61730:2007/A1:2012, jusqu'à une tension maximum de 1000 V DC.

À ce titre, ils sont marqués CE selon la Directive 2014/35/CE (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 (MC4 pour les modules TARKA 60 VSPS et TARKA 60 VSMS, ZJRH 05-8 pour les modules TARKA 120 VSMS, Staübli MC4-EVO2 pour les modules TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD, TS4 pour les modules TSM-xxx-DE09.08), ayant un indice de protection IP 65 minimum, 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 et de rondelles bimétal pour la connexion des cadres des modules et d'éventuels raccords (*raccord à griffes, raccord de dérivation auto-dénudant...*) pour les jonctions entre les câbles de mise à la terre 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 diodes bypass sur chacun des modules photovoltaïques.

Puissance crête des modules utilisés

Les puissances crêtes des modules TARKA 60 VSPS, validées par les normes NF EN 61215 et NF EN 61730, vont de 250 Wc à 280 Wc par pas de 5 Wc.

Les puissances crêtes des modules TARKA 60 VSMS, validées par les normes NF EN 61215 et NF EN 61730, vont de 290 Wc à 330 Wc par pas de 5 Wc.

Les puissances crêtes des modules TARKA 120 VSMS, validées par les normes NF EN 61215:2005 et NF EN 61730:2007/A1:2012, vont de 290 Wc à 330 Wc par pas de 5 Wc.

Les puissances crêtes des modules TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD, validées par les normes NF EN 61215:2016 et NF EN 61730:2016, vont de 380 Wc à 395 Wc par pas de 5 Wc.

Les puissances crêtes des modules TSM-xxx-DE09.08, validées par les normes NF EN 61215:2016 et NF EN 61730-1 :2018/2 :2018, vont de 390 Wc à 410 Wc par pas de 5 Wc.

1.2.2.2.2. 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 suivant le cahier du CSTB 3803_V2, en tenant compte lorsque nécessaire des actions locales (*au sens des NV65 modifiées*), pour vérifier que celles-ci n'excèdent pas (selon les règles NV 65 modifiées) :

Modules	Vent normal (Pa)	Neige normale (Pa)
TARKA 60 VSPS-L, TARKA 60 VSMS-J, TARKA 120 VSMS	850	1 662
TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD	749	848
TSM-DE09.08	745	887

- 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 un espacement entre pannes ne dépassant pas 2 m,
- d'une mise en œuvre du procédé respectant les dispositions suivantes :
 - montage des modules en mode paysage,
 - pas de porte-à-faux du champ photovoltaïque par rapport à la structure porteuse,
 - maintien de chaque module par 4 pinces de fixation munies de parcloses, situées sur les grands côtés du module dans la zone de préhension, soit entre 250 mm et 580 mm des angles (cf. Figure 1),
 - serrage des pinces et des parcloses grâce à une clé dynamométrique afin d'appliquer un couple de serrage d'environ 15 N.m.

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 métropolitaine. 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 permettent de considérer une étanchéité à l'eau satisfaisante.

Risque de condensation

Le procédé n'aggrave pas les risques de condensation par rapport aux couvertures traditionnelles en plaques d'acier nervurées (cf. DTU 40.35 et § 1.2.3.2.2).

Sécurité au feu

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

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

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).

Sécurité des usagers

La sécurité des usagers au bris de glace des modules est assurée grâce à l'utilisation d'un support continu constitué par les plaques SOLABAC.

1.2.2.3. Données environnementales et sanitaires

Aspects environnementaux

Le procédé SOLABAC ne dispose d'aucune Déclaration Environnementale (DE) et ne peut donc revendiquer aucune performance environnementale particulière. Il est rappelé que les DE n'entrent 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.

1.2.2.3. 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 (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.

1.2.2.4. 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.

1.2.2.5. 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.

1.2.2.6. Mise en œuvre

La mise en œuvre du procédé photovoltaïque effectuée par des entreprises averties des particularités de pose de ce procédé (*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, au besoin, accompagnés par la société SOLAPRO 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. Il est nécessaire de noter que cette mise en œuvre requiert les compétences d'un couvreur au regard de la pose des plaques d'acier nervurées SOLABAC.

1.2.3. Prescriptions Techniques

1.2.3.1. Prescriptions communes

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.

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 de sensibiliser le maître d'ouvrage à la nécessité d'une reconnaissance préalable de la charpente support 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 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, en tenant compte le cas échéant des actions locales (*au sens des NV65 modifiées*), 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 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,
- en acier, conformément à la norme NF EN 1993-1-1/NA. Dans ce cas, les valeurs limites maximales à prendre en compte pour les flèches verticales sont celles de la ligne "Toiture en général" du Tableau 1 de la clause 7.2.1(1)B de la norme NF EN 1993-1-1/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 et guides UTE C 15-712.

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

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 recommandera de réaliser l'entretien et la maintenance en s'inspirant de la norme NF EN 62446-1:2017/A1:2018.

1.2.3.2. Prescriptions techniques particulières

1.2.3.2.1. Livraison

Le système de traçabilité du titulaire permet 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.

1.2.3.2.2. Conception vis-à-vis de la condensation

Les applications du procédé en toitures froides ventilées avec isolation sous pannes requièrent une étude préalable à l'instigation du maître d'œuvre afin d'étudier la faisabilité de l'installation vis-à-vis des risques de condensation. À défaut d'étude, des conditions météorologiques particulières pourraient conduire à la saturation du régulateur de condensation, amenant des condensations inévitables.

1.2.3.2.3. Installation électrique

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

1.2.3.2.4. Mise en œuvre

Les installations doivent toujours être reliées au faitage et à l'égout de la toiture.

Les règles de mise en œuvre décrites au Dossier Technique et les dispositions mentionnées au § 1.2.2.2.2 "Stabilité" doivent être respectées.

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

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.

1.2.3.2.5. Assistance technique

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

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.

La spécificité du procédé impose que les installations photovoltaïques soient toujours et obligatoirement reliées au faîtage et à l'égout de la toiture.

Comme pour l'ensemble des procédés de ce domaine :

- chaque mise en œuvre requiert :
 - une vérification des charges climatiques appliquées sur la toiture considérée, en tenant compte le cas échéant des actions locales (*au sens des NV65 modifiées*), 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,
- une attention particulière doit être apportée à la mise en œuvre afin de ne pas perturber la ventilation naturelle de la toiture.

Comme tous les procédés comprenant des plaques métalliques ou bois non structurales utilisées en toiture, les ancrages des lignes de vie ne doivent pas être effectués ni dans les plaques, ni dans le voligeage support, mais dans la structure porteuse.

Comme tous les procédés comportant des modules verriers/rigides, la pose des modules n'est pas prévue dans les zones de toiture avec accumulation de neige au sens des NV 65 modifiées.

Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que les plaques SOLABAC constituent le plan d'étanchéité du procédé et qu'elles sont commercialisées exclusivement par la société SOLAPRO.

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 Groupe Spécialisé souhaite également préciser que cet Avis Technique nécessitera d'être révisé en cas d'évolution des prescriptions relatives à l'isolation et à la ventilation des DTU de la série 40.3.

La résistance mécanique des modules TARKA 120 VSMS de la société VOLTEC SOLAR a été justifiée par comparaison avec les modules EL60 de la société ELIFRANCE, présents dans l'Avis Technique 21/13-40, pour lesquels un essai de résistance à la dépression du vent suivant la norme NF EN 12179 avait été réalisé.

2. Dossier Technique

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

2.1. Données commerciales

2.1.1. Coordonnées

Titulaire :

Société SOLAPRO
101 rue des Tennerolles
FR - 92210 SAINT CLOUD
Tél. : 01 84 19 64 59
Email : info@solapro.fr
Internet : www.solapro.fr & www.solabac.com

2.2. Description

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle, toujours du faîtage à l'égout, associé latéralement à des plaques d'acier nervurées conformes au DTU 40.35 ou en toiture complète, sur charpentes métalliques ou charpentes bois ou charpentes béton ou maçonneries munie d'inserts, dont les pannes sont conformes au DTU 40.35, en lieu et place de grands éléments de couverture (*plaques profilées en fibres-ciment ou de plaques nervurées en acier ou aluminium*).

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 410 Wc, muni(s) d'un cadre en profils d'aluminium,
- des plaques d'acier nervurées spécifiques "SOLABAC" avec des nervures en queue d'aronde permettant l'accroche des pinces de fixation pour une mise en œuvre en toiture des modules en mode "paysage".

2.3. Domaine d'emploi

- Utilisation en France métropolitaine :
 - sauf en climat de montagne caractérisé par une altitude supérieure à 900 m,
 - uniquement au-dessus de locaux à faible ou moyenne hygrométrie (*au sens de l'annexe B3 du DTU 40.36*), sans agression chimique ou biologique.
- 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,
 - exclusivement sur charpentes métalliques dont les pannes disposent d'épaisseur et largeur d'appui conformes au DTU 40.35, ou charpentes bois dont les pannes disposent de hauteur et largeur d'appui conformes au DTU 40.35, ou, charpentes béton ou maçonneries munie d'inserts en acier (*conformes au DTU 40.35, en respectant les conditions du § 2.10.5.1 et de la figure 11*) en lieu et place de plaques profilées en fibres-ciment ou de plaques nervurées acier ou aluminium,
 - Les couvertures doivent être conformes aux prescriptions des DTU et documents concernés : notamment les DTU 40.35, 40.36 ou 40.37 (*notamment pour la pente et la longueur de rampant*).
 - applicable pour des toitures froides ventilées non isolées ou des toitures froides ventilées isolées sous pannes.
- La toiture d'implantation doit présenter :
 - un entraxe entre pannes maximum de 2 m,
 - une seule pente, imposée par la toiture, conformes aux préconisations du tableau 1 du DTU 40.35 pour des hauteurs de nervure inférieures à 35 mm avec un minimum de 10%.

- Les modules photovoltaïques doivent obligatoirement être installés :
 - en mode « paysage »,
 - au-dessus des plaques SOLABAC avec au minimum 4 pinces de fixation munies de parcloles, situées sur les grands côtés du module dans la zone de préhension, soit entre 250 mm et 580 mm des angles (cf. Figure 1),
 - en toiture partielle, du faîtage à l'égout, avec liaisons latérales avec des plaques d'acier nervurées conformes au DTU 40.35 et définies dans le § 2.4.3.2 ; dans ce cas, les charpentes d'accueil doivent répondre aux prescriptions données dans le DTU 40.35 (*notamment pour la pente et la longueur de rampant*),
 - en toiture complète, l'installation étant ainsi raccordée à l'égout, au faîtage et aux rives latérales de la toiture,
 - sur des longueurs de rampants de toiture de 30 m maximum,
 - sur des toitures soumises aux charges climatiques suivantes (*selon les règles NV 65 modifiées*) :

Modules	Vent normal (Pa)	Neige normale (Pa)
TARKA 60 VSPS-L, TARKA 60 VSMS-J, TARKA 120 VSMS	850	1 662
TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD	749	848
TSM-DE09.08	745	887

- En fonction des matériaux constitutifs du procédé, le Tableau 1 précise les atmosphères extérieures permises.

2.4. Éléments constitutifs

2.4.1. Généralités

Le procédé photovoltaïque "SOLABAC" (cf. figure 3) est l'association de modules photovoltaïques cadrés, de plaques d'acier nervurées spécifiques avec des nervures en queue d'aronde et de pinces de fixation 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 SOLAPRO.

2.4.2. Modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques sont fabriqués par les sociétés :

VOLTEC SOLAR

Leurs dénominations commerciales sont :

- TARKA 60 VSPS-L-xxx avec xxx allant de 250 Wc à 280 Wc,
- TARKA 60 VSMS-J-xxx avec xxx allant de 290 Wc à 330 Wc,
- TARKA 120 VSMS xxx avec xxx allant de 290 Wc à 330 Wc,
- TARKA 126 VSMD xxx avec xxx allant de 380 à 395 Wc,
- TARKA 126 VSMS xxx avec xxx allant de 380 à 395 Wc,
- TARKA 126 VSBD xxx avec xxx allant de 380 à 395 Wc.

TRINA SOLAR

Leur dénomination commerciale est TSM-xxx-DE09.08 avec xxx allant de 390 à 410 Wc.

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

2.4.2.1. Film polymère

- Modules TARKA 60 VSPS et TARKA 60 VSMS
 - Composition : à base de PET (*polyéthylène téréphtalate*),
 - Épaisseur : $(0,23 \pm 7\%)$ mm.
- Modules TARKA 120 VSMS
 - Composition : à base de PET (*polyéthylène téréphtalate*) entre deux couches de PVF (*Polyfluorure de vinyle*) avec un traitement spécifique de la surface intérieure pour permettre une meilleure adhérence de la résine encapsulante,
 - Épaisseur : $(0,37 \pm 0,01)$ mm.
- Modules TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD
 - Composition : à base de PET (*polyéthylène téréphtalate*),
 - Épaisseur : $(0,375 \pm 0,01)$ mm.
- Modules TSM-xxx-DE09.08
 - Composition : trois couches de polymère à base PET (*polyéthylène téréphtalate*) entre deux fines couches de FFC,
 - Épaisseur : $(0,315 \pm 0,015)$ mm.

2.4.2.2. Cellules photovoltaïques

- Modules TARKA 60 VSPS et TARKA 60 VSMS

Les cellules ont les caractéristiques suivantes :

 - Polycristallines pour les modules « TARKA 60 VSPS-L-xxx »,

- Monocristallines pour les modules « TARKA 60 VSMS-J-xxx ».
- Épaisseur : $(180 \pm 30) \mu\text{m}$,
- Dimensions : $(156 \pm 0,5) \text{ mm} \times (156 \pm 0,5) \text{ mm}$.

Au nombre de 60, ces cellules sont connectées en 3 séries de 20 cellules et réparties en 6 colonnes de 10 cellules selon la configuration suivante :

- distance minimale entre cellules : 3 mm,
- distance minimale entre séries de cellules : 3 mm,
- distance minimale au bord horizontalement : 18 mm,
- distance minimale au bord supérieur verticalement : 33 mm,
- distance minimale au bord inférieur verticalement : 23 mm.

- Modules TARKA 120 VSMS

Les cellules ont les caractéristiques suivantes :

- Monocristallines,
- Épaisseur : $(200 \pm 20) \mu\text{m}$,
- Dimensions : $(156 \pm 0,5) \text{ mm} \times (78 \pm 0,5) \text{ mm}$.

Au nombre de 120, ces cellules sont connectées en 3 séries de 40 cellules et réparties en 6 colonnes de 20 cellules selon la configuration suivante :

- distance minimale entre cellules horizontalement : 3 mm,
- distance minimale entre cellules verticalement : 2,8 mm,
- distance minimale au bord horizontalement : 22,3 mm,
- distance minimale au bord verticalement : 24,5 mm.

- Modules TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD

Les cellules ont les caractéristiques suivantes :

- Monocristallines,
- Épaisseur : $(180 \pm 30) \mu\text{m}$,
- Dimensions : 166 mm x 83 mm.

