

GUIDE

GUIDE POUR LA MISE EN ŒUVRE DE MODULES PHOTOVOLTAÏQUES EN SURIMPOSITION SUR COUVERTURE EN PETITS ÉLÉMENTS

JANVIER 2020

● NEUF ● RÉNOVATION



AVANT-PROPOS

Programme PACTE

Le Programme d'Action pour la qualité de la Construction et la Transition Énergétique a pour objectif d'accompagner la montée en compétences des professionnels du bâtiment dans le champ de l'efficacité énergétique dans le but d'améliorer la qualité dans la construction et les travaux de rénovation.

Financé par les Pouvoirs publics, le programme PACTE s'attache depuis 2015 à favoriser le développement de la connaissance, la mise à disposition de référentiels techniques et d'outils pratiques modernes adaptés aux pratiques des professionnels et, à soutenir les territoires dans toutes leurs initiatives dans ce champ.

Les actions menées s'inscrivent dans la continuité des travaux de modernisation des Règles de l'art initiés dans le cadre du programme RAGE.

Les Guides PACTE

Les Guides PACTE sont des documents techniques sur une solution technique innovante améliorant les performances énergétiques des bâtiments. Leur objectif est de donner aux professionnels de la filière les règles à suivre pour assurer une bonne conception, ainsi qu'une bonne mise en œuvre et réaliser une maintenance de la solution technique considérée. Ils présentent les conditions techniques minimales à respecter. Ils n'ont pas vocation à se substituer aux textes de références en vigueur (NF, DTU, ATec ou DTA, etc.).

Retrouvez gratuitement la collection sur www.programmepacte.fr

UNE COLLECTION
UNIQUE



SOMMAIRE

01 • Préambule	4
02 • Domaine d'application	5
03 • Documents de référence	8
04 • Définitions utiles	11
05 • Typologies des couvertures en petits éléments	15
06 • Principe d'une installation photovoltaïque	24
07 • Conditions préalables à l'étude du projet (reconnaissance des lieux et évaluation de la faisabilité) ...	28
08 • Dimensionnement	37
09 • Les démarches administratives	41
10 • Aspects assuranciers	45
11 • Sécurité	48
12 • Mise en œuvre	53
13 • Les modes constructifs en Europe	64
14 • Entretien et maintenance	65
15 • Annexes	68
• Table des matières	73
• Table des tableaux	75
• Table des figures	75



VERSION	DATE DE LA PUBLICATION	MODIFICATIONS
INITIALE	Janvier 2020	



La prime d'Intégration Au Bâti (IAB) bonifiant le tarif de vente de l'électricité photovoltaïque des installations photovoltaïques intégrées en couverture de bâtiment a pris fin en septembre 2018. Cette modification de l'arrêté tarifaire a entériné le développement des installations photovoltaïques en surimposition sur les couvertures des bâtiments.

Ce document a été élaboré dans le cadre du programme PACTE « Programme d'Action pour la qualité de la Construction et la Transition Energétique » qui s'inscrit dans la continuité du programme RAGE (Règles de l'Art Grenelle Environnement).

Il constitue un guide destiné à accompagner les acteurs, notamment les entreprises du bâtiment, dans la réalisation d'une installation photovoltaïque surimposée en toiture avec tuiles ou ardoises, incluant la conception et la maintenance.

Il présente les exigences techniques minimales à respecter.

Toutefois, ce document ne saurait être exhaustif ou se substituer à une évaluation technique collégiale de l'aptitude à satisfaire aux exigences réglementaires ainsi que de l'aptitude à l'emploi et de la durabilité des divers procédés photovoltaïques proposés par le marché. Cette évaluation est par conséquent à réaliser au cas par cas pour chaque procédé dans le cadre d'Avis Techniques (abréviation couramment utilisée : ATec) ou d'Appréciations Techniques d'Expérimentation (abréviation couramment utilisée : ATEEx), documents qui prévalent sur ce guide pour ce à quoi ils s'appliquent.

! **À la date de publication de ce document, divers travaux sont en cours dans ce domaine en pleine évolution. Nous attirons par conséquent l'attention des lecteurs sur l'importance de suivre par ailleurs les modifications du corpus documentaire existant (*par exemple les guides/normes « électriques »*) ou l'introduction de nouvelles prescriptions (*par exemple sur le thème de l'incendie*).**

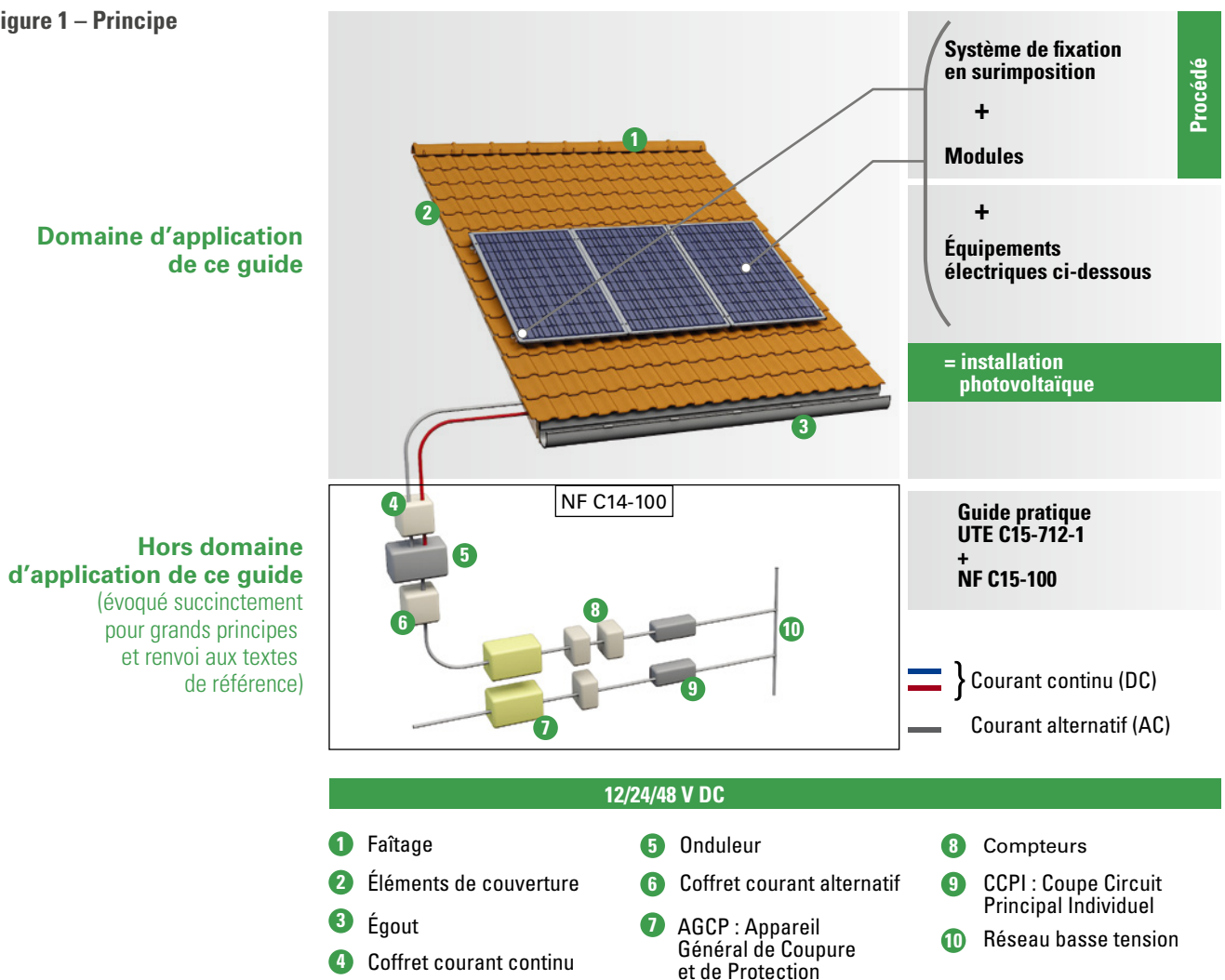
Ce document n'a pas vocation à se substituer aux notices de montage qui doivent par ailleurs spécifier les consignes générales et spécifiques de mise en œuvre de chaque installation photovoltaïque.



Le présent document vise les installations photovoltaïques surimposées :

- Localisées en France métropolitaine en toutes zones de sismicité, pour des bâtiments de toutes catégories d'importance et pour toutes les classes de sol (hors climat de montagne et territoires d'Outre-mer),
- Équipées de toutes typologies de modules ou de systèmes de pose,
- En neuf et rénovation,
- Sur toits inclinés en petits éléments (tuiles, ardoises).

Figure 1 – Principe

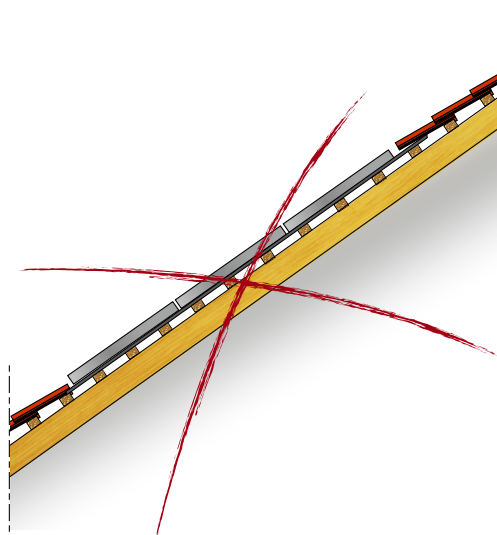


Pour les définitions, cf. § 04.

Il ne vise pas les procédés photovoltaïques constitués de modules rigides et conçus pour remplacer les éléments de couverture, le plan d'étanchéité étant constitué :

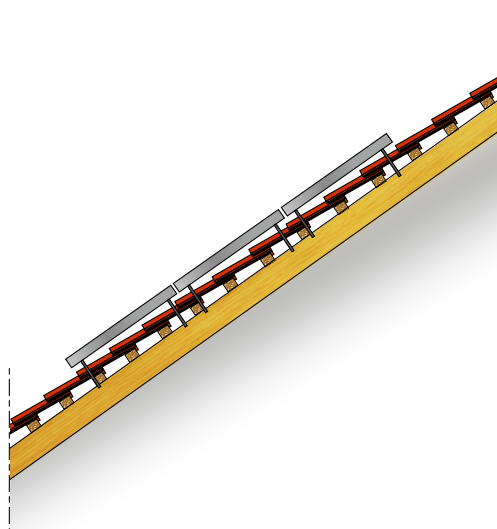
- soit par le couple « système de montage (couramment appelé système d'intégration)/ modules photovoltaïques »,
- soit par des bacs disposés en sous-face du plan des modules.

Figure 2 – Procédé photovoltaïque mis en œuvre en remplacement d'éléments de couverture



Il vise les procédés photovoltaïques mis en œuvre au-dessus d'éléments de couvertures (mise en œuvre en surimposition).

Figure 3 – Procédé photovoltaïque mis en œuvre en surimposition



! Ce guide est destiné à définir, de manière non exhaustive, les différentes étapes de réalisation d'une installation photovoltaïque en surimposition sur toiture inclinée : reconnaissance des lieux, du bâtiment et de la toiture d'implantation, choix du procédé photovoltaïque et de ses conditions d'implantation, principes généraux de mise en œuvre (notamment fixation mécanique des procédés et réalisation des traversées du plan d'étanchéité de la couverture), précautions relatives aux connexions électriques, entretien, maintenance préventive et curative.

Il n'a pas pour objectif de détailler les dispositions de conception et de mise en œuvre pour la partie électrique de l'installation, ni de décrire la mise en œuvre du procédé photovoltaïque en lui-même, celle-ci étant propre à chaque procédé.

Il présuppose par conséquent (cf. § 01) que le procédé photovoltaïque satisfait aux exigences réglementaires, est apte à l'emploi et est durable.

Ce document comporte des dispositions d'autres publications. Ces dernières sont citées aux endroits appropriés dans le texte et les publications sont énumérées ci-après.

Seules les versions en cours de validité à la date de rédaction s'appliquent au présent document.

< ASPECTS ÉLECTRIQUES

Normes NF EN 61215-1 (mars 2017) et NF EN 61215-2 (avril 2017) : Modules photovoltaïques (PV) pour applications terrestres – Qualification de la conception et homologation – Partie 1 : Exigences d'essai, Partie 1-1 : exigences particulières d'essai des modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin, Partie 1-2 : exigences particulières d'essai des modules photovoltaïques (PV) au tellure de cadmium (CdTe) à couches minces, Partie 1-3 : exigences particulières d'essai des modules photovoltaïques (PV) au silicium amorphe à couches minces, Partie 1-4 : exigences particulières d'essai des modules photovoltaïques (PV) au Cu(In, Ga)(S, Se)₂ à couches minces et Partie 2 : Procédures d'essai

Normes NF EN 61730-1 (avril 2018) et 61730-2 (avril 2018) : Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) – Partie 1 : Exigences pour la construction et Partie 2 : Exigences pour les essais

Norme NF C 15-100 : Installations électriques à basse tension

Norme NF C 15-400 : Installations électriques à basse tension – Guide pratique – Raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution

Guide UTE C 15-712-1 : Installations électriques à basse tension – Guide pratique – Installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution

Guide UTE C 15-712-2 : Installations électriques à basse tension – Guide pratique – Installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie

Norme expérimentale XP C 15-712-3 : Installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution

Norme NF EN C 18-510 : Opérations sur les ouvrages et installations électriques et dans un environnement électrique – Prévention du risque électrique

Norme NF EN 62790 : Boîtes de jonction pour modules photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais (mai 2015) Indice de classement C57-190

Norme NF EN 50618 : Câbles électriques pour systèmes photovoltaïques (mars 2015) Indice de classement C32-503

Norme IEC 62930 : Electric cables for photovoltaic systems with a voltage rating of 1,5 kV DC

Norme NF EN 62852 : Connecteurs pour applications en courant continu pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais (juin 2015) Indice de classement C57-352

Norme NF EN 62446-1 : Systèmes photovoltaïques (PV) – Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance – Partie 1 : systèmes connectés au réseau électrique – Documentation, essais de mise en service et examen (janvier 2017) Indice de classement C57-346-1

Normes CEI 62109-1 et NF EN 62109-2 : Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques

Décret n° 2010-301 du 22 mars 2010 modifiant le décret n° 72-1120 du 14 décembre 1972 relatif au contrôle et à l'attestation de la conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur (NOR : DEVE0927916D) (texte accessible sur www.legifrance.gouv.fr)

Guide pratique à l'usage des installateurs, des bureaux d'études et des porteurs de projets édité par l'ADEME et le SER : « Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau BT ou HTA » (« Guide ADEME-SER ») de janvier 2012 (texte accessible sur <http://www.photovoltaique.info/Systemes-et-composants.html>)

Guide « Installations solaires photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution et inférieures ou égales à 250kVA » – 2^{ème} édition (juillet 2011) édité dans les cahiers pratiques de l'association Promotelec (« Guide Promotelec »)

< ASPECTS BÂTIMENT

Décret n° 2010-1254 relatif à la prévention du risque sismique (NOR : DEVP0910497D) (texte accessible sur www.legifrance.gouv.fr)

Décret n° 2010-1255 portant délimitation des zones de sismicité du territoire français (NOR : DEVP0823374D) (texte accessible sur www.legifrance.gouv.fr)

Arrêtés du 22 octobre 2010 et du 19 juillet 2011 relatifs à la classification et aux règles de construction parasismiques applicables aux bâtiments de la classe dite « à risque normal » (NOR : DEVL1115254A) (Texte accessible sur www.legifrance.gouv.fr)

Arrêté du 31 janvier 1986 relatif à la protection contre l'incendie des bâtiments d'habitation NF EN 1991-1-4 : Eurocode 1 : actions sur les structures – Partie 1-4 : actions générales – Actions du vent

DTU P 06-002 : Règles NV 65 modifiées définissant les effets de la neige et du vent sur les constructions et annexes, février 2009

DTU 40.11 (P 32-201) : Couverture en ardoises

DTU 40.13 (P 32-202) : Couverture en ardoises en fibres-ciment

DTU 40.21 (P 31-202) : Couverture en tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief

DTU 40.211 (P 31-203) : Couverture en tuiles de terre cuite à emboîtement à pureau plat

DTU 40.22 (P 31-201) : Couverture en tuiles canal de terre cuite

DTU 40.23 (P 31-204) : Couverture en tuiles plates de terre cuite

DTU 40.24 (P 31-207) : Couverture en tuiles en béton à glissement et à emboîtement longitudinal

DTU 40.241 (P 31-205) : Couverture en tuiles planes en béton à glissement et à emboîtement longitudinal

DTU 40.25 (P 31-206) : Couverture en tuiles plates en béton

DTU 40.29 P1-1 Travaux de bâtiment – Mise en œuvre des écrans souples de sous-toiture – Partie 1-1 : cahier des clauses techniques types

Règles professionnelles pour la pose à faible pente des tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief, CTMNC / UNCP

NF B 52-001-1 : Règles d'utilisation du bois dans la construction – Classement visuel pour l'emploi en structures des bois sciés français résineux et feuillus

Fascicule de documentation FD P 20-651 : Durabilité des éléments et ouvrages en bois

NF P 34-301 : Tôles et bandes en acier prélaquées ou revêtues d'un film organique contrecollé ou colaminé destinées au bâtiment – Conditions techniques de livraison

NF P 24-351 : Menuiserie métallique – Fenêtres, façades rideaux, semi-rideaux, panneaux à ossature métallique – Protection contre la corrosion et préservation des états de surface

EN 573-2 : Aluminium et alliages d'aluminium – Composition chimique et forme des produits corroyés – Partie 2 : système de désignation fondé sur les symboles chimiques

< AUTRES

Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3^o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale (NOR : DEVR1712972A) : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000034631446&dateTexte=20170707>

Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3o de l'article 2 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 (NOR : DEVR1106450A) (texte accessible sur www.legifrance.gouv.fr)
Avis Techniques du GS 21 et Appréciations Techniques d'Expérimentation :
<http://evaluation.cstb.fr/fr/rechercher/produits-evalues/?evaluations=atec+appreciation&familles=photovoltaïque>
DTA du GS 5.1 :
<http://evaluation.cstb.fr/fr/rechercher/produits-evalues/?evaluations=atec&gs=5-1&tri=date>
Cahier CSTB n°1614 : Cahier de prescriptions techniques communes aux capteurs solaires plans à circulation de liquide faisant l'objet d'un Avis Technique
Cahier CSTB n°3803 : Procédés photovoltaïques sous Avis Technique mis en œuvre en toiture
Vérification simplifiée des charges climatiques en toiture
Cahier CSTB n°3812 : Définition des expositions atmosphériques extérieures admissibles pour les couvertures métalliques en acier prélaqué ou aluminium prélaqué
Guide RAGE « Systèmes photovoltaïques par modules rigides en toitures inclinées – Guide de conception, de mise en œuvre et de maintenance » – mars 2013
Fiche pratique de sécurité ED 137 publiée par l'INRS-OPPBT « Pose et maintenance de panneaux solaires thermiques et photovoltaïques » – 1^{ère} édition – décembre 2010
Guide pratique métiers de l'OPPBT : « Pose de panneaux photovoltaïques – Préparation d'un chantier », avril 2011
Plaquette AQC – Le photovoltaïque raccordé au réseau dans le bâtiment – 2012
Plaquette AQC – Photovoltaïque en autoconsommation – Les points de vigilance pour tous types de bâtiments – septembre 2017
Guide du programme PACTE : « Installations photovoltaïques en autoconsommation » – 2019
Guide de rédaction des descriptifs de travaux pour le développement du photovoltaïque dans le bâtiment en France – GMPV-FFB – 2013
Guide : Les solutions d'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque dans le bâtiment – GMPV-FFB – 2013
Guide : Règles de bonne conduite pour le développement du photovoltaïque dans le bâtiment en France – GMPV-FFB – 2013



Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivantes s'appliquent.

< SURIMPOSITION

Principe de réalisation d'une installation photovoltaïque à l'aide d'un procédé installé sur un support et n'assurant ni la fonction de couverture, ni celle de parement extérieur.

Les procédés dits en « intégré simplifié » au sens de l'ancien arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité photovoltaïque (modules photovoltaïques au-dessus du plan de toiture et au-dessus d'éléments de sous-face) sont considérés comme surimposés au sens large.

Les procédés dits en « intégré simplifié » concernent des installations au-dessus de grands éléments de couverture (plaques nervurées d'acier ou d'aluminium par exemple). Le présent guide ne traite que des installations au-dessus de petits éléments de couverture (tuiles et ardoises).

< INTÉGRATION EN COUVERTURE

Principe de réalisation d'une installation photovoltaïque à l'aide d'un système (procédé) où les modules photovoltaïques assurent la fonction de couverture ou de parement extérieur.

< MAÎTRE D'OUVRAGE

C'est le « client », personne physique ou morale, pour qui des travaux sont exécutés. Il choisit le maître d'œuvre (parfois sur concours), s'entend avec lui sur un avant-projet puis sur un projet et sur les solutions techniques proposées et confie au maître d'œuvre la coordination et le suivi des travaux dont il assure le paiement sur situation et mémoire en suivant un échéancier convenu.

< MAÎTRE D'ŒUVRE

Celui qui est chargé de la conception et des études, puis du suivi des travaux et de la coordination pour le compte de son client (maître d'ouvrage).

< CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE

Élément photovoltaïque de base générant de l'électricité en courant continu lorsqu'il est soumis au rayonnement solaire.

< MODULE PHOTOVOLTAÏQUE (COMMUNÉMENT APPELÉ « PANNEAU » PHOTOVOLTAÏQUE)

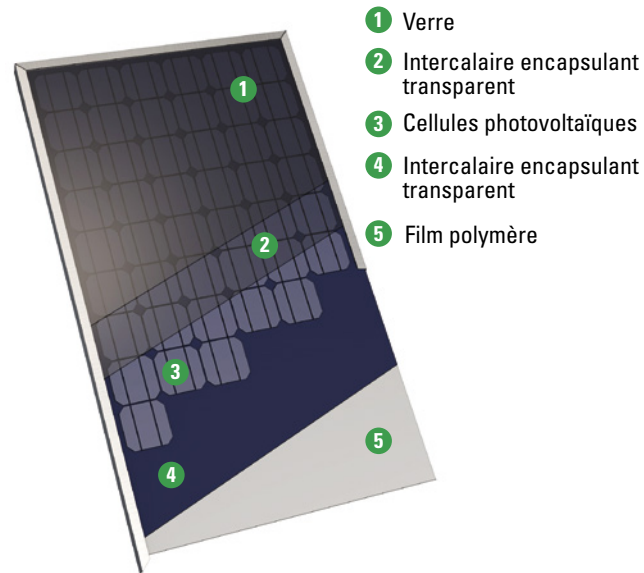
Terme générique désignant un assemblage (cadré ou non) de cellules photovoltaïques interconnectées, complètement protégées de l'environnement par un polymère thermoplastique et mécaniquement renforcé par un produit

verrier en face avant et des polymères ou des produits verriers en face arrière. Un cadre (généralement métallique) peut également être présent.

