

## **Sites de l'ESTIA 1 et ESTIA 4 (Hôtel d'entreprise)**

---

92 ALLÉE THÉODORE MONOD – TECHNOPOLE IZARBEL – 64210 BIDART

# **Renforcement de structure, changement de couverture et pose de modules photovoltaïques**

CAHIER DES CLAUSES TECHNIQUES  
PARTICULIERES

## **DCE LOT 1 : INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES EN AUTOCONSOMMATION**

**tecsol** 

  
**COBET**  
GROUPE VERTICAL SEA

## MAITRISE D'OUVRAGE :



**ESTIA**  
92 Allée Théodore Monod  
Technopole Izarbel  
64210 BIDART

Iban LIZARRALDE  
-  
T 05 59 43 85 26  
@ [i.lizarralde@estia.fr](mailto:i.lizarralde@estia.fr)



**CCI BAYONNE PAYS BASQUE**  
50-51 Allée Marines  
64102 Bayonne

## MAITRISE D'ŒUVRE :

Photovoltaïque



**TECSOL S.A.S**  
Agence Nouvelle-Aquitaine  
Darwin Éco-système - Bat. A - 87  
quai des Queyries  
33100 BORDEAUX

Céleste GRAS-MERLIN  
Chef de projets  
T 07 84 23 33 08  
@ [celeste.gras@tecsol.fr](mailto:celeste.gras@tecsol.fr)

Couverture - étanchéité



**C3 BUREAU D'ETUDES FACADES**  
17 Bd Jean Jaurès  
64100 BAYONNE

Christophe MIRANDE  
Chef de projets  
T 06 16 44 37 70  
@ [christophe.mirande@bec3.fr](mailto:christophe.mirande@bec3.fr)

Charpente métallique



**COBET**  
68 avenue du 8 mai 1945  
64100 BAYONNE

Guillaume SORONDO  
Chef de projet  
T 07 85 65 51 00  
@ [guillaume.sorondo@cobet.fr](mailto:guillaume.sorondo@cobet.fr)

## SUIVI DU DOCUMENT :

Indice	Date	Modifications	Rédaction	Vérification	Validation
1.0	21/02/2025	VERSION INITIALE	CG	MD	ME
2.0	03/03/2025	Remplacement BASE + PSE par Tranches ferme et optionnelles	CG	MD	ME

# SOMMAIRE

<b>1</b>	<b>PRESENTATION DU PROJET</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>PREAMBULE</b>	<b>6</b>
2.1	QUALIFICATION	6
2.2	NATURE DES TRAVAUX	6
2.3	OBLIGATIONS DE L'ENTREPRISE	7
2.3.1	AVERTISSEMENTS AUX ENTREPRISES	7
2.3.2	PRESTATIONS GLOBALES	8
2.3.3	PLANS ET NOTICES	8
2.3.4	FOURNITURES	9
2.3.5	GESTION DES DECHETS	9
2.3.6	SECURITE DU CHANTIER	10
2.3.7	ESSAIS / EPREUVES CONCLUANTES	10
2.4	VARIANTES	10
2.5	PLANNING D'EXECUTION	10
<b>3</b>	<b>PRESCRIPTIONS GENERALES DES PRESTATIONS PHOTOVOLTAÏQUES</b>	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>NORMES ET REGLEMENTATIONS</b>	<b>13</b>
<b>5</b>	<b>TRAVAUX PHOTOVOLTAÏQUES – TRANCHE FERME</b>	<b>18</b>
5.1	SPECIFICATIONS GENERALES DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE	18
5.2	BAC DE COUVERTURE	18
5.3	SYSTEME D'INTEGRATION	20
5.4	MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	20
5.5	MISE A LA TERRE DES INSTALLATIONS	21
5.6	SPECIFICATIONS TECHNIQUES	22
5.6.1	CHAINES DE MODULES (BRANCHES DE MODULES)	22
5.6.2	MISE A LA TERRE ET LIAISON EQUIPOTENTIELLE	22
5.6.3	LOCAL ONDULEUR	23
5.6.4	LIAISONS CC JUSQU'A L'ONDULEUR	24
5.6.5	ONDULEUR	24
5.6.6	LIAISONS CA ONDULEUR – COFFRET CA (TDGS)	25
5.6.7	COFFRET CA (TDGS)	25
5.6.8	TELESUIVI	26
5.6.9	LIAISON CA COFFRET CA (TDGS) - PDL	28
5.6.10	POINT D'INJECTION SUR LE RESEAU DU BATIMENT	29
5.6.11	ARRET D'URGENCE	30
5.6.12	MATERIAUX ET APPAREILLAGES	30
5.6.13	CABLES ET CHEMINEMENTS	31
5.6.14	CONTRAT DE MAINTENANCE	33
<b>6</b>	<b>TRAVAUX PHOTOVOLTAÏQUES – TRANCHE OPTIONNELLE 1 (ESTIA1 OREILLETES)</b>	<b>34</b>
6.1	SPECIFICATIONS GENERALES DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE	34
6.2	DEPOSE DU CAILLEBOTIS	34
6.3	DEPOSE DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE EXISTANTE	34
6.4	STRUCTURE PRIMAIRE (CHARPENTE METALLIQUE)	35
6.5	STRUCTURE SECONDAIRE (SYSTEME D'INTEGRATION)	36
6.6	MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	36
6.7	MISE A LA TERRE DES INSTALLATIONS	37
6.8	SPECIFICATIONS TECHNIQUES	38