Au nombre de 126, ces cellules sont connectées en 2 séries de 63 cellules et réparties en 6 colonnes de 21 cellules selon la configuration suivante :

- distance minimale entre cellules horizontalement : 2 mm,
- distance minimale entre cellules verticalement : 1,5 mm,
- distance minimale au bord horizontalement : 15 mm,
- distance minimale au bord verticalement : 15 mm.

- Modules TSM-xxx-DE09.08

Les cellules ont les caractéristiques suivantes :

- Monocristallines,
- Épaisseur : $(160 \pm 10) \mu\text{m}$,
- Dimensions : 210 mm x 70 mm.

Au nombre de 120, ces cellules sont connectées en 2 séries de 48 cellules et 1 série de 24 cellules, et réparties en 5 colonnes de 24 cellules selon la configuration suivante :

- distance minimale entre cellules horizontalement : 2,1 mm,
- distance minimale entre cellules verticalement : 0,8 mm,
- distance minimale au bord horizontalement : 13 mm,
- distance minimale au bord verticalement : 12,5 mm.

2.4.2.3. Intercalaire encapsulant

- Modules TARKA 60 VSPS, TARKA 60 VSMS, et Modules TARKA 120 VSMS

Résine à base d'EVA de 0,92 mm d'épaisseur permettant d'encapsuler les cellules entre le film polymère et le vitrage.

- Modules TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD

Résine à base d'EVA ou de POE, de 0,90 mm d'épaisseur (divisé en deux couches) permettant d'encapsuler les cellules entre le film polymère et le vitrage.

- Modules TSM-xxx-DE09.08

Résine à base d'EVA ou de POE, de 1 mm d'épaisseur (divisé en deux couches) permettant d'encapsuler les cellules entre le film polymère et le vitrage.

2.4.2.4. Vitrage

- Modules TARKA 60 VSPS et TARKA 60 VSMS

- Nature : verre imprimé trempé conforme à la norme EN 12150 avec une couche antireflet,
- Épaisseur : $(3,2 \pm 0,2) \text{ mm}$,
- Dimensions : $(1\ 652 \pm 1) \text{ mm} \times (992 \pm 1) \text{ mm}$.

- Modules TARKA 120 VSMS
 - Nature : verre extra-clair trempé conforme à la norme EN 12150 avec une couche antireflet,
 - Épaisseur : $(3,2 \pm 0,2)$ mm,
 - Dimensions : $(1\ 678 \pm 1)$ mm x (994 ± 1) mm.
- Modules TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD
 - Nature : verre trempé conforme à la norme EN 12150,
 - Épaisseur : $(3,2 \pm 0,2)$ mm,
 - Dimensions : $(1\ 829 \pm 1)$ mm x $(1\ 037 \pm 1)$ mm.
- Modules TSM-xxx-DE09.08
 - Nature : verre extra-clair trempé conforme à la norme EN 12150 avec une couche antireflet,
 - Épaisseur : $(3,2 \pm 0,2)$ mm,
 - Dimensions : $(1\ 748 \pm 1)$ mm x $(1\ 090 \pm 1)$ mm.

2.4.2.5. Constituants électriques

2.4.2.5.1. Boîte de connexion

- Modules TARKA 60 VSPS et TARKA 60 VSMS

Une boîte de connexion, du fabricant NINGBO GZX PV TECHNOLOGY et de dénomination commerciale PV-GZX156K, est collée avec du silicone en sous-face du module. Elle présente les dimensions hors-tout suivantes : $(120 \times 111 \times 23)$ mm.

Cette boîte de connexion est fournie avec 3 diodes bypass (*qui protègent chacune une série de 20 cellules*) et permet le raccordement aux câbles qui permettent la connexion des modules.

Elle possède les caractéristiques suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Indice de protection : IP67,
- Tension de système maximum : 1 500 V DC entre polarités,
- Courant maximal admissible (*intensité assignée*) : 18 A,
- Plage de température : $-40\ ^\circ\text{C}$ à $+85\ ^\circ\text{C}$,
- Certificat n° B 17 04 88393 018 du TÜV SÜD selon la norme NF EN 62790:2014.

- Modules TARKA 120 VSMS

Une boîte de connexion, du fabricant RENHE SOLAR et de dénomination commerciale FT26xy, est collée avec du silicone en sous-face du module. Elle présente les dimensions hors-tout suivantes : $(90 \times 90 \times 15)$ mm.

Cette boîte de connexion est fournie avec 3 diodes bypass (*qui protègent chacune une série de 40 cellules*) et permet le raccordement aux câbles qui permettent la connexion des modules.

Elle possède les caractéristiques suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Indice de protection : IP67,
- Tension de système maximum : 1 500 V DC entre polarités,
- Courant maximal admissible (*intensité assignée*) : 10 A,
- Plage de température : $-40\ ^\circ\text{C}$ à $+85\ ^\circ\text{C}$,
- Certificat n° R 50406317 du TÜV Rheinland selon la norme NF EN 62790:2015.

- Modules TARKA 126 VSMD, VSMS, ou VSBD

Une boîte de connexion, du fabricant Renhe Solar et de dénomination GF27xy, est collée avec du silicone en sous-face du module. Elle présente les dimensions hors-tout suivantes : 145×30 mm. La boîte de connexion intègre 2 diodes bypass.

Elle possède les caractéristiques suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Indice de protection : IP 68,
- Tension de système maximum : 1 500 V DC entre polarités,
- Courant maximal admissible (*intensité assignée*) : 25 A,
- Plage de température : $-40\ ^\circ\text{C}$ à $+85\ ^\circ\text{C}$,
- Certificat n° R 50496334 du TÜV Rheinland selon la norme NF EN 62790:2015.

- Modules TSM-xxx-DE09.08

Une boîte de connexion divisée en trois parties, du fabricant Trina Solar et de dénomination commerciale TS 306x, est collée avec du silicone en sous-face du module. Elle présente les dimensions hors-tout suivantes :

- boîte droite et gauche $(71,7 \times 23,4 \times 15,1)$ mm,
- boîte centrale $(76,9 \times 23,4 \times 15,1)$ mm.

Chacune des trois parties de la boîte de connexion est fournie avec 1 diode bypass (*qui protège une série de 48 cellules pour les latérales, et une série de 24 cellules pour la centrale*) et permet le raccordement aux câbles qui permettent la connexion des modules.

Elle possède les caractéristiques suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Indice de protection : IP65/68,
- Tension de système maximum : 1 500 V DC entre polarités,
- Courant maximal admissible (intensité assignée) : 18 A,
- Plage de température : - 40 °C à + 85 °C,
- Certificat n° R 50487337, R 50481302 et R 50467402 du TÜV Rheinland selon la norme NF EN 62790:2015.

2.4.2.5.2. Câbles électriques

• Modules TARKA 60 VSPS et TARKA 60 VSMS

Les modules sont équipés de deux câbles électriques PV1-F de 1 m chacun dont la section est de 4 mm² du fabricant NINGBO GZX. 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 notamment les spécifications suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Plage de température ambiante maximum : - 40 °C à + 90°C,
- Courant maximum admissible (*intensité assignée*) de 55 A,
- Tension assignée : 1 500 V,
- Double isolation,
- Certificat n° R 50343327 du TÜV Rheinland selon la norme NF EN 50618:2014.

• Modules TARKA 120 VSMS

Les modules sont équipés de deux câbles électriques H1Z2Z2-K de 1,2 m chacun dont la section est de 4 mm² du fabricant RENHE SOLAR. 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 notamment les spécifications suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Plage de température ambiante maximum : - 40 °C à + 90°C,
- Courant maximum admissible (*intensité assignée*) de 30 A,
- Tension assignée : 1 500 V,
- Double isolation,
- Certificat n° R 50318681 du TÜV Rheinland selon la norme NF EN 50618:2014.

• Modules TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD

Les modules sont équipés de deux câbles électriques H1Z2Z2-K de 1,2 m chacun dont la section est de 4 mm² du fabricant Renhe Solar. 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 notamment les spécifications suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Plage de température ambiante maximum : - 40 °C à + 90°C,
- Courant maximum admissible (intensité assignée) de 30 A,
- Tension assignée : 1 500 V,
- Double isolation,
- Certificat n° R 50318681 du TÜV Rheinland selon la norme NF EN 50618:2014.

• Modules TSM-xxx-DE09.08

Les modules sont équipés de deux câbles électriques H1Z2Z2-K de 1,1 m chacun dont la section est de 4 mm² du fabricant Trina Solar. Ces câbles se trouvent à l'arrière du module, en sortie des boîtes de connexion, et sont équipés de connecteurs adaptés.

Ces câbles ont notamment les spécifications suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Plage de température ambiante maximum : - 40 °C à + 90°C,
- Courant maximum admissible (intensité assignée) de 55 A,
- Tension assignée : 1 500 V,
- Double isolation,
- Certificat n° R 50426462 du TÜV Rheinland selon la norme NF EN 50618:2015.

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*).

2.4.2.5.3. Connecteurs électriques

• Modules TARKA 60 VSPS et TARKA 60 VSMS

Les connecteurs électriques utilisés sont des connecteurs avec système de verrouillage, préassemblés en usine aux câbles des modules. De marque MULTICONTACT et de type MC4, ces connecteurs 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 39 A,
- Plage de température de - 40 °C à + 85 °C,
- Résistance de contact : 0,5 mΩ,
- Certificat n° R60110079 du TÜV Rheinland selon la norme IEC 62852:2014.
- Modules TARKA 120 VSMS
Les connecteurs électriques utilisés sont des connecteurs avec système de verrouillage, préassemblés en usine aux câbles des modules. De marque RENHE SOLAR et de type ZJRH 05-8, ces connecteurs ont les caractéristiques suivantes :
 - Indice de protection électrique IP 67,
 - Classe II de sécurité électrique,
 - Tension assignée de 1 500 V,
 - Courant maximum admissible (*intensité assignée*) de 30 A,
 - Plage de température de - 40 °C à + 85 °C,
 - Résistance de contact < 0,5 mΩ,
 - Certificat n° R 50334688 du TÜV Rheinland selon la norme IEC 62852:2014.
- Modules TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD
Les connecteurs électriques utilisés sont des connecteurs avec système de verrouillage, préassemblés en usine aux câbles des modules. De marque Staübli et de type MC4-EVO2, ces connecteurs ont les caractéristiques suivantes :
 - Indice de protection électrique IP 68,
 - Classe II de sécurité électrique,
 - Tension assignée de 1 500 V,
 - Courant maximum admissible (*intensité assignée*) de 45 A,
 - Plage de température de - 40 °C à + 85 °C,
 - Résistance de contact < 0,5 mΩ,
 - Certificat n° R 60127169 du TÜV Rheinland selon la norme IEC 62852:2014.
- Modules TSM-xxx-DE09.08
Les connecteurs électriques utilisés sont des connecteurs avec système de verrouillage, préassemblés en usine aux câbles des modules. De marque Trina Solar et de type TS4, ces connecteurs ont les caractéristiques suivantes :
 - Indice de protection électrique IP 68,
 - Classe II de sécurité électrique,
 - Tension assignée de 1 500 V,
 - Courant maximum admissible (*intensité assignée*) de 41 A,
 - Plage de température de - 40 °C à + 85 °C,
 - Résistance de contact < 0,5 mΩ,
 - Certificat n° R 50369705 du TÜV Rheinland selon la norme IEC 62852:2015.

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.

2.4.2.6. Cadre du module photovoltaïque

- Modules TARKA 60 VSPS et TARKA 60 VSMS
Le cadre des modules (cf. Figure 2) est composé de profils en aluminium EN AW-6063 T5, anodisé 15 µm. De hauteur 42 mm, ce cadre des modules est constitué de 4 profilés.
L'assemblage des profilés est réalisé par une « cadreuse » qui sertit et relie les profilés entre eux via des équerres en aluminium.
Le cadre du module est percé en usine afin de prévoir la connexion des câbles de mise à la terre.
Une mousse adhésive est appliquée entre le cadre et le verre du module.
Ces profilés ont une longueur de (1 660 ± 0,5) mm ou de (998 ± 0,5) mm selon qu'ils sont utilisés, respectivement, pour la longueur ou la largeur du module photovoltaïque.
Ces profilés présentent les moments d'inertie suivants :
 - $I_x = 3,715 \text{ cm}^4$,
 - $I_y = 0,698 \text{ cm}^4$.
- Modules TARKA 120 VSMS
Le cadre des modules, en aluminium EN AW-6060 T6 avec revêtement superficiel argenté obtenu par anodisation (classe d'épaisseur AA15) est constitué de 4 profilés de hauteur 42 mm, reliés entre eux grâce à des équerres crantées.
Le cadre est percé en usine au niveau de chaque extrémité des profilés longitudinaux du module afin de prévoir la connexion des câbles de mise à la terre. Un ruban adhésif double face de mousse de polyéthylène (*les références de cette colle ont été fournies au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler des Avis Techniques*) est collé sur toute la périphérie de laminé avant insertion du laminé dans les profils d'aluminium formant le cadre.
Ces profilés présentent les moments d'inertie suivants :

- $I_x = 3,17 \text{ cm}^4$,
- $I_y = 0,63 \text{ cm}^4$.
- Modules TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD
 Le cadre des modules, en aluminium EN AW-6063 T5 avec revêtement superficiel argenté obtenu par anodisation (classe d'épaisseur AA15) est constitué de 4 profilés de hauteur 35 mm, reliés entre eux grâce à des équerres crantées.
 Le cadre est percé en usine au niveau de chaque extrémité des profilés longitudinaux du module afin de prévoir la connexion des câbles de mise à la terre. Un ruban adhésif double face de mousse adhésive acrylique en PET (les références de cette colle ont été fournies au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler des Avis Techniques) est collé sur toute la périphérie de laminé avant insertion du laminé dans les profilés d'aluminium formant le cadre.
 Ces profilés présentent les moments d'inertie suivants :
 - pour les profilés longs :
 - $I_x = 2,12 \text{ cm}^4$,
 - $I_y = 0,48 \text{ cm}^4$.
 - pour les profilés courts :
 - $I_x = 1,71 \text{ cm}^4$,
 - $I_y = 0,22 \text{ cm}^4$.
- Modules TSM-xxx-DE09.08
 Le cadre des modules, en aluminium EN AW-6005 T6 avec revêtement superficiel argenté obtenu par anodisation (classe d'épaisseur 15µm) est constitué de 4 profilés de hauteur 30 mm, reliés entre eux grâce à des équerres crantées.
 Le cadre est percé en usine au niveau de chaque extrémité des profilés longitudinaux du module afin de prévoir la connexion des câbles de mise à la terre. Un ruban adhésif double face de silicone (les références de cette colle ont été fournies au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler des Avis Techniques) est collé sur toute la périphérie de laminé avant insertion du laminé dans les profilés d'aluminium formant le cadre.
 Ces profilés présentent les moments d'inertie suivants :
 - pour les profilés longs :
 - $I_x = 2,08 \text{ cm}^4$,
 - $I_y = 1,63 \text{ cm}^4$.
 - pour les profilés courts :
 - $I_x = 1,30 \text{ cm}^4$,
 - $I_y = 0,49 \text{ cm}^4$.