Parmi les modules non cadrés, on distingue :

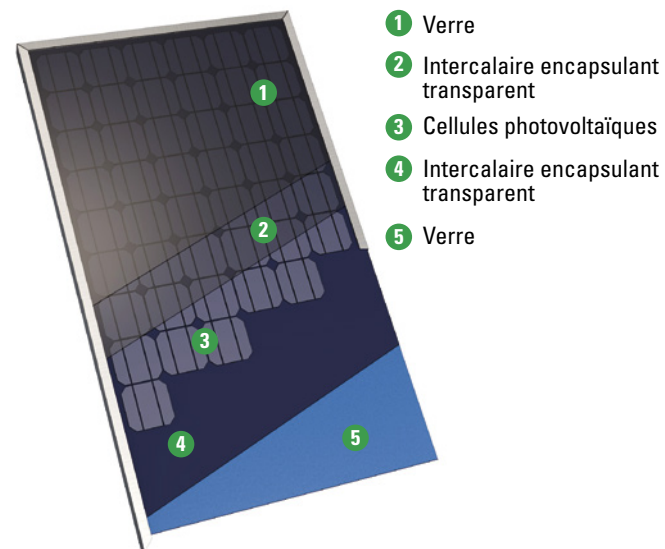
- Le laminé photovoltaïque : il résulte le plus souvent de l'assemblage d'un composant verrier en face avant et d'une couche polymère en face arrière (couramment désigné « backsheet »).

Figure 4 – Laminé photovoltaïque



- Vitrage feuilleté photovoltaïque : il résulte le plus souvent de l'assemblage d'une feuille de verre en face avant avec une ou plusieurs feuilles de verre en face arrière (communément appelé « bi-verre »).

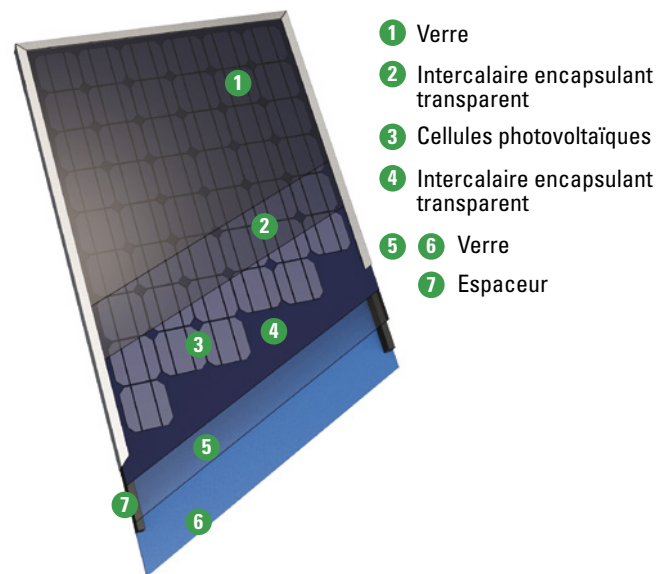
Figure 5 – Vitrage feuilleté photovoltaïque



Le module peut également se présenter sous la forme d'un vitrage isolant photovoltaïque systématiquement cadré compte tenu de la technologie.

Le vitrage isolant photovoltaïque résulte de l'assemblage d'un vitrage feuilleté photovoltaïque avec un composant verrier, séparés par un ou plusieurs espaceurs, scellés de manière étanche le long de la périphérie.

Figure 6 – Vitrage isolant photovoltaïque



< PUISSANCE CRÊTE

Donnée conventionnelle normative correspondant à la puissance (exprimée en W_c) que peut délivrer le module, sous des conditions standards d'essais (STC – Standard test conditions) à savoir un ensoleillement de 1000 W/m^2 , une température de 25°C et tenant compte d'une répartition spectrale solaire de référence.

< CADRE DU MODULE

Élément périphérique, généralement métallique, non systématique, améliorant la tenue mécanique et/ou l'étanchéité du module par rapport à son environnement. Il assure la connexion mécanique entre le module et les éléments de mise en œuvre.

< INTERCALAIRE ENCAPSULANT

Couche translucide ayant pour fonction de coller et de séparer les composants verriers et/ou film polymère tout en encapsulant (c'est-à-dire en isolant électriquement) des cellules photovoltaïques.

< CHAÎNE PHOTOVOLTAÏQUE

Circuit constitué par des modules photovoltaïques connectés en série (généralement désigné par le terme « branche » ou « string »).

< SYSTÈME DE MONTAGE EN SURIMPOSITION

Ensemble d'éléments mécaniques permettant le supportage et la mise en œuvre des modules photovoltaïques en association avec le bâtiment (pattes de fixation, rails éventuels, ...).

< PROCÉDÉ PHOTOVOLTAÏQUE

Ensemble composé d'un ou de plusieurs modules photovoltaïques et de leur système de montage : modules, profilés de fixation, pattes ou crochets, brides, fixations et accessoires, voir § 6.2. Le terme « procédé photovoltaïque » est notamment utilisé dans les Avis Techniques et donc, nécessairement lié à un domaine d'emploi.

< INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Ensemble constitué du procédé photovoltaïque ainsi que de tous les équipements mécaniques et électriques nécessaires au bon fonctionnement et à la sécurité de l'unité de production d'énergie électrique.

< LIAISON ÉQUIPOTENTIELLE

Liaison électrique mettant au même potentiel des masses et des éléments conducteurs

< MISE À LA TERRE

Réalisation d'une liaison électrique entre un point donné d'un réseau, d'une installation ou d'un matériel et une partie de la terre en contact électrique avec une prise de terre (partie conductrice, pouvant être incorporée dans le sol ou dans un milieu conducteur particulier, par exemple, béton ou coke, en contact électrique avec la terre), et dont le potentiel électrique n'est pas nécessairement égal à zéro.

05

TYPOLOGIES DES COUVERTURES EN PETITS ÉLÉMENTS



5.1 Différents types de couvertures en petits éléments

On distingue 2 grands types de couvertures en petits éléments : les tuiles et les ardoises. La mise en œuvre de ces couvertures est décrite dans les DTU des séries 40.1 (les ardoises) et 40.2 (les tuiles).

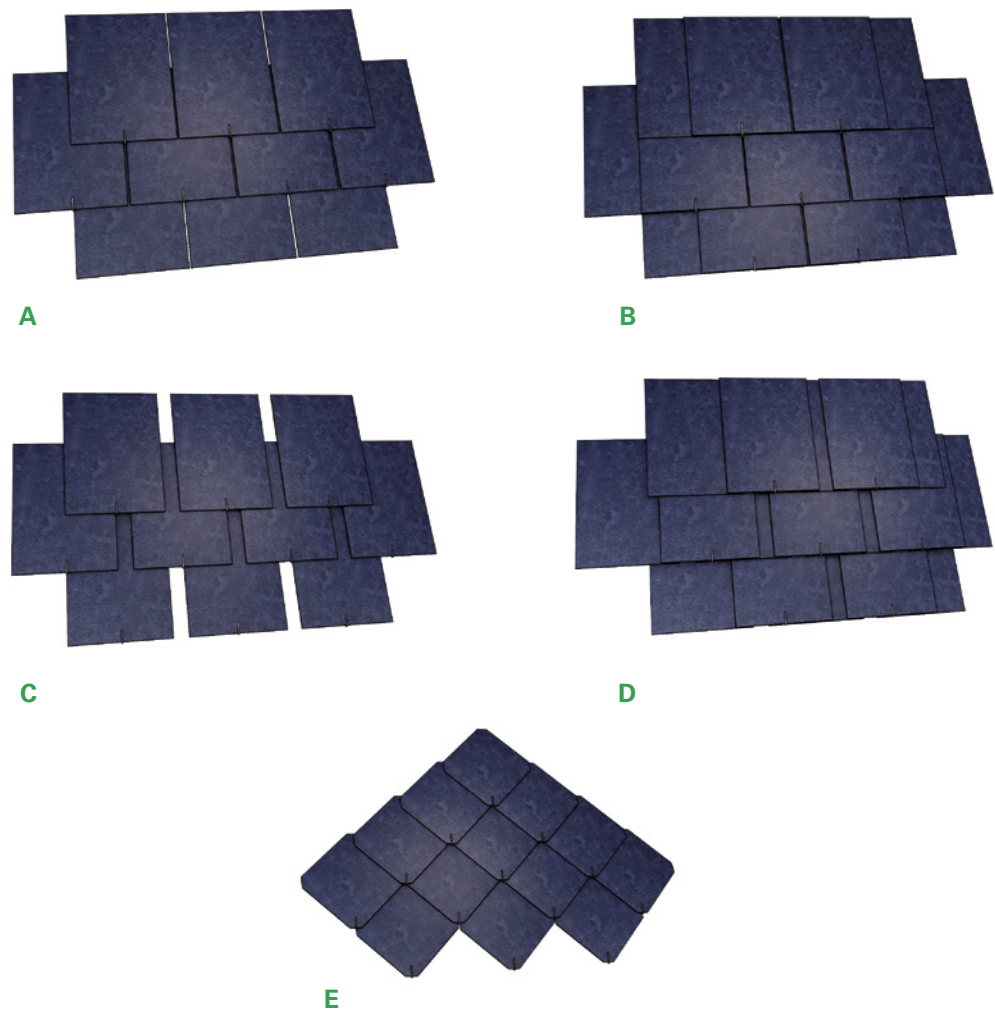
5.1.1 Couvertures en ardoises

< MODE DE POSE

Les ardoises peuvent être soit d'origine naturelle (DTU 40.11) soit des ardoises en fibre-ciment (DTU 40.13). Les 2 principaux modes de fixation des ardoises sont les ardoises posées aux clous et les ardoises posées au crochet.

Les DTU prévoient différents modes de pose des ardoises, le plus courant est la pose à pureau entier.

Figure 7 – Modes de pose des ardoises



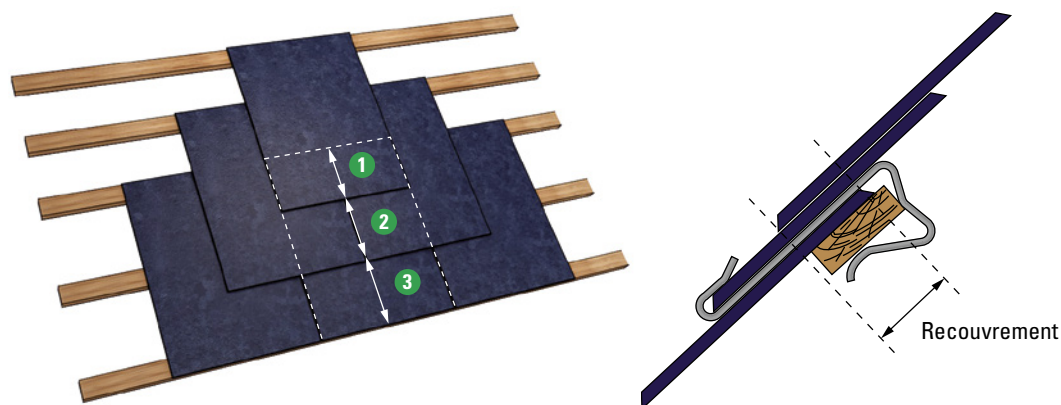
- A. Pureau entier (prévu par les DTU 40.11 et 40.13)
- B. Pureau développé (prévu uniquement par le DTU 40.11)
- C. Claire-voie ordinaire (prévu par les DTU 40.11 et 40.13)
- D. Claire-voie développée (prévu uniquement par le DTU 40.11)
- E. Pose en losange (prévu par les DTU 40.11 et 40.13)

< ÉTANCHÉITÉ DE LA COUVERTURE

L'étanchéité entre les ardoises est obtenue par le recouvrement des ardoises les unes au-dessus des autres. La longueur de ce recouvrement est le paramètre essentiel qui doit être respecté. Elle est indiquée dans les DTU et dépend du mode de pose, de l'exposition du bâtiment et de la pente de la couverture.

Le pas de pose des liteaux dépend directement du recouvrement entre les ardoises.

Figure 8 – Recouvrement des ardoises



- 1 **R** = Recouvrement partie supérieure qui ne reçoit jamais d'eau
- 2 **FP** = Faux-Pureau partie cachée par le pureau du rang supérieur
- 3 **P** = Pureau partie visible sur le toit entièrement mouillé

Au niveau des points singuliers, l'étanchéité est obtenue grâce à des bandes métalliques. Le recouvrement des ardoises sur les bandes métalliques est généralement au moins égal au recouvrement entre les ardoises.

5.1.2 Couvertures en tuiles

La mise en œuvre des couvertures en tuiles est décrite dans les DTU de la série 40.2.

Il existe également des « règles professionnelles pour la pose à faible pente des tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief ». Ce document donne des règles de mise en œuvre pour des pentes inférieures à celles autorisées par le DTU 40.21.

Il existe également des Documents Techniques d'Application (DTA) pour certains modèles de tuiles.

< DIFFÉRENTS TYPES DE TUILES

Les tuiles se caractérisent par :

■ leurs tailles :

- tuiles grand moule : nombre de tuiles inférieur ou égal à 15 tuiles par m²,
- tuiles petit moule : plus de 15 tuiles par m².

■ leurs matériaux et leurs formes :

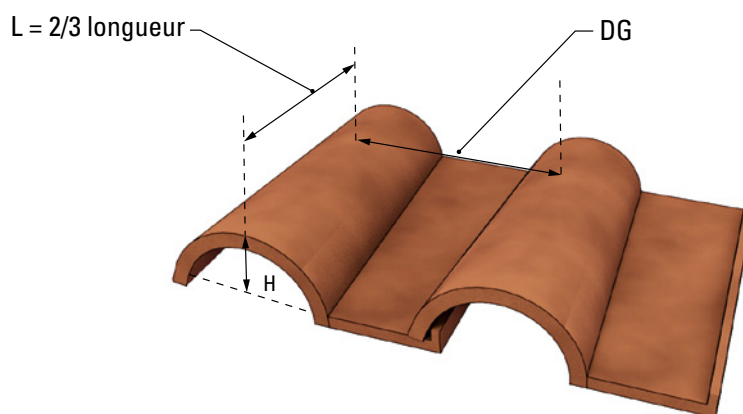
- tuiles de terre cuite : tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief (DTU 40.21), tuiles de terre cuite à emboîtement à pureau plat (DTU 40.211), tuiles canal (DTU 40.22), tuiles plates de terre cuite (DTU 40.23),
- tuiles en béton: tuiles en béton à glissement et à emboîtement longitudinal (DTU 40.24), tuiles planes en béton à glissement et à emboîtement longitudinal (DTU.241), tuiles plates en béton (DTU 40.25).

La hauteur du galbe est également désignée par le classement suivant :

- **Classe G0** : tuiles planes et plates – également applicable aux ardoises (G = 0).
- **Classe G1** : petit élément de couverture à faible galbe (0 < G ≤ 0,23).
- **Classe G2** : petit élément de couverture à fort galbe (0,23 < G ≤ 0,33).
- **Classe G3** : petit élément de couverture à très fort galbe (0,33 < G ≤ 0,36).

Avec : $G = H / DG$

Figure 9 – Définition du classement G

**NOTA**

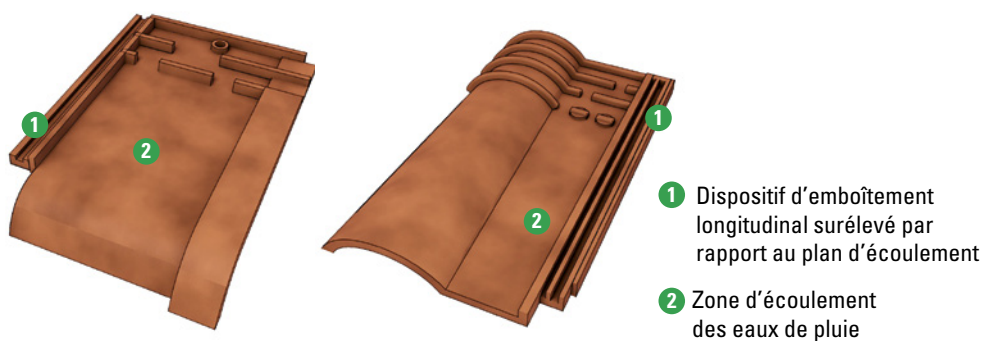
Dans le langage courant, on rencontre également le terme de « tuile mécanique ». Ce terme désigne les tuiles à emboîtement quelle que soit leur matière et quelle que soit leur relief ; parmi celles-ci, figurent les « tuiles romanes » qui désignent des tuiles à emboîtement (plutôt de terre cuite) à relief, de galbe G2 à G3. Il ne s'agit pas des tuiles canal.

< ÉTANCHÉITÉ DE LA COUVERTURE EN TUILES**■ Tuiles à emboîtement à relief**

- Tuiles de terre cuite

L'étanchéité est assurée par la forme particulière des emboîtements. Les emboîtements sont situés en dehors de la zone d'écoulement de l'eau.

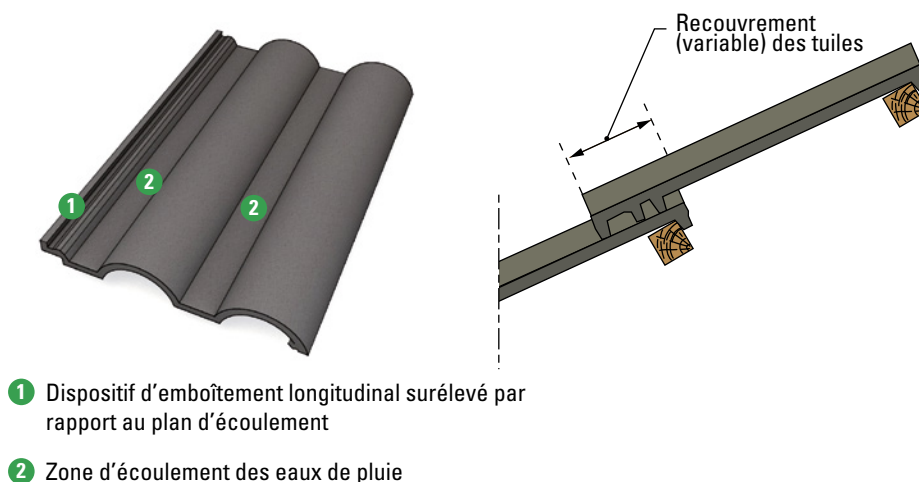
Figure 10 – Exemple d'étanchéité sur deux types de tuile de terre cuite



- Tuiles en béton

Dans les cas des tuiles en béton à glissement et à emboîtement longitudinal, l'étanchéité est réalisée par 2 principes différents : un dispositif d'emboîtement latéral situé hors de la zone d'écoulement de l'eau et un recouvrement (variable) du rang amont sur le rang aval.

Figure 11 – Etanchéité tuile en béton



1 Dispositif d'emboîtement longitudinal surélevé par rapport au plan d'écoulement

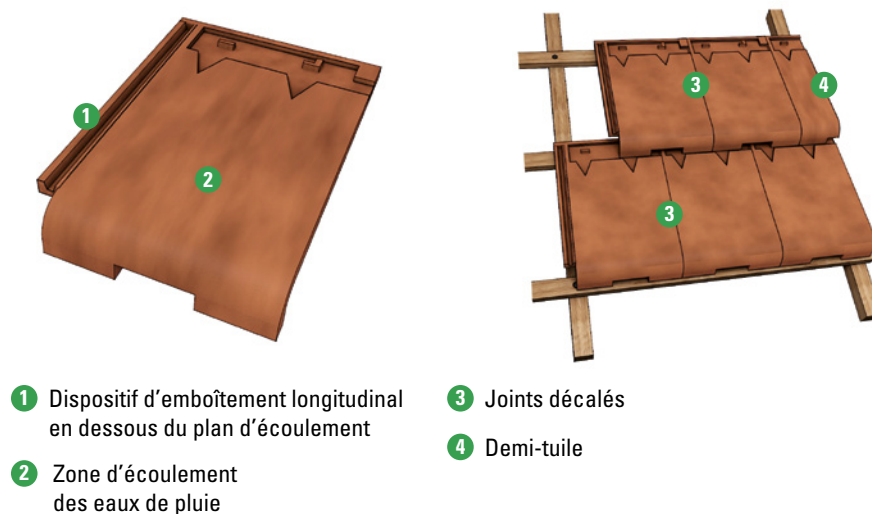
2 Zone d'écoulement des eaux de pluie

- Tuiles à emboîtement à pureau plat et tuiles planes

- Tuiles de terre cuite à pureau plat

L'étanchéité est assurée par des dispositifs d'emboîtement. L'emboîtement longitudinal est situé en-dessous du plan d'écoulement de l'eau.

Figure 12 – Etanchéité tuile à pureau plat



1 Dispositif d'emboîtement longitudinal en dessous du plan d'écoulement

2 Zone d'écoulement des eaux de pluie

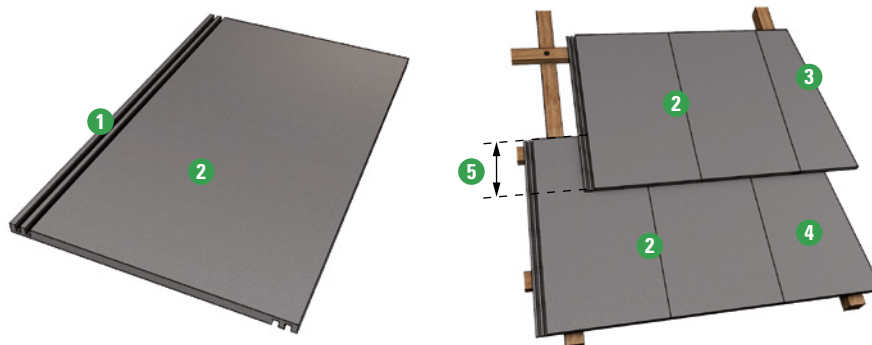
3 Joints décalés

4 Demi-tuile

- Tuiles planes en béton

Les emboîtements longitudinaux sont situés en-dessous du plan d'écoulement de l'eau.

Figure 13 – Etanchéité tuile plane en béton

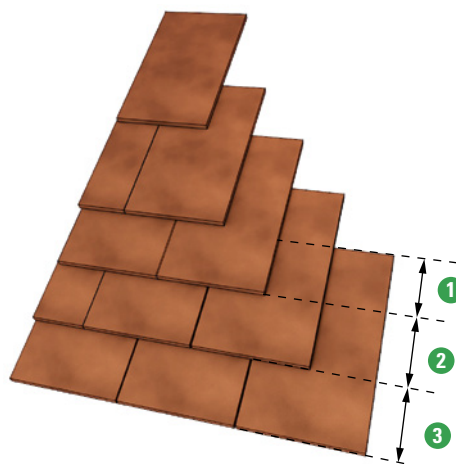


- 1 Dispositif d'emboîtement longitudinal en dessous du plan d'écoulement
- 2 Joints décalés
- 3 Demi-tuile de rive
- 4 Tuile de rive
- 5 Recouvrement (variable) des tuiles

- Tuiles plates

L'étanchéité est assurée par le recouvrement entre les tuiles, suivant un principe similaire à l'étanchéité des couvertures en ardoises.