6.8.1	CHAINES DE MODULES (BRANCHES DE MODULES)	38
6.8.2	MISE A LA TERRE ET LIAISON EQUIPOTENTIELLE	38
6.8.3	LOCAL ONDULEUR	39
6.8.4	LIAISONS CC JUSQU'A L'ONDULEUR	40
6.8.5	ONDULEUR	41
6.8.6	LIAISONS CA ONDULEUR – COFFRET CA (TDGS)	41
6.8.7	COFFRET CA (TDGS)	42
6.8.8	TELESUIVI	42
6.8.9	LIAISON CA COFFRET CA (TDGS) - PDL	44
6.8.10	POINT D'INJECTION SUR LE RESEAU DU BATIMENT	44
6.8.11	ARRET D'URGENCE	45
6.8.12	MATERIAUX ET APPAREILLAGES	45
6.8.13	CABLES ET CHEMINEMENTS	46
6.8.14	CONTRAT DE MAINTENANCE	48

## 7 TRAVAUX PHOTOVOLTAÏQUES – TRANCHE OPTIONNELLE 2 (ESTIA1 ARRIERE) 49

7.1	SPECIFICATIONS GENERALES DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE	49
7.2	CHARPENTE METALLIQUE	50
7.3	BAC DE COUVERTURE	50
7.4	SYSTEME DE FIXATION DES MODULES	51
7.5	MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	52
7.6	MISE A LA TERRE DES INSTALLATIONS	53
7.7	SPECIFICATIONS TECHNIQUES	53
7.7.1	CHAINES DE MODULES (BRANCHES DE MODULES)	53
7.7.2	MISE A LA TERRE ET LIAISON EQUIPOTENTIELLE	53
7.7.3	LOCAL ONDULEUR	54
7.7.4	LIAISONS CC JUSQU'A L'ONDULEUR	55
7.7.5	ONDULEUR	55
7.7.6	LIAISONS CA ONDULEUR – COFFRET CA (TDGS)	56
7.7.7	COFFRET CA (TDGS)	56
7.7.8	TELESUIVI	57
7.7.9	LIAISON CA COFFRET CA (TDGS) - PDL	58
7.7.10	POINT D'INJECTION SUR LE RESEAU DU BATIMENT	59
7.7.11	ARRET D'URGENCE	60
7.7.12	MATERIAUX ET APPAREILLAGES	60
7.7.13	CABLES ET CHEMINEMENTS	61
7.7.14	CONTRAT DE MAINTENANCE	63

## 8 PV - PRESTATIONS DIVERSES 64

8.1	DOCUMENTATIONS TECHNIQUES A FOURNIR	64
8.1.1	A LA REMISE DE L'OFFRE	64
8.1.2	AVANT TRAVAUX	64
8.1.3	AVANT RÉCEPTION	64
8.2	RECEPTION	65
8.3	GARANTIES	65

### Notations :

CC : courant continu (ou DC)