2.4.3. Système de montage (cf. Figure 3)

2.4.3.1. Plaques d'acier nervurées SOLABAC

Les plaques d'acier nervurées SOLABAC sont conçues spécifiquement pour permettre la fixation des modules photovoltaïques par l'intermédiaire des pinces de fixation. Elles permettent également de constituer l'étanchéité de la toiture.

Elles présentent 2 ondes de rives et 4 ondes principales dont les deux les plus à l'extérieur sont des nervures en queue d'aronde permettant la pose des pinces de fixation (cf. Figure 4). La retombée des nervures de rive des plaques SOLABAC est conforme à la norme NF P34-401.

Les caractéristiques de ces plaques sont les suivantes :

- Matériau : acier S320GD selon EN 10346.
- Marquage CE selon la norme EN 14782.
- Épaisseur : 0,75 mm.
- Hauteur des ondes : $(32 \pm 1,5) \text{ mm}$.
- Largeur unique : $610 \text{ mm} \pm 0,5\%$.
- Longueur suivant la découpe désirée, entre 2,25 m et 12 m.
- Poids < 9 kg/m².

Lorsque la toiture à couvrir présente un rampant dont la longueur dépasse 12 m, plusieurs lignes de tôles sont nécessaires. Dans ce cas, une partie des nervures en queue d'aronde est alors pincée en usine de façon spécifique sur une longueur égale à 200 ou 300 mm de manière à pouvoir encastrier ces nervures dans celle des tôles situées juste au-dessus (cf. Figure 5). La valeur des recouvrements transversaux pour les plaques d'acier nervurées SOLABAC est de :

- 300 mm pour $10\% \leq \text{pente} < 15\%$.
- 200 mm lorsque $\text{pente} \geq 15\%$.

Sur demande et en fonction du bâtiment, les plaques d'acier nervurées SOLABAC peuvent être équipées en usine d'un régulateur de condensation placé en sous-face et conforme au DTU 40.35.

Plusieurs finitions sont disponibles pour ces tôles :

- Finition "Aluzinc" : revêtement Aluzinc d'ARCELORMITTAL de 185 g/m² faisant l'objet de l'ETPM 18/0049.
- Finition "Laqué"
 - Revêtement Zinc 275 g/m².
 - Laquage polyuréthane ou polyester face extérieure 50 µm au total avec classe de protection anticorrosion III selon la norme NF P 34-301.
 - Vernis de protection de 12 µm sur face intérieure.

- Teintes standards :
 - Gris anthracite : RAL7016,
 - Rouge brun : RAL 8012,
 - Gris blanc : RAL 9002.
- Finition "Aluzinc laqué"
 - Revêtement Aluzinc d'ARCELORMITTAL de 185 g/m² faisant l'objet de l'ETPM 18-0049.
 - Laquage face extérieure et intérieure, à fonction esthétique, constitué de 25 µm de polyester.
 - Teintes standards :
 - Gris anthracite : RAL7016,
 - Rouge brun : RAL 8012,
 - Gris blanc : RAL 9002.
 - Dans le cas où cette finition est utilisée, seules des vis en inox sont autorisées pour la fixation et le couturage des plaques SOLABAC (cf. § 2.5.2).

2.4.3.2. Plaques d'acier nervurées pour couverture partielle

Dans le cas où les modules photovoltaïques ne sont pas installés sur toute la surface de la toiture, il est nécessaire d'utiliser des plaques d'acier nervurées traditionnelles dans les zones non recouvertes par les modules photovoltaïques.

Ces plaques d'acier nervurées traditionnelles sont des plaques d'acier nervurées de la société JORISIDE et de dénomination commerciale "PML 33.250.1000CS" (cf. Figure 6).

Les caractéristiques de ces plaques nervurées sont les suivantes :

- Matériau : acier S320GD selon EN 10346.
- Épaisseur : 0,75 mm.
- Hauteur des ondes : 33 mm.
- Largeur unique : 1 000 mm.
- Longueur suivant la découpe désirée, entre 1 m et 13,6 m.
- Poids : 7,32 kg/m².
- Revêtements possibles : pré-laquage polyester, plastisol, polyuréthane ou PVDF selon les normes NF P34-301 ou NF EN 10169-1 (à définir en fonction des atmosphères du chantier considéré).

Sur demande et en fonction du bâtiment, ces plaques d'acier nervurées peuvent être équipées en sous-face d'un régulateur de condensation conforme au DTU 40.35.

Elles sont mises en œuvre conformément aux prescriptions du DTU 40.35.

2.4.3.3. Pincettes de fixation

Les pincettes de fixation, profilés extrudés en aluminium EN AW-6060 T66, permettent le positionnement et le support des modules photovoltaïques sur les plaques SOLABAC.

Les modules d'inertie des pincettes de fixation sont les suivants :

- $I_{xx} = 7,886 \text{ cm}^4$.
- $I_{yy} = 15,28 \text{ cm}^4$.

Les dimensions hors tout de ces pincettes sont les suivantes ($L \times l \times h$) : 70 x 70,3 x 62 mm.

Ces pincettes sont posées par emboîtement sur les nervures en queue d'aronde. Elles sont ensuite fixées par pincement à l'aide d'une vis M8 à six pans creux en acier inoxydable (TCHC – M8 x 43 mm – nuance A2-70 – ISO 4762) venant se fixer dans un écrou carré (M8 – nuance A2-70) autobloqué par la géométrie de la pincette (cf. Figure 7).

Les pincettes de fixation possèdent un second écrou carré (pour la fixation des parclose), introduit dans la rainure supérieure de la pincette, au-dessus d'un tube en plastique (présent simplement pour maintenir l'écrou en position tant qu'il n'est pas relié à la parclose).

2.4.3.4. Parclose

Les parclose, profilés extrudés en aluminium EN AW-6060 T66, permettent la fixation des modules photovoltaïques sur les pincettes de fixation.

Il existe deux types de parclose (cf. Figure 8) :

- La parclose simple : utilisée sur la périphérie du champ photovoltaïque, elle présente une géométrie en "µ". La partie basse se positionne en appui sur la face plane de la pincette de fixation, tandis que la partie haute de l'autre côté permet de pincer le cadre des modules photovoltaïques.
 - Les dimensions hors tout de ces parclose sont les suivantes ($L \times l \times h$) : 70 x 31,7 x 37,15 mm.
 - Les modules d'inertie de cette pièce sont les suivants :
 - $I_{xx} = 0,861 \text{ cm}^4$,
 - $I_{yy} = 3,173 \text{ cm}^4$.

- **La pareclose double** : utilisée sur tout le reste du champ photovoltaïque, elle présente une géométrie en "U". Elle vient pincer deux modules de part et d'autre sous ses deux ailes latérales.
 - Les dimensions hors tout de ces parclose sont les suivantes ($L \times l \times h$) : 70 x 32,5 x 16,9 mm.
 - Les modules d'inertie de cette pièce sont les suivants :
 - $I_{xx} = 0,4642 \text{ cm}^4$,
 - $I_{yy} = 0,9418 \text{ cm}^4$.

Ces deux types de parclose se fixent dans la nervure supérieure des pinces de fixation grâce à une vis M8 à six pans creux (TCHC – M8 x 35 – nuance A2-70 – ISO 4762) et à un écrou carré déjà présent dans cette nervure.

2.5. 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.

2.5.1. Cavaliers de fixation et rondelles

Des cavaliers de fixation, conformes au DTU 40.35, doivent être utilisés pour permettre la fixation :

- Des nervures trapézoïdales (*et uniquement des nervures trapézoïdales*) des plaques SOLABAC,
- Des plaques d'acier nervurées pour couverture partielle,
- Ces cavaliers doivent s'adapter à la géométrie de leur nervure d'accueil,
- La nature du matériau du cavalier devra être adaptée à celle des plaques nervurées pour éviter toute corrosion,
- Une rondelle d'étanchéité, conforme au DTU 40.35 et adaptée aux vis utilisées (cf. § 2.5.2), doit toujours être positionnée entre la face interne du cavalier et la nervure des plaques pour éviter toute infiltration dans la toiture,
- L'utilisation de cavaliers et rondelles de la société FAYNOT est recommandée.

2.5.2. Visserie

La visserie nécessaire pour la fixation du procédé doit répondre aux préconisations du DTU 40.35 et aux caractéristiques minimales suivantes :

- Pour la fixation des cavaliers sur des charpentes en bois
 - Vis à bois, autoperceuse ou autotaraudeuse, de diamètre 6,3 mm ou 6,5 mm, tige en acier cimenté ou acier inoxydable de longueur minimale telle que la profondeur d'ancrage soit d'au moins 50 mm, résistance à la corrosion minimum de 12 cycles Kesternich, ayant une résistance caractéristique à l'arrachement P_k de 445 daN minimum pour un ancrage de 50 mm.
- Pour la fixation des cavaliers sur des charpentes métalliques
 - Pour des supports en acier d'épaisseur 1,5 à 3 mm :
 - Vis autoperceuse de diamètre 5,5 mm, de longueur telle que le filetage de la vis soit visible sous le support après pose, ou vis autotaraudeuse de diamètre 6,3 mm, de longueur telle que le dépassement sous la panne support après pose soit au moins égal au diamètre de la vis, tige en acier cimenté ou acier inoxydable, résistance à la corrosion minimum de 12 cycles Kesternich, ayant une résistance caractéristique à l'arrachement P_k de 167 daN minimum dans une panne en acier S320 de 1,5 mm d'épaisseur.
 - Pour des supports en acier d'épaisseur 4 à 13 mm :
 - Vis autoperceuse de diamètre 5,5 mm, de longueur telle que le filetage de la vis soit visible sous le support après pose, ou autotaraudeuse de diamètre 6 mm ou 6,3 mm, de longueur telle que le dépassement sous la panne support après pose soit au moins égal au diamètre de la vis, tige en acier cimenté ou acier inoxydable, résistance à la corrosion minimum de 12 cycles Kesternich, ayant une résistance caractéristique à l'arrachement P_k de 712 daN minimum dans une panne en acier S235 de 4 mm d'épaisseur.
- Pour la fixation des cavaliers sur inserts en acier dans les charpentes béton ou la maçonnerie
 - Identique à la visserie définie pour les charpentes métalliques selon l'épaisseur des inserts acier avec la longueur à adapter en fonction.
- Pour le couturage des plaques (*en sommet d'ondes trapézoïdales*)
 - Vis autoperceuse, de diamètre 4,8 mm ou 6,3 mm, tige en acier cimenté ou en acier inoxydable, résistance à la corrosion minimum de 12 cycles Kesternich, de longueur telle que le filetage de la vis soit visible sous la tôle après pose et de longueur minimale égale à 19 mm.
 - ou
 - Vis autotaraudeuse, de diamètre 4,8 mm ou 6,3 mm, tige en acier cimenté ou en acier inoxydable, résistance à la corrosion minimum de 12 cycles Kesternich, de longueur telle que le filetage de la longueur d'ancrage éventuellement augmentée du dépassement sous la tôle soit au moins égale au diamètre et de longueur minimale égale à 19 mm.

2.5.3. Pontets

Pour éviter l'écrasement des nervures des plaques d'acier (SOLABAC ou des plaques d'acier nervurées traditionnelles) au niveau des rives de la toiture lors de leur fixation, des pontets métalliques, conformes au DTU 40.35, doivent être utilisés. Ces pontets, positionnés entre la panne et les plaques, doivent avoir une géométrie adaptée à la forme de la nervure.

2.5.4. Câbles et connecteurs de mise à la terre

Les câbles de mise à la terre doivent présenter des sections adaptées à leur fonction (*interconnexion des cadres des modules*) et dans tous les cas, des caractéristiques conformes aux guides C 15-712.

Pour la connexion des cadres des modules, ces câbles doivent être équipés de cosses rondes, de rondelles bimétal et de vis autotaraudeuses adaptées au perçage du cadre des modules prévu pour la mise à la terre (cf. Figure 1).

L'utilisation de raccords (*raccord à griffes, raccord de dérivation auto-dénudant...*) est nécessaire pour effectuer les éventuelles jonctions entre les câbles de mise à la terre.

2.5.5. Abergements

Non fournis, ces abergements doivent être réalisés à façon par l'installateur en respectant les règles de l'art et notamment le DTU 40.35 (cf. Figure 17).

2.6. Conditionnement, étiquetage, stockage

2.6.1. Modules photovoltaïques

Les modules sont conditionnés par palette de 26 (VOLTEC) ou 36 (TRINA), séparés entre eux par des intercalaires cartonnés. Quatre cornières en carton sont disposées aux coins supérieurs de la palette, une fois celle-ci complète.

Les modules comportent un étiquetage conforme à la norme NF EN 50380, collé au dos du film polymère après le flash test en usine : on y trouve le numéro de série, la dénomination commerciale et les informations liées à la production d'électricité du module.

Le stockage sur chantier doit s'effectuer sur une palette de façon à ne pas toucher le sol, dans un local sec et à l'abri des intempéries météorologiques. Les modules doivent être séparés les uns des autres par des intercalaires cartonnés et stockés à l'écart de produits chimiques.

2.6.2. Plaques d'acier nervurées SOLABAC

Les plaques nervurées, séparées par des cales de polystyrène positionnées dans le creux des ondes, sont conditionnées par palettes de 40 maximum. Les plaques sont maintenues entre elles grâce à plusieurs cerclages, réalisés avec des feuillards en polyester. Le nombre de cerclage dépend de la longueur des plaques. Un film de protection et un panneau d'aggloméré sont glissés entre la tôle et le cerclage.

Chaque plaque est identifiée par un numéro inscrit avec un traceur jet d'encre lors de la fabrication. Ce numéro fournit les informations suivantes :

- le numéro de commande client,
- la date de production,
- le nombre de mètres linéaires déroulés à l'endroit du marquage, depuis le début de la mise en production de la bobine de matière première concernée.

De plus, chaque palette est étiquetée individuellement, permettant de mettre en évidence le numéro de la commande, la référence produit, le nombre de pièces et leurs caractéristiques (longueur, couleur...).

La durée du stockage doit être réduite au minimum. Les plaques doivent être stockées de façon à ce qu'elles ne touchent pas le sol et que l'eau ne s'introduise pas entre elles.

2.6.3. Pincettes de fixation

Les pincettes de fixation sont conditionnées par lot de 200 pièces dans des cartons. Une étiquette est positionnée sur une des faces latérales du lot, permettant d'identifier :

- les coordonnées du fabricant,
- le type de pièce,
- le nombre de pièces du lot,
- le poids du lot.

Ces éléments doivent être stockés dans un entrepôt sec et fermé : les colis doivent être séparés du sol par l'intermédiaire d'un calage.

2.6.4. Parecloses

Le conditionnement et le stockage des parecloses sont rigoureusement identiques à ceux des pincettes de fixation.