Figure 14 – Etanchéité tuile plate

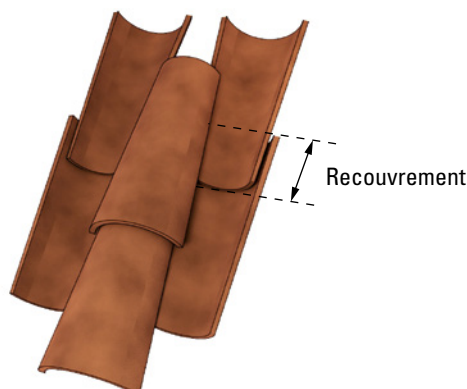


- 1 R = Recouvrement partie supérieure qui ne reçoit jamais d'eau
- 2 FP = Faux-Pureau partie cachée par le pureau du rang supérieur
- 3 P = Pureau partie visible sur le toit entièrement mouillé

- Tuiles canal

L'étanchéité est assurée par la forme des tuiles (tuiles de couvert et tuiles de courant) et par le recouvrement d'un rang de tuile sur l'autre.

Figure 15 – Etanchéité tuile canal



5.1.3 Autres types de couvertures en petits éléments — hors domaine d'application du guide

Il existe également des couvertures :

- en bardeaux bitumés (DTU 40.14),
- en bardeaux de bois,
- en lauzes.

Du fait de leurs particularités, ces couvertures ne font pas partie du domaine d'application de ce guide.

Dans l'existant, subsistent des couvertures en ardoise en amiante-ciment. Ces couvertures sont exclues de ce guide. La dépose de ces éléments de couverture doit être réalisée conformément à la réglementation relative à l'amiante.

Il existe également des couvertures en plaques (fibre-ciment ou métalliques) support de tuiles canal. Ces couvertures ne sont pas considérées comme des couvertures en petits éléments, bien que leur esthétique s'en rapproche.

5.2 Mode constructif des toitures en petits éléments de couverture en France

5.2.1 Support de couverture

Les supports de couvertures sont généralement constitués de liteaux en bois ou de voliges. Ces éléments servent à fixer les éléments de couverture. Leur mise en œuvre est à la charge du lot couverture.

Ce sont des éléments de faible section généralement fixés à la charpente par des clous. C'est pourquoi il ne peut être envisagé de fixer un procédé photovoltaïque sur ces éléments.

< CAS PARTICULIER DES TUILES CANAL :

Les supports de couverture sont généralement posés perpendiculairement à la pente de la couverture. Dans le cas des tuiles canal, il existe également un mode de pose sur un chevronnage parallèle à la pente de la couverture. Ce mode de pose n'est pas visé par le présent guide.

Figure 16 – Pose des tuiles canal parallèle à la pente



5.2.2 Types de charpente

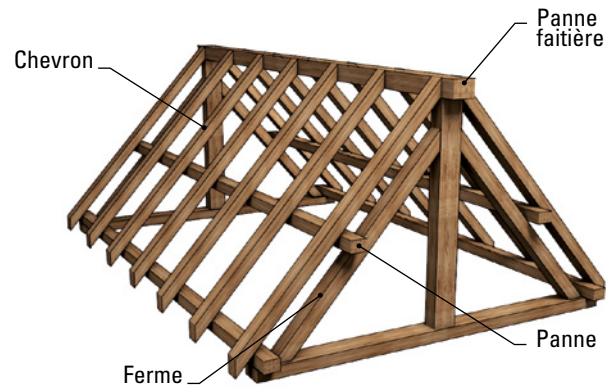
La charpente constitue la structure porteuse de la toiture.

Elle est réalisée :

- suivant le DTU 31.1 « Charpente en bois » pour une charpente dite « traditionnelle »,
- suivant le DTU 31.3 « Charpentes en bois assemblées par connecteurs métalliques ou goussets » pour une charpente dite « industrielle » réalisée à base de fermettes préfabriquées en usine.

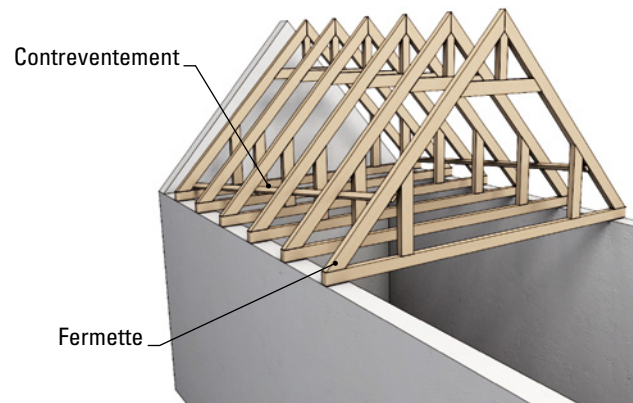
Une charpente traditionnelle est constituée d'un petit nombre de fermes liaisonnées par des pannes sur lesquelles sont fixés des chevrons. Le support de couverture est rapporté sur les chevrons.

Figure 17 – Charpente traditionnelle



Une charpente industrielle à fermettes est constituée d'un grand nombre de fermettes qui tiennent lieu de chevrons.

Figure 18 – Charpente à fermettes



! La transmission des efforts vers les murs est différente dans les deux conceptions. Il en résulte que les charpentes traditionnelles disposent de chevrons de section plus importante dans lesquelles il peut être envisagé de fixer des vis.

Dans une charpente industrielle à fermettes, la section des arbalétriers est plus faible. Pour pouvoir s’y fixer, un renforcement de la charpente conformément aux calculs est à réaliser.

Quel que soit le type de charpente, une vérification de son dimensionnement est à réaliser dans le cadre d’une installation photovoltaïque, voir § 8.2.

Se reporter à la fiche AQC n°C4 – Déformations des fermettes industrielles.

5.2.3 Caissons chevrons et panneaux à parement ligno-cellulosique

Ces supports de couverture relèvent de la procédure d’Avis Technique et ne sont pas visés dans ce Guide.

06

PRINCIPE D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE



6.1 Généralités

En captant le rayonnement solaire, les cellules photovoltaïques constitutives des modules photovoltaïques génèrent un courant électrique continu (DC) (cf. « Nota » ci-dessous). Un onduleur permet ensuite de transformer ce courant continu (DC) en courant alternatif (AC) à destination d'une installation autonome (autoconsommation de l'électricité) ou du réseau public de distribution (injection de l'électricité).

NOTA

L'effet photovoltaïque est un effet photoélectrique interne qui s'opère au cœur des cellules constitutives du module photovoltaïque. Il s'agit d'un phénomène propre aux matériaux dits « semi-conducteurs », dont le plus connu est le silicium. En frappant ces matériaux, les « grains de lumière » (photons) du rayonnement solaire sont absorbés et transfèrent leur énergie aux électrons du matériau. Ainsi excités, ces derniers se mettent en mouvement et peuvent être collectés par des fils électriques créant ainsi un courant électrique continu. Photovoltaïque = « Photo » (dérivé du mot grec désignant la lumière) + « volt » (relatif à l'unité de tension électrique).

! Ainsi, tant que les modules restent exposés à la lumière, ils continuent de produire et doivent par conséquent toujours être considérés sous tension même si le circuit est accidentellement ouvert (risque d'arcs électriques) et même en cas de déconnexion par les dispositifs appropriés de la partie courant alternatif.

6.2 Description des procédés en surimposition du marché

Si l'on se réfère à l'expérience de l'installation des capteurs solaires thermiques et aux solutions proposées dans les pays limitrophes et commençant à s'implanter en France, les procédés photovoltaïques en surimposition de petits éléments de couverture comprennent généralement les composants suivants :

■ Charpente

La charpente ne fait pas partie du procédé photovoltaïque à proprement parler. C'est toutefois elle qui va supporter les charges et du procédé photovoltaïque et à ce titre, elle doit être vérifiée en conséquence.

Pour les couvertures en tuiles ou ardoises, la majeure partie des charpentes sont en bois. Elles doivent être mises en œuvre conformément aux DTU de la série 31.

■ Pattes de fixation et accessoires

Les pattes sont souvent de type crochet de façon à passer entre deux tuiles ou ardoises dans le sens de la pente avant de remonter perpendiculairement au-dessus de la couverture.

Elles sont à leur base, fixées à la charpente, c'est-à-dire aux chevrons.

Figure 19 – Exemples de crochets avec les types de tuiles associées : tuile à relief et tuile plate

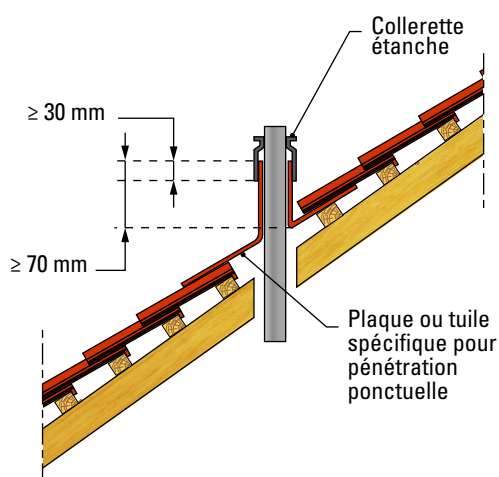


Pour les ardoises, ces crochets peuvent être associés à des accessoires métalliques (plaques, alèse) qui complètent le raccordement.

Il existe également des pattes pénétrant la couverture à la verticale comme décrit dans le cahier du CSTB N°1614 ou perpendiculairement à pente de toiture. Ces pattes sont donc droites et doivent être associées à des accessoires équipés de douilles (plaque, alèse) au travers de laquelle la patte trouve son passage (voir figure 20).

L'Appréciation Technique d'Expérimentation ou l'Avis Technique peuvent valider ce type de pénétration notamment sur l'aspect étanchéité.

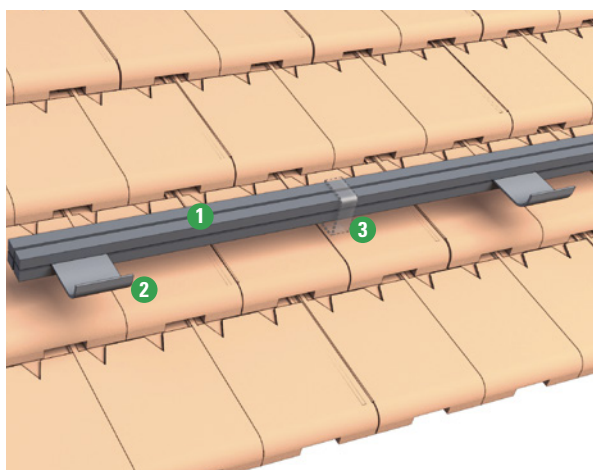
Figure 20 – Principe de traversée de toiture



■ Profilés de fixation

Au sommet des pattes, viennent se fixer des profilés ou rails métalliques destinés à supporter les modules. Ils peuvent être munis de butées destinées à empêcher les modules de glisser vers le bas de la toiture. Deux profilés perpendiculaires entre eux peuvent former un cadre. Les modules sont rattachés aux profilés ou insérés à la manière d'une verrière, avec pareclose.

Figure 21 – Profilé de fixation des modules

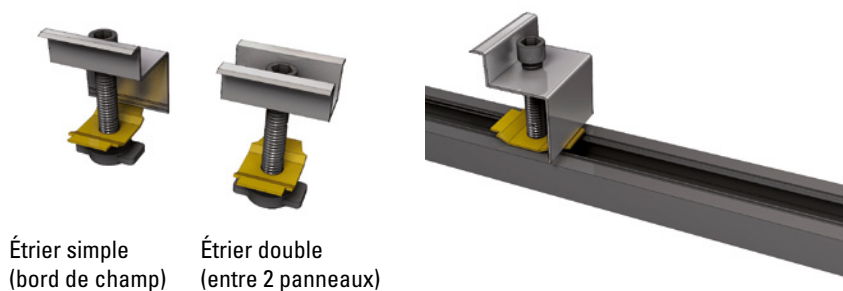


① Profilé ② Butée ③ Patte de fixation

■ Brides

Des brides ou étriers, simples ou doubles, adaptés aux profilés ou aux rails, sont généralement utilisés. Un ensemble vis / écrou prisonnier permet le serrage. Des parcloses ou des systèmes d'emboîtement de cadres peuvent aussi être utilisés pour maintenir les modules photovoltaïques sur les profilés.

Figure 22 – Brides ou étriers avec vis et écrou pour le maintien des modules photovoltaïques aux rails



Étrier simple
(bord de champ)

Étrier double
(entre 2 panneaux)

■ Modules photovoltaïques

Les modules standard (verre/polymère avec ou sans cadre aluminium) ou modules biverre (avec ou sans cadre aluminium) et/ou de format particulier, doivent être conformes aux normes IEC 61215 et IEC 61730. Leurs composants électriques (boîte de connexion, câbles et connecteurs) doivent être identifiés et disposer d'un certificat de conformité aux normes les plus récentes les concernant (notamment, la boîte de connexion doit être conforme à la norme NF EN 62790).

La compatibilité des modules avec le système de fixation doit être vérifiée. En effet, certaines caractéristiques du module (étroitesse et épaisseur du cadre, flexibilité) pourraient engendrer des risques de défaillance (échappement, casse du verre). Les essais de tenue au vent de l'ensemble système de montage + module permettent de vérifier ces aspects.

■ Connecteurs et câbles de l'installation

Les connecteurs doivent être conformes à la norme NF EN 62852. Les câbles solaires utilisés doivent être conformes à la norme NF EN 50618 ou IEC 62930. La liaison entre les câbles électriques des modules et les câbles électriques de rallonges (longueurs supplémentaires assurant le passage d'une rangée à une autre ou pour la liaison des séries de modules vers les autres éléments du circuit électrique) doit toujours se faire au travers de connecteurs photovoltaïques 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 types et marques différents pour s'accoupler respectivement aux connecteurs de type et marque identiques.

■ Cas de micro-onduleurs présents

Dans le cas d'une mise en œuvre de micro-onduleurs, ceux-ci doivent être conformes aux normes des onduleurs (CEI 62109-1 et NF EN 62109-2). Comme ils doivent être fixés à proximité des modules, ils se positionnent à l'extérieur de la toiture. Ils sont donc soumis à l'eau et doivent avoir des indices de protection à l'eau suffisants (IPX4, projections d'eau toutes directions).

Les accessoires de fixation (vis, platine, serre-câble, liaison équipotentielle des masses) doivent être fournis avec ces micro-onduleurs.

En cas de micro-onduleurs multi-modules ou d'optimiseurs de puissance, le câblage s'effectue à l'aide de rallonges suivant le même principe que décrit pour les connecteurs et câbles de l'installation.

07

CONDITIONS PRÉALABLES À L'ÉTUDE DU PROJET (RECONNAISSANCE DES LIEUX ET ÉVALUATION DE LA FAISABILITÉ)



On retrouve généralement les installations en surimposition sur les couvertures des bâtiments suivants :

En nombre, majoritairement, les habitations individuelles,

Mais aussi tout type de bâtiment, mais en moindre mesure, tertiaire, industriel, agricole, ERP.

Le choix de l'acheteur d'implanter une installation photovoltaïque sur son bâtiment repose avant tout sur le souhait de produire de l'électricité. Ainsi, il est impératif que le choix du pan de toiture destiné à accueillir le procédé photovoltaïque soit a minima dans la fourchette Est/Sud/Ouest, que la durée d'exposition de l'ensemble de l'installation au rayonnement solaire soit optimisée et que le dimensionnement électrique prenne en considération les éventuelles ombres portées (cf. guides pratiques UTE C 15-712). L'ensemble devant privilégier une production optimale d'énergie.

Par ailleurs, en tant que produit de construction, le rampant de toiture équipé de l'installation photovoltaïque doit être apte à l'emploi (étanchéité, résistance aux contraintes climatiques, sécurité des personnes, ...) et durable.

! Par conséquent, au titre du devoir de conseil que l'entreprise doit à son client, si l'entreprise constate que le pan de toiture ne se situe pas dans la fourchette Ouest / Sud / Est, qu'elle sera amenée à subir des ombrages conséquents grevant fortement la production, que le rampant de toiture ne vérifie pas les conditions d'aptitude à l'emploi et de durabilité, ... il est fondamental d'identifier clairement ce qui est acceptable ou rédhibitoire, d'en d'informer précisément le client afin de trouver d'éventuelles solutions ou d'envisager de ne pas implanter de procédé photovoltaïque. Les paragraphes suivants sont destinés à décrire les différentes démarches techniques préalables à toute implantation en vue d'apprécier les contraintes de réalisation et de fait, la faisabilité du projet.

En cas de projet envisageable, ces différentes démarches peuvent guider le choix du procédé photovoltaïque ou permettre d'estimer la production énergétique.

7.1 Analyse du site

7.1.1 Localisation géographique

< ENVIRONNEMENT

Dans un premier temps, la localisation géographique approximative du lieu où l'acheteur souhaite implanter un procédé photovoltaïque s'impose. Elle consiste en un repérage des environnements du site d'implantation.

Une attention est en effet à apporter à tous facteurs susceptibles de provoquer un danger particulier, un surcoût de l'installation, une efficacité réduite du procédé ou des complications dans l'obtention de l'autorisation d'installer le procédé ; en particulier :

- la présence, à proximité, d'activités émettrices de poussières ou autres résidus susceptibles de se déposer sur le procédé photovoltaïque, qui imposerait un entretien fréquent (donc contraignant et coûteux) pour éviter une perte d'efficacité,
- l'éloignement éventuel du bâtiment vis-à-vis du point de raccordement au réseau de distribution, rendant le projet impossible ou induisant des surcoûts importants,
- la localisation du bâtiment par rapport à un secteur sauvegardé, un site inscrit, une aire de mise en valeur de l'architecture et du patrimoine ou dans un périmètre de protection d'un monument classé ou inscrit.

< ENSOLEILLEMENT

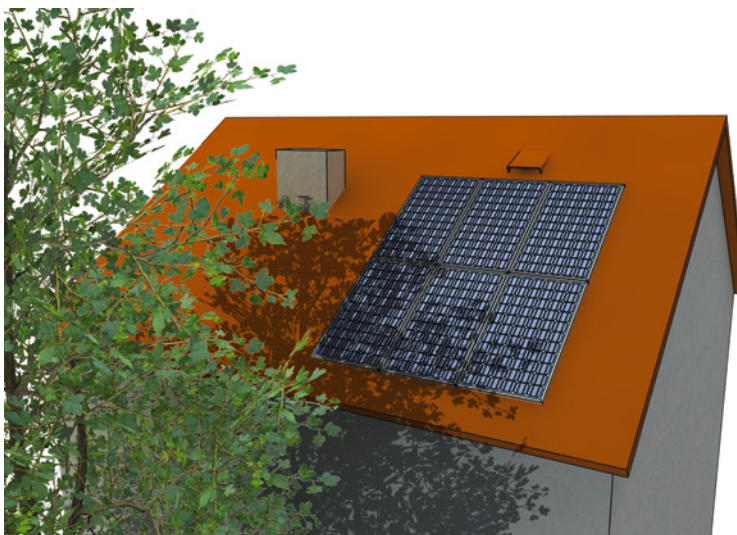
L'étude du gisement solaire du site d'implantation est un des paramètres nécessaires pour l'estimation de la production électrique attendue.

Le site <http://re.jrc.ec.europa.eu/> fournit les cartes de potentiel de production électrique annuel moyen (partout en Europe), avec pour chaque emplacement, une carte de potentiel d'enseillement sur un plan horizontal et une autre pour une inclinaison optimale.

< MASQUES

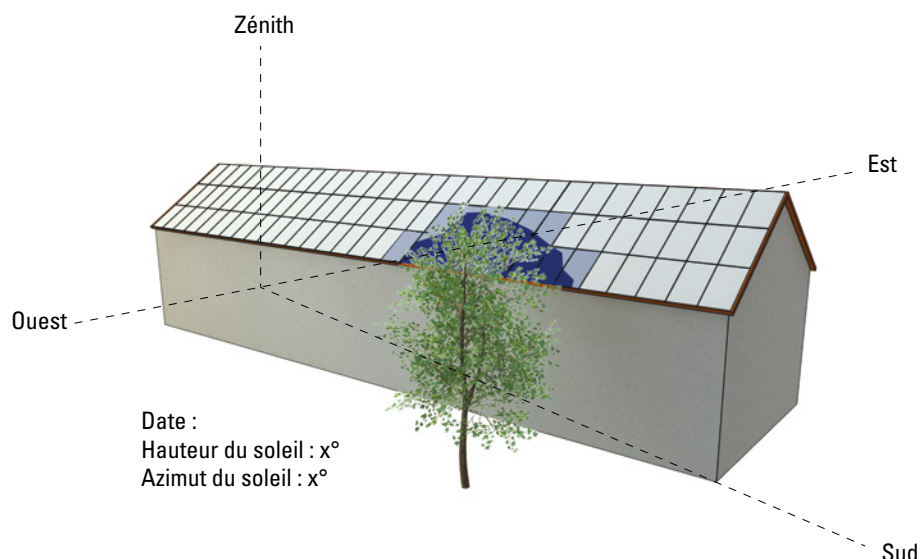
Pour des questions de rendement de fonctionnement et de production, il est nécessaire d'évaluer les masques (ombrages portés risquant de réduire l'éclairement ponctuel et/ou total de l'installation) que l'environnement peut ou pourrait ultérieurement occasionner. Les ombrages (proches, tels que cheminées, arbres, autre(s) bâtiment(s) mais également lointains tels que montagne, ...) sur une partie de l'installation photovoltaïque, même petits et/ou éphémères, sont préjudiciables à la production d'électricité et doivent à ce titre être évités ou connus pour une prise en compte efficace sur l'installation photovoltaïque.

Figure 23 – Exemples de masques proches



Il est par conséquent impératif de réaliser un relevé de masques afin de déterminer les données utiles aux logiciels de calculs de la production électrique (par exemple angles d'azimut, hauteurs des obstacles, courbe du soleil). Cette opération nécessite un équipement adapté (par exemple boussole et clinomètre ou appareil dédié (Solmetric, Sunova Pro, Skelion, SolarNexus).

Figure 24 – Relevé de masques



< ZONES CLIMATIQUES

La neige et le vent induisent des efforts mécaniques, respectivement de pression et de dépression, auxquels les procédés photovoltaïques doivent résister pour éviter toute rupture ou chute.