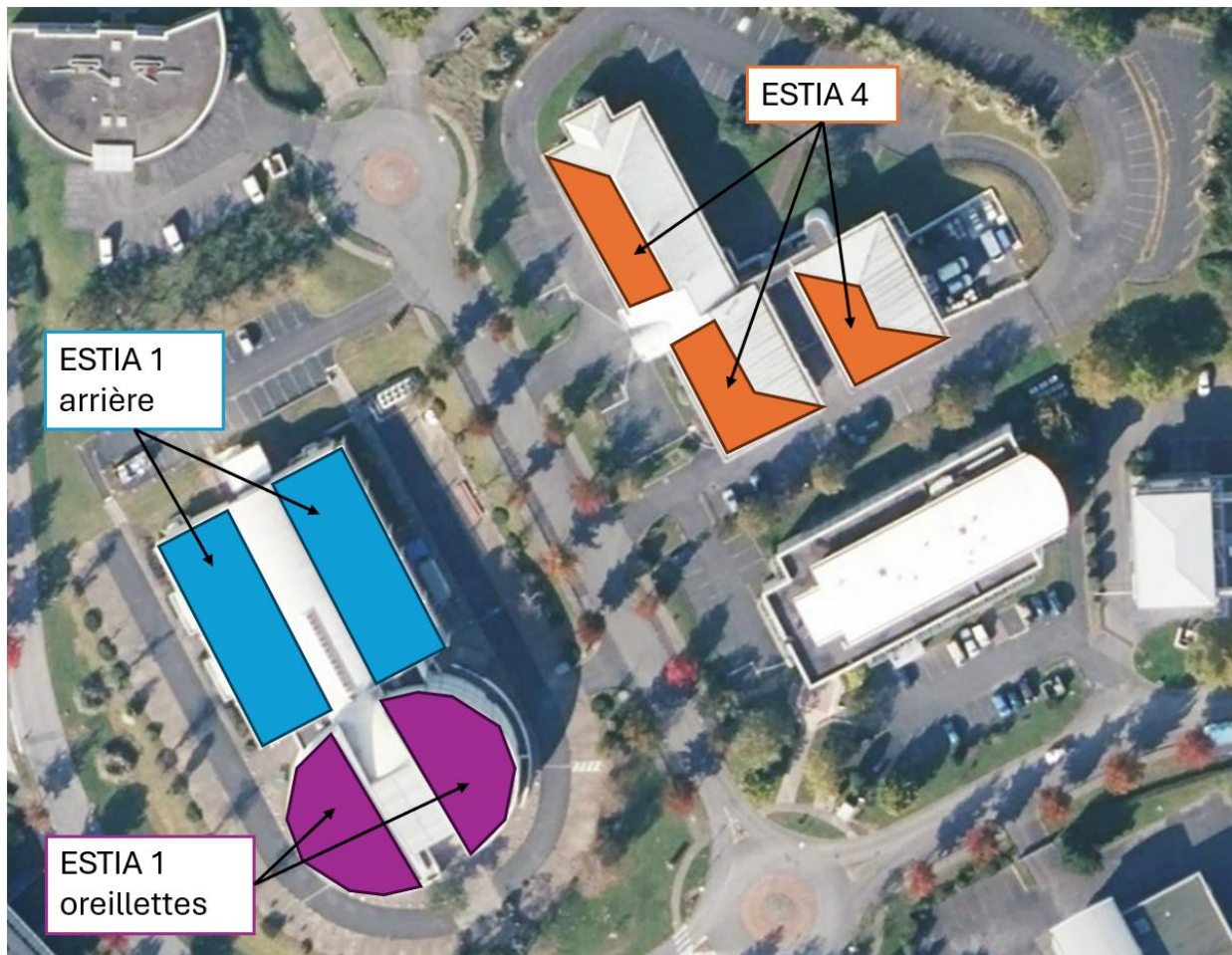
CA : courant alternatif (ou AC)

TGBT : tableau général basse tension

## 1 PRESENTATION DU PROJET

Les sites d'étude sont les bâtiments de l'ESTIA situé dans la technopole Izarbel à Bidart (64210) :

- ESTIA 4 (aussi nommé Hotel d'entreprise) : 45 allée Théodore Monod
- ESTIA 1 : 92 allée Théodore Monod



Coordonnées géographiques :

Latitude : 43°26'46.06"N

Longitude : 01°33'14.12" O

Altitude : 55 m

**Le présent marché fait appel à 3 lots distincts :**

- Lot 1 : installations photovoltaïques en autoconsommation
- Lot 2 : couverture – étanchéité
- Lot 3 : renforcements de charpente métallique

Ce DCE constitue le lot 1 du projet. Il comporte plusieurs tranches :

**TRANCHE FERME (TF) :** Travaux sur ESTIA 4

**TRANCHE OPTIONNELLE 1 (TO1) :** Travaux sur ESTIA 1 oreillettes

**TRANCHE OPTIONNELLE 2 (TO2) :** Travaux sur ESTIA 1 arrière

**NOTA :** Le site fait l'objet de la mise en place de plusieurs installations photovoltaïques en autoconsommation (> 100 kWc, cadre S21).

## 2 PREAMBULE

### 2.1 Qualification

L'Entrepreneur devra justifier d'une qualification en droit de validité. A cet effet, il joindra à sa soumission un certificat de qualification professionnelle de l'année en cours.

L'Entrepreneur devra justifier de qualification « QualiPV » modules « électricité » de puissance équivalente à celles du projet ou de qualifications équivalentes délivrées par un organisme reconnu par le COFRAC ou le Grenelle de l'Environnement.

### 2.2 Nature des travaux

#### A la charge du prestataire :

- Les études, notes de calcul, plans et nomenclatures nécessaires à l'établissement ou à la mise au point du projet, suivant les dispositions des règles de l'art et de calculs ;
- La fourniture de l'ensemble des plans d'exécution avant réalisation ;
- Tous moyens de mise en œuvre et de levage répondant aux normes de sécurité en vigueur (Nacelles, protection collective de chantier ...) ;
- Le nettoyage du chantier et évacuation des déchets.

#### L'entreprise devra :

##### **TF – ESTIA 4 :**

- Les mesures de sécurité et moyens d'accès en phase chantier ;
- La fourniture d'un panneau de chantier selon format souhaité par la maîtrise d'ouvrage ;
- La fourniture et la pose de l'installation photovoltaïque neuve (en autoconsommation).

##### **TO1 – ESTIA 1 oreillettes :**

- La dépose du caillebotis existant en conservation ;
- La dépose de l'installation photovoltaïque dite « existante » (en vente totale) en conservation ;
- La fourniture et la pose de l'installation photovoltaïque neuve (en autoconsommation).

##### **TO2 – ESTIA 1 arrière :**

- La fourniture et la pose de l'installation photovoltaïque neuve (en autoconsommation).