2.7. Caractéristiques dimensionnelles

Caractéristiques dimensionnelles des modules TARKA 60 VSPS et TARKA 60 VSMS	
Dimensions hors tout (mm)	1 660 x 998 x 42
Dimensions du module sans cadre (mm)	1 652 x 992 x 5
Surface hors tout (m ²)	1,66
Masse (kg)	18
Masse spécifique (kg/m ²)	10,8

Caractéristiques dimensionnelles des modules TARKA 120 VSMS	
Dimensions hors tout (mm)	1 685 x 1 000 x 42
Dimensions du module sans cadre (mm)	1 678 x 994 x 5
Surface hors tout (m ²)	1,685
Masse (kg)	18,6
Masse spécifique (kg/m ²)	11,0

Caractéristiques dimensionnelles des modules TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TARKA 126 VSBD	
Dimensions hors tout (mm)	1 835 x 1 042 x 35
Dimensions du module sans cadre (mm)	1 829 x 1 037 x 5
Surface hors tout (m ²)	1,91
Masse (kg)	21,2
Masse spécifique (kg/m ²)	11,1

Caractéristiques dimensionnelles des modules TSM-xxx-DE09.08	
Dimensions hors tout (mm)	1 754 x 1 096 x 30
Dimensions du module sans cadre (mm)	1 748 x 1 090 x 5
Surface hors tout (m ²)	1,92
Masse (kg)	21,0
Masse spécifique (kg/m ²)	10,9

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)	$NbY \times (Ky + 20) + 70$
Longueur du champ (mm)	$NbX \times (Kx + 20) - 20$
Poids au m ² de l'installation (kg/m ²)	< 23

Avec :

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

Kx : la dimension du module dans le sens horizontal du champ photovoltaïque,

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

Ky : la dimension du module dans le sens vertical du champ photovoltaïque.

2.8. Caractéristiques électriques

2.8.1. Conformité à la norme NF EN 61215

Les modules cadrés ont été certifiés conformes à la norme NF EN 61215:2005.

2.8.2. Sécurité électrique

Les modules cadrés ont été certifiés conformes à la classe II de sécurité électrique selon la norme NF EN 61730:2007/A1:2012.

2.8.3. Performances électriques

Les puissances électriques des modules, validées par les normes NF EN 61215 et NF EN 61730, vont de 250 Wc à 330 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 TARKA 60 "VSPS"							
P_{mpp} (W)	250	255	260	265	270	275	280
U_{co} (V)	37,6	37,6	37,9	38,1	38,3	38,5	38,7
U_{mpp} (V)	30,6	30,8	30,9	31,1	31,2	31,4	31,7
I_{cc} (A)	8,6	8,9	9,1	9,2	9,3	9,4	9,4
I_{mpp} (A)	8,2	8,3	8,5	8,6	8,7	8,8	8,9
αT (P_{mpp}) [%/K]	-0,409						
αT (U_{co}) [%/K]	-0,332						
αT (I_{cc}) [%/K]	0,052						
Courant inverse maximum (A)	15						

Modules TARKA 60 "VSMS"									
P_{mpp} (W)	290	295	300	305	310	315	320	325	330
U_{co} (V)	39,8	40,1	40,4	40,5	40,6	40,3	40,3	40,4	40,5
U_{mpp} (V)	32,8	33,1	33,4	33,6	33,7	33,6	33,8	33,9	34,1
I_{cc} (A)	9,4	9,5	9,5	9,6	9,7	9,9	10,0	10,1	10,2
I_{mpp} (A)	8,9	9,0	9,0	9,1	9,2	9,4	9,5	9,6	9,7
αT (P_{mpp}) [%/K]	-0,395								
αT (U_{co}) [%/K]	-0,293								
αT (I_{cc}) [%/K]	0,027								
Courant inverse maximum (A)	15								

Modules TARKA 120 "VSMS"									
P_{mpp} (W)	290	295	300	305	310	315	320	325	330
U_{co} (V)	39,1	39,1	39,2	39,2	39,5	39,6	39,8	40,0	40,2
U_{mpp} (V)	32,6	32,8	33,0	33,2	33,4	33,7	34,0	34,3	34,6
I_{cc} (A)	9,5	9,6	9,7	9,8	9,9	10,0	10,1	10,2	10,3
I_{mpp} (A)	8,9	9,0	9,1	9,2	9,3	9,4	9,4	9,5	9,5
αT (P_{mpp}) [%/K]	-0,37								
αT (U_{co}) [%/K]	-0,32								
αT (I_{cc}) [%/K]	0,05								
Courant inverse maximum (A)	15								

Modules TARKA 126 VSMD, TARKA 126 VSMS, TRKA 126 VSBD			
P_{mpp} (W)	380	390	395
U_{co} (V)	43,27	43,49	43,7
U_{mpp} (V)	36,24	36,64	37,04
I_{cc} (A)	11,18	11,22	11,26
I_{mpp} (A)	10,63	10,66	10,69
αT(P_{mpp}) [%/K]	-0,345		
αT(U_{co}) [%/K]	-0,273		
αT(I_{cc}) [%/K]	0,044		
Courant inverse maximum (A)	25		

Modules TSM-xxx-DE09.08					
P_{mpp} (W)	390	395	400	405	410
U_{co} (V)	40,8	41	41,2	41,4	41,6
U_{mpp} (V)	33,8	34	34,2	34,4	34,6
I_{cc} (A)	12,14	12,21	12,25	12,34	12,4
I_{mpp} (A)	11,54	11,62	11,7	11,77	11,85
αT(P_{mpp}) [%/K]	-0,34				
αT(U_{co}) [%/K]	-0,25				
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.

2.9. Fabrication et contrôles

2.9.1. Modules photovoltaïques

2.9.1.1. Modules VOLTEC SOLAR

La fabrication des modules photovoltaïques est effectuée sur le site de la société VOLTEC SOLAR (*Dinsheim sur Bruche, 67190*), certifié ISO 9001 et ISO 14001.

Les cellules et leurs collecteurs sont soumis à des contrôles visuels et des contrôles par infra-rouge (*détection des défauts, fissures...*).

Les soudures des chaînes de cellules sont contrôlées par test de pelage :

- à chaque début d'équipe,
- à chaque changement de rouleau de rubans,
- à chaque modification des paramètres de soudure,
- à chaque changement de série.

L'EVA est contrôlé (*test gel content*) au moins toutes les 2 semaines. Des tests mécaniques d'adhésion sont réalisés en même temps sur le film polymère après lamination. Un contrôle par électroluminescence est réalisé par échantillonnage après le processus de lamination.

La société VOLTEC SOLAR effectue, après la fabrication, des essais en usine de flash test sur chaque module : la tolérance sur la puissance maximum de sortie lors de la production des modules est de - 3 à + 3 %. Un contrôle visuel des défauts de chaque module est effectué.

2.9.1.2. Modules TRINA

La fabrication des modules photovoltaïques est effectuée sur le site de la société TRINA SOLAR (Yiwu, Zhejiang, RPC), certifié ISO 9001 et ISO 14001.

Les cellules et leurs collecteurs sont soumis à des contrôles visuels et des contrôles par infra-rouge (*détection des défauts, fissures...*).

Les soudures des chaînes de cellules sont contrôlées par test de pelage :

- à chaque début d'équipe,
- à chaque changement de rouleau de rubans,
- à chaque modification des paramètres de soudure,
- à chaque changement de série.

L'EVA est contrôlé (*test gel content*) au moins toutes les 2 semaines. Des tests mécaniques d'adhésion sont réalisés en même temps sur le film polymère après lamination. Un contrôle par électroluminescence est réalisé par échantillonnage après le processus de lamination.

La société TRINA SOLAR effectue, après la fabrication, des essais en usine de flash test sur chaque module : la tolérance sur la puissance maximum de sortie lors de la production des modules est de 0 à + 5 Wc. Un contrôle visuel des défauts de chaque module est effectué.

2.9.2. Plaques d'acier nervurées SOLABAC

La société SOLAPRO a déposé au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler des Avis Techniques les références et coordonnées du fabricant des plaques d'acier nervurées SOLABAC.

L'acier est approvisionné sous forme de bobines de largeur 800 mm prêtes à l'emploi. Le document de contrôle qualité et de traçabilité du fournisseur est vérifié et chaque bobine est pesée individuellement. Le rapport de la pesée est joint au bon de livraison pour validation.

Si besoin, un régulateur de condensation (*le DRIPSTOP 110 de la société FILC*) est laminé sur place avec l'acier.

La production des plaques est réalisée en flux tendu permettant d'organiser la production de telle sorte que chaque commande puisse être produite totalement avant de passer à la suivante, réduisant ainsi les opérations de stockage.

Pour obtenir les nervures très spécifiques du SOLABAC, les tôles d'acier passent en continu à travers une succession de 12 paires d'outils qui lui donnent son profil définitif. De part et d'autre de la tôle, des guides permettent d'assurer le positionnement des tôles au sein de ces outils, permettant ainsi d'assurer une constance de qualité lors de la fabrication. Les surfaces des tôles sont aspergées de lubrifiant pendant tout le processus afin de protéger leur revêtement.

Afin de pouvoir assurer les contrôles et la traçabilité du produit, chaque tôle est marquée individuellement au moyen d'un traceur jet d'encre. Les informations contenues dans ce numéro (*cf. § 2.6.2*) ainsi que des informations spécifiques à la fabrication (*équipe de production concernée, référence des matières premières...*) sont également reportées dans des fiches de suivi de production.

La découpe des plaques est effectuée à la suite du profilage grâce à une presse à cisaillement vertical ainsi qu'un support épousant la forme du profilé afin de ne pas le déformer lors de la découpe.

2.9.3. Pincettes de fixation

La société SOLAPRO a déposé au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler des Avis Techniques les références et coordonnées du profileur des barres aluminium et du fabricant des pincettes de fixation.

Les profilés aluminium sont fournis au fabricant des pincettes de fixation en longueur de 7 m. Lors de la réception, des contrôles dimensionnels et des contrôles sur la nature de l'aluminium sont réalisés. Ces profilés sont ensuite découpés et percés en partie basse pour permettre le positionnement futur des vis M8, permettant leur fixation sur les plaques. Afin d'éviter toute déformation lors du perçage, ces pièces sont positionnées sur un profil négatif épousant la forme de la pièce.

Un outil permet de maintenir les pincettes pour permettre le positionnement du tube en plastique et de l'écrou. Une butée permet d'assurer un positionnement identique de l'écrou sur toutes les pièces. Enfin, la vis M8 est installée avec son écrou par un opérateur. Le positionnement du tube plastique et de l'écrou sont les seules étapes manuelles du processus.

Tous les 10 000 produits réalisés ou une fois par jour, 5 échantillons sont prélevés afin d'être vérifiés.

2.9.4. Pareclosés

La société SOLAPRO a déposé au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler des Avis Techniques les références et coordonnées du profileur des barres aluminium et du fabricant des pareclosés.

La fabrication est identique dans le principe à celle décrite pour les pincettes de fixation : les profilés sont découpés à longueur et percés pour permettre la fixation par vissage des pareclosés.

La nature des contrôles en cours de fabrication est identique à celle effectuée pour les pincettes de fixation.

2.10. Mise en œuvre

2.10.1. Généralités

Le procédé est livré avec sa notice de montage.

Avant 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 et de vérifier 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 § 2.3.

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

2.10.2. Compétences des installateurs

La mise en œuvre du procédé doit être exclusivement assurée par des couvreurs professionnels formés et habilités pour la pose en toiture de couvertures en plaques nervurées issues de tôles d'acier revêtues.

Les compétences requises sont de trois types :

- Compétences en couverture : mise en œuvre en toiture.
- Compétences électriques avec habilitation BR, pour le raccordement des modules et le branchement aux onduleurs...
- Qualification et/ou certification professionnelle pour la pose de procédés photovoltaïques.

2.10.3. 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 installateurs sont donc tenus de respecter les normes en vigueur au moment du chantier, aussi bien du point de vue de la technique de pose (*DTU 40.35*) que de la sécurité (*EPI, protection des personnes...*).

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.

2.10.4. Spécifications électriques

2.10.4.1. Généralités

L'installation doit être réalisée conformément aux documents en vigueur suivants : norme NF C 15-100 et guides UTE C 15-712.

Tous les travaux touchant à l'installation électrique doivent être confiés à des électriciens habilités BR (cf. §.2.10.2).

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*).

Le calcul des sections de câbles DC sera réalisé de manière à ne pas dépasser 1% de pertes. De plus, la valeur de la résistance de la liaison entre le point de livraison et les bornes AC de l'onduleur doit être inférieure ou égale à 0,5 Ω .

Enfin, une protection pour l'ensemble du système DC contre l'effet des courants inverses, susceptibles de survenir en cas de défaut dans un module, doit être mise en place. Les modules supportant un courant inverse maximal égale à au moins deux fois le courant de court-circuit, cette protection est réalisée par des fusibles pour tout système comportant plus de trois séries électriques par onduleur. Ces fusibles sont mis en place dans les boîtes de jonction DC ou bien directement à l'intérieur des onduleurs si ceux-ci le permettent.

2.10.4.2. Connexion des câbles électriques

La connexion et le passage des câbles électriques s'effectuent sous et entre les modules photovoltaïques, au-dessus des plaques d'acier nervurées SOLABAC (*attachés aux pinces de fixation*) : voir le schéma de principe en figure 9.

- Liaison intermodules et module/onduleur

La connexion des modules se fait au fur et à mesure de la pose des modules suivant le plan de calepinage et le schéma électrique du chantier (*établi par l'installateur ou le maître d'œuvre*). Les connexions électriques doivent être effectuées avant la fixation du module dans les parclozes. Les câbles, une fois connectés, devront être attachés aux pinces de fixation avec des colliers de type RILSAN ou COLSON pour éviter d'entrer en contact avec les plaques d'acier nervurées SOLABAC.

La liaison entre les câbles électriques des modules et les câbles électriques supplémentaires (*pour le passage d'une rangée à une autre ou 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.

Un autocontrôle de la connexion de chaque module doit être effectué par l'installateur à l'avancement pour s'assurer de la bonne connexion de chaque connecteur et vérifier que les polarités ne sont pas inversées.

Les surfaces des boucles induites doivent être les plus faibles possibles et les câbles chemineront de manière jointive.

- Câbles de liaison équipotentielle des masses

La mise à la terre du champ photovoltaïque s'effectue en peigne.

Les cadres des modules sont reliés, indépendamment les uns des autres, au câble de mise à la terre. Cette liaison équipotentielle est effectuée par l'intermédiaire d'une cosse ronde, d'une rondelle bimétal et d'une vis autotaraudeuse adaptée au perçage du cadre des modules (*prévu pour la mise à la terre*).

L'utilisation de raccords (*raccord à griffes, raccord de dérivation auto-dénudant...*) est nécessaire pour effectuer les éventuelles jonctions entre les câbles de mise à la terre.

Tous les câbles de liaison équipotentielle des masses doivent ensuite être interconnectés par un répartiteur de terre qui doit être placé au plus proche du champ photovoltaïque. Ce dernier sera connecté à la prise de terre générale du bâtiment.

- Passage des câbles à l'intérieur du bâtiment

Le passage des câbles vers l'intérieur du bâtiment ne doit jamais être réalisé au travers de la couverture afin de ne pas compromettre l'étanchéité de la toiture. Il doit être déterminé par l'installateur dans son plan de câblage, en privilégiant le chemin le plus direct vers les onduleurs et en évitant la formation de boucles induites (*voir exemples de pénétration des câbles au faîtage et à l'égout en Figure 10*). Lorsque la pénétration se fait à l'égout, les câbles doivent impérativement former une "goutte d'eau" et être protégés au droit de l'arête des tôles. En toute hypothèse, les câbles passeront dans des chemins de câbles dédiés à l'extérieur du champ photovoltaïque ou entre les modules et le sommet des ondes des plaques SOLABAC, en veillant à les arrimer aux pinces de fixations au moyen de colliers de type Rilsan.