A la date de publication de ce guide, les évaluations collégiales citées au § 1 s'appuient sur les zones de neige et les zones et sites de vent définis dans les règles NV65 modifiées (carte de France des zones de neige et vent : cf. annexes 1 et 2 du présent document). Il est à noter que les zones de vent définies dans les règles NV65 sont identiques à celles définies dans la norme NF EN 1991-1-4, ses amendements et annexes nationales.

< ZONE DE SISMICITÉ

En tant qu'éléments non structuraux sans fonction de clos et de couvert, les procédés photovoltaïques en surimposition couverture ne sont pas visés par la réglementation sismique.

< ZONE DE PLAINE OU DE MONTAGNE

Les zones de montagne (conventionnellement caractérisé par une altitude supérieure à 900 m), de par leurs sollicitations spécifiques dues notamment à un enneigement durable et important, nécessite des conceptions de toiture spécifiques pour répondre aux contraintes telles que les charges localisées de neige et de glace, l'érosion et les arrachements provoqués par des déplacements de neige ou de glace, les effets de siphonage, ...

Il est rappelé que ce guide ne vise pas les implantations en zones de montagne.

< ATMOSPHÈRE EXTÉRIEURE (RURALE NON POLLUÉE, INDUSTRIELLE, URBAINE, MARINE)

Les conditions atmosphériques environnant le site d'implantation peuvent être source de salissures récurrentes nécessitant des entretiens plus fréquents ou source de détérioration prématurée (corrosion, ...) des composants si ceux-ci ne sont pas adaptés ou protégés des agressions locales. Une attention particulière doit par conséquent être apportée au choix des composants (cf. également le § 12.8.2).

La norme NF P 34-301 fournit, en annexe B, à titre informatif, les descriptions suivantes des différentes atmosphères extérieures :

■ Atmosphère rurale non polluée

Milieu correspondant à l'extérieur des constructions situées à la campagne en l'absence de pollution particulière, par exemple : retombées de fumée contenant des vapeurs sulfureuses (chauffage au mazout).

■ Atmosphère urbaine ou industrielle normale

Milieu correspondant à l'extérieur des constructions situées dans des agglomérations et/ou dans un environnement industriel comportant une ou plusieurs usines produisant des gaz et des fumées créant un accroissement sensible de la pollution atmosphérique sans être source de corrosion due à la forte teneur en composés chimiques.

■ Atmosphère urbaine ou industrielle sévère

Milieu correspondant à l'extérieur des constructions situées dans des agglomérations ou dans un environnement industriel avec une forte teneur en composés chimiques, source de corrosion (par exemple : raffineries, usines d'incinération, distilleries, engrais, cimenteries, papeteries, etc.), d'une façon continue ou intermittente.

■ Atmosphères marines

- Atmosphère des constructions situées entre 10 km et 20 km du littoral,
- Atmosphère des constructions situées entre 3 km et 10 km du littoral,
- Bord de mer : moins de 3 km du littoral, à l'exclusion des conditions d'attaque directe par l'eau de mer (front de mer),
- Atmosphère mixte : milieu correspondant à la concomitance des atmosphères marines de bord de mer et des atmosphères urbaines ou industrielles normales et urbaines ou industrielles sévères.

7.1.2 Destination du bâtiment (ambiance intérieure)

L'usage du bâtiment peut être à l'origine d'émissions importantes d'humidité et/ou de gaz spécifiques (par exemple des bâtiments agricoles accueillant des animaux) auxquelles le procédé photovoltaïque peut être soumis, aussi bien au-dessous qu'au-dessus de l'installation photovoltaïque dans le cas de bâtiment ouvert. Tout comme l'atmosphère extérieure, cette ambiance intérieure (humidité, pollution spécifique) peut conduire à des détériorations prématurées des composants si ceux-ci ne sont pas adaptés ou protégés.

La norme NF P34-301 fournit, en annexe B, à titre informatif, les descriptions suivantes des différentes ambiances :

- Ambiance saine : milieu ne présentant aucune agressivité due à des composés chimiques corrosifs.
- Ambiance agressive : milieu présentant une agressivité (corrosion chimique, aspersion corrosives, ...) même de façon intermittente, par exemple piscines à fort dégagement de composés chlorés, bâtiments d'élevage agricole, manèges de chevaux.
- Hygrométries intérieures :

Quatre types de locaux en fonction de leur hygrométrie en régime moyen pendant la saison froide sont définis :

- local à faible hygrométrie intérieure : $\leq 2,5 \text{ g/m}^3$,
- local à hygrométrie intérieure moyenne : entre 2,5 et 5 g/m^3 ,
- local à forte hygrométrie intérieure : entre 5 et 7,5 g/m^3 ,
- local à très forte hygrométrie intérieure : $> 7,5 \text{ g/m}^3$.

Pour les bâtiments concernés, les documents particuliers du marché (DPM) définissent l'ambiance intérieure et l'hygrométrie du local sous-jacent au procédé photovoltaïque.

Les ambiances intérieures et les hygrométries admises pour le procédé photovoltaïque sont indiquées dans l'Avis Technique ou l'Appréciation Technique d'Expérimentation le concernant.

7.2 Évaluation de la production

L'évaluation de la production moyenne prévisible est un point clé quant à la décision d'implantation ou non de l'installation photovoltaïque. Une telle évaluation engage l'installateur vis-à-vis de son client. Afin de satisfaire le maître d'ouvrage, il convient par conséquent de ne pas la surestimer.

! Sur site, la puissance émise par un module photovoltaïque dépend du jour, de l'heure, de la météo, de la localisation, de l'orientation et de l'inclinaison des modules, du mode de mise en œuvre (impact de la ventilation en sous face des modules), de l'état de propreté de la surface des modules, ...

Ainsi, la puissance crête d'un module photovoltaïque n'est que rarement atteinte puisque conditionnée par de nombreux facteurs. Énergie électrique produite \neq Nombres d'heures d'exposition x Puissance crête

Afin d'apprécier la production envisageable, deux approches **estimatives**, sont possibles :

- par un calcul réalisé par un logiciel dédié à l'évaluation du productible des installations photovoltaïques. Ces calculs intègrent généralement l'impact des masques.
- par un calcul « à dire d'expert », mais très approximatif, qui vise à établir une estimation de la production électrique de l'installation (cf. annexe 3).

7.3 Analyse du bâtiment

La connaissance de la typologie du bâtiment, de la charpente et de la couverture destinés à accueillir l'installation photovoltaïque est un point fondamental pour apprécier la faisabilité de l'installation, choisir un procédé photovoltaïque adapté et identifier les éventuelles dispositions à prendre avant la mise en œuvre du procédé photovoltaïque. Ces vérifications visent notamment la stabilité du bâtiment, l'état de la charpente, la typologie de la toiture et sa planéité, l'état des éléments de couverture,

La présence ou non d'amiante doit également être examinée et les dispositions spécifiques réglementaires correspondantes.

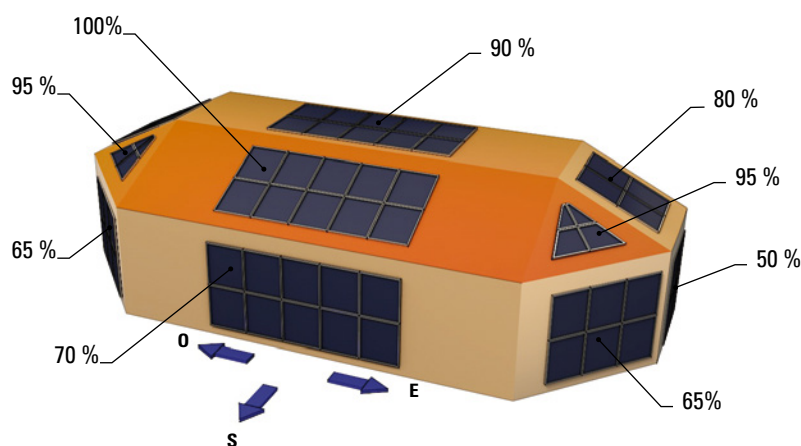
7.3.1 Caractérisation de la toiture d'implantation

En France métropolitaine, les conditions optimales d'implantation d'une installation photovoltaïque sont une orientation plein sud et une inclinaison d'environ 35 degrés (70 % de pente) par rapport à l'horizontale.

Une implantation de sud-est à sud-ouest (écart de plus ou moins 45° par rapport au sud) et une inclinaison de 20 à 60° (36 % à 173 % de pente) par rapport à l'horizontale n'occasionnent cependant pas de baisse de production trop importante.

Le schéma ci-dessous précise le pourcentage estimé de production comparé aux conditions d'exposition optimales rappelées ci-dessus (100 % correspond à plein sud et 35° d'inclinaison, 70 % de pente).

Figure 25 – Production électrique comparées aux conditions d'expositions optimales

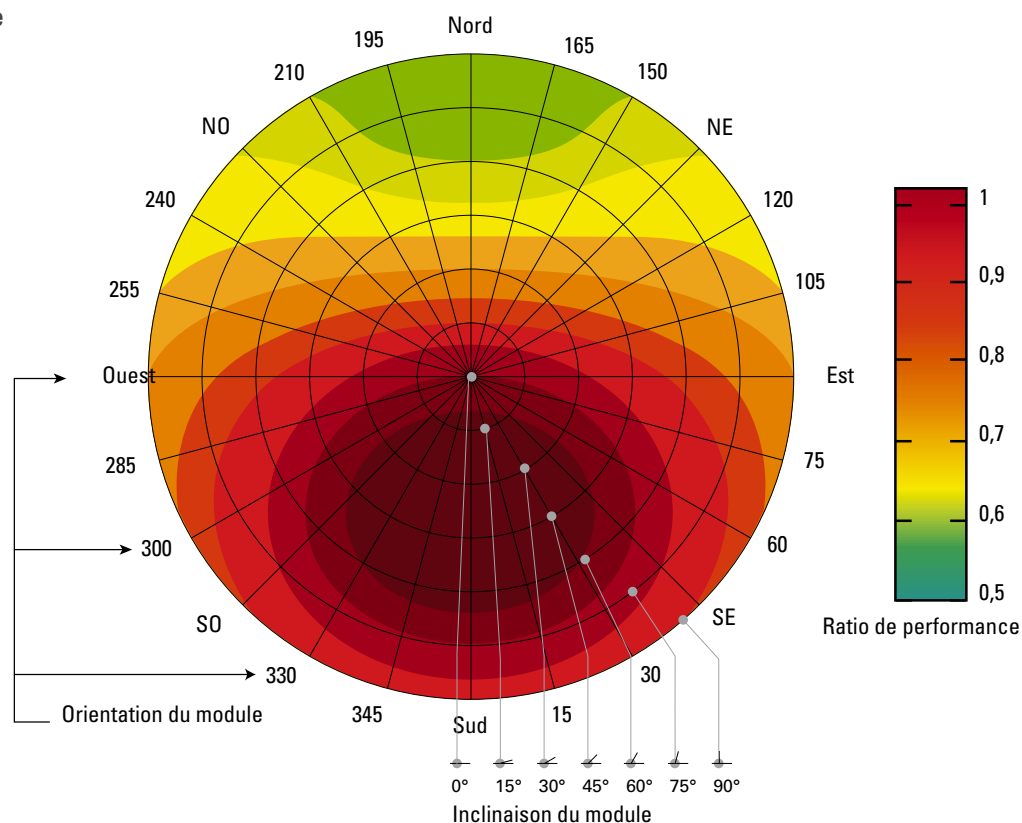


Le disque solaire est un autre outil permettant d'estimer la production en fonction des conditions d'exposition (latitude, inclinaison du module et orientation cardinale). Il en existe de nombreux en fonction de la localisation géographique (latitude). Il est cependant estimé qu'en France métropolitaine, le différentiel de productible selon les angles d'orientation/inclinaison de la toiture dépend très peu de la latitude.

Le disque solaire permet de quantifier l'effet combiné de l'orientation et de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur le rendement en France et de déterminer un ratio trigonométrique compris entre 0 et 1 (ou entre 0 et 100 %) :

- Lorsque le ratio est égal à 100 %, cela signifie que le module est orienté plein sud et que son inclinaison est optimale (zone très rouge sur le disque solaire ci-dessus).
- Lorsque le ratio est inférieur à 75 %, l'installation est estimée « insuffisamment » efficace (zones jaune et verte sur le disque solaire ci-après).

Figure 26 – Exemple de disque solaire, appelé également « abaque »



La détermination de l'orientation et de l'inclinaison (pente) de la toiture sont par conséquent nécessaires pour apprécier la production électrique qui peut être attendue.

Toutes les caractéristiques suivantes sont également requises afin de déterminer le choix du procédé photovoltaïque en tant que produit de construction :

- Présence de pénétrations (cheminées, fenêtres de toit, ...),
- Type de charpente (charpentes traditionnelles de bâtiment d'habitation, fermettes, ...),
- Entraxe entre les différents éléments de charpente primaires (chevrons) et secondaires (litageaux, ...),
- Pente,
- Géométrie de la ou des surfaces disponibles (longueur de rampant et largeur),
- Hauteur au faîtage,
- Types des éléments de couverture environnant l'installation photovoltaïque et état (pour apprécier s'ils doivent être remplacés ou non),
- Présence ou non d'un écran de sous-toiture dans le cas d'une toiture existante. En cas d'écran de sous-toiture existant, diagnostic de la qualité (non percé, ...),
- Principe de ventilation de la toiture existante,
- Présence ou non d'amiante afin de faire intervenir des entreprises disposant des compétences nécessaires au retrait des composants concernés.

! Devoir de conseil des installateurs

- En tant que professionnel, vous avez un devoir de conseil envers votre client. L'ensemble des éléments que vous porterez à sa connaissance (estimatif de production, économies réalisées, montant de votre prestation...) entre dans le champ contractuel. Afin de vous apporter une relative protection, il est recommandé d'établir des Conditions Générales d'Intervention définissant les cadres contractuels et légaux de votre relation avec votre client. Pensez à insérer dans votre devis ou dans vos Conditions Générales d'Intervention, une mention telle que : « Le client est dûment informé que les simulations de rendement de l'installation éventuellement fournies et les estimatifs économiques constituent une information approximative, l'engagement de l'entreprise se limitant à mettre en œuvre ses meilleurs moyens afin d'atteindre les-dits résultats. »

7.3.2 Stabilité du bâtiment

Le procédé photovoltaïque ne participe pas à la stabilité du bâtiment, laquelle incombe à la structure de celui-ci. Cependant, l'impact de l'incorporation d'un procédé photovoltaïque à un bâtiment existant, requiert une vérification des points suivants quant à la capacité du bâtiment à accueillir l'installation.

- ! Cette reconnaissance requiert des compétences « structure ». Ne pas hésiter à confier cette mission à des experts (bureau d'études structure).

■ Stabilité sous charges descendantes

Le procédé photovoltaïque surimposé en couverture peut avoir, ce qui est à vérifier, un impact sur cette stabilité notamment par l'augmentation de la charge sur la couverture existante.

Cette charge est, le plus souvent, différemment répartie. Par exemple, si la charge des tuiles est quasiment uniformément répartie sur les liteaux de couverture, la charge supplémentaire transmise par les modules est, le plus souvent, concentrée (ponctuelle par exemple via les vis de fixation des pattes sur les chevrons) sur un nombre limité de chevrons qui, en conséquence, peuvent subir des contraintes et des déformations supérieures à celles qu'ils recevaient jusque-là.

De nombreux bâtiments anciens, notamment agricoles, d'élevage ou de stockage de matériel, de foin ou de paille, n'ont pas été calculés. De plus, le vieillissement, l'oxydation des aciers ou la détérioration des bois de charpente, ont pu amoindrir la résistance de la structure.

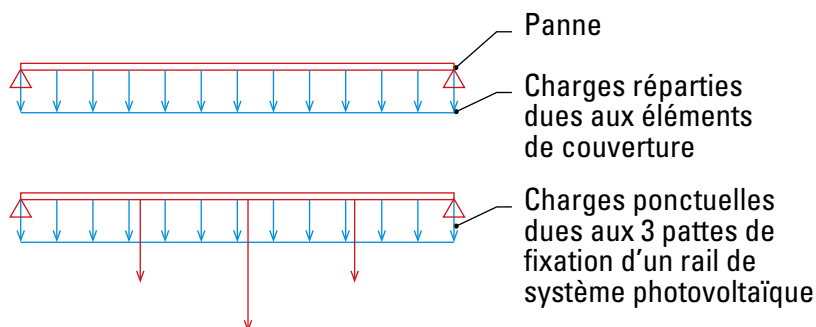
Il convient donc de vérifier si le bâtiment est apte à recevoir un procédé photovoltaïque compte tenu notamment du coût de l'installation et des conséquences qu'entraînerait une ruine du bâtiment.

- ! Une mauvaise prise en compte de ce point peut par exemple amener à des affaissements de toiture.

■ Différence dans la répartition des charges

Certains procédés peuvent générer des charges non identiques sur les chevrons. Il convient de s'informer auprès du fabricant du procédé photovoltaïque des descentes de charge et vérifier que le dimensionnement de la charpente permet de s'y opposer.

Figure 27 – Différence de répartition de charges sur une panne (perpendiculairement à la pente) sans ou avec système photovoltaïque



■ Stabilité sous charges ascendantes

Tout comme pour les charges descendantes, les charges imposées par le procédé photovoltaïque ne sont pas nécessairement uniformément réparties. Il convient par conséquent de vérifier que l'ossature est dimensionnée pour résister aux sollicitations ponctuelles ou linéaires.

Par ailleurs, il convient de vérifier que l'ossature primaire (chevrons, pannes, ...), destinée à recevoir le système de montage du procédé photovoltaïque directement ou via l'interposition d'une structure secondaire (par exemple contrelettre et liteaux) permet un bon ancrage des éléments de fixation (tenue à l'arrachement des fixations).



8.1 Électrique

Ce guide n'a pas vocation à détailler le dimensionnement électrique qui doit être réalisé selon les dispositions des guides pratiques UTE C 15-712.

Une attention particulière doit notamment être apportée aux points suivants :

- Choix des modules (puissance, conformité normative, ...),
- Disposition et configuration des modules en toiture en fonction des possibilités techniques, surfaciques, et des exigences esthétiques,
- Détermination des chaînes (strings) notamment par rapport aux ombrages. En effet, en cas d'ombrage sur un module, c'est la production de l'ensemble de la chaîne constituée de modules reliés en série (string) qui est impactée. Il est donc important de prévoir un calepinage qui optimise la géométrie des chaînes en fonction des ombres portées,
- Choix des caractéristiques techniques des onduleurs et de leur nombre,
- Tous les éléments de sécurité requis (AC et DC) et adaptés aux spécificités de l'installation,
- Un mauvais dimensionnement des onduleurs peut grever le productible. Les caractéristiques techniques (telles que la plage de tension d'entrée) et leur cohérence avec les caractéristiques du champ photovoltaïque peuvent influencer sur le rendement de l'onduleur et sur l'énergie produite,
- Choix de l'emplacement de l'onduleur, en fonction des préconisations du fabricant,
- Détermination et prévision des types et des longueurs de câble à prévoir, en fonction de l'emplacement de l'installation photovoltaïque, de l'onduleur, du tableau électrique, du point de raccordement au réseau,
- Prise en compte des pertes dans les circuits DC et AC.

8.2 Bâtiment

Dans le cas de bâtiment neuf, il conviendra de concevoir le bâtiment et la toiture pour répondre aux différents points spécifiés au § 8.3 et ci-dessous.

Dans le cas d'un bâtiment existant, si, à la suite de la reconnaissance décrite au § 7.3.2, il s'avère nécessaire de faire renforcer la charpente, le maître d'ouvrage prendra des dispositions à cet égard.

Les renforcements doivent être justifiés par les calculs d'un bureau d'études spécialisé dans la charpente bois. Il conviendra d'apporter les modifications précisées ci-après avant toute implantation d'installation photovoltaïque en faisant appel à une entreprise disposant en propre de compétences dans la réalisation de ces travaux structurels (pouvant de fait être distincte de(des) l'entreprise(s) de mise en œuvre de l'installation photovoltaïque). Pour la

stabilité sous charges ascendantes et descendantes, il s'agit de renforcer éventuellement la structure du bâtiment, voire de la remplacer si l'état de la charpente est fortement dégradé.

8.3 Choix du procédé photovoltaïque

8.3.1 Compatibilité procédé photovoltaïque / toiture d'implantation

De par ses caractéristiques intrinsèques, chaque procédé photovoltaïque doit être choisi de manière **à être compatible avec la toiture concernée** et être **utilisé dans son domaine d'emploi**.

Chaque mise en œuvre requiert une vérification des charges climatiques appliquées sur la toiture considérée, une reconnaissance préalable de la charpente support vis-à-vis de sa capacité à accueillir le procédé photovoltaïque et de la présence ou non d'un écran de sous-toiture. Le devoir de conseil de l'installateur lui impose de sensibiliser le maître d'ouvrage à la nécessité de cette reconnaissance préalable, éventuellement avec l'aide d'un bureau d'études s'il n'a pas les compétences structure requises.

Dans le cas d'un Avis Technique existant, la vérification des charges climatiques se fera à l'aide de la note d'information sur la vérification simplifiée des charges climatiques en toiture de procédés photovoltaïques sous Avis Technique mis en œuvre en toiture (cahier CSTB n° 3803), accessible sur le site de la CCFAT (www.ccfat.fr) à la page du GS n° 21. Cette note d'information définit la correspondance entre les pressions de neige et de vent des règles NV 65 modifiées en fonction du type d'implantation du procédé photovoltaïque (pente, situation en couverture, zone climatique, ...).

La planéité doit être vérifiée.

Il est du ressort du fabricant de définir explicitement son domaine d'emploi. Ce dernier doit être exhaustif. L'encadré ci-dessous donne un exemple de domaine d'emploi à l'image de ceux définis dans les Avis Techniques, au § 1.2 « Domaine d'emploi » de la rubrique « Dossier Technique établi par le demandeur » (2^{ème} partie de l'Avis Technique). Dans les Avis Techniques, ce paragraphe est systématiquement complété par le § 2.1 « Domaine d'emploi accepté » de « l'Avis » (1^{ère} partie de l'Avis Technique).