#### L'entreprise devra la fourniture et la pose :

- Du **système d'intégration photovoltaïque** répondant aux critères généraux d'implantation sur bâti, sous certification et compatible avec la couverture (charge au lot 2) et la structure (charge au lot 3) ;
- Des **modules photovoltaïques** verre-temlar, cadrés, au silicium mono/polycristallin et semi-rigides ;
- Du **raccordement électrique des modules photovoltaïques** par branches jusqu'aux onduleurs, y compris câbles et chemins de câbles ;
- Des **chemins de câbles**, protégés, pour cheminement des réseaux CC jusqu'aux onduleurs ;
- D'un **conducteur d'équipotentialité**, relié à la barrette générale terre, et reliant toutes les structures métalliques des modules et des supports de l'installation, y compris les chemins de câbles métalliques ;
- **Des onduleurs**, installé en toiture technique (local onduleur), du câblage et des chemins de câble, y compris le raccordement entre ces éléments, comprenant câblage et chemins de câbles protégés ;
- D'un **coffret CA**, installés en toiture technique, pour la mise en place de protections côté CA, au plus près des onduleurs, du câblage et des chemins de câbles protégés entre les onduleurs et ces coffrets, y compris le raccordement entre ces éléments ;
- De **parafoudre de type 2 avec sectionneur triphasé** au plus proche des onduleurs, côté CA, dans les coffrets prévus à cet effet ;
- Des organes de sécurité électriques à installer dans le local TGBT, du câblage et des chemins de câbles protégés entre les coffrets CA et le point d'injection, y compris le raccordement entre ces éléments.
- D'un **système de coupure générale simultanée** des onduleurs, positionné à proximité du local



- TGBT, y compris report à proximité du dispositif de mise hors tension du bâtiment (arrêt d'urgence pompier, relayé par bobine MX), au plus près du point d'injection, y compris câble de liaison ;
- Un **conducteur d'équipotentialité**, relié à la **barrette générale de terre de l'installation**, et reliant toutes les structures métalliques des modules, toutes les structures métalliques des supports du procédé de couverture photovoltaïque, tous les chemins de câbles et armoires métalliques,
- La **continuité du conducteur général de protection du champ photovoltaïque** jusqu'à la barrette générale de terre ;
- La **mise à la terre de l'ensemble des installations BT** à partir de la barrette de terre générale ;
- L'**interconnexion de toutes les terres** ;
- La **fourniture, la pose et le raccordement de toutes les liaisons électriques**, y compris gaines, goulottes, chemins de câbles, câbles, percements et rebouchages, VRD, nécessaires au bon fonctionnement de l'installation ;
- La **préparation du point de livraison** ;
- La **fourniture, la pose et le raccordement de la liaison triphasée** entre le TGBT et le PDL ;
- Le **repérage durable de toutes les liaisons CC, CA, télécom** installées ;
- Les **affichage réglementaires durables**, intérieurs et extérieurs ;
- Les **essais et contrôles** des installations ;
- La **mise en service** et garanties ;
- Les frais inhérents et les démarches pour l'**obtention du certificat CONSUEL et attestation S21 (>100 kWc)** (y compris intervention éventuelle d'un organisme de contrôle agréé) ;
- La **réalisation et la diffusion des Dossiers d'Ouvrages Exécutés** et des Dossiers d'Interventions Ultérieurs sur l'Ouvrage ;

**Nota 1 :** L'entreprise pourra proposer toute adaptation qu'elle jugera utile. Les adaptations seront soumises à l'approbation de l'ensemble des maîtrises d'œuvre et d'ouvrage.

**Nota 2 :** La mise en œuvre de la solution photovoltaïque de la **TO1** impose des renforcements de la structure primaire en toiture (à la charge du lot 3 Renforcement de charpente métallique). Le complexe d'étanchéité sera également rénové entièrement à l'occasion des travaux photovoltaïques (à la charge du lot 2 Couverture-étanchéité).

**Nota 3 :** La mise en œuvre de la solution photovoltaïque de la **TO2** impose de changer le bac de couverture sur les deux toitures inclinées à l'arrière – hors toiture cintrée (à la charge du lot 2 Couverture-étanchéité).

**Nota 3 :** Le module proposé devra être compatible avec le système d'intégration sous certification (Avis Technique ou ETN en cours de validité) et présenter un **bilan carbone inférieur à 550 kg eq CO2/kWc**.

Le certificat ECS (Evaluation Carbone Simplifiée) devra obligatoirement être fourni dans l'offre du candidat.

## 2.3 Obligations de l'entreprise

### 2.3.1 Avertissements aux entreprises

Le soumissionnaire s'engage à mettre à la disposition du chantier la main d'œuvre qualifiée et tout l'outillage et fournitures nécessaires à la réalisation et au parfait achèvement de ses travaux dans les délais prescrits au planning général (joint en annexe).

D'une façon générale, le soumissionnaire ne pourra invoquer une omission, ni aucune mauvaise interprétation des documents du C.C.T.P. pour refuser de fournir ou de monter un dispositif assurant le bon fonctionnement de l'installation. Toute anomalie constatée devra être aussitôt signalée au Maître d'Œuvre.

En toute hypothèse, pour l'établissement de son offre, le soumissionnaire tiendra compte des travaux décrits aux C.C.T.P. et de l'état de l'existant susceptible d'interférer avec ses propres prestations.