L'ensemble des câbles doit être acheminé dans des gaines techniques appropriées et être correctement repérées, comme préconisé dans les 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 à l'onduleur grâce à un multimètre : continuité, tension de circuit ouvert, ...

2.10.5. Mise en œuvre en toiture

2.10.5.1. Conditions préalables à la pose

Avant toute implantation, il est nécessaire de vérifier la nature de la toiture, l'épaisseur, le profil et la qualité des pannes, la zone géographique du chantier et ses conditions climatiques (*charges de neige et vent*) en référence au domaine d'emploi défini au § 2.3.

La pose sur ossature en béton ou en maçonnerie est réalisée sur une ossature secondaire (*inserts*) en acier protégé et résistant aux efforts. Ces supports sont incorporés au gros œuvre et ancrés à l'aide de dispositifs appropriés. Dans ce cas, l'épaisseur minimale du support à l'appui est de 2,5 mm et la largeur minimale d'appui est de 60 mm (*cf. figure 11*).

Chaque mise en œuvre doit faire l'objet d'une vérification auprès d'un bureau d'étude compétent, note de calcul à l'appui, pour vérifier et contrôler les charges climatiques appliquées sur la toiture considérée (*en prenant en compte les actions locales*) au regard des contraintes maximales admissibles du procédé et de l'entraxe des pannes (*voir le domaine d'emploi au § 2.3*).

Il est impératif de s'assurer que les toitures concernées par l'installation du procédé répondent au DTU 40.35 en vigueur.

Les règles de mise en œuvre décrites au présent Dossier, dans la notice de pose et dans les plans de réalisation fournis par la société SOLAPRO, doivent être respectées.

2.10.5.2. Traitement des risques de condensation

Le traitement des risques de condensation doit être effectué conformément aux recommandations du § 6.6 du DTU 40.35.

Dans le cas de l'utilisation d'un régulateur de condensation, celui-ci doit être caractérisé sur la base d'une étude préalable, réalisée en fonction des données météorologiques par un bureau d'études d'ingénierie du bâtiment, à l'instigation du maître d'ouvrage. Posé en usine (*cf. § 2.4.3.1*), ce régulateur ne doit pas être appliqué sur la zone de recouvrement pour éviter les pénétrations d'eau de pluie par capillarité.

2.10.5.2.1. Toitures froides ventilées non isolées

Pour limiter les conséquences des phénomènes de condensation, la sous-face des plaques nervurées SOLABAC (*et des plaques nervurées JORISIDE si elles sont présentes en rive*) peut être traitée par l'apport d'un régulateur de condensation.

Pour les bâtiments fermés, la toiture doit impérativement être ventilée, c'est-à-dire qu'une ventilation doit circuler sous les plaques grâce à des ouvertures à l'égout et au faîtage (*à moins que le bâtiment ne soit ouvert et permette ainsi d'office une ventilation des bacs de sous-face*).

La conception de ce type de toiture doit être traitée conformément aux spécifications de la norme DTU 40.35 et DTU 40.36.

2.10.5.2.2. Toitures froides ventilées isolées sous pannes

Dans le cadre d'une toiture froide ventilée isolée sous pannes, l'emploi du régulateur de condensation en sous-face des plaques nervurées SOLABAC (*et des plaques nervurées JORISIDE si elles sont présentes en rives*) est systématique.

La toiture doit être ventilée, c'est-à-dire qu'une ventilation doit circuler sous les bacs de sous-face grâce à des ouvertures à l'égout et au faîtage.

En lieu et place du régulateur, il est aussi possible d'utiliser un feutre tendu sur pannes (*voir le DTU 40.35*).

2.10.5.3. Préparation de la toiture

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

La surface qui doit être ménagée pour l'implantation du procédé photovoltaïque doit posséder les dimensions indiquées dans les plans fournis (*voir également le § 2.7*).

2.10.5.4. Pose du procédé

2.10.5.4.1. Manutention des plaques

Lors de la manutention, il est nécessaire de ne pas détériorer le revêtement des plaques (que ce soit pour les plaques SOLABAC ou pour les plaques JORISIDE), ni le régulateur de condensation de la sous-face. De plus, il est indispensable d'éviter de déformer les profils (*nervures, bords...*) sous peine de les rendre inaptes à la bonne exécution des travaux.

De plus, il convient de respecter les dispositions suivantes lors des découpes de retouche :

- effectuer la découpe sur le sol et non sur la toiture,
- protéger les revêtements (*intérieurs et extérieurs*) pour éviter leur dégradation,
- effectuer un ébavurage,
- protéger les tranches pendant le stockage et la manutention.

Il est entendu que les découpes ne sont autorisées que pour diminuer la longueur des plaques (*dans le sens du rampant*). Elles ne sont pas autorisées sur les bords des plaques où les nervures sont pincées pour permettre le recouvrement avec d'autres plaques.

Il est également nécessaire de prendre toutes les précautions possibles pour ne pas rayer ou marquer les plaques : ceci pourrait constituer une amorce de corrosion dans le temps.

2.10.5.4.2. Mise en place des plaques SOLABAC

Les plaques SOLABAC sont toujours utilisées du faîtage à l'égout de la toiture. Elles doivent être posées sur la charpente avec les nervures parallèles à la ligne de plus grande pente.

La pose est effectuée dans le sens opposé aux vents de pluie dominants.

La pose de ces plaques doit respecter scrupuleusement les préconisations du DTU 40.35 sauf indications mentionnées dans les paragraphes suivants.

Elles sont fixées aux pannes à l'aide des cavaliers (*en sommet des ondes trapézoïdales, jamais en sommet des ondes en queue d'aronde*) munis de leur rondelle d'étanchéité et de la visserie adaptée à la nature de la charpente (*cf. § 2.5*). Toutes les nervures trapézoïdales des plaques SOLABAC doivent être fixées (*cf. figure 12*).

2.10.5.4.3. Recouvrements transversaux des plaques SOLABAC

Lorsque des recouvrements transversaux sont nécessaires pour traiter le rampant de toiture, les nervures en queue d'aronde des plaques SOLABAC sont pincées d'un côté en usine pour permettre leur recouvrement. Les nervures pincées sont donc positionnées vers le haut de la toiture, pour pouvoir être recouvertes par les plaques supérieures.

La valeur du recouvrement transversal est de 300 mm pour les pentes de toiture comprises entre 10 et 15% et de 200 mm pour les pentes supérieures ou égales à 15%, en correspondance avec la longueur du pincement des nervures en queue d'aronde.

Les recouvrements transversaux doivent s'effectuer au droit d'une panne avec un débord minimum de 100 mm de chaque côté de l'axe de cette panne.

2.10.5.4.4. Recouvrements longitudinaux des plaques SOLABAC

Le recouvrement longitudinal des plaques SOLABAC est donné par l'emboîtement de la nervure de rive "emboîtante" sur la nervure de rive "emboîtée" de la plaque précédente. Il est effectué dans le sens opposé aux vents de pluie dominants.

Les bacs sont fixés entre eux par des vis de couture toujours positionnées en sommet d'onde des nervures trapézoïdales.

2.10.5.4.5. Mise en place des pinces de fixation

Il convient d'assembler au sol (*cf. figure 13*) les pinces de fixation avec les parcloses (*selon leur positionnement, parcloses simples pour la périphérie du champ ou parcloses doubles : cf. figure 15*) à l'aide de la vis M8 fournie.

Lors de cette étape d'assemblage, il ne faut pas trop serrer la vis dans son écrou, de façon à garder un certain jeu pour la mise en place ultérieure des modules.

Grâce aux plans fournis (*qui tiennent compte des dimensions des abergements*), il faut d'abord repérer et marquer les ondes en queue d'aronde sur lesquelles seront positionnées les pinces de fixation.

Le principe de calepinage des pinces sur les nervures en queue d'aronde est présenté sur la Figure 14.

Pour plus de facilité, le positionnement de ces pinces peut être réalisé à l'aide d'une pige correspondant à l'écartement entre deux pinces (*cf. figure 15*).

Il est nécessaire de travailler par portion de toiture (*pose des pinces, des modules, puis serrage des différents éléments*) en positionnant les pinces sur les ondes repérées. Dans un premier temps, il ne faut pas trop les serrer et les garder mobiles pour permettre un réajustement si nécessaire lors de la pose des modules.

Note : Pour des raisons de sécurité, si le chantier dure plusieurs jours, les composants non fixés à la fin d'une journée doivent être retirés de la toiture. Ils seront remis lors de la reprise de l'installation.

2.10.5.4.6. Mise en place des modules (*cf. figure 16*)

Les modules doivent être positionnés en format paysage, du bas vers le haut et de la droite vers la gauche.

Attention, le champ photovoltaïque ne doit à aucun moment être en porte-à-faux par rapport à la structure porteuse.

Avant le positionnement dans les parcloses, il est nécessaire de dégager les câbles électriques et les câbles de mise à la terre de façon à pouvoir y accéder facilement une fois le module mis en place.

Il convient de positionner le module dans les parcloses inférieures. Puis, les parcloses supérieures doivent être coulissées légèrement vers le faîtage afin de poser le module sur ses 4 pinces. Les parcloses supérieures doivent ensuite être repositionnées au centre des pinces avant d'être serrées définitivement.

Il est nécessaire de centrer le module dans ses pinces. Une attention particulière doit être apportée lors du centrage des modules car tout décalage sur un module sera automatiquement répercuté sur le positionnement des autres modules photovoltaïques.

Une fois le positionnement définitif, il conviendra de serrer les pinces et les parcloles définitivement grâce à une clé dynamométrique afin d'appliquer un couple de serrage d'environ 15 N.m.

Dans toutes les configurations, les modules doivent être maintenus par au moins 4 pinces de fixation munies de parcloles, situées sur les grands côtés du module dans la zone de préhension, soit entre 250 mm et 580 mm des angles (cf. Figure 1).

Il n'y a pas de limitation quant au nombre de modules positionnés sur la longueur et la largeur de la toiture.

2.10.5.4.7. Mise en place des abergements

La conception et la mise en œuvre des abergements nécessaires au procédé doit s'effectuer en conformité avec les prescriptions du DTU 40.35 (cf. Figure 17).

En partie latérale du champ photovoltaïque, il convient d'avoir un recouvrement des abergements sur les ondes trapézoïdales de rive des plaques SOLABAC.

Au faîtage, il convient d'utiliser des abergements venant en recouvrement des plaques SOLABAC en sommet d'onde.

À l'égout, il est nécessaire d'utiliser un débordement simple des plaques SOLABAC conformément aux prescriptions du DTU 40.35.

2.10.5.4.8. Mise en place des plaques nervurées sur les côtés de l'installation photovoltaïque

Quand le procédé n'est pas relié aux rives, il est nécessaire de faire les liaisons du champ photovoltaïque avec les plaques d'acier nervurées "PML 33.250.1000CS" de la société JORISIDE (cf. § 2.4.3.2).

La mise en œuvre de ces plaques doit être strictement conforme aux préconisations du DTU 40.35.

Les recouvrements longitudinaux de ces plaques avec le champ photovoltaïque sont effectués grâce aux ondes trapézoïdales de rive des plaques SOLABAC.

2.10.5.5. Pose du procédé aux abords des rives

Les modules photovoltaïques doivent être positionnés à une distance minimale de 100 mm par rapport aux rives de la toiture.

Les bandes de rive doivent être conçues et mise en œuvre en conformité avec les préconisations du § 6.2 du DTU 40.35. Elles viennent en recouvrement avec l'onde trapézoïdale de rive des plaques SOLABAC.

2.11. Formation

La société SOLAPRO propose à ses clients une formation photovoltaïque théorique et pratique leur permettant d'appréhender le montage de son procédé.

Cette formation est dispensée, sur site ou à distance, en fonction des besoins des clients et de leur niveau d'expertise dans le domaine.

Le mode constructif et les dispositions de mise en œuvre relèvent de techniques classiques de mise en œuvre en couverture. La pose des plaques SOLABAC, moyennant le respect des dispositions du présent Avis Technique, relève de la technique de « couverture en tôles d'acier nervurées » détaillées dans le DTU 40.35. La méthodologie de pose des crochets et des modules photovoltaïques est détaillée dans la notice systématiquement transmise au client au moment de la première commande.

2.12. Assistance technique

Le procédé est commercialisé exclusivement par la société SOLAPRO. Ainsi, la société SOLAPRO assume toutes les responsabilités afférentes aux produits qu'elle distribue.

La société assure sur demande une assistance technique pour tous renseignements concernant les principaux problèmes liés aux toitures et à la mise en place du procédé.

Il est également possible de recevoir une assistance technique de la part de la société SOLAPRO avec la présence d'un technicien lors de la première installation.

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.

2.13. Utilisation, entretien et réparation

2.13.1. Généralités

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. § 2.13.4).

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. § 2.10.2).

La société SOLAPRO est en mesure de proposer ce service dans toute la France grâce à sa filiale de maintenance EMASOLAR.

Les consignes suivantes doivent être respectées en cas d'intervention sur l'installation photovoltaïque :

- ne pas marcher directement sur le procédé photovoltaïque : utiliser des échelles de couvreur ou des dispositions de répartition de poids,
- ne rien laisser tomber sur les modules photovoltaïques,
- ne pas exercer de contraintes sur les câbles électriques,
- ne pas déconnecter les connecteurs sous tension,
- ne jamais couper les câbles électriques.

2.13.2. Maintenance du champ photovoltaïque

L'entretien de l'installation doit être assuré dans le cadre d'un contrat de maintenance, au moins une fois par an, permettant à minima de s'assurer que les modules demeurent solidement ancrés dans les pinces, que les vis demeurent correctement serrées au cours du temps...

Il convient de vérifier visuellement l'état d'encrassement des modules. Si un nettoyage doit être envisagé, il doit être réalisé au moyen d'outils ne présentant pas un risque de détérioration pour l'installation (*haute pression interdite, interdiction de marcher directement sur les modules*) : eau filtrée et usage de brosses non abrasives.

Par ailleurs, la couverture doit bénéficier d'un entretien conformément aux prescriptions du DTU 40.35.

2.13.3. 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.

2.13.4. Remplacement d'un module

En cas de bris de glace 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 PV et l'onduleur.
- Accéder au champ photovoltaïque en sécurité et avec une échelle de couvreur : ne jamais marcher directement sur les modules.
- Dévisser les 4 parcloles du module concerné.
- Soulever le module d'un côté et resserrer les deux parcloles qui viennent d'être libérées.
- Déconnecter les câbles électriques et la liaison équipotentielle : 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. Ces connecteurs doivent être protégés avec des bouchons adaptés.
- Sortir le module défectueux des 2 autres parcloles.
- Resserrer ces deux parcloles sur les modules encore présents sur la toiture.
- Mettre en œuvre le nouveau module conformément au présent Dossier.
- 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 procède 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.