< EXEMPLE D'UN DOMAINE D'EMPLOI POUR UN PROCÉDÉ SOUS AVIS TECHNIQUE EN SURIMPOSITION SUR COUVERTURE EN PETITS ÉLÉMENTS :

- Utilisation en France européenne :
 - sauf en climat de montagne caractérisé par une altitude supérieure à 900 m,
 - uniquement au-dessus de locaux à faible ou moyenne hygrométrie.
- Mise en œuvre :
 - sur toitures inclinées de bâtiment neuf ou existant, ne présentant aucune pénétration (*cheminées, sorties de toiture, fenêtres de toit...*) sur la surface d'implantation des modules photovoltaïques,
 - exclusivement sur charpente bois (chevrons bois et liteaux) en surimposition sur couverture en petits éléments de (tuiles, à l'exception de tuiles à pureau plats, et ardoises),
 - Les couvertures doivent être conformes aux prescriptions des DTU de la série 40.1 et 40.2 concerné(s) (notamment pour la pente, la longueur de rampant et la présence ou non d'un écran de sous toiture).
- La toiture d'implantation doit présenter les caractéristiques suivantes :
 - un entraxe entre chevrons maximum de xxx mm,

- une épaisseur minimale des liteaux de xxx mm,
- un entraxe entre liteaux (ou le pureau des éléments de couverture) maximum de xxx mm,
- des versants de pente, imposée par la toiture, compris entre xx % et xx % (xx ° et xx °),
- Les modules photovoltaïques doivent obligatoirement être installés :
 - en mode « portrait » (et/ou paysage),
 - en partie courante de toiture et ce, sans jamais aller jusqu'aux rives latérales de la toiture (sur la base d'un vent normal au génératrices : long des bords de toiture à partir de la rive, sur une profondeur égale au 1/10^{ème} de la hauteur du bâtiment (h) sans toutefois dépasser le 1/10^{ème} de la largeur de ce même bâtiment (b/10)). En revanche, xxx rang(s) d'éléments de couverture doi(ven)t toujours être conservé(s) au niveau du faîtage,
 - sur des longueurs de rampants de toiture de xx m maximum équivalent à une longueur projetée de xxx m et de toutes façons inférieures aux longueurs de rampant maximum définies dans les DTU et les documents de références concernés des éléments de couvertures associés sous les modules photovoltaïques,
 - sur des toitures soumises à des charges climatiques sous vent normal n'excédant pas xxx Pa*,
 - sur des toitures soumises à des charges climatiques sous neige normale n'excédant pas xxx Pa*.

Ces vérifications sont destinées à être en accord avec les préconisations élaborées par le fabricant sur la base d'études où ce dernier aura pris en compte :

- les effets de bras de levier des crochets et l'absence de déformation plastique,
- la détermination de la déformation maximale admissible pour que l'étanchéité à l'eau de la couverture ne soit pas remise en cause,
- l'absence de contact avec les tuiles lors de la déformation maximale admissible,
- le dimensionnement de la résistance à l'arrachement des vis de fixation des pattes,
- les phénomènes de dilatation et de glissement des profilés et des modules photovoltaïques.

Ces données cachées sont du ressort du fabricant qu'il traduit en termes de préconisations et de domaine d'emploi. Il est donc crucial de respecter rigoureusement ces préconisations.

A ce propos, les évaluations techniques collégiales mentionnées au § 1 définissent un domaine d'emploi précis et des préconisations détaillées.

8.3.2 Notice de montage, formation et assistance technique

Compte tenu de la spécificité de mise en œuvre des différents procédés proposés sur le marché, il est recommandé :

- d'opter pour des procédés bénéficiant de notices de montage claires et complètes.

Pour rappel, le fabricant est tenu de rédiger impérativement les documents accompagnant son procédé photovoltaïque (notice de pose, documentation technique, recommandations d'entretien, ...) en français, comme stipulé dans l'article 2 de la loi n°94-665 du 4 août 1994.

- De s'informer auprès des fabricants des possibilités de formation aux prescriptions de mise en œuvre de leur propre procédé.

* Voir note d'information Procédés photovoltaïques sous Avis Technique mis en œuvre en toiture – Vérification simplifiée des charges climatiques en toiture – Cahier 3803, disponible sur le site www.ccfat.fr

Certains fabricants imposent d'ailleurs parfois cette formation pour la pose de leur procédé (entreprise « agréées » avec attestation de formation nominative des compagnons poseurs).

- De s'assurer que le fabricant dispose d'une assistance technique située en France avec possibilité de déplacement d'un technicien.



9.1 Généralités

Le présent paragraphe n'a pas vocation à détailler l'ensemble des démarches administratives associées aux projets d'installations photovoltaïques – qui ne concerne pas toutes les entreprises de bâtiment, diffère parfois d'un projet à un autre ou d'un gestionnaire de réseau à l'autre et peut être modifié dans le temps.

Celles-ci sont décrites ci-après dans leurs grandes lignes. Une bonne connaissance et un suivi des démarches administratives par les différentes parties prenantes peuvent avoir une importance cruciale dans le cadre de la réalisation d'un projet d'installation photovoltaïque. Le producteur (généralement le maître d'ouvrage) peut mandater un tiers pour la réalisation de ces démarches qui nécessitent un suivi administratif (généralement l'installateur est mandaté).

Le site internet « <http://www.photovoltaique.info> » propose par ailleurs des guides complets des démarches administratives, comprenant des tableaux de synthèse des tâches successives à effectuer.

Il est nécessaire de prendre en considération l'ensemble des délais qui peuvent jaloner la mise en œuvre d'une installation photovoltaïque. Les démarches les plus longues sont généralement celles liées au raccordement de l'installation au réseau public de distribution.

Au cours de l'élaboration du projet, plusieurs types de démarches sont à distinguer.

9.2 Les démarches d'urbanisme

Il s'agit d'obtenir les autorisations d'implantation de la part des différentes autorités administratives. Cette autorisation d'urbanisme est à demander en mairie. Si la mairie ne se déclare pas compétente pour instruire le dossier (généralement pour les installations de forte puissance), la demande doit être effectuée auprès de la Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL).

Il convient notamment à cette occasion de se renseigner sur la réglementation locale concernant l'aspect de l'habitation (matériaux utilisés, pentes des toits, couleur...).

Une attention doit également être apportée à la localisation du bâtiment pouvant être affecté entre autres par :

- La proximité avec des sites et monuments historiques inscrits ou classés au patrimoine,
- La présence proche des lignes aériennes et aéroports (risque d'éblouissement),
- La proximité avec des sites sensibles (sites industriels, sites naturels, zones inondables, ...),
- De nombreuses zones d'exclusions de systèmes photovoltaïques peuvent être présentes et devront être attentivement et systématiquement analysées. Ces informations sont généralement rassemblées et représentées sur le PLU de chaque mairie.

9.2.1 Installation sur bâtiment existant

Dans le cas d'une installation d'un procédé photovoltaïque sur une construction existante (modification d'aspect extérieur exclusivement), une demande de déclaration préalable de travaux doit être faite.

Dans le cas où l'installation occasionne d'autres modifications (telles que la création de nouvelles surfaces de plancher, le changement de destination du bâtiment), il convient de déposer une demande de permis de construire devant explicitement faire mention de cette installation photovoltaïque.

9.2.2 Installation sur bâtiment neuf

Dans le cas d'une installation d'un procédé photovoltaïque sur une construction neuve, une demande de permis de construire mentionnant la mise en œuvre du procédé photovoltaïque doit être faite.

9.2.3 Zones soumises à l'avis des Architectes des Bâtiments de France (ABF)

Si la zone d'implantation du projet d'installation photovoltaïque est située dans un secteur sauvegardé, un site inscrit, une aire de mise en valeur de l'architecture et du patrimoine ou dans un périmètre de protection d'un monument classé ou inscrit (500 mètres) avec co-visibilité de l'installation et du monument, la mairie devra consulter l'ABF et rendre sa décision en fonction de son avis.

9.3 Les démarches de raccordement

Le premier document à envoyer est la déclaration ou la demande de raccordement au réseau. Le gestionnaire de réseau établit ensuite un devis de raccordement, qui est suivi, après acceptation, d'un contrat de raccordement, d'un contrat d'accès et d'un contrat d'exploitation.

Une attestation de conformité d'un organisme visé à l'article 4 du décret n° 72-1120 du 14 décembre 1972, modifié par le décret n°2010-301 du 22 mars 2010, relatif au contrôle et à l'attestation de la conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur (CONSUEL, ...) et une attestation d'assurance responsabilité civile du maître d'ouvrage sont également exigées pour que le raccordement soit effectué.

Un dossier technique est à joindre au formulaire d'Attestation de Conformité (AC) pour la production. Une « AC Bleu » ou une « AC violette » sera à obtenir (sans ou avec stockage).

Les documents relatifs à l'attestation de conformité sont disponibles sur le site du CONSUEL :

<http://www.consuel.com/dossiers-techniques-consuel/>

Les délais pour avoir le droit de raccorder un système photovoltaïque peuvent varier de 1 à 18 mois selon la complexité du raccordement.

Le portail de raccordement d'ENEDIS permet d'obtenir les éléments complémentaires :

<https://www.raccordement-entreprise-enedis.fr/>

9.4 Les démarches liées au contrat d'achat

Il s'agit principalement de signer le contrat d'achat émis par l'acheteur après la mise en service de l'installation. Puis, tout au long du contrat d'achat, le producteur établira des factures qui lui seront réglées par l'acheteur et dont le montant correspondra à l'énergie produite par l'installation durant un intervalle de temps défini dans le contrat.

Les démarches complémentaires pour l'établissement du contrat d'achat peuvent être consultées sur l'espace producteur d'EDF OA :

<https://solaire.edf-oa.fr/oasv2/login.action>

9.5 Les démarches assurantielles liées à l'installation photovoltaïque

De l'ouverture du chantier à l'exploitation, des solutions d'assurances sont disponibles pour protéger les biens et les personnes des risques potentiels liés à l'installation photovoltaïque. Ces assurances ne sont pas toutes obligatoires ; elles peuvent néanmoins être demandées, voire exigées, comme l'assurance responsabilité civile, par exemple.

- Lors de la phase chantier, une assurance « tous risques chantier » pourra être souscrite.
- Lors de l'exploitation, l'assurance « dommage aux biens » peut être souscrite afin de protéger le patrimoine immobilier et doit être intégrée dans le contrat « multirisque habitation ».
- Pour les risques liés au transport de l'électricité (au-delà du point de livraison), l'assurance « responsabilité civile » est obligatoire et l'attestation doit être fournie au gestionnaire de réseau lors de la demande de raccordement.
- Pour finir, une assurance « perte d'exploitation » peut être souscrite ; elle est surtout souscrite pour les exploitants de générateurs de forte puissance afin de compenser les pertes de recettes photovoltaïques en cas d'arrêts accidentels.

9.6 Attestation sur l'honneur et tarifs d'achat

Le tarif d'achat est défini par l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017.

<https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2017/5/9/DEVR1712972A/jo/texte>

Cet arrêté fixe les conditions pour bénéficier de l'obligation d'achat pour les installations photovoltaïques ≤ 100 kWc implantées sur bâtiment dont la demande complète de raccordement a été déposée à compter du 11 mai 2017, en métropole.

Une attestation sur l'honneur de conformité devra être transmise à l'acheteur après l'achèvement de l'installation (date de délivrance du Consuel) et avant signature du contrat d'achat.

Le producteur et l'installateur doivent tous les deux signer cette attestation.

En particulier, le producteur certifie que l'installation est conforme aux éléments transmis à la demande de raccordement (puissance installée P, puissance Q, respect des règles d'éligibilité aux tarifs ou primes demandées, etc.).

L'installateur certifie :

- que la pose du procédé sur le bâtiment respecte les règles de l'art (techniques et contractuelles),
- qu'il possède bien la qualification professionnelle correspondant au type d'installation (voir § 12.3),
- les caractéristiques précises des procédés incluant le boîtier de jonction et la connectique, avec le nom de la marque, la référence et le nom du fabricant.

10

ASPECTS ASSURANCIELS



Ce paragraphe n'est pas destiné à décrire tous les aspects assurantiels relatifs à une installation photovoltaïque.

Il est uniquement dédié à rappeler les grands principes qu'une entreprise du bâtiment doit avoir en tête en termes d'assurance lors des différentes étapes d'une installation photovoltaïque, c'est-à-dire de l'achat à la réception de chantier.

10.1 Transport et stockage

Au regard du coût important d'une installation photovoltaïque, notamment lié aux modules photovoltaïques, il est fondamental d'examiner attentivement les clauses d'assurance en termes de valeurs assurées, tout particulièrement lors du transport (vis-à-vis des risques de détérioration) et du stockage (vis-à-vis des risques de détérioration mais également de vol).

10.2 Mise en œuvre

La mise en œuvre d'une installation photovoltaïque nécessite de saisir le plus en amont possible son assureur pour étudier la mise en place de couvertures d'assurances adéquates en vue de disposer de l'attestation d'assurance correspondante.

A noter : Intervenir sur une couverture existante et la modifier peut générer, en cas de sinistre, des contentieux vis à vis de l'application de la garantie décennale entre le couvreur et l'installateur de procédés photovoltaïques.

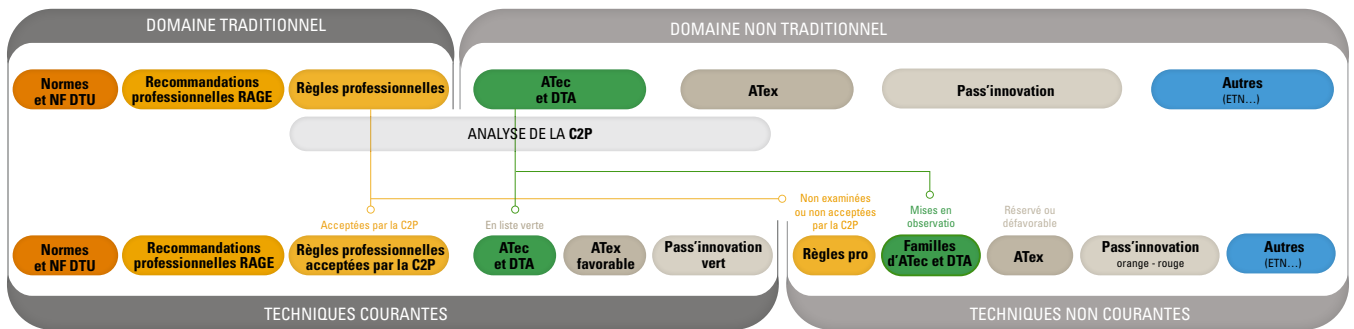
En cas de gros travaux de charpente, l'installateur devra vérifier que cette activité est bien couverte par son contrat d'assurance.

! Une assurance décennale ne couvre, en général, que les « techniques courantes ».

Une évaluation par tierce partie n'est pas synonyme de « technique courante » au sens des termes utilisés par les assureurs.

Au travers de la Commission Prévention Produits, l'Agence Qualité Construction précise les différents statuts des techniques courantes et non courantes sur son site internet : www.qualiteconstruction.com

Figure 28 – Domaine traditionnel et non traditionnel



(Agence Qualité Construction)

10.3 Les évaluations techniques

Les évaluations techniques, Avis Technique et Appréciations Techniques d'Expérimentation, sont des démarches volontaires engagées par des sociétés fabricant ou distribuant des procédés photovoltaïques.

Ces évaluations techniques portent sur des procédés photovoltaïques complets, c'est-à-dire constitués d'éléments de fixation précis, de modules désignés, d'accessoires.

Avant validation, le CSTB présente les évaluations techniques à des comités d'experts du domaine (installateurs, bureaux d'étude, contrôleurs techniques, entreprises issues du photovoltaïque, de la couverture, ...).

L'évaluation collégiale des innovations apporte aux acteurs de la construction des informations fiables sur les niveaux de performances et de durabilité des composants (procédés, matériaux, éléments ou équipements...) dans un domaine d'emploi et des conditions de mise en œuvre précis.

Pour toutes les évaluations techniques, l'installateur doit s'assurer au préalable que le domaine d'emploi du procédé photovoltaïque correspond bien au chantier considéré (cf. § domaine d'emploi dans les évaluations techniques). L'installateur doit également s'assurer que le procédé installé (système de fixation, identification des modules, ...) correspond bien aux éléments visés dans l'évaluation technique.

10.3.1 Les Avis Techniques (ATec)

L'Avis Technique ou ATec désigne l'avis formulé par un groupe d'experts représentatifs des professions, appelé Groupe Spécialisé (GS), sur l'aptitude à l'emploi des procédés innovants de construction. Les Avis Techniques sont délivrés par la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques (CCFAT) (article 8 de l'arrêté du 21 mars 2012).

Le Groupe Spécialisé n° 21 est dédié aux procédés photovoltaïques.

Le CSTB, membre de la CCFAT, intervient dans la procédure d'Avis Technique à plusieurs niveaux :

- il instruit les demandes d'Avis Technique et les rapporte auprès des GS,
- il assure le secrétariat de la CCFAT, enregistre et publie les Avis formulés sur le site evaluation.cstb.fr.

10.3.2 Les Appréciations Techniques d'Expérimentation (ATEx)

L'ATEx est une procédure rapide d'évaluation technique formulée par un groupe d'experts sur tout produit, procédé ou équipement innovant. Cette évaluation est souvent utilisée soit en préalable à un Avis Technique, car elle permet des premiers retours d'expérience sur la mise en œuvre des procédés, soit pour un projet unique.

Les ATEx favorables sont consultables sur le site du CSTB : evaluation.cstb.fr.



11.1 Sécurité des personnes

11.1.1 Sécurité des intervenants (entreprise du bâtiment)

La fiche pratique de sécurité ED 137 éditée par l'INRS, l'OPPBTP et l'Assurance Maladie décrit les dispositions principales correspondantes.

! Cette fiche pratique est destinée à illustrer les dispositions en matière de prévention des accidents mais ne saurait se substituer aux dispositions réglementaires.

■ Risques de chute

L'emploi de dispositifs de sécurité (protections collectives, harnais, ceintures, équipements, dispositifs d'arrêt...) est obligatoire afin de répondre aux exigences en matière de prévention des accidents, notamment pour le travail en hauteur.

Lors de la pose, de l'entretien, de la maintenance préventive ou curative, 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 et un filet en sous-face) ainsi que des dispositifs permettant la circulation des personnes sans appui direct sur les modules (nacelle, échelle de couvreur, ...).

Les points d'ancrage des lignes de vie ne peuvent en aucun cas être positionnés sur le procédé photovoltaïque.

■ Matériel

Le Guide pratique métiers de l'OPPBTP « Pose de panneaux photovoltaïques – Préparation d'un chantier » donne des consignes pour les conducteurs d'engins et la vérification des échafaudages.

■ Risques électriques

D'un point de vue électrique, au voisinage des pièces nues sous tension, l'installateur doit impérativement être habilité (selon la NF C 18-510 qui prévoit notamment des habilitations spécifiques au photovoltaïque telles que BP ou BR mention photovoltaïque) et porter les équipements de protection individuelle adaptés. Il convient également de garder à l'esprit que les modules photovoltaïques sont sous tension dès qu'ils sont exposés au rayonnement lumineux et ceci sans possibilité d'arrêt. La tension en sortie d'une chaîne de modules reliés en série peut rapidement devenir dangereuse (risque d'arc électrique et de brûlures graves, électrisation voire électrocution), 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.

11.1.2 Sécurité des usagers (utilisateurs du bâtiment)

■ Risque de choc électrique (voire d'électrocution)

La mise à la terre du procédé photovoltaïque protège les usagers du risque de choc électrique (voire d'électrocution).

■ Risque de blessure par chute d'objets

Les personnes circulant sous le procédé photovoltaïque ne doivent pas risquer d'être blessées par la chute d'outils lors de l'installation.

11.2 Sécurité électrique

Comme tout matériel électrique installé dans un bâtiment, les installations photovoltaïques doivent respecter des règles de sécurité afin de préserver les occupants des risques inhérents aux installations électriques. Cela concerne la disposition des équipements électriques (onduleurs, batteries) et leurs raccordements jusqu'aux modules.

Les documents de référence sont les 2 guides UTE C15-712-1 et -2 respectivement pour les installations raccordées au réseau et les installations autonomes raccordées à des batteries. La norme expérimentale XP C15-712-3 traite quant à elle des installations raccordées à la fois au réseau et à des batteries. Ces documents se réfèrent eux-mêmes souvent aux normes NF C15-100 et NF C15-400. Sans détailler les préconisations qui sont générales à toute installation photovoltaïque, on pourra aussi se reporter aux documents de la littérature traitant de ces aspects :

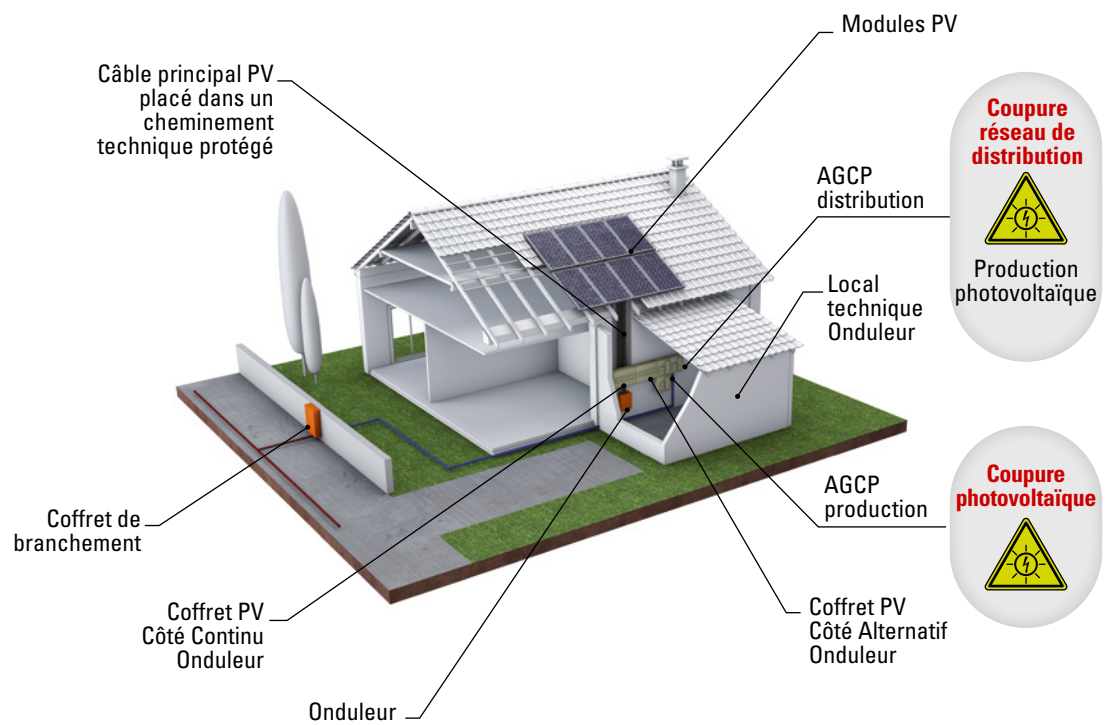
- Guide « Installations solaires photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution et inférieures ou égales à 250 kVA » édité dans les cahiers pratiques de l'association Promotelec,
- Plaque AQC du « Photovoltaïque raccordé au réseau dans le bâtiment »,
- Plaque AQC du « Photovoltaïque en autoconsommation – points de vigilance »,
- Guide ADEME – SER sur la « Maîtrise des risques liés aux installations photovoltaïques »,
- Guide du programme PACTE : « Installations photovoltaïques en autoconsommation ».