Le soumissionnaire est entièrement responsable de tout dommage occasionné au site ainsi qu'à des tiers par ces travaux. Il sera responsable de la remise en état du site après travaux. Le matériel ou installations sur site, nécessitant d'être manipulé ou déplacé, devront être remis au Maître d'Ouvrage en état.

L'entrepreneur aura notamment à sa charge durant son intervention :

- le stockage de ses matériaux à l'abri des intempéries et des accidents,
- l'établissement de toutes les protections et dispositifs de sécurité réglementaires, nécessaires à l'intervention de son personnel ainsi que la remise en état de protections existantes déplacées lors de ses travaux,
- l'établissement, sous son entière responsabilité, des échafaudages et engins de toute nature, nécessaires à l'exécution de ses travaux.

### 2.3.2 Prestations Globales

L'énumération du matériel et fournitures nécessaires à la bonne exécution des travaux n'est pas limitative.

L'entreprise devra répondre aux besoins exprimés pour assurer un bon fonctionnement des installations sans qu'elle puisse se prévaloir d'une omission dans les présents documents.

Les quantités indiquées dans la D.P.G.F. que fournira le soumissionnaire sont soumises à un prix forfaitaire.

L'entrepreneur devra s'acquitter de toutes les démarches administratives auprès des différents partenaires ou administrations afin de mener à terme ce projet dans les meilleures conditions, qu'elles soient financières, technologiques et écologiques. A défaut, il supportera les frais de modifications éventuelles demandées par les services officiels (bureau de contrôle, service incendie etc.).

La pré-étude n'enlève rien à la responsabilité de l'entrepreneur. Il devra avoir l'accord d'Enedis sur son installation photovoltaïque avant remise de l'installation au maître d'ouvrage et ne pourra réclamer aucun supplément de prix pour les modifications qui pourraient lui être imposées.

Afin de rentrer dans le cadre administratif fixé par ENEDIS et d'obtenir les éventuelles subventions, le candidat devra obligatoirement avoir une Qualification RGE.

### 2.3.3 Plans et notices

Avant tout début des travaux, le soumissionnaire devra soumettre à l'agrément du Maître d'Œuvre, du Maître d'ouvrage et du Bureau de Contrôle tous les calculs et plans techniques d'exécution, et toutes les informations nécessaires pour une parfaite compréhension et une parfaite mise en œuvre de l'ensemble de ses ouvrages.

Faute par lui de remplir cette obligation dans les délais nécessaires (acceptation, plans, approvisionnements, fabrications, etc....), le soumissionnaire pourra se voir refuser l'implantation et le choix de ses matériaux.

Chaque ouvrage à construire et à mettre en œuvre fera l'objet d'un plan particulier, aucun élément ne pourra être réalisé s'il n'a fait l'objet d'un plan approuvé.

Les plans devront être complets et devront y figurer notamment :

- Le plan de calepinage des structures secondaires avec la notice de montage et les plans de détails et coupes de précisions de montage



- Le plan de calepinage des modules, avec répartition des panneaux par champ, et par onduleur,
- L'ensemble des plans, schéma et synoptiques nécessaires à la réalisation de l'ensemble de ses prestations, et toutes données utiles à la compréhension des ouvrages,
- Les notes de calcul CA/CC

Avant toute mise en fabrication, le titulaire du présent marché devra vérifier sur place les côtes et le cas échéant, demander les rectifications qui s'imposent. En aucun cas, il ne pourra se prévaloir lors de la mise en œuvre, d'erreurs de dimensions ou de difficultés de mise en place.

Les reconnaissances de supports devront être faites au moins une semaine avant la date prévue pour la pose, afin de permettre les reprises éventuelles.

Le titulaire du présent marché devra la réception de ses ouvrages nécessaires au parfait fonctionnement du générateur photovoltaïque. Cette réception sera effectuée conjointement avec le Maître d'Œuvre et le Maître d'Ouvrage.

Il supportera les conséquences de tout défaut de ses ouvrages (travaux supplémentaires) identifiés après la réception évoquée.

Avant réception des travaux l'entreprise devra la réalisation et la diffusion :

- Des Dossiers d'Ouvrages Exécutés
- Des Dossiers d'Interventions Ultérieures sur l'Ouvrage,
- De la liste de tout le matériel utilisé avec les références et la provenance des divers matériaux.

### 2.3.4 Fournitures

Avant commande de chaque fourniture, l'entrepreneur devra fournir la fiche technique descriptive de chaque matériel, précisant ses références, marques et caractéristiques.

Les matériaux et matériels utilisés pour la réalisation de l'installation devront être conformes aux normes françaises et européennes, et satisfaire aux conditions imposées par l'actuel Cahier des Clauses Techniques Particulières.

L'ensemble de la fourniture sera soumis à l'agrément du Maître d'œuvre. Les éléments qui seront jugés comme ne présentant pas les qualités requises ou comme n'étant pas convenablement façonnés, devront être immédiatement déposés, enlevés, remplacés ou refaits, sans que l'entrepreneur puisse prétendre à indemnités. En cas d'inexécution, les matériaux refusés pourront être enlevés par le Maître d'ouvrage.