2.14. Résultats expérimentaux

- Les modules photovoltaïques cadrés « TARKA 60 VSPS-L-xxx » ont été testés selon la norme NF EN 61215 : Qualification de la conception et homologation des modules photovoltaïques, par le laboratoire ELIOSYS (*certificat n° ID20160319 et rapport d'essais n°20160223-150072 VOLTEC-RAP-01*).
- Les modules photovoltaïques cadrés « TARKA 60 VSPS-L-xxx » 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 1000 V DC par le laboratoire ELIOSYS (*certificat n° ID20160319 et rapport d'essais n°20160223-150072 VOLTEC-RAP-01*).
- Les modules photovoltaïques cadrés « TARKA 60 VSMS-J-xxx » ont été testés selon la norme NF EN 61215 : Qualification de la conception et homologation des modules photovoltaïques, par le laboratoire ELIOSYS (*certificat n° ID20170510 et rapport d'essais n°20160328-160068 VOLTEC-RAP-01*).
- Les modules photovoltaïques cadrés « TARKA 60 VSMS-J-xxx » 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 1000 V DC par le laboratoire ELIOSYS (*certificat n° ID20170510 et rapport d'essais n°20160328-160068 VOLTEC-RAP-01*).
- Les modules photovoltaïques cadrés « TARKA 120 VSMS-xxx » ont été testés selon la norme NF EN 61215 : Qualification de la conception et homologation des modules photovoltaïques, par le laboratoire CERTISOLIS (rapport d'essais n°20190410-001).
- Les modules photovoltaïques cadrés « TARKA 120 VSMS-xxx » 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 1000 V DC par le laboratoire CERTISOLIS (rapport d'essais n°20190410-001).
- Les pinces de fixation ont été testées en glissement par rapport à la nervure en queue d'aronde des plaques SOLABAC par le laboratoire CSTB (*rapport d'essai n° 13 26042244/A*).
- Les nervures en queue d'aronde des plaques SOLABAC ont été testées à l'écrasement via les pinces de fixation par le laboratoire CSTB (*rapport d'essai n° 13 26042244/B*).

- Les plaques SOLABAC ont été testées en flexion en charges ascendantes et en charges descendantes via les pinces de fixation par le laboratoire CSTB (*rapport d'essai n° 13 26042244/C*).
- Les plaques SOLABAC ont été testées à l'étanchéité suite à un essai de fatigue en charges ascendantes et descendantes via les pinces de fixation par le laboratoire CSTB (*rapport d'essai n° 13 26042244/D*).
- Le procédé photovoltaïque a fait l'objet d'un essai de résistance au vent selon la norme NF EN 12179 par le laboratoire CSTB (*rapport d'essai n° CLC12-26042887*).
- Le procédé photovoltaïque a été testé à la soufflerie CSTB "Jules Verne" à Nantes (*rapport d'essai n° EN-CAPE 13.091C-V0*).

2.15. Références

2.15.1. Données Environnementales et sanitaires¹

Le procédé ne fait pas l'objet d'une Déclaration Environnementale (DE). Il ne peut donc 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.

2.15.2. Autres références

Le procédé photovoltaïque est fabriqué depuis septembre 2008.

Environ 400 000 m² ont été commercialisés en France à ce jour.

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

2.16. Annexes du Dossier Technique

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							Spécial e
			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	-	Pinces de fixation + Parecloses	•	•	□	•	•	□	□	□
Aluminium	Anodisé 15 µm	Cadre des modules	•	•	□	•	•	□	□	□
Acier S320GD	Finition "Aluzinc" ⁽¹⁾	Plaques SOLABAC	•	•	□	•	•	□	□	□
Acier S320GD	Finition "Laqué" ⁽²⁾	Plaques SOLABAC	•	•	□	•	-	-	□	□
Acier S320GD	Finition "Aluzinc laqué" ⁽¹⁾	Plaques SOLABAC	•	•	□	•	•	□	□	□

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 titulaire de l'Avis Technique.

* : à l'exception du front de mer

⁽¹⁾ Aluzinc ARCELORMITTAL faisant l'objet de l'ETPM 18/0049

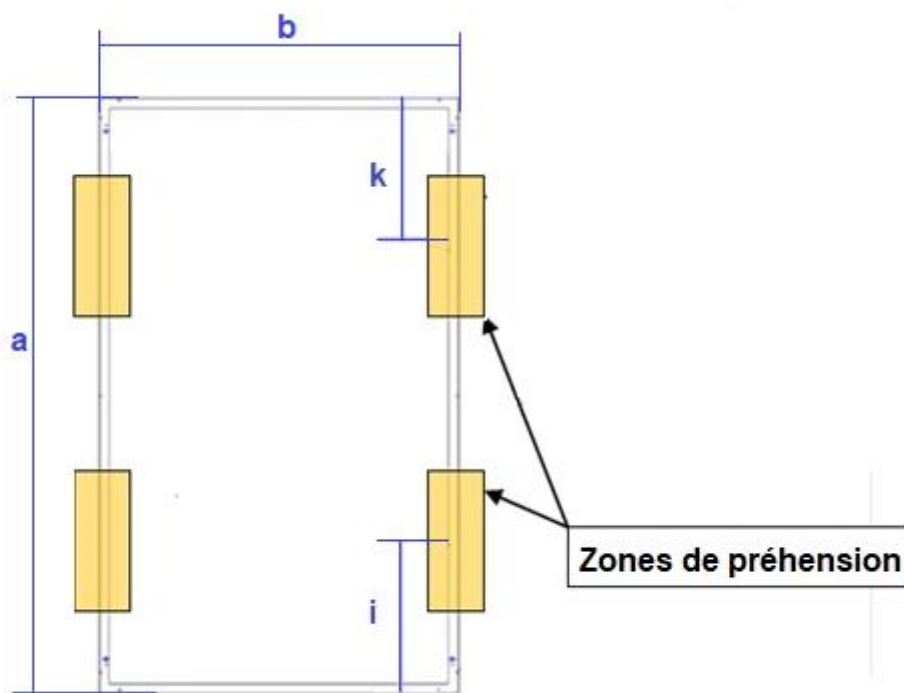
⁽²⁾ revêtement Z275 + polyuréthane ou polyester 50 µm

3. Annexes graphiques

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

SOMMAIRE DES FIGURES

Figure 1 – Zones de préhension (positionnement des parcloses) des modules photovoltaïques	32
Figure 2 - Coupe simplifiée du cadre des modules photovoltaïques	33
Figure 3 – Vue d'ensemble du procédé	33
Figure 4 – Profil géométrique des plaques d'acier nervurées SOLABAC	33
Figure 5 - Pliage en usine des nervures en queue d'aronde pour permettre le recouvrement transversal	34
Figure 6 – Profil géométrique des plaques d'acier nervurées JORISIDE pour couverture partielle	34
Figure 7 – Schémas des pinces de fixation.....	34
Figure 8 – Schémas des parcloses simple (à gauche) et double (à droite).....	35
Figure 9 – Schéma de principe pour les liaisons électriques et liaisons équipotentielle des masses.....	35
Figure 10 – Détails sur cheminement des câbles	36
Figure 11 – Définition des inserts acier dans les pannes béton ou maçonneries	36
Figure 12 – Positionnement des fixations des plaques SOLABAC	37
Figure 13 – Principe d'assemblage des pinces de fixation.....	38
Figure 14 – Principe de calepinage des pinces sur les nervures en queue d'aronde.....	39
Figure 15 – Positionnement des pinces avec parcloses simples ou parcloses doubles.....	39
Figure 16 – Mise en place des modules et serrage des parcloses	40
Figure 17 – Abergements	41

Figure 1 – Zones de préhension (positionnement des parcloles) des modules photovoltaïques

Modèle	Dimensions du modules (mm)		Position des brides de fixation (mm) et plages de préhension (mm)	
	a	b	k	i
TARKA 60 VSPS / VSMS (60 cellules)	1 660	998	415 Min : 250 Max : 580	415 Min : 250 Max : 580
TARKA 120 VSMS (120 cellules)	1 685	1 000	420 Min : 250 Max : 590	420 Min : 250 Max : 590
TARKA 126 VSMD, VSMS, ou VSBD (126 cellules)	1 835	1 042	458,75 Min : 389 Max : 528	458,75 Min : 389 Max : 528
TSM-xxx-DE09.08 (120 cellules)	1 754	1 096	300 Min : 200 Max : 400	300 Min : 200 Max : 400

Figure 2 - Coupe simplifiée du cadre des modules photovoltaïques

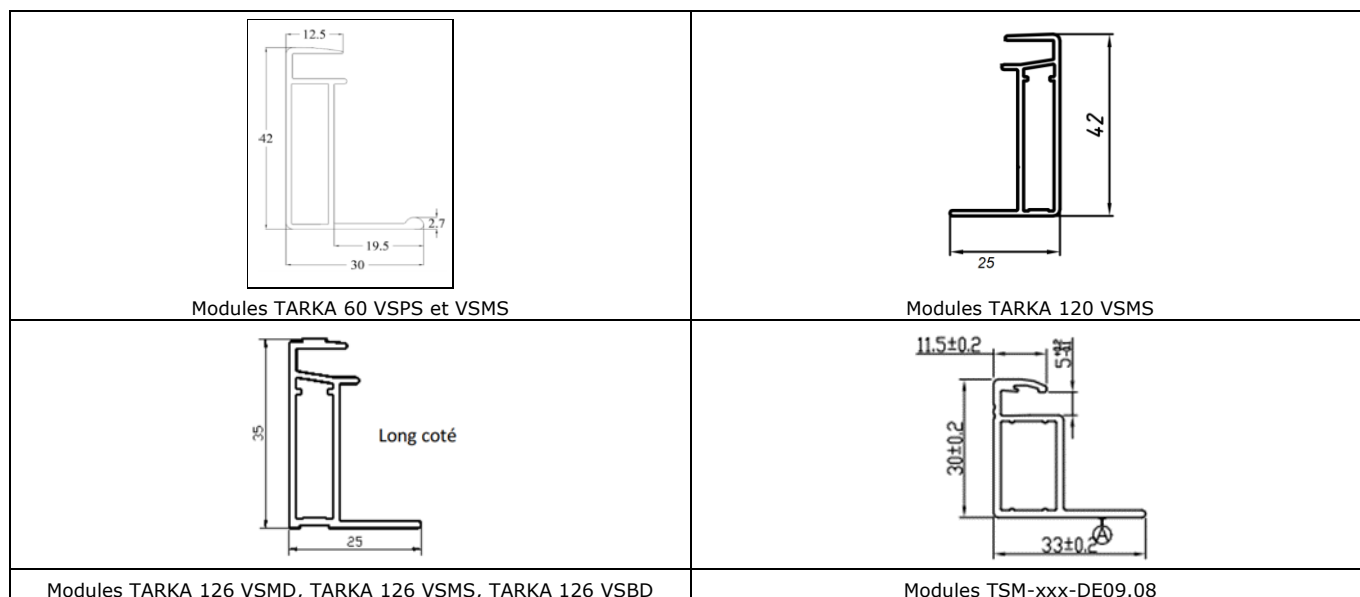


Figure 3 – Vue d'ensemble du procédé

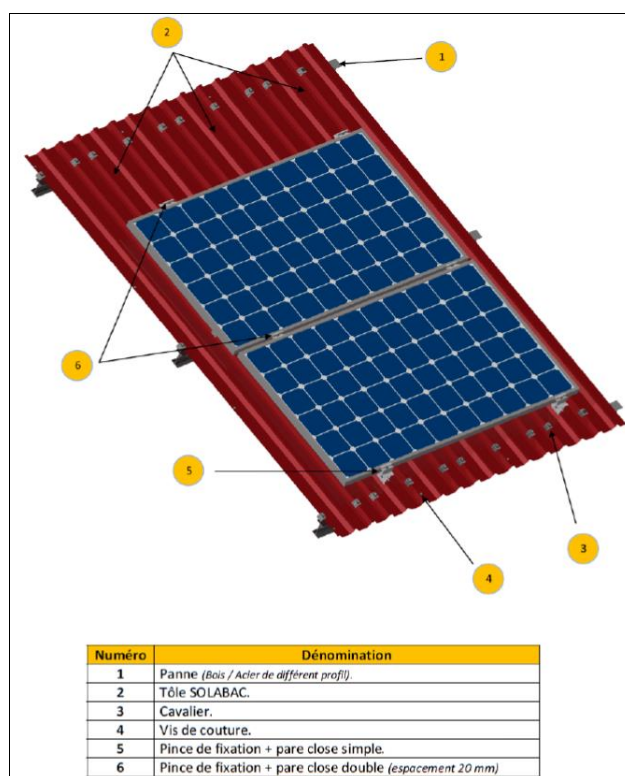


Figure 4 – Profil géométrique des plaques d'acier nervurées SOLABAC

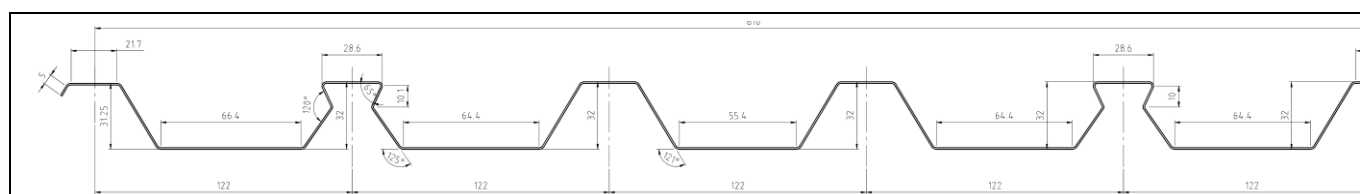


Figure 5 - Pliage en usine des nervures en queue d'aronde pour permettre le recouvrement transversal

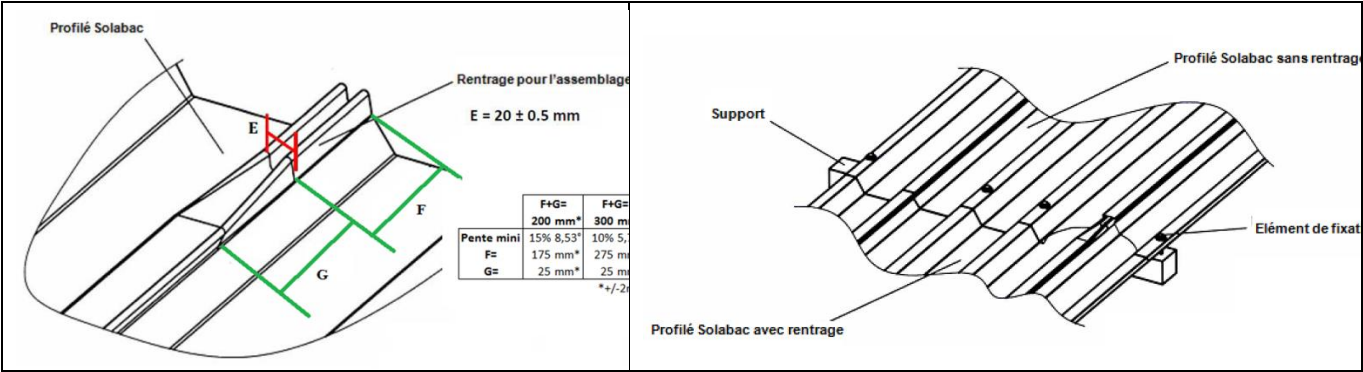


Figure 6 – Profil géométrique des plaques d'acier nervurées JORISIDE pour couverture partielle