Du point de vue des caractéristiques du bâtiment, il convient de vérifier sur le bâtiment existant la possibilité de faire cheminer les câbles de façon à assurer aux occupants des locaux la mise hors de portée effective des câbles DC même en cas de sinistre. Le circuit DC peut être situé à l'extérieur ou à l'intérieur, tout comme l'onduleur. Lorsque les gaines (passages de câbles) DC passent à l'intérieur des locaux normalement occupés, il est nécessaire de pouvoir mettre en œuvre un Cheminement Technique Protégé (CTP) coupe-feu EI30.

Des préconisations particulières peuvent être exigées en cas de mise en œuvre d'une installation PV sur un établissement recevant du public (ERP) dont le permis de construire est instruit par le service départemental d'incendie et de secours (SDIS) du secteur. Les SDIS formulent une liste de prescriptions dont certaines peuvent concerner l'installation PV en projet.

Il est conseillé de suivre cette liste quel que soit l'établissement.

Figure 29 – Sécurité de l'installation photovoltaïque



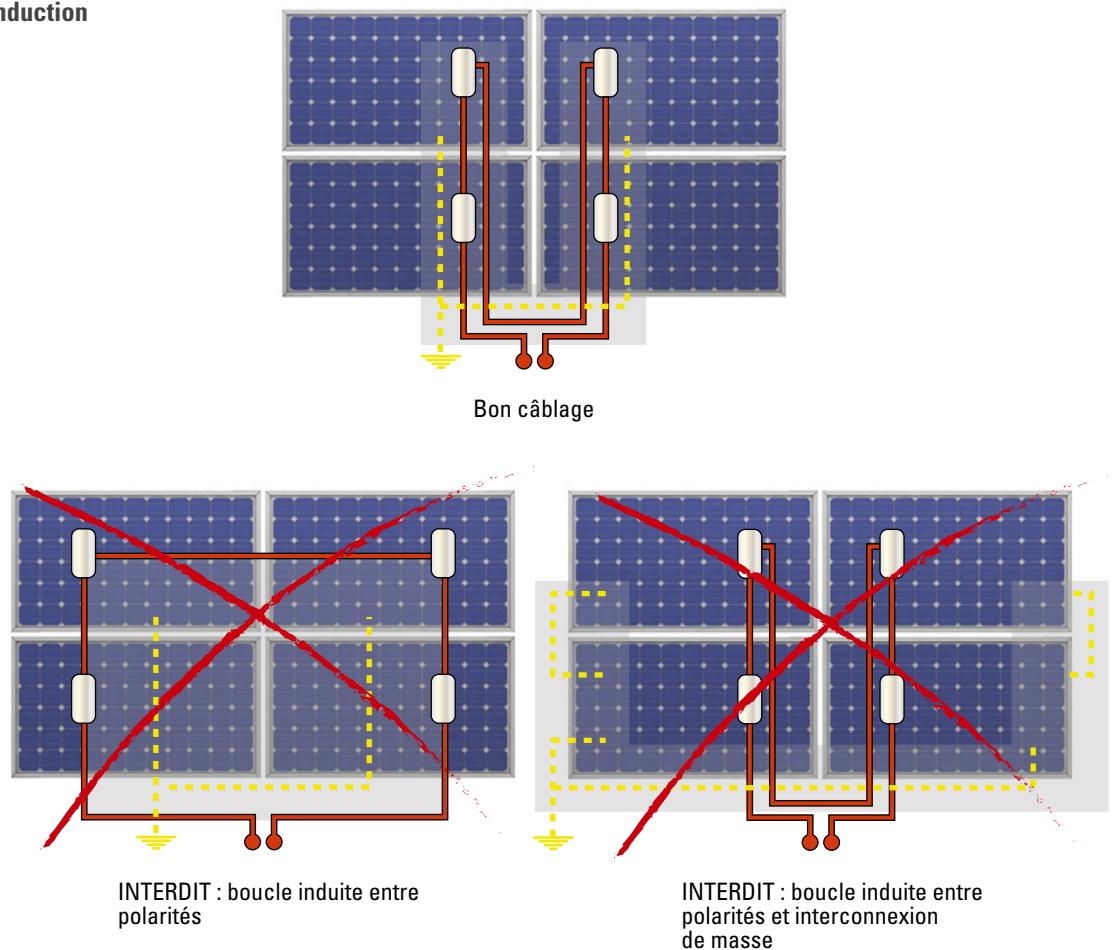
L'onduleur à l'intérieur du bâtiment, quant à lui, doit être positionné au plus proche de l'installation pour limiter les pertes électriques tout en restant facilement accessible et respecter les préconisations de mise en place spécifiques du fabricant si nécessaire. L'emplacement des matériels tels que boîte(s) de jonction, onduleur(s), coffrets de protections et comptage..., doit être conforme au paragraphe 513.1 de la NF C 15-100 : les matériels, y compris les canalisations, doivent être disposés de façon à faciliter leur manœuvre, leur visite, leur entretien et l'accès à leurs connexions. Ces possibilités ne doivent pas être notablement diminuées par le montage d'appareils dans des enveloppes ou des compartiments. Des règles particulières sont données en partie 7-771 de la norme NF C 15-100 pour les locaux d'habitation : dispositifs de coupure et de protection, caractéristiques et emplacement de la Gaine Technique Logement (GTL), généralement située dans l'entrée ou le garage ou un local annexe à l'abri de la poussière et de l'humidité, spécificités pour les installations non raccordées au réseau.

! La température de fonctionnement préconisée par le fabricant de l'onduleur, susceptible d'un dégagement de chaleur important en fonctionnement normal, doit être respectée afin de garantir une durée de vie satisfaisante. Ceci entraîne qu'il faut éviter son installation dans un endroit susceptible de s'échauffer (local exigu, chaufferie, comble...).

Il convient notamment d'apporter les attentions particulières suivantes :

- L'étiquetage doit être effectué rigoureusement selon les guides C 15-712,
- La liaison équipotentielle des masses doit être continue et maintenue en cas de maintenance préventive ou curative (par exemple en cas de dépose de modules photovoltaïques),
- Pour éviter de générer un champ magnétique pouvant perturber l'environnement, le cheminement des câbles ne doit pas générer de boucles d'induction. Pour ce faire, la surface des boucles doit être aussi faible que possible. Les câbles DC (+) et (-) et la liaison équipotentielle doivent être jointifs.

Figure 30 – Boucles d'induction



- Les connecteurs ne doivent pas être débrochables sans outils. Ils sont à différencier d'un simple enfichage pouvant être source d'arc électrique. Dans le cas contraire, les vibrations pourraient les déconnecter et par la suite provoquer un arc électrique occasionnant un départ de feu. Ils doivent par ailleurs présenter un indice de protection minimal IP 65,
- Le raccordement entre connecteurs ne doit être réalisé qu'entre connecteurs de même fabricant, même type et même marque,

! Ne pas tenir compte des éventuelles conformités de compatibilité car celles-ci ne peuvent pas tenir compte des évolutions apportées aux connecteurs au cours du temps. Seul le fabricant est à même de maîtriser les évolutions de ses produits.

- Ne pas changer les connecteurs livrés sur les modules,
- Pour les câbles supplémentaires, privilégier l'utilisation de connecteurs déjà installés sur les câbles (limiter les sertissages sur chantier),

! Lorsque des sertissages doivent être réalisés sur chantier, il est impératif d'utiliser le matériel de sertissage adapté.

- Les rayons de courbure des câbles, préconisés par les fabricants, doivent être respectés,
- La mise à la terre ne peut se faire par contact entre cadres des modules, rails métalliques ou bacs métalliques. Les parties métalliques doivent être reliées électriquement par des câbles de mise à la terre,

- Les cadres ne doivent subir aucune transformation telle que perçage (la conformité des modules aux normes électriques serait perdue). Les cadres doivent disposer des préperçages nécessaires.

11.3 Sécurité incendie

En l'absence de la connaissance du comportement des modules photovoltaïques par rapport à la réaction au feu, la résistance au feu et aux risques électriques, les exigences réglementaires que les modules photovoltaïques doivent satisfaire sont les mêmes que celles de tout composant de l'enveloppe du bâtiment. Les types de bâtiment se déclinent en :

- Établissement recevant du public (ERP),
- Immeubles de grande hauteur (IGH),
- Bâtiments d'habitation,
- Bâtiments couverts par le code du travail.

Les installations photovoltaïques surimposées au-dessus de petits éléments de couverture sont principalement mises en œuvre sur des toitures de maisons individuelles, éventuellement sur certains ERP.

Dans ce cas, au-delà de 12 mètres de distance entre l'installation et tout bâtiment voisin, toute couverture peut être utilisée sans restriction vis-à-vis d'un feu extérieur, en habitation ou en établissement recevant du public (ERP) (Art 15 de l'arrêté du 31 janvier 1986 et article CO17§1 de l'arrêté du 25 juin 1980). Autrement, différentes exigences existent selon le support et le type de bâtiment. La classe T30 indice 1 répond à toutes les exigences ainsi que la classe Broof(t3).

En complément, afin d'éviter la transmission du feu par la couverture, il est important d'éviter un départ de feu dû à l'installation photovoltaïque elle-même. Pour cela, on se reportera au chapitre « sécurité électrique ».



Il est important de rappeler ici que ce document n'a pas pour objectif de décrire la mise en œuvre du procédé photovoltaïque en lui-même, celle-ci étant intrinsèque à chaque procédé.

Ainsi, les paragraphes suivants ne mentionnent que des **principes non exhaustifs** de réalisation de la fixation de l'installation photovoltaïque au-dessus de la couverture et de l'étanchéité en traversée de toiture, ceux-ci devant cependant a priori être décrits dans les notices de montage des fabricants complétées des Avis Techniques ou Appréciations Techniques d'Expérimentation.

12.1 Généralités

Lors des différentes étapes, il est impératif de **ne pas marcher sur les modules (même en bordure de ceux-ci)**, ce pour des questions avant tout de sécurité mais également pour les dommages, non nécessairement visibles à l'œil nu, que cela occasionnerait, telles que des microfissures des cellules photovoltaïques, préjudiciables à la production électrique.

Pour des raisons de sécurité ainsi que d'assurance, il convient par ailleurs de ne jamais percer un cadre de module photovoltaïque. Les conformités de ce dernier aux normes NF EN 61215 et NF EN 61730 ne seraient en effet plus valables. Les modules doivent avoir été conçus avec les perçages nécessaires aux connexions de mise à la terre. Dans le cas contraire, il convient de recourir à des dispositions de mise à la terre spécifiques ne nécessitant pas de perçage.

12.2 Conditions préalables à la pose

La mise en œuvre doit uniquement être réalisée si le procédé photovoltaïque est compatible avec la toiture destinée à l'accueillir (cf. domaine d'emploi au § 8.3.1).

Ceci nécessite par conséquent une reconnaissance préalable du bâtiment et de sa toiture (cf. § 7.3) ainsi que les modifications éventuellement nécessaires telles que rattrapage de planéité, renforcement de la charpente, mise en œuvre d'éléments de contreventement, remplacement des éléments de toiture endommagés, ... (cf. § 8.2).

12.3 Compétences des installateurs

La mise en œuvre du procédé doit être assurée par des installateurs ayant été formés au montage spécifique du procédé sélectionné car chaque procédé photovoltaïque présente des particularités de montage et des points de vigilance qui lui est propre. Cet apprentissage du montage du procédé

sélectionné doit être normalement assuré par le fabricant du procédé ou son distributeur formé par le fabricant à cet égard.

Cette formation est primordiale car elle vise à minimiser tous les risques liés à la mise en œuvre : risque de perte d'étanchéité dès le montage, risque de mauvaise durabilité (dilatation, élément d'étanchéité, mécanique), risque d'échauffement d'origine liée à un défaut de raccordement électrique.

Les compétences requises sont généralement de 3 types :

- Compétences en couverture pour la mise en œuvre du procédé sur l'enveloppe du bâtiment (couvertures en tuiles ou ardoises).
- Compétences électriques pour le raccordement électrique des chaînes de modules jusqu'au raccordement avec le réseau ou des batteries. La mention spéciale d'habilitation « Photovoltaïque » est requise. Elle est l'expression d'une compétence en matière de prévention du risque électrique, lors de travaux concernant tout ou partie d'une installation photovoltaïque fonctionnant en courant continu. Pour le raccordement des modules photovoltaïques (intervention basse tension à neuf), une habilitation symbole BP selon la norme NF C 18-510 est requise. Pour les raccordements électriques en aval du champ photovoltaïque, une habilitation symbole BR Photovoltaïque est nécessaire. Pour répondre à d'autres besoins relatifs aux parties en courant continu d'installations photovoltaïques, il est possible de délivrer des habilitations spécifiques (symboles B1V ou B2V). Des habilitations HT seront également nécessaires en cas d'intervention sur un site HTA.
- Qualification et/ou certification professionnelle pour la pose de procédés photovoltaïques. On pourra citer, parmi celles existantes en date de la rédaction du guide :
 - Qualibat séries 5911 (installation < 250 kWc) et 5912 (installation ≥ 250 kWc), délivrées par l'organisme Qualibat.
 - Qualifelec « Installations électriques, mention SPV, indices SPV1 (installation ≤ 36 kVA), SPV2 (36 kVA < installation ≤ 250 kVA) et SPV3 (installation > 250 kVA) » délivrées par l'organisme Qualifelec.
 - QualiPV, délivrées par l'association Qualit'EnR, de deux types : QualiPV module Bât (qui s'attache à la partie constructive en priorité), QualiPV module Elec (qui s'attache à la partie électrique en priorité).

Tableau 1— Synthèse des différentes qualifications

Domaine	0 à 36 kW	36 à 250 kW	Supérieur à 250 kW
Electricité	Qualifelec SPV1 (0-36 kVA)	Qualifelec SPV2 (36 à 250 kVA)	Qualifelec SPV3 (plus de 250 kVA)
	QualiPV module Elec (0-250 kWc)		-
Bâtiment	QualiPV module Bat (0-36 kWc)	-	
Les deux	Qualibat 5911 (0-250 kWc)		Qualibat 5912 (plus de 250 kWc)

12.4 Contrôles à réception

La notice de montage doit être fournie par le fabricant avec le procédé. Si nécessaire, une étude de calepinage ou de dimensionnement doit être réalisée soit par l'installateur, un bureau d'études ou le fabricant lorsqu'il le propose. Un plan de câblage doit être fourni par le fabricant ou réalisé par l'installateur au préalable de chaque projet.

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 et aux bons de commandes.
- À la réception des fournitures, un autocontrôle du choix des fixations.

Un système de traçabilité de l'ensemble des composants du procédé est recommandé. Notamment pour les modules photovoltaïques, le fabricant et/ou le distributeur peuvent enregistrer dans une base de données les références des modules installés par leur clients installateurs. Cet enregistrement en lien avec la localisation des chantiers permet de savoir remonter aux éléments se révélant défectueux pendant la durée de vie des installations. Ainsi, les actions correctives peuvent être généralisées à toutes les installations équipées des modules ou autres éléments constitutifs se révélant défectueux.

Concernant les composants du procédé, il est important de vérifier pour les modules photovoltaïques :

- la fiche technique associée à chaque module ;
- la notice d'installation fournie avec le module photovoltaïque, comportant un chapitre sur ses consignes de montage par les grands ou par les petits côtés, le positionnement des brides, etc... ;
- ses dimensions ;
- visuellement, la nature des cellules photovoltaïques ;
- visuellement, la nature du cadre et de la face arrière ;
- les éventuels dommages du module : cadre rayé, fêlure du vitrage, cellules fissurées, composants électriques abimés (câbles, connecteurs, boîtier de connexion), etc... ;
- l'étiquette constructeur accolée au module généralement en face arrière dont un extrait est reporté ci-après :
 - Nom et signe d'origine du constructeur ou du fournisseur,
 - Désignation de type,
 - Classification de protection,
 - Tension du procédé maximale autorisée
 - $P_{max} \pm$ tolérances de production, I_{sc} , V_{oc} , V_{mpp} (toutes les valeurs aux STC) ;
 - Numéro de série ou lot de fabrication
- le listing complet des éléments fournis à la livraison, les numéros de série et performances mesurées en usine (« flash tests ») ;
- le marquage CE du module obligatoire.

Les modules doivent bénéficier d'une conformité électrique aux normes NF EN 61215 et NF EN 61730.

Il est par ailleurs recommandé de repérer précisément les modules (quel n° de série à quel emplacement sur la toiture) et cela doit être archivé par l'entreprise du bâtiment avec remise d'une copie au maître d'ouvrage. Ceci permettra, en cas de besoin, d'identifier rapidement d'éventuels modules qu'il y aurait lieu de remplacer en cas d'identification de dysfonctionnement.

12.5 Calepinage

La phase de définition de la surface sur laquelle l'installation est à implanter est importante.

A noter que dans le cas d'une couverture existante, si des éléments de couvertures destinées à assurer la ventilation de la couverture (ex : tuiles chaumières) sont présents, ceux-ci doivent être conservés avec précaution afin d'être installés sous ou au pourtour de l'installation photovoltaïque.

D'une manière générale, la fixation des éléments de fixation du procédé surimposé est réalisée sur un chevron. Dans le cas où le chevron est décalé par rapport à la position de la tuile, il conviendra de rapporter un chevêtre supplémentaire fixé par vis (et non par clou) aux chevrons les plus proches. Ces éléments sont dimensionnés par calcul.

Compte tenu du coût de l'installation et des conséquences qu'aurait une dégradation des éléments de charpente en bois en cas d'infiltration, il convient également d'utiliser des bois positionnés en classe minimale d'emploi 2 suivant le fascicule de documentation FD P20-651 et classement visuel ST II suivant NF B 52-001-1, présentant une humidité < 20 %.

12.6 Connexions électriques

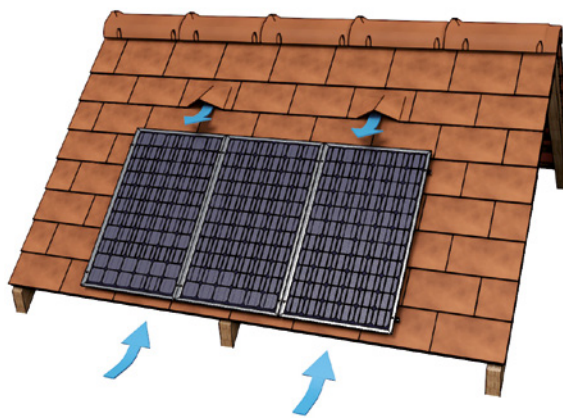
Dans le cas d'utilisation de micro-onduleurs simples ou multiples, les consignes de montage au niveau des modules surimposés doivent être fournies. En effet, il s'agit alors d'un montage de composant en couverture se devant d'être réalisé en cohérence avec les exigences de la mise en œuvre de la couverture (étanchéité, durabilité).

Les connexions électriques sont à réaliser au fur et à mesure de la mise en œuvre.

S'il y a passage des câbles à l'intérieur du bâtiment, les étanchéités tant à l'eau qu'à l'air doivent impérativement être conservées.

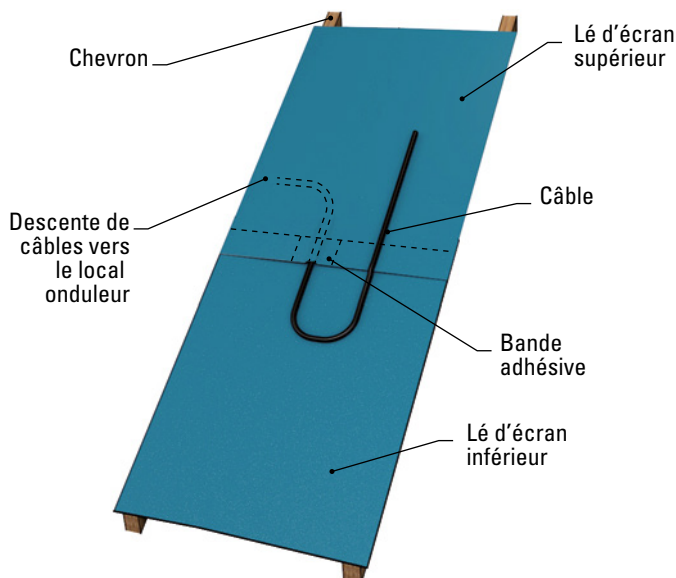
Le passage de câbles à travers des tuiles chatières doit se faire sans détériorer la ventilation de la couverture. Il convient donc de ne pas utiliser de tuile chatière prévue pour la ventilation mais le cas échéant d'en ajouter spécifiquement pour le passage des câbles vers l'intérieur de la toiture.

Figure 31 – Passage des câbles en dehors des châtières de ventilation



Dans le cas d'un passage à travers un écran de sous-toiture, le passage des câbles est à réaliser préférentiellement entre deux lés d'écran de sous-toiture de façon à ne pas le percer. Dans ce cas, un recouvrement minimal de 100 mm à 200 mm doit être respecté en fonction de la pente de la toiture.

Figure 32 – Passage des câbles au travers de l'écran de sous-toiture



Dans le cas où le passage entre deux lés ne peut être envisagé pour conserver l'étanchéité à l'air du bâtiment, des entailles doivent être réalisées dans l'écran, conformément au DTU 40.29, de manière à créer des passages de diamètre inférieur à celui des câbles. Après le passage des câbles, une bande adhésive (*compatible avec l'écran de sous-toiture considéré*) doit être posée autour des entailles.

Les câbles sont positionnés de manière à conserver leur intégrité dans le temps.

Ils sont fixés solidement pour éviter tout mouvement entraînant une dégradation des gaines et des déconnexions dans le temps. Notamment, le rayon de courbure du câble est respecté pour éviter d'introduire de contrainte mécanique dans les conducteurs. Il convient d'éviter tout risque de blessure du câble (pincement du câble entre rail et modules, par exemple).

Les câbles et connecteurs doivent être maintenus de telle façon à ce qu'aucune traction ne soit exercée au niveau des connecteurs, ce qui induirait des contraintes (sous l'effet du poids notamment) non prévues dans les câbles et/ou les soumettrait à des effets d'oscillation. Le contact électrique pourrait ainsi ne pas être maintenu au cours du temps. Il en résulterait des possibilités d'arcs électriques sources d'incendie.

Les câbles et connecteurs ne doivent pas reposer dans les zones de circulation principale de l'eau de pluie (zone plate ou fond d'onde des tuiles par exemple).