### 2.3.5 Gestion des déchets

En application des articles L541-1 du Code de l'Environnement, ne sont admis en installations de stockage que les déchets ultimes, c'est-à-dire, les matériaux dont la part valorisable aura été extraite et le caractère polluant réduit. Ainsi sont à la charge du titulaire du présent marché :

- Stocker les déchets avant leur élimination dans des conditions ne présentant aucun danger pour l'environnement et la santé et favorisant leur valorisation ultérieure,
- Eliminer ou faire éliminer ses déchets dans de bonnes conditions et dans des installations respectant les normes en vigueur et favorisant au mieux leur valorisation,
- S'assurer de la traçabilité des déchets,
- Produire des déchets les moins dangereux pour la santé et l'environnement,
- Trier les déchets sur le chantier,
- Eviter le mélange de matériaux de nature ou de destination différente,
- Eliminer ses déchets au plus près du chantier pour limiter les coûts et les nuisances liés au transport,

- Favoriser la valorisation des déchets.

Un descriptif des actions mises en œuvre sera fourni par l'entreprise avant le début des travaux.

### 2.3.6 Sécurité du chantier

Toutes dispositions réglementaires concernant l'hygiène et la sécurité des travailleurs devront être respectées par l'entrepreneur. Les règles d'hygiène et de sécurité des travailleurs seront conformes au code du travail, 4ème partie, livre 4, titre 3.

Afin de limiter les risques encourus pour l'installation d'un générateur photovoltaïque, des mesures de sécurité comprenant pose de barrière Heras et protection collective provisoire de la toiture devront être mises en œuvre et précisées dans le PPSPS.

### 2.3.7 Essais / épreuves concluantes

Le titulaire du présent marché aura à sa charge tous les réglages, essais privés et toutes sujétions concernant l'installation photovoltaïque.

Le titulaire du présent marché doit une installation en parfait état de fonctionnement, essais et réglages compris.

L'entrepreneur devra effectuer, à ses frais, les essais prescrits par les documents techniques ainsi que tous les essais complémentaires éventuellement jugés nécessaires par le concepteur ou le Bureau de Contrôle.

Ces essais seront réalisés sur l'ensemble de l'installation des panneaux photovoltaïques en présence du bureau de contrôle et du Maître d'œuvre.

L'entrepreneur devra prévoir lors des essais, tous les appareils de mesure, le matériel, l'appareillage et les accessoires nécessaires pour réaliser les essais et contrôles. Ils donneront lieu à l'établissement de procès-verbaux.

L'installation terminée, l'entrepreneur aura à sa charge l'ensemble des essais de fin de chantier. Il devra par ailleurs faire parvenir au maître d'ouvrage les attestations de conformité dûment remplies et signées par lui 20 jours au moins avant la date prévue de mise sous tension définitive.

## 2.4 Variantes

Il est demandé aux entreprises de chiffrer deux tranches optionnelles.

- **TO1 : installation photovoltaïque sur l'ESTIA 1 oreillettes.**

Dans le cas où la **TO1** serait retenue, la Maîtrise d'ouvrage souhaiterait récupérer l'installation photovoltaïque existante pour son usage personnel. Dans ce cas, l'entreprise déposera les éléments en pied d'échafaudage pour mise à disposition de la MOA.

- **TO2 : installation photovoltaïque sur l'ESTIA 1 arrière.**

## 2.5 Planning d'exécution

Voir règlement de consultation.

### 3 PRESCRIPTIONS GENERALES DES PRESTATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

**AVERTISSEMENT** : Le soumissionnaire est considéré connaître toutes les particularités du bâtiment et son offre est supposée tenir compte de toutes les difficultés inhérentes à son marché.

Le site étant en fonctionnement toute l'année, hors période de vacances scolaires, les travaux se dérouleront par conséquent autant que possible pendant les vacances d'été, et le cas échéant en site occupé.

Le présent document concerne la mise en place d'un générateur solaire photovoltaïque en autoconsommation avec injection du surplus sur le réseau public (S21), en surimposition de toitures des bâtiments de l'ESTIA. Ces installations seront par la suite appelées « installations neuves ».

**Cas spécifique TO1** : Le bâtiment dispose également d'une installation photovoltaïque existante d'une puissance de 5.6 kWc (5 kVA) en injection totale, objet d'un contrat d'Obligation d'Achat conclu en 2007 (S06), qui sera nommée par la suite « installation existante ».

La dépose en conservation de cette installation fait également l'objet de la présente prestation **TO1**.

Les installations photovoltaïques neuves seront en surimposition des toitures concernées, conformément aux plans d'implantation fournis en annexe du présent document.

**A la charge du présent lot**, la fourniture, la pose, le raccordement et la mise en service du générateur photovoltaïque, constitués de champs photovoltaïques en surimposition et du raccordement jusqu'à son point de livraison (TGBT).

Le présent lot aura également à sa charge la mise en place du système de coupure d'urgence pompier pour l'installation.

**La solution proposée devra disposer d'une certification (ATec ou ETN) en cours de validité, et respectera les critères généraux d'implantation, au sens de l'arrêté S21.**

Le dimensionnement réalisé pour la consultation des entreprises constitue la solution attendue.