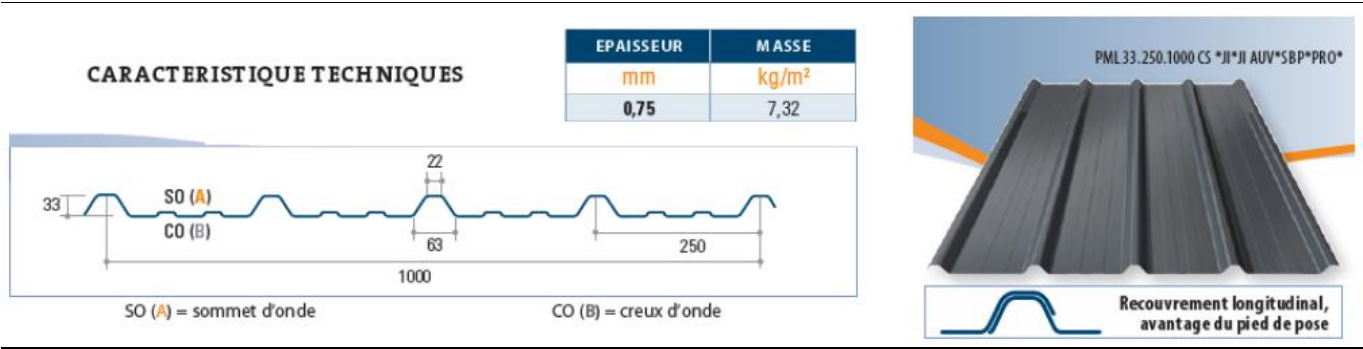


Figure 7 – Schémas des pinces de fixation

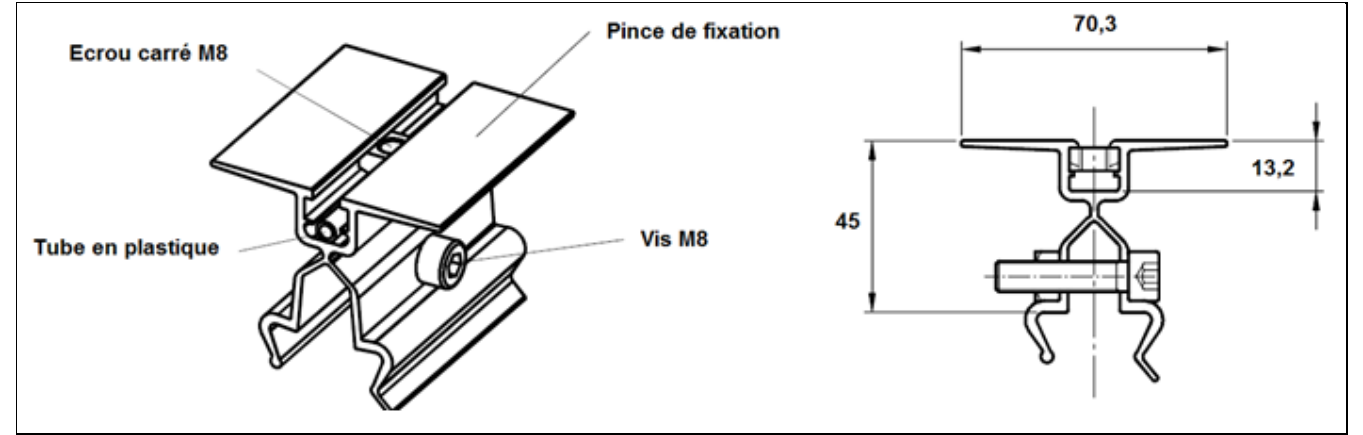


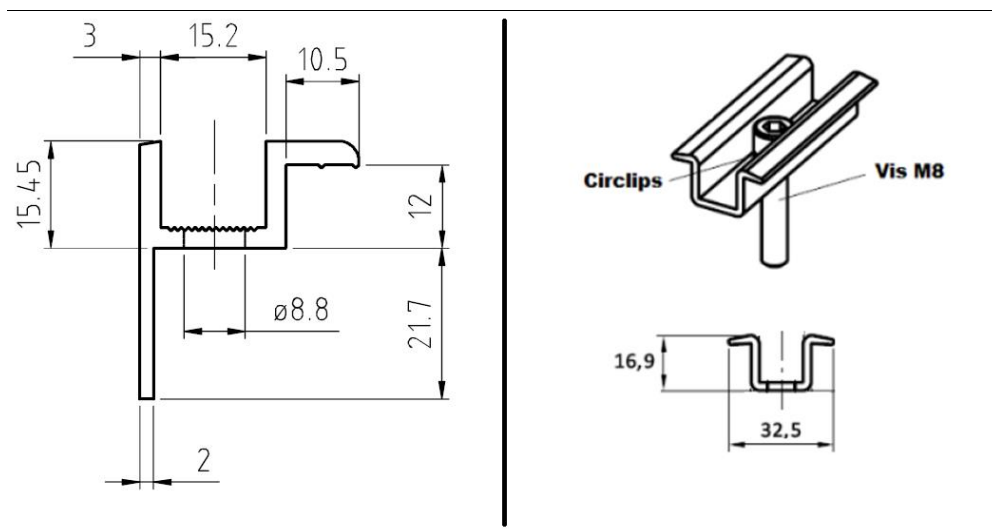
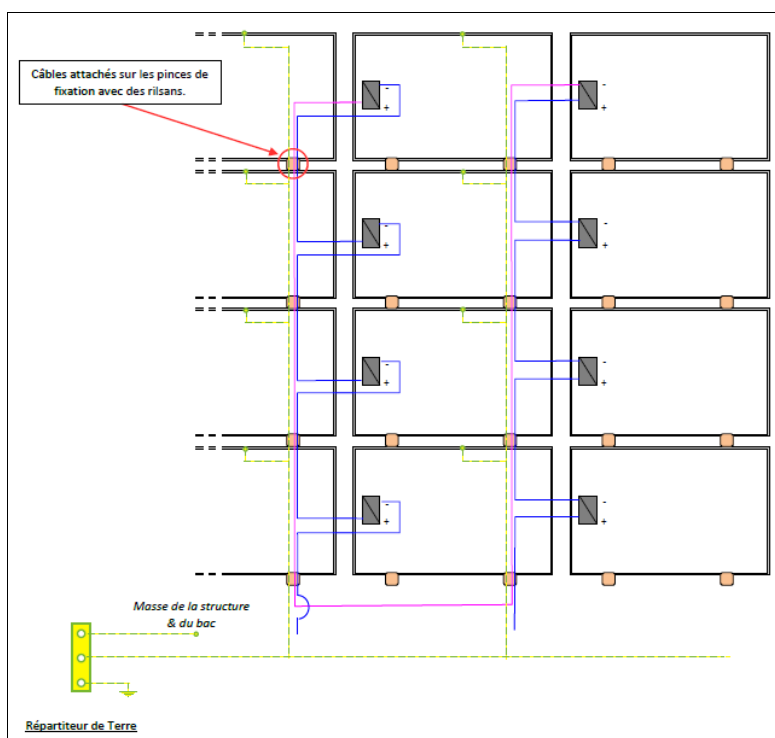
Figure 8 – Schémas des parcloles simple (à gauche) et double (à droite)**Figure 9 – Schéma de principe pour les liaisons électriques et liaisons équipotentielle des masses**

Figure 10 – Détails sur cheminement des câbles

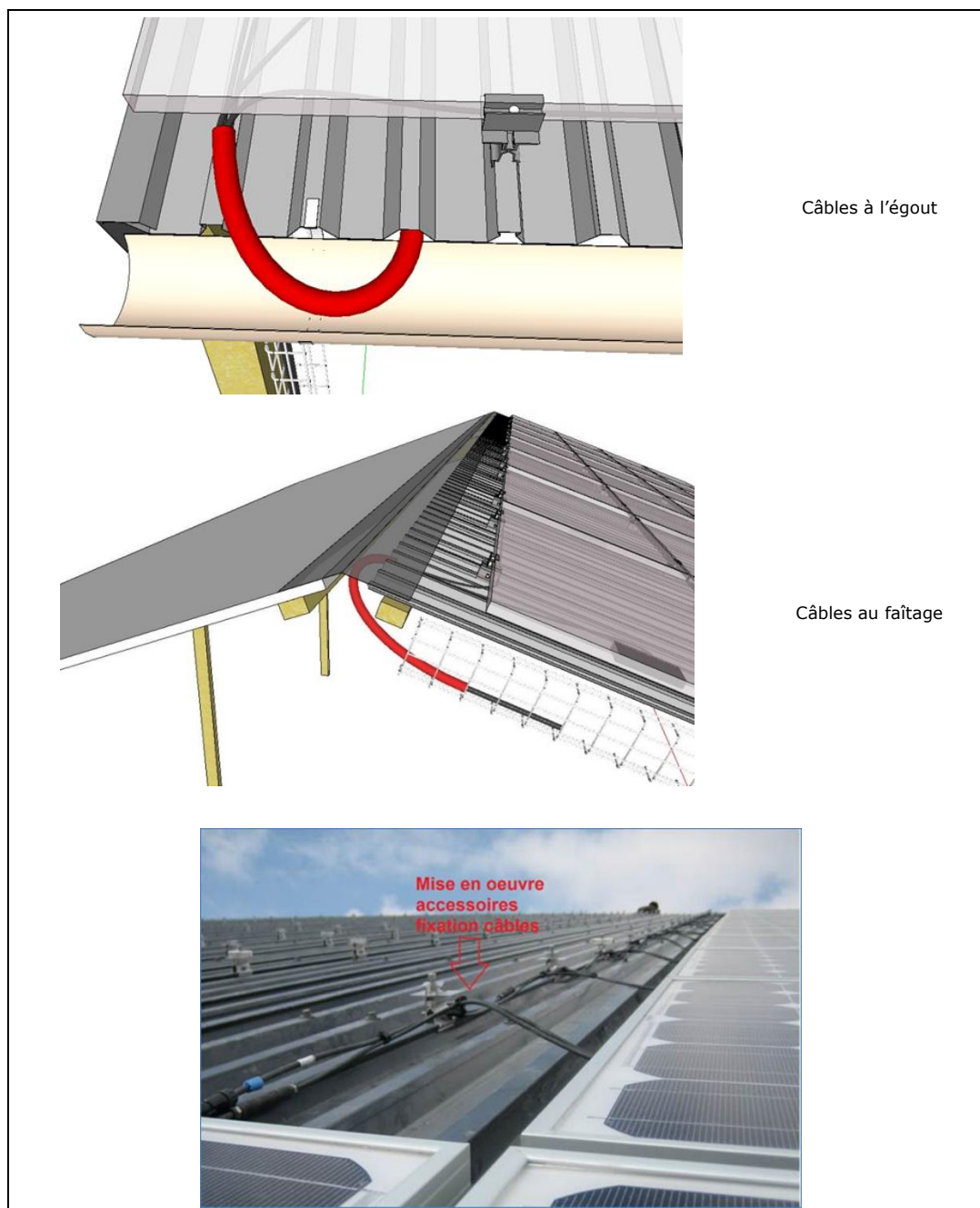


Figure 11 – Définition des inserts acier dans les pannes béton ou maçonneries

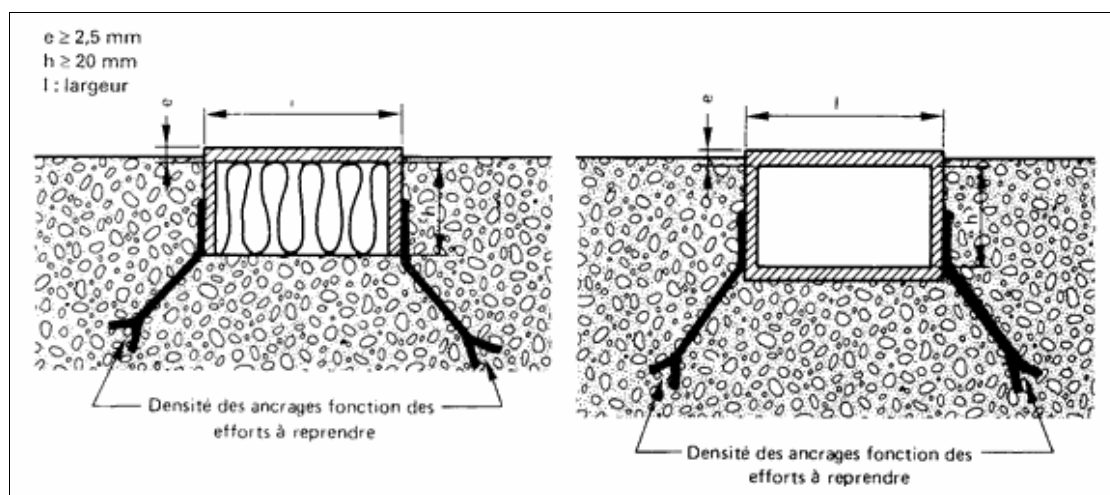


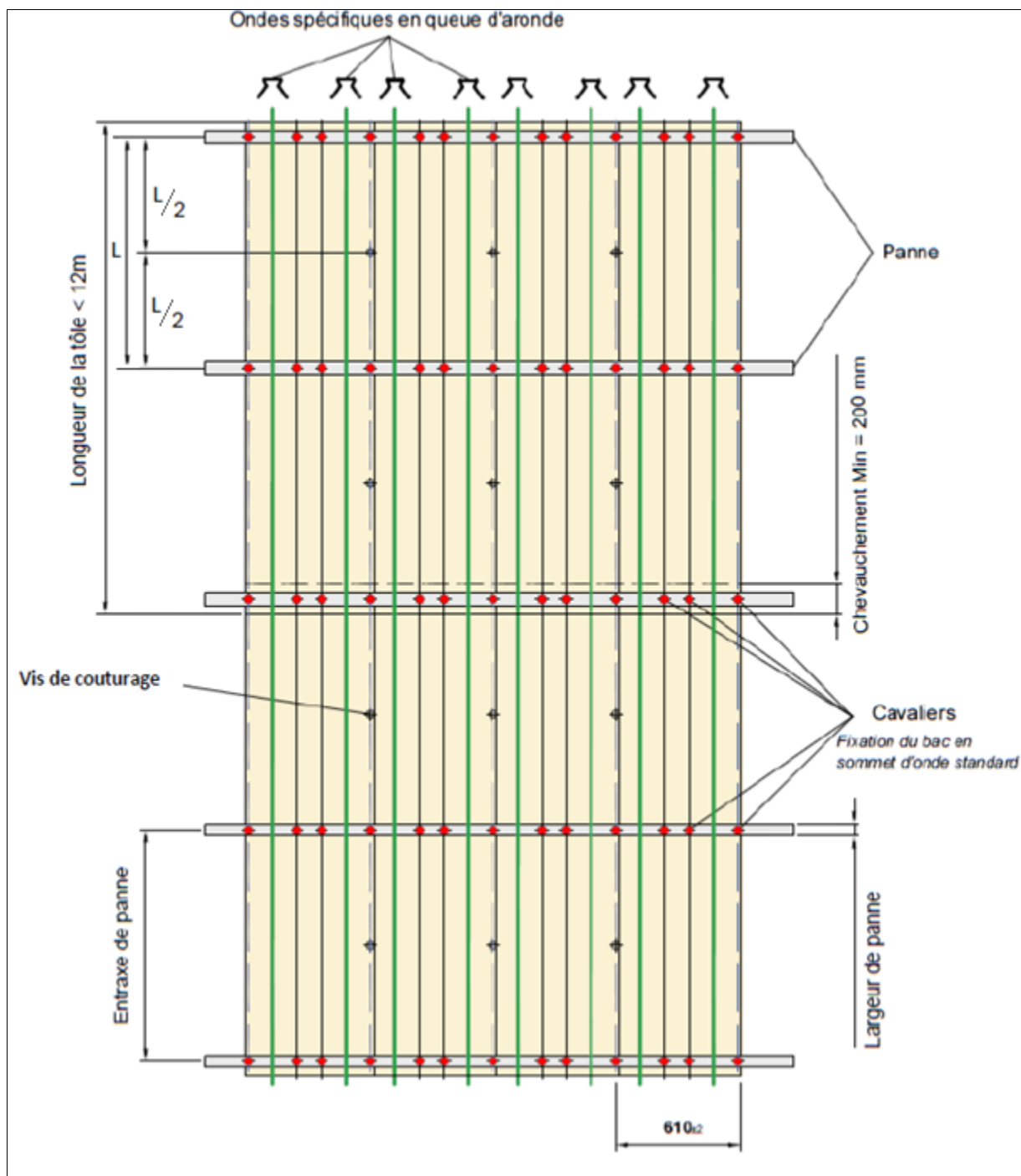
Figure 12 – Positionnement des fixations des plaques SOLABAC