Figure 33 – Câbles non soutenus et mal positionnés

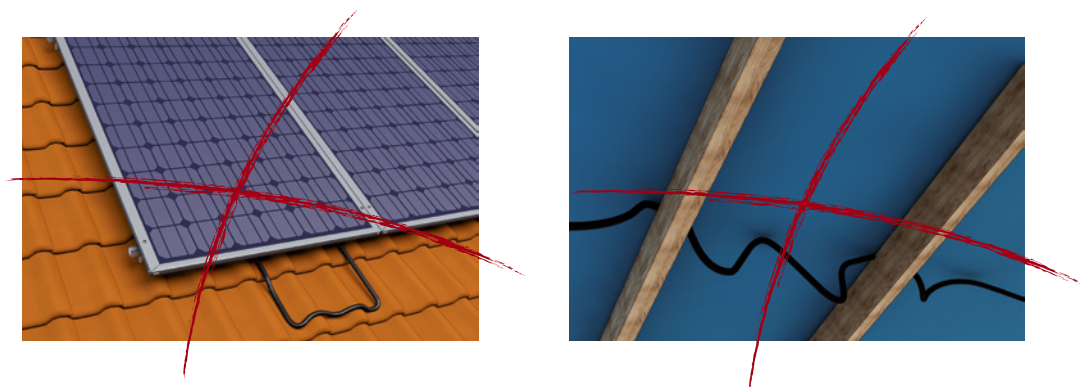
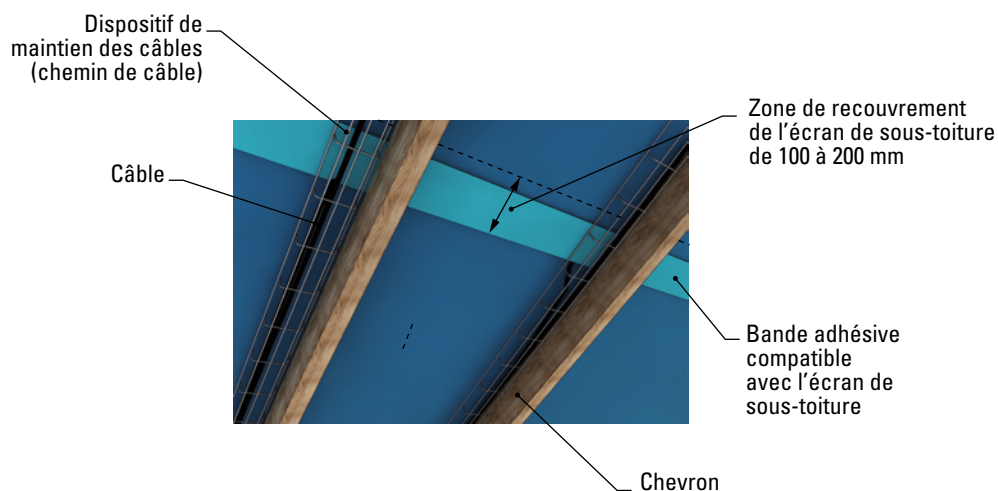


Figure 34 – Câbles bien positionnés et soutenus dans un chemin de câbles



Il convient de prévoir des serre-câbles ou chemins de câbles pour faire passer en sous-face des modules, les câbles sans qu'ils ne soient ni battant ni reposant dans les zones de circulation principale de l'eau de pluie.

Au fur et à mesure de la pose, il convient également d'étiqueter l'ensemble de l'installation photovoltaïque conformément aux guides C 15-712.

12.7 Câblage de liaison équipotentielle des masses

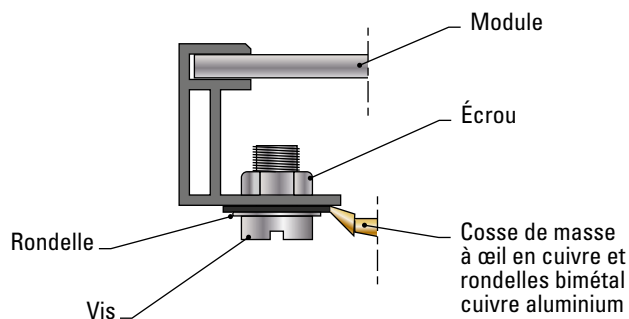
La sécurité électrique de l'installation passe également par la mise en place d'une liaison équipotentielle des masses métalliques du champ photovoltaïque.

Les structures métalliques des modules (cadres) et leurs structures métalliques support (profilés, rails) doivent être reliées à la prise de terre par un câble (jaune/vert) de section minimale égale à 6 mm².

! La gaine jaune/vert des câbles pouvant se décolorer au soleil, les câbles exposés doivent être protégés par des manchons anti-UV ou bien il est nécessaire d'utiliser des câbles tressés sans gaine prévues pour la liaison équipotentielle des masses.

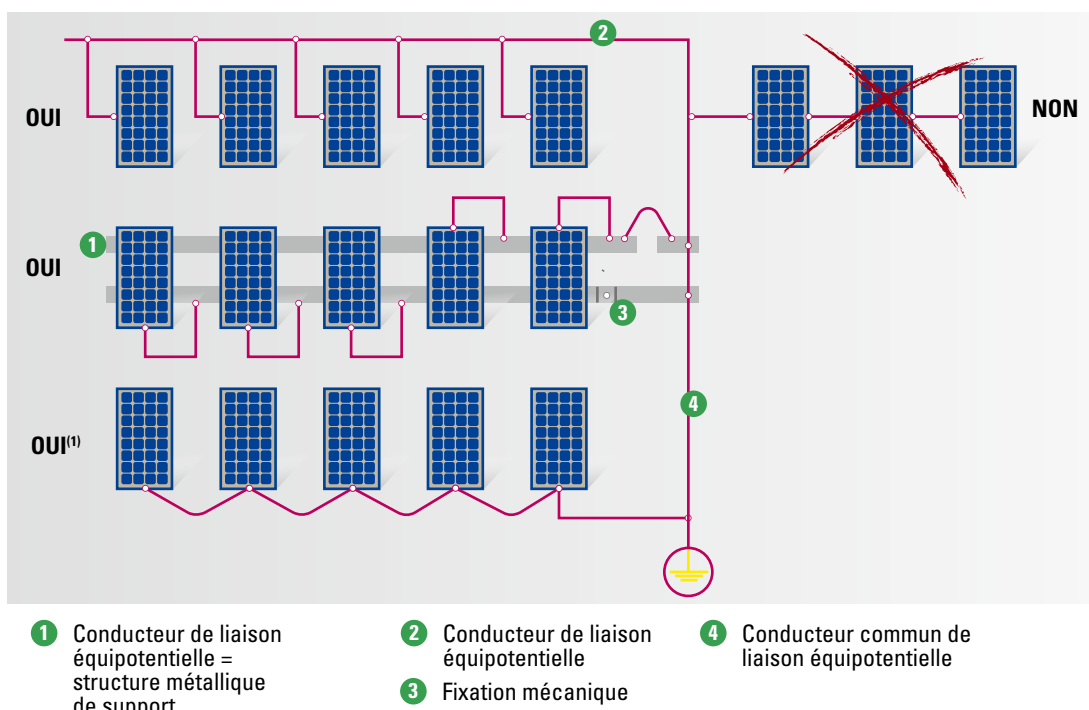
Les cadres des modules en aluminium sont pré-perçés en usine et la liaison équipotentielle des masses est généralement réalisée à l'aide de cosses bi-métal ou inox.

Figure 35 – Exemples de mise à la terre du cadre du module



La liaison équipotentielle des masses doit être conçue de sorte à être maintenue, même en cas de maintenance, de réparation ou de changement de module photovoltaïque. En conséquence, il est conseillé de réaliser cette liaison en récupérant l'ensemble des masses métalliques « en peigne », c'est-à-dire, grâce à une liaison en parallèle de chaque élément (et non pas une liaison en série).

Figure 36 –
Exemples de liaison
équipotentielle
« en peigne »



(1) Dans cette configuration, un système permettant la continuité de la liaison équipotentielle dans le cas de maintenance d'un module doit être prévu. La liaison mise en place lors de l'opération de maintenance devra être d'une section minimale de 6 mm² Cu ou équivalent.

12.8 Mise en œuvre du procédé en lui-même

Tel que rappelé en introduction de ce paragraphe 12, ce document n'a pas pour objectif de décrire la mise en œuvre de cette partie de l'installation. Il convient de respecter les préconisations des notices de montage des fabricants complétées des Avis Techniques ou Appréciations Techniques d'Expérimentation relatives au procédé photovoltaïque.

12.8.1 Généralités

La réussite d'une installation photovoltaïque de qualité et durable repose en très grande partie sur la qualité de la mise en œuvre et tout particulièrement aux points de traversée de la couverture.

Il convient en premier lieu de respecter les prescriptions de mise en œuvre (pente, longueur de rampant, ...) précisées dans les DTU relatifs aux éléments de couverture (séries 40.1 et 40.2).

Aux interactions entre l'installation photovoltaïque et les éléments de couverture, certains procédés photovoltaïques mis à disposition par les industriels ne comprennent pas nécessairement tous les constituants nécessaires à la mise en œuvre (ex : bois de couverture, pattes de fixation, vis, ...). Les Avis Techniques ou Appréciations Techniques d'Expérimentation préconisent généralement des composants. Lorsque ce n'est pas le cas, le choix des matériaux complémentaires au kit fourni par le fabricant doit être réalisé consciencieusement en fonction notamment de l'exposition de l'installation

à l'atmosphère extérieure (cf. § 7.1.1) et l'ambiance intérieure (cf. § 7.1.2) (choix des matériaux) et du type de traversée à réaliser.

Devant les diverses spécificités de chaque type de couverture et de chaque région, il est nécessaire d'utiliser des procédés photovoltaïques livrés avec les pattes adaptées à la toiture d'implantation (pente, type d'éléments de couverture, contraintes de calepinage selon § 12.5, ...).

12.8.2 Matériaux

< NATURE DES MATÉRIAUX

L'exposition de la toiture d'implantation du procédé photovoltaïque vis-à-vis de l'ambiance intérieure (ex : forte humidité, émanation de gaz) et de l'atmosphère extérieure (ex : rurale, pollution industrielle ou urbaine, marine) doit impérativement guider l'entreprise du bâtiment à choisir, pour les éléments de fixation, des matériaux et revêtements de protection associés appropriés, sans quoi la durabilité ne pourrait être au rendez-vous (corrosion, vieillissement prématuré).

Concernant les caractéristiques et protection de l'aluminium et l'acier couramment utilisés, la norme NF P 24-351 « Fenêtres, façades rideaux, semi-rideaux, panneaux à ossature métallique » définit différentes préparations et protections contre la corrosion (pour les métaux susceptibles de s'oxyder) ainsi que contre la dégradation des aspects de surface finie.

Les paragraphes suivants fournissent, à titre d'exemple, quelques indications pour l'acier et l'aluminium.

< MATÉRIAUX EN ACIER

La norme NF P 34-301 « Tôles et bandes en aciers prélaquées ou revêtues d'un film organique contrecollé ou colaminé destinées au bâtiment » spécifie les prescriptions destinées à la fabrication d'éléments pour le bâtiment, et en particulier, les prescriptions relatives aux différentes catégories de système de revêtement de ces produits.

Elle fournit notamment dans son annexe A, à titre informatif, des recommandations pour le choix de la catégorie minimale de système de revêtement des tôles et bandes prélaquées à employer en fonction de l'ambiance intérieure ou l'atmosphère extérieure pour les applications respectivement intérieures et extérieures dans le bâtiment.

Elle fournit également dans son annexe C, à titre informatif, des indications sur les catégories auxquelles sont susceptibles d'appartenir les principaux systèmes de revêtement couramment utilisés.

Pour les fixations du procédé, compte tenu du coût d'une installation et des conséquences qu'auraient une altération de la visserie, il ne peut qu'être recommandé l'utilisation de visserie en acier inoxydable.

< MATÉRIAUX EN ALUMINIUM

L'alliage d'aluminium utilisé, tout particulièrement pour les composants principaux tels que les profilés, doit être défini selon la norme EN 573-2 « Aluminium et alliages d'aluminium – Composition chimique et forme des produits corroyés – Partie 2 : système de désignation fondé sur les symboles chimiques ».

Les revêtements des profilés :

- En aluminium brut seront choisis conformément à la norme NF P 24-351,
- En aluminium prélaqué, selon l'annexe 4 de ce présent guide.

< COMPATIBILITÉ DES MATÉRIAUX ENTRE EUX

Au-delà des caractéristiques et de la durabilité propre de chaque matériau, il est également impératif que certains matériaux ne se trouvent jamais en contact direct. Ceci conduirait à la création d'un couple électrolytique qui, à moyen ou long terme, amènerait à une destruction progressive de l'un des matériaux.

Pour les procédés photovoltaïques, il s'agit principalement, voir tableau ci-dessous :

- du contact entre les pattes de fixation et les profilés de modules,
- du contact entre les supports et la visserie,
- du contact entre les supports et les alaises métalliques.

En cas d'incompatibilité, un isolant électrique doit impérativement être placé entre les deux matériaux ; le laquage de l'un ou l'autre ou des deux n'étant pas suffisant en raison de l'abrasion pouvant se produire suite aux mouvements et vibrations.

Tableau 2 – Compatibilité des matériaux

		Contacts directs entre métaux hors atmosphères particulières agressives		
		Profilés / rails / pattes		
		Aluminium	Acier inoxydable	Acier galvanisé
Profilés / rails / pattes	Aluminium	■	■	■
	Acier inoxydable	■	■	○
	Acier galvanisé	■	○	■
Visserie	Acier inoxydable	■	■	■
	Acier zingué	■*	○	■*
Tôles / alaises	Aluminium laqué	■	■	■
	Acier inoxydable	■	■	■
	Acier galvanisé	■	■	■
	Zinc	■	■	■
	Plomb	X	■	■
	Cuivre	X**	■	X

■ Contact direct autorisé
 ○ Contact direct autorisé uniquement en atmosphère protégée et ventilé (par exemple : sous la couverture)
 X Contact direct interdit
 * La visserie en acier zingué ne doit être utilisée que dans les atmosphères rurales et non polluées.
 ** Le risque de corrosion de l'aluminium par le cuivre est également élevé lorsque l'aluminium est en contact avec des eaux ayant été en contact avec des parties en cuivre (gouttières, ...)

12.8.3 Mise en œuvre des pattes de fixation sur la toiture

L'épaisseur de la lame d'air constituée entre la couverture et la sous-face des modules photovoltaïques mesure classiquement entre 5 à 20 cm.

Les pattes de fixation doivent être fixées sur les chevrons ou chevêtres supplémentaires au moyen de plusieurs vis.

La patte de fixation ne doit pas s'appuyer sur l'élément de couverture (tuile, ardoise, ...) au cours du temps. La patte de fixation peut traverser la couverture au moyen d'une plaque à douille adaptée à la couverture ou d'un dispositif façonné (alèse en plomb). La plaque à douille doit permettre le passage de la patte de fixation selon la pente de la couverture.

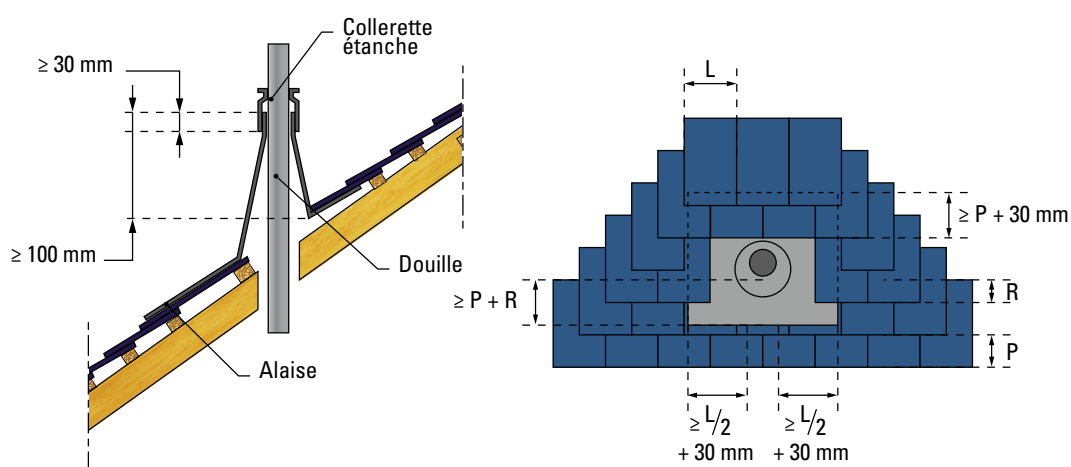
Les règles applicables à la pénétration des pattes dans la couverture d'après le cahier du CSTB n° 1614 sont les suivantes :

< CAS DES COUVERTURES EN ARDOISES :

Les ardoises sont remplacées par une pièce métallique ou alèse percée et munie d'une traversée cylindrique ou conique pour laisser le passage à la verticale de la patte de fixation. Les dimensions de l'alèse sont déterminées de la façon suivante :

- Horizontalement : diamètre extérieur de la base de la traversée auquel est ajouté 2 fois la demi largeur du modèle d'ardoise employé plus 2 fois 30 mm.
- Suivant la pente : dimensions telles qu'en aval, la longueur de l'élément de couverture recouvert par l'alèse soit au moins égale à la longueur du pureau augmentée de celle de recouvrement et qu'en amont, la longueur d'alèse placée sous le premier élément de couverture soit au moins égale à la longueur du pureau augmentée de 30 mm.

Figure 37 – Exemple de traversée de toiture pour couverture ardoise



L'alèse porte, aux recouvrements latéraux et supérieurs, une pince tournée vers le haut et au recouvrement inférieur, une pince à biseau tournée vers le bas. L'alèse est maintenue latéralement par des pattes clouées sur le lattis et agrafée.

La plus petite hauteur de relevé est d'au moins 100 mm, elle peut être augmentée en fonction de la hauteur de la neige. Le raccordement de la couverture en ardoise est exécuté en bavette sur l'ardoise au pied de l'alèse. Sur les rives, par ardoises entières et demies en recouvrement sur l'alèse. Une collerette fixée de façon étanche sur le pied de la patte de fixation recouvre la traversée sur au moins 30 mm.

< CAS DES COUVERTURES EN TUILE PLATE :

Le passage du pied de la patte de fixation se fait soit conformément au § précédent, soit par l'intermédiaire d'une tuile à pénétration ponctuelle dont la plus petite hauteur de relevé est d'au moins 70 mm ; dans ce dernier cas, mis à part les prescriptions concernant l'alèse, les autres prescriptions du § précédent sont applicables.

< CAS DES COUVERTURES EN TUILES À RELIEF, À EMBOITEMENT, À PUREAU PLAT ET TUILES CANAL :

Le passage du pied de la patte de fixation se fait au travers d'une tuile à pénétration ponctuelle correspondant au modèle employé, ou dans le cas de tuile canal, par une pièce en plomb façonnée.

La pénétration du pied de la patte de fixation se fait à la verticale, aussi, il doit être prévu un type de tuile à pénétration ponctuelle adapté à toutes les pentes de couverture.

La hauteur du relevé est d'au moins 70 mm dans sa partie la plus courte, elle peut être augmentée en fonction de la hauteur de neige. Une collerette fixée de façon étanche sur le pied de la patte de fixation recouvre la traversée sur au moins 30 mm.

< AUTRES PATTES DE FIXATION (HORS CAHIER DU CSTB N° 1614) :

Les pattes de fixation les plus couramment disponibles sur le marché sont des pattes à effet de levier également appelées « crochets ». Ces composants s'inspirent de crochets de sécurité pour toiture, cf. NF EN 517.

Ces crochets, leur nature, leur performance mécanique, leur durabilité, leurs conditions d'implantation sur la couverture, leurs conditions d'ancrage à la charpente, les conditions de conception et de réalisation de la reconstitution du plan d'étanchéité à l'eau au droit du passage du crochet au travers de la couverture en tuiles ou en ardoises sont définis dans l'Appréciation Technique d'Expérimentation ou l'Avis Technique du procédé envisagé.

Ces composants doivent impérativement être fixés dans la charpente, éventuellement par l'intermédiaire d'un chevêtre. La fixation dans un liteau ou une volige est exclue.

12.9 Pose des éléments de couverture

Une fois le procédé photovoltaïque posé, les éléments de couverture environnants doivent être repositionnés en respectant les prescriptions décrites au § 12.5.

Il est par ailleurs fondamental que la ventilation de la sous-face de la couverture soit assurée pour la bonne conservation dans le temps des éléments de couverture et de leurs supports bois, via le respect des prescriptions des DTU correspondant aux différents éléments de couvertures.

Dans le cas de pose sur toiture existante, si des tuiles chatières étaient présentes sur la surface d'implantation des modules photovoltaïques, celles-ci doivent être repositionnées sur le pourtour de l'installation photovoltaïque.

12.10 Autocontrôles

Une fois l'installation réalisée, l'entreprise doit effectuer un autocontrôle du respect des prescriptions de mise en œuvre.

13

LES MODES CONSTRUCTIFS EN EUROPE



On trouve différentes solutions de pattes de fixation en Europe, notamment en Allemagne.

Cependant, les conditions d'assurabilité et les règles de l'art en France sont uniques en Europe et les spécificités des autres pays européens à ce sujet ne sont pas transposables directement en France.

A cet égard, il convient de mentionner la position explicite de la CGNorBât-DTU (Commission Générale de Normalisation du Bâtiment et des DTU) de juin 2017, sur les normes européennes de travaux de Bâtiment : <https://normalisation.afnor.org/wp-content/uploads/2017/06/normes-europ%C3%A9ennes-de-travaux-de-B%C3%A2timent..pdf>



Toute intervention de maintenance, d'entretien ou de remplacement d'un composant doit s'effectuer dans les conditions de sécurité décrites au § 11.1.1 avec les compétences mentionnées au § 12.3.

! Un bâchage de la surface des modules n'est pas suffisant pour se prémunir des risques de chocs électriques.

Dans le cadre de son devoir de conseil auprès de son client, l'entreprise du bâtiment doit informer le maître d'ouvrage des opérations de maintenance nécessaires et peut à ce titre proposer un contrat de maintenance incluant au minimum une visite annuelle, à effectuer de préférence à la fin de l'hiver.

Un nettoyage plus fréquent peut s'avérer nécessaire en fonction :

- de l'exposition du procédé photovoltaïque (zones polluées par exemple) afin de maintenir une production électrique,
- de la conception du procédé photovoltaïque, certains pouvant favoriser l'accumulation de salissures, végétaux,

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.

! **DEVOIR DE CONSEIL DES INSTALLATEURS**
■ Le suivi de production et d'autoconsommation doit être proposé par les installateurs, ainsi que l'entretien et la maintenance du procédé.

14.1 Entretien

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

L'entretien est destiné à maintenir un état de propreté du procédé permettant une production optimale d'électricité et un maintien de l'étanchéité par un professionnel :

- Nettoyage de la surface des modules.
- Nettoyage de la surface à l'eau ou selon préconisations du fabricant. L'eau doit toujours être projetée dans le sens de la pente.
- L'utilisation d'appareils haute pression est interdite.

- Vérification de la non entrave de la ventilation de la sous-face des modules : nids d'oiseaux, de guêpes, etc ...
- Nettoyage des surfaces d'évacuation des eaux en sous-face des modules; l'accumulation de débris, feuilles, poussières, pourraient gêner l'évacuation de l'eau, provoquer une infiltration en toiture ou/et provoquer la corrosion des rails et des pattes de fixation.
- Élaguer si nécessaire les arbres susceptibles de créer de nouveaux ombrages pénalisant la production de l'installation photovoltaïque.