Toutefois les adaptations sont autorisées dans la mesure où elles respectent :

- ☐ **Les contraintes d'implantation en toiture,**
- ☐ **Une production solaire annuelle minimale à atteindre,**
- ☐ **Une puissance crête installée minimum à respecter.**

**Les marques et types de matériel présentés en dimensionnement sont données à titre indicatif, pour définir un niveau minimum de qualité. Toute solution remplissant le cahier des charges, et de qualité équivalente, sera étudiée.**

#### **Calculs de dimensionnement : méthode de calcul et données météorologiques**

Le dimensionnement et les performances de l'installation solaire ont été calculés à l'aide du logiciel de dimensionnement photovoltaïque PVSyst v8.0.6, développé par l'Université de Genève.

Station de référence : les valeurs retenues pour les calculs sont celles du site localisé sur la commune de Bidart, issues du programme PVGIS. Les données de ce catalogue constituent une référence météorologique et devront être retenues par les candidats pour tous les calculs énergétiques liés à ce projet.

Température ambiante : Les valeurs de température de l'air ambiant [°C] pour ces coordonnées GPS, sont notamment disponibles sur le site : <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

Température de l'air ambiant (°C), pour le site de Bidart :

Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
8.26	8.34	11.04	12.48	15.47	18.56	20.73	21.05	18.56	16.14	11.05	9.02

Les principales caractéristiques des champs photovoltaïques sont les suivantes :

Prestation	Bâtiment	Mode de valorisation	Nb modules	Puissance modules [Wc]	Puissance [kWc]	Onduleurs [kVA]	Production [MWh/an]
<b>TF</b>	ESTIA 4	Autoconsommation avec vente de surplus	162	450	72.9	30+36	81.7
<b>TO1</b>	ESTIA 1 oreillettes	Autoconsommation avec vente de surplus	264	450	118.8	100	141.3
<b>TO2</b>	ESTIA 1 arrière	Autoconsommation avec vente de surplus	224	430	96.3	100	93.3

Les calculs ont été effectués en considérant les coefficients de pertes suivant :

- Coefficient de déperdition par température (Thermal Loss Factor) :
  - **TF** :  $K_c = 20 \text{ W/m}^2.\text{K}$  et  $K_v = 0$  ;
  - **TO1** :  $K_c = 29 \text{ W/m}^2.\text{K}$  et  $K_v = 0$  ;
  - **TO2** :  $K_c = 15 \text{ W/m}^2.\text{K}$  et  $K_v = 0$  ;
- Pertes ohmiques dans câblage CC et CA (Ohmic Losses) : 1.5% CC et 1.5% CA ; C'est une valeur qui pourra être réajustée avec les longueurs de câbles et leurs sections lors du dimensionnement du câblage ;
- Pertes dues à l'efficacité effective des modules (Module Quality) :
  - **TF** et **TO1** : -0.4% ;
  - **TO2** : -1.3%.
- Pertes dues au mismatch modules : 2% au MPP ;
- Pertes par salissures des modules (Soiling Loss) :
  - **TF** et **TO1** : 1% ;
  - **TO2** : 3%.
- Pertes dues aux ombrages proches :
  - **TF** et **TO1** : 0% ;
  - **TO2** : 5.2%
- Le nombre de modules par toiture et leur taille sont fixés par le CCTP.
- Les plans de calepinage pour l'implantation des modules sont joints dans le carnet de plans.

Pour la **TF** et **TO1**, Les modules photovoltaïques proposés, compatibles avec le système d'intégration, auront une puissance unitaire minimale de 450 Wc et les dimensions 1762x1134x30 mm.

Pour la **TO2** les modules seront semi-rigides avec une puissance unitaire minimale de 430 Wc et les dimensions suivantes 2054x1084x10 mm.

Ils devront être de tolérance positive.

Les modules seront posés en surimposition, selon prescriptions à suivre pour chaque installation

**Le choix des matériels est laissé à libre choix de l'entreprise à condition de respecter les modalités d'application de la certification du système d'intégration : sous validation de la liste des modules compatibles et, le cas échéant, avec courrier du fabricant garantissant une extension de la certification en cas de changement de la taille des modules ou de la puissance unitaire.**

## 4 NORMES ET REGLEMENTATIONS

Les installations des matériels seront réalisées selon les règles de l'art, et contrôlés par l'organisme de contrôle désigné par le Maître d'Ouvrage.

Il sera notamment apporté une attention particulière à la protection :

- des biens et des personnes,
- des matériels et équipements contre toute détérioration éventuelle due à des causes extérieures telles que tempêtes (vent, pluie, neige, grêle), dégâts des eaux, foudre etc.
- contre toute fausse manœuvre éventuelle de l'utilisateur ou contre tout défaut de fonctionnement inopiné qui pourrait entraîner une détérioration prématurée ou irréversible des matériels ou équipements tels que court-circuit, inversion de polarité, déconnexions.
- des usagers contre tout risque d'électrocution ou autre risque d'origine accidentelle, en particulier dû à la manipulation des modules.
- des bâtiments contre tout risque d'incendie accidentel dû à des défauts de fonctionnement ou de protection de l'installation.