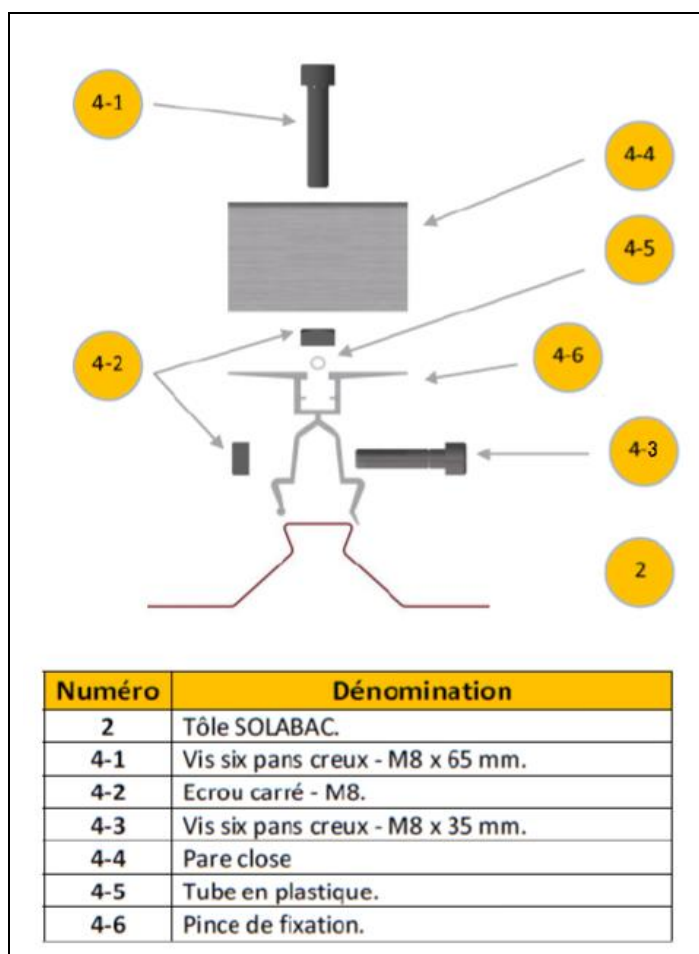
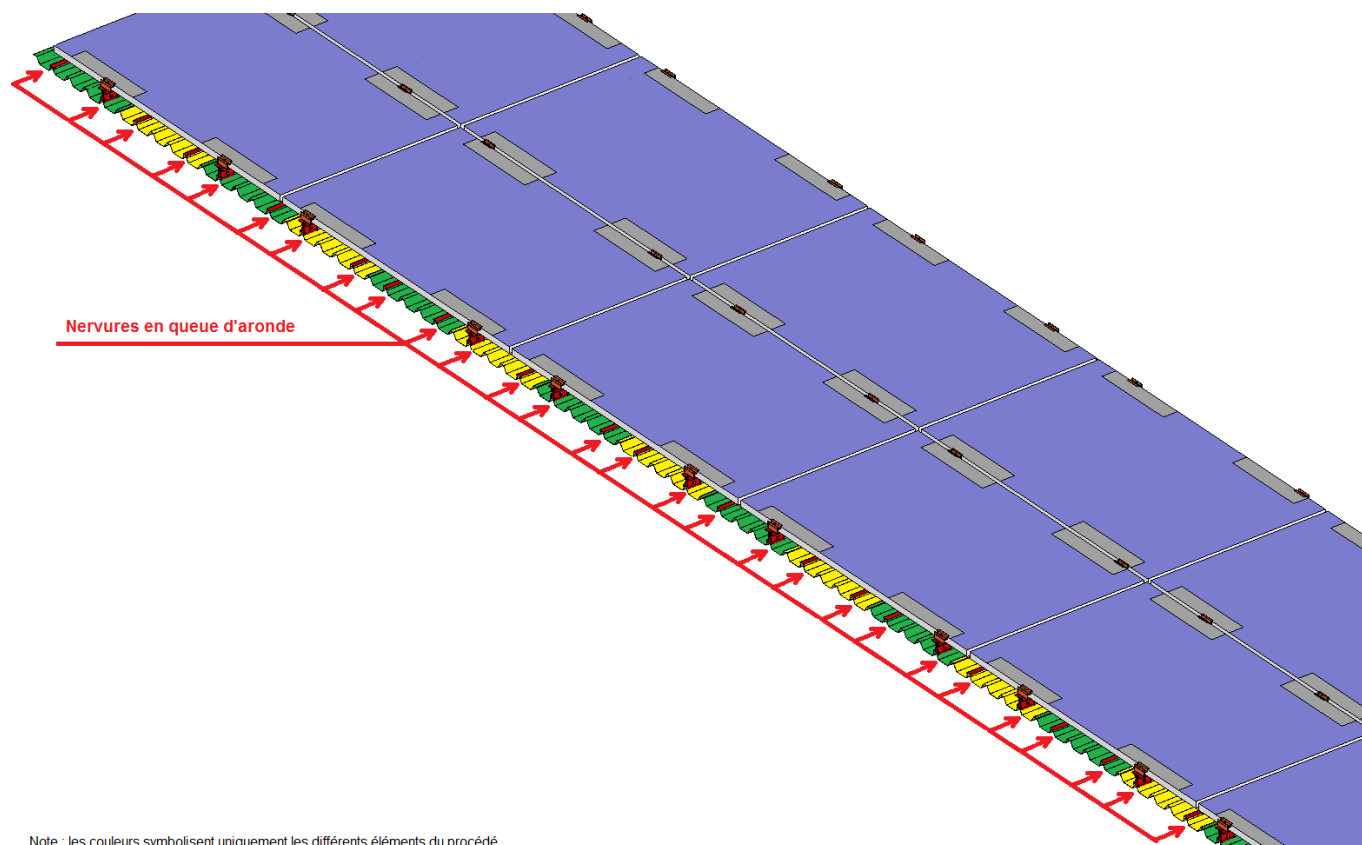
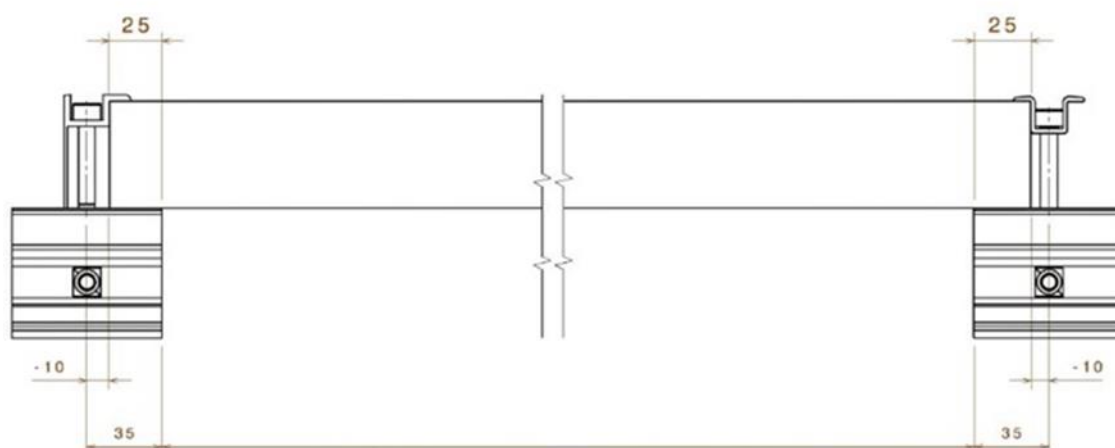
Figure 13 – Principe d'assemblage des pinces de fixation

Figure 14 – Principe de calepinage des pinces sur les nervures en queue d'aronde

Note : les couleurs symbolisent uniquement les différents éléments du procédé.

Figure 15 – Positionnement des pinces avec parcloses simples ou parcloses doubles

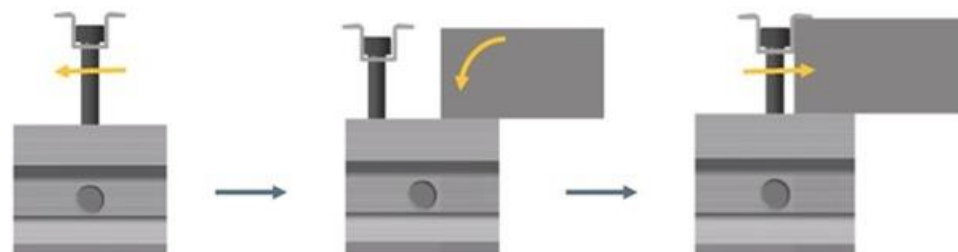
Remarque : Afin de faciliter le positionnement des pinces de fixation, nous conseillons de réaliser une pige correspondant à l'écartement entre deux pinces.



TARKA 60 VSPS/VSMS (60 cellules) : 948 mm
 TARKA 120 VSMS (120 cellules) : 950 mm
 TARKA 126 VSMD, VSMS, ou VSBD (126 cellules) : 972 mm
 TSM-xxx-DE09.08 (120 cellules) : 1026 mm

Figure 16 – Mise en place des modules et serrage des parcloses

Faire coulisser les pare-closes doubles vers la faîtière, déposer le module sur la platine de la pose puis faire coulisser de nouveau les pare-closes jusqu'au contact du module.



Vérifier que les pare-closes sont bien centrées dans les crochets, puis serrer les vis des pinces de fixation maintenant la partie basse du module (couple de serrage de 15Nm)

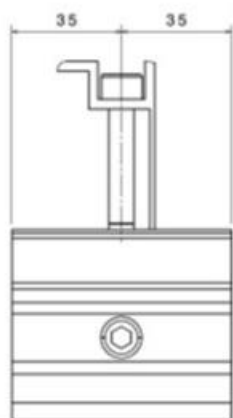
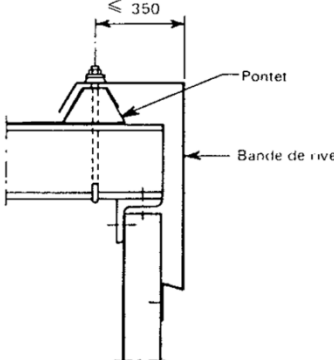
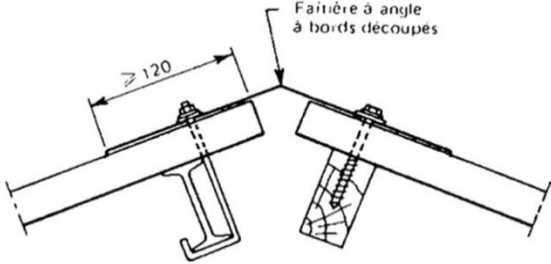
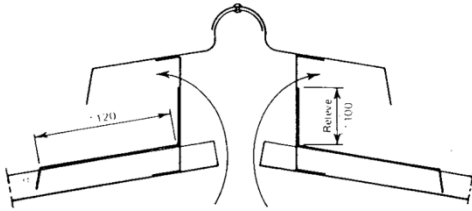
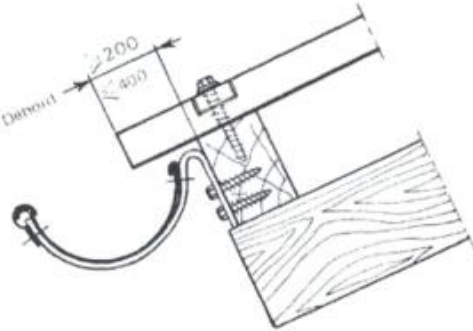
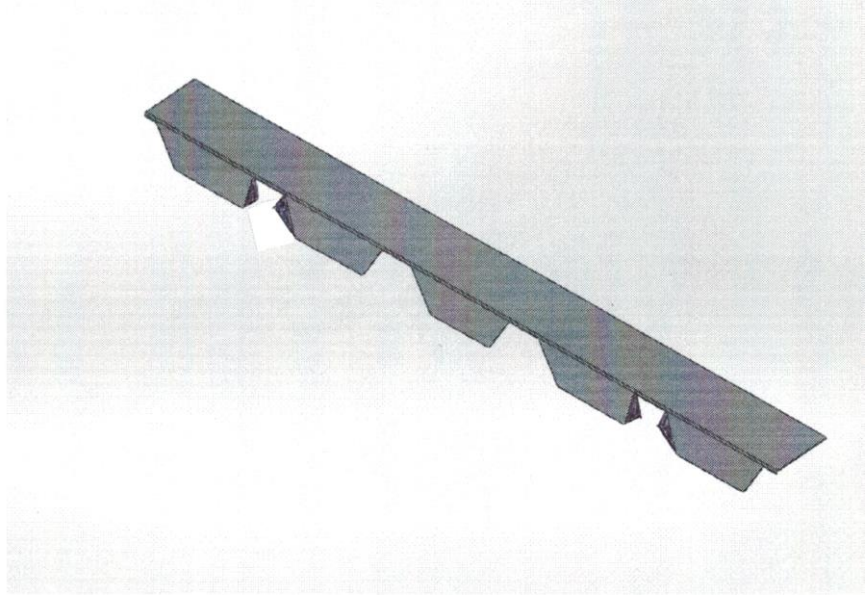


Figure 17 – Abergements

	Raccordement en rive	
		Raccordement au faitage
	Raccordement à l'égout	
	Schéma d'un crantage faitière à intercaler entre le bac et tout type de faitière plate	