14.2 Maintenance préventive

Les opérations de maintenance sont à réaliser par un professionnel. Elles peuvent comprendre les opérations d'entretien spécifiées ci-dessus ainsi que les points suivants :

- Vérification visuelle de l'état des modules photovoltaïques (éventuelles décolorations, bris de vitre, délaminage, oxydation...),
- Vérification visuelle de l'état des constituants du système de montage ainsi que de leur positionnement,
- Vérification du bon serrage des organes de fixation,
- Vérification de l'état des boîtes de connexion, ainsi que des câbles et des connexions tant en toiture que dans le local onduleur,
- Vérification des continuités et du bon état général des liaisons équipotentielles et mesure de la prise de terre,
- Vérification des tableaux électriques, resserrage des bornes,
- Contrôle des fusibles, disjoncteurs, parafoudres,
- Vérification de l'intégrité de l'onduleur et dépoussiérage de l'onduleur,
- Vérification de la bonne ventilation du local onduleur,
- Vérification du bon usage du local onduleur (exemples : absence de produits inflammables, atmosphère corrosive ou poussiéreuse).

À l'issue de ces opérations, il convient d'établir un rapport de visite, incluant les éventuelles anomalies détectées, les travaux réalisés ou à réaliser, les réponses aux éventuelles remarques du client ainsi que toutes les recommandations nécessaires au bon fonctionnement de l'installation.

14.3 Maintenance curative

En cas de bris de glace d'un module ou d'endommagement d'un module photovoltaïque ou d'un autre composant, il est impératif de le faire remplacer. Aucune réparation ne doit être réalisée sur un module.

Le remplacement des modules doit se faire en respectant scrupuleusement les recommandations relatives notamment à la mise hors circuit électrique de l'élément à remplacer, notamment les étapes suivantes, à réaliser impérativement dans cet ordre :

- Déconnecter l'onduleur du réseau en ouvrant le disjoncteur AC placé entre ce dernier et le compteur de production et afficher « intervention en cours – ne pas réenclencher ou refermer », la pose d'un cadenas « sectionné » est recommandée,
- Déconnecter l'installation photovoltaïque en ouvrant l'interrupteur sectionneur DC placé entre les modules photovoltaïques et l'onduleur et afficher « intervention en cours », ne pas toucher,
- Déconnecter la chaîne au niveau de la boîte de jonction le cas échéant,
- Déconnecter les modules,

- Une fois le nouveau module installé, vérifier le bon fonctionnement de la série de modules concernés (mesurer sa plage de tension en circuit ouvert et vérifier son adéquation avec la plage d'entrée de l'onduleur),
- Reconnecter la chaîne au niveau de la boîte de jonction, le cas échéant,
- Reconnecter l'installation photovoltaïque en fermant l'interrupteur sectionneur DC,
- Reconnecter l'onduleur au réseau en fermant le disjoncteur AC.

Lors de ces opérations, il conviendra :

- de maintenir la liaison équipotentielle des masses,
- de veiller à ne pas mettre les connecteurs débrochés en contact entre eux ou avec des pièces métalliques du système (cadre de module, rail de fixation, ...).

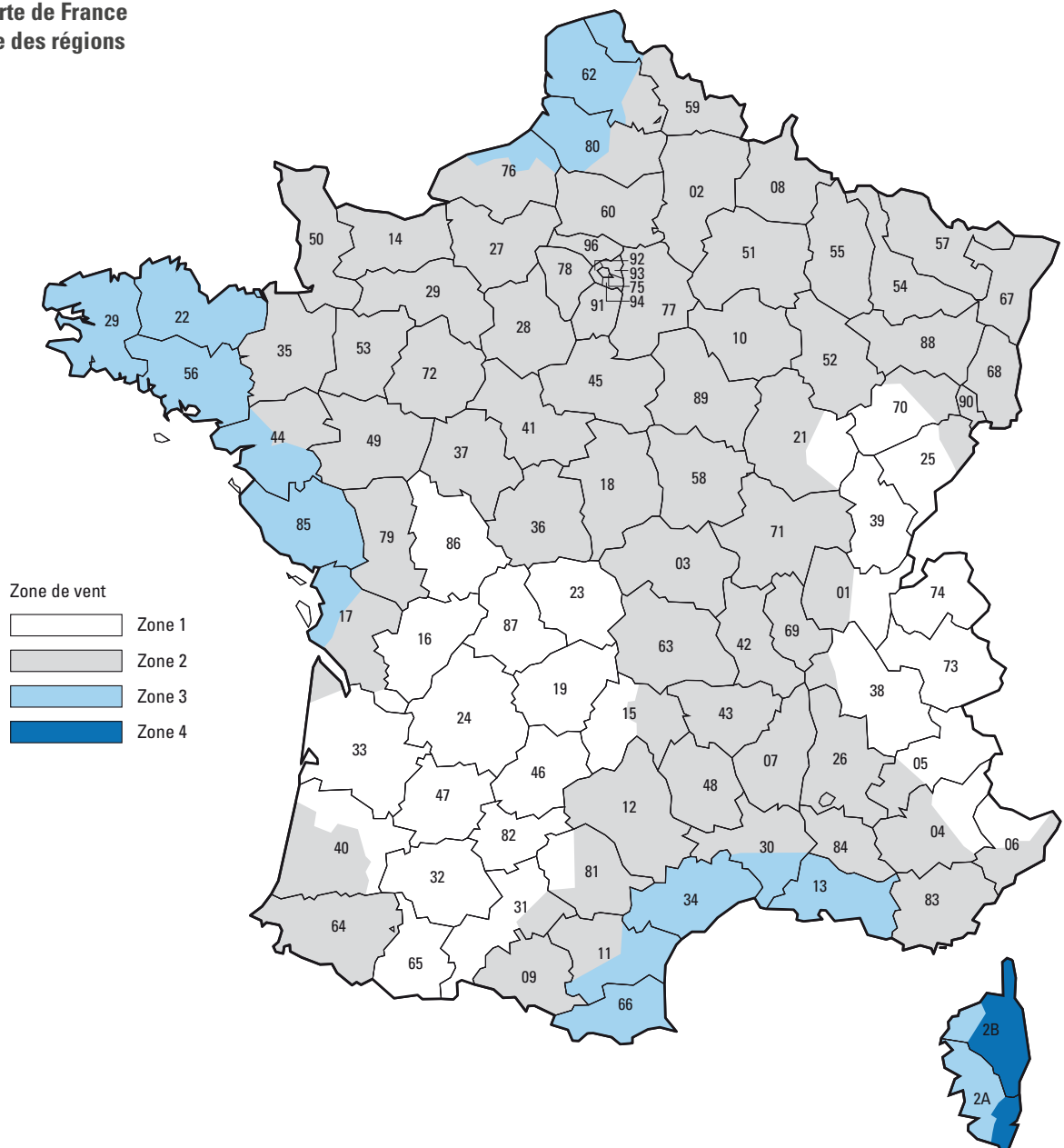
Par ailleurs, les points suivants sont à souligner :

- Certains systèmes de montage nécessitent pour le remplacement d'un module, le démontage d'une partie du procédé photovoltaïque.
- Si le montage est réalisé avec des vis autotaraudeuses, le remontage doit être effectué avec des vis de diamètre supérieur.



15.1 Annexe 1 – Carte de France métropolitaine des régions de vent

Figure 38 – Carte de France métropolitaine des régions de vent



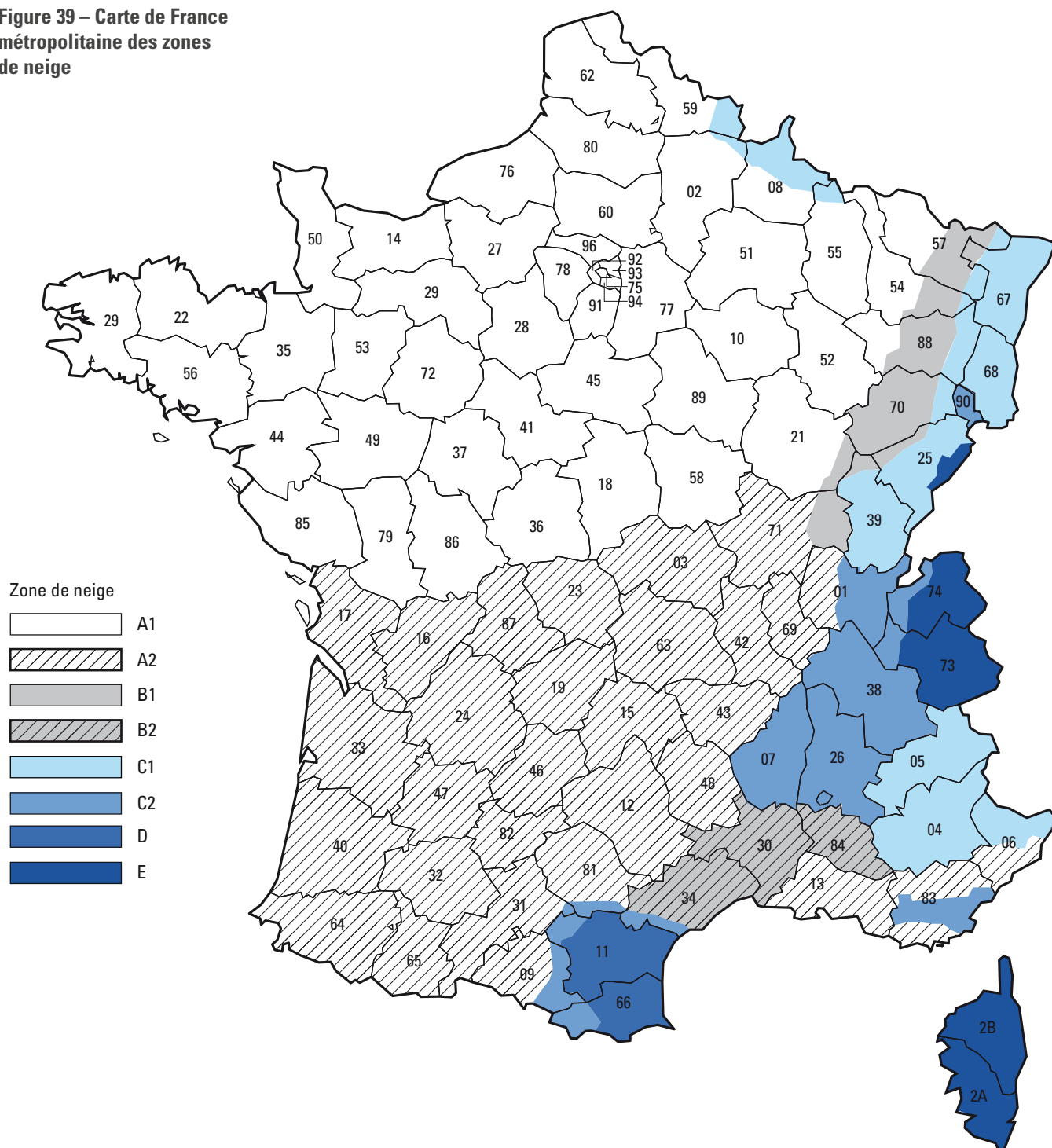
(Règles NV65)

Il est à noter que les zones de vent définies dans les règles NV65 sont identiques à celles définies dans la NF EN 1991 P1-4, ses amendements et ses annexes nationales.

! Cette carte ne constitue qu'une illustration. Une définition plus précise par départements et lorsque c'est nécessaire par communes est disponible dans la référence normative précisée ci-dessus.

15.2 Annexe 2 – Carte de France métropolitaine des zones de neige

Figure 39 – Carte de France métropolitaine des zones de neige



(Règles NV65)

! Cette carte ne constitue qu'une illustration. Une définition plus précise par départements et lorsque c'est nécessaire par cantons est disponible dans la référence normative précisée ci-dessus.

15.3 Annexe 3 – Estimation simplifiée de la production électrique

Cette annexe est destinée à fournir les éléments permettant d'estimer « manuellement » (sans recours à un logiciel) la production électrique de l'installation de manière très approximative :

$$E = E_i \times P_c \times P_R \times \text{TRIGO}$$

Avec :

- E (kWh/an) : l'énergie annuelle produite par l'installation photovoltaïque,
- E_i (kWh/m²/an) : l'énergie solaire reçue annuellement dans le plan des modules, pour une orientation et une inclinaison optimale (cette donnée peut se lire sur une carte telle que celle accessible sur <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>),
- P_c (kWc) : la puissance crête de l'installation photovoltaïque,
- P_R : le ratio de performance, qui caractérise les pertes dues à la température des cellules, aux câblages, à la qualité d'appairage des modules, au rendement de l'onduleur, et toutes les autres pertes intrinsèques aux équipements électriques. Il est généralement choisi égal à 0,7 dans le cas de l'incorporation au bâti avec faible ventilation (hausse de la température des cellules), et 0,75 dans le cas de la surimposition.
- TRIGO : coefficient trigonométrique, qui correspond à l'impact d'une orientation ou d'une inclinaison non optimale (cf. 7.3).



Attention, ce calcul ne tient pas compte des éventuels masques !

15.4 Annexe 4 – Choix aluminium prélaqué

La résistance du système de revêtement est exprimée par les catégories suivantes :

- Rc, de 1 à 3 pour la corrosion,
- Ruv, de 1 à 4 pour la résistance à l'exposition aux UV.

Les catégories Rc et Ruv sont spécifiées par les fabricants d'aluminium laqué.

Ainsi, les catégories sont définies par les résistances suivantes :

- Rc1 et Ruv2 : faible résistance,
- Rc2 et Ruv3 : résistance moyenne,
- Rc3 et Ruv4 : haute résistance.

A partir des catégories de résistance du système de revêtement, le guide de choix ci-dessous préconise les expositions atmosphériques extérieures.

Tableau 3 – Guide de choix des expositions atmosphériques extérieures

Classement Rc (selon EN 1396)	Classement Ruv (selon EN 1396)	Exposition atmosphérique extérieure									
		Rurale non polluée	Industrielle ou urbaine		Marine				Spéciale		
			Normale	Sévère	20 à 10 km	10 à 3 km	Bord de mer < 3 km (*)	Mixte	Fort UV	Particulière	
Rc2	Ruv2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rc2	Ruv3	■	□	-	-	-	-	-	-	-	-
Rc2	Ruv4	■	■	-	-	-	-	-	-	■	-
Rc3	Ruv2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rc3	Ruv3	■	■	□	■	■	□	-	-	-	-
Rc3	Ruv4	■	■	□	■	■	■	□	■	■	□

■ Adapté à l'exposition
 □ Dont le choix définitif ainsi que les caractéristiques doivent être arrêtées après consultation et accord du fabricant.
 – Non adapté.
 (*) Front de mer : consultation et accord du fabricant obligatoire.

(Cahier CSTB n°3812)

TABLE DES MATIÈRES

01 • PRÉAMBULE	4
02 • DOMAINE D'APPLICATION	5
03 • DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE	8
04 • DÉFINITIONS UTILES	11
05 • TYPOLOGIES DES COUVERTURES EN PETITS ÉLÉMENTS	15
5.1 Différents types de couvertures en petits éléments	15
5.1.1 Couvertures en ardoises	15
5.1.2 Couvertures en tuiles	17
5.1.3 Autres types de couvertures en petits éléments – hors domaine d'application du guide	21
5.2 Mode constructif des toitures en petits éléments de couverture en France	21
5.2.1 Support de couverture	21
5.2.2 Types de charpente	22
5.2.3 Caissons chevronnés et panneaux à parement ligno-cellulosique	23
06 • PRINCIPE D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	24
6.1 Généralités	24
6.2 Description des procédés en surimposition du marché	25
07 • CONDITIONS PRÉALABLES À L'ÉTUDE DU PROJET (RECONNAISSANCE DES LIEUX ET ÉVALUATION DE LA FAISABILITÉ)	28
7.1 Analyse du site	29
7.1.1 Localisation géographique	29
7.1.2 Destination du bâtiment (ambiance intérieure)	31
7.2 Évaluation de la production	32
7.3 Analyse du bâtiment	33
7.3.1 Caractérisation de la toiture d'implantation	33
7.3.2 Stabilité du bâtiment	35
08 • DIMENSIONNEMENT	37
8.1 Électrique	37
8.2 Bâtiment	37
8.3 Choix du procédé photovoltaïque	38
8.3.1 Compatibilité procédé photovoltaïque / toiture d'implantation	38
8.3.2 Notice de montage, formation et assistance technique	39
09 • LES DÉMARCHES ADMINISTRATIVES	41
9.1 Généralités	41
9.2 Les démarches d'urbanisme	41
9.2.1 Installation sur bâtiment existant	42
9.2.2 Installation sur bâtiment neuf	42
9.2.3 Zones soumises à l'avis des Architectes des Bâtiments de France (ABF)	42
9.3 Les démarches de raccordement	42

9.4	Les démarches liées au contrat d'achat	43
9.5	Les démarches assurantielles liées à l'installation photovoltaïque.....	43
9.6	Attestation sur l'honneur et tarifs d'achat	43
10	• ASPECTS ASSURANCIELS	45
10.1	Transport et stockage	45
10.2	Mise en œuvre.....	45
10.3	Les évaluations techniques	46
10.3.1	Les Avis Techniques (ATec)	46
10.3.2	Les Appréciations Techniques d'Expérimentation (ATEX).....	47
11	• SÉCURITÉ	48
11.1	Sécurité des personnes.....	48
11.1.1	Sécurité des intervenants (entreprise du bâtiment).....	48
11.1.2	Sécurité des usagers (utilisateurs du bâtiment).....	49
11.2	Sécurité électrique	49
11.3	Sécurité incendie	52
12	• MISE EN ŒUVRE	53
12.1	Généralités.....	53
12.2	Conditions préalables à la pose.....	53
12.3	Compétences des installateurs	53
12.4	Contrôles à réception	54
12.5	Calepinage	55
12.6	Connexions électriques	56
12.7	Câblage de liaison équipotentielle des masses.....	58
12.8	Mise en œuvre du procédé en lui-même	59
12.8.1	Généralités	59
12.8.2	Matériaux.....	60
12.8.3	Mise en œuvre des pattes de fixation sur la toiture	61
12.9	Pose des éléments de couverture	63
12.10	Autocontrôles.....	63
13	• LES MODES CONSTRUCTIFS EN EUROPE	64
14	• ENTRETIEN ET MAINTENANCE	65
14.1	Entretien	65
14.2	Maintenance préventive	66
14.3	Maintenance curative	66
15	• ANNEXES	68
15.1	Annexe 1 – Carte de France métropolitaine des régions de vent.....	68
15.2	Annexe 2 – Carte de France métropolitaine des zones de neige.....	70
15.3	Annexe 3 – Estimation simplifiée de la production électrique	71
15.4	Annexe 4 – Choix aluminium prélaqué	72

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1 – Synthèse des différentes qualifications	54
Tableau 2 – Compatibilité des matériaux	61
Tableau 3 – Guide de choix des expositions atmosphériques extérieures	72

TABLE DES FIGURES

Figure 1 – Principe	5
Figure 2 – Procédé photovoltaïque mis en œuvre en remplacement d'éléments de couverture	6
Figure 3 – Procédé photovoltaïque mis en œuvre en surimposition	6
Figure 4 – Laminé photovoltaïque	12
Figure 5 – Vitrage feuilleté photovoltaïque	12
Figure 6 – Vitrage isolant photovoltaïque	13
Figure 7 – Modes de pose des ardoises	16
Figure 8 – Recouvrement des ardoises	17
Figure 9 – Définition du classement G	18
Figure 10 – Exemple d'étanchéité sur deux types de tuile de terre cuite	18
Figure 11 – Etanchéité tuile en béton	19
Figure 12 – Etanchéité tuile à pureau plat	19
Figure 13 – Etanchéité tuile plane en béton	20
Figure 14 – Etanchéité tuile plate	20
Figure 15 – Etanchéité tuile canal	20
Figure 16 – Pose des tuiles canal parallèle à la pente	21
Figure 17 – Charpente traditionnelle	22
Figure 18 – Charpente à fermettes	22
Figure 19 – Exemples de crochets avec les types de tuiles associées : tuile à relief et tuile plate	25
Figure 20 – Principe de traversée de toiture	26
Figure 21 – Profilé de fixation des modules	26
Figure 22 – Brides ou étriers avec vis et écrou pour le maintien des modules photovoltaïques aux rails	26
Figure 23 – Exemples de masques proches	30
Figure 24 – Relevé de masques	30
Figure 25 – Production électrique comparées aux conditions d'expositions optimales	33
Figure 26 – Exemple de disque solaire, appelé également « abaque »	34
Figure 27 – Différence de répartition de charges sur une panne (perpendiculairement à la pente) sans ou avec système photovoltaïque	36
Figure 28 – Domaine traditionnel et non traditionnel	46
Figure 29 – Sécurité de l'installation photovoltaïque	50
Figure 30 – Boucles d'induction	51
Figure 31 – Passage des câbles en dehors des châtières de ventilation	56
Figure 32 – Passage des câbles au travers de l'écran de sous-toiture	57
Figure 33 – Câbles non soutenus et mal positionnés	57




Figure 34 – Câbles bien positionnés et soutenus dans un chemin de câbles	58
Figure 35 – Exemples de mise à la terre du cadre du module.	58
Figure 36 – Exemples de liaison équipotentielle « en peigne »	59
Figure 37 – Exemple de traversée de toiture pour couverture ardoise	62
Figure 38 – Carte de France métropolitaine des régions de vent	68
Figure 39 – Carte de France métropolitaine des zones de neige	70



Les productions du programme PACTE sont le fruit d'un travail collectif des différents acteurs de la filière bâtiment en France.

Retrouvez gratuitement la collection sur www.programmepacte.fr

LES PARTENAIRES DU PROGRAMME PACTE

MAÎTRES D'OUVRAGE



ENTREPRISES/ARTISANS



MAÎTRES D'ŒUVRE



CONTRÔLEURS TECHNIQUES



INDUSTRIELS



ASSUREURS



PARTENAIRES PUBLICS



Le Secrétariat Technique du programme PACTE est assuré par l'Agence Qualité Construction.

GUIDE

GUIDE POUR LA MISE EN ŒUVRE DE MODULES PHOTOVOLTAÏQUES EN SURIMPOSITION SUR COUVERTURE EN PETITS ÉLÉMENTS

JANVIER 2020

Ce document a été élaboré dans le cadre du programme PACTE « Programme d'Action pour la qualité de la Construction et la Transition Énergétique » qui s'inscrit dans la continuité du programme RAGE (Règles de l'Art Grenelle Environnement).

Il constitue un guide destiné à accompagner les acteurs, notamment les entreprises du bâtiment, dans la réalisation d'une installation photovoltaïque surimposée en toiture avec tuiles ou ardoises, incluant la conception et la maintenance.

Il présente les exigences techniques minimales à respecter.