L'installation des matériels sera soumise au respect des normes applicables aux travaux de bâtiments en marchés privés, notamment :

- la Norme NF P 03.001 - Cahier des Clauses générales applicables aux travaux de bâtiments : Cette norme rend obligatoire les D.T.U et Normes françaises pour les marchés privés dont la liste est publiée périodiquement dans les suppléments détachables des "Moniteur",
- les produits non traditionnels (matériaux nouveaux) devront faire l'objet d'avis techniques acceptés par la Commission Technique de l'assurance. Dans le cas contraire chaque cas fera l'objet d'un examen particulier,
- NF EN 1991-1-4/2005 (annexe) – Eurocode 1 : Actions sur les structures – actions du vent,
- NF EN 1991-1-3/2004 (annexe) – Eurocode 1 : Actions sur les structures – charges de neige,
- DTU N° 43.3 - Cahier des clauses techniques - Cahier des clauses spéciales,
- DTU N° 40.35 - Couverture en plaques nervurées issues de tôles d'acier revêtues,
- DTU N° 20.12 - Maçonnerie des toitures et d'étanchéité - Gros œuvre en maçonnerie des toitures destinées à recevoir un revêtement d'étanchéité
- DTU N° 43 et nouveau DTU N° 43.1 applicable depuis novembre 2004,
- DTU N° 60-11, 60-32, 60-33, 65-10,
- normes Françaises : NFP 84.300 à NFP 84.316, NFP 30-301, 36 410, 16 352, 41 201 à 204, NFP 54 002 et 54 028,
- normes AFNOR en vigueur,
- le cahier vert édition de la Chambre Syndicale Nationale des Entrepreneurs d'étanchéité,
- les avis techniques,
- les règlements, décrets, complétant ou modifiant les documents susvisés, ayant trait aux présents travaux et connus au jour de la soumission,
- Mise en œuvre des capteurs PV dans le bâtiment (CSTB).
- NF EN 795 Équipement de protection individuelle contre les chutes - Dispositifs d'ancrage
- Code de l'environnement notamment article L554-1 à L554-5, R 554-1, R544-2, R 554-22 V, R 554-32 et article R 554-33
- Code du travail notamment Articles L4121-2, R 4321-4, R4323-55 et R4323-56
- Arrête du 13 juillet 2000 Réseaux de distribution gaz
- Arrêté du 15 février 2012 modifié relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution
- Arrêté du 19 février 2013 modifié portant sur la certification des prestataires en géoréférencement et en détection des réseaux
- Arrêté du 22 décembre 2015 Contrôle de compétences

En cas de réédition, de modification ou de mise à jour, le document de référence est celui qui est en vigueur à la date de consultation des entrepreneurs.

L'installation des matériels sera soumise au respect des normes de l'industrie photovoltaïque et des normes relatives aux installations électriques basse tension, notamment :

NF S 70-003	relative aux travaux à proximité de réseaux
NFC 18-510	Travaux à proximité des ouvrages électriques
NF EN 12889	Assainissement
NF P 98-331 et NF P 98-332	Chaussées et dépendances
NF EN 50380 (C 57-201)	Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les modules photovoltaïques
NF EN 50521 (C 57-339)	Connecteurs pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais
NF EN 60269-1 (C 60-200-1)	Fusibles basse tension - Partie 1: Règles générales
NF EN 60904-3 (C 57-323)	Dispositifs photovoltaïques - Partie 3: Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques (PV) à usage terrestre incluant les données de l'éclairement spectral de référence
NF EN 60947-1 (C 63-001)	Appareillage à basse tension - Partie 1: Règles générales
NF EN 60947-2 (C 63-120)	Appareillage à basse tension - Partie 2: Disjoncteurs
NF EN 60947-3 (C 63-130)	Appareillage à basse tension - Partie 3 : Interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs sectionneurs et combinés-fusible
NF EN 61215 (C 57-105)	Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation
NF EN 61439	Ensembles d'appareillages à basse tension
NF EN 61557-8 (C 42-198-8)	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1000 V c.a. et 1 500 V c.c. Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Partie 8: Contrôleurs d'isolement pour réseaux IT.
NF EN 61643-11 (C 61-740)	Parafoudres basse-tension - Partie 11: Parafoudres connectés aux systèmes de distribution basse tension - Prescriptions et essai
NF EN 61730-1 (C 57-111-1)	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 1: Exigences pour la construction
NF EN 61730-2 (C 57-111-2)	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 2: Exigences pour les essais
NF EN 62262 (C 20-015)	Degrés de protection procurés par les enveloppes de matériels électriques contre les impacts mécaniques externes (Code IK)
NF EN 62305-1 (C 17-100-1)	Protection contre la foudre - Partie 1: Principes généraux
NF EN 62305-2 (C 17-100-2)	Protection contre la foudre - Partie 2: Évaluation du risque
NF EN 62305-3 (C 17-100-3)	Protection contre la foudre - Partie 3: Dommages physiques sur les structures et risques humains
NF C 14-100	Installations de branchement à basse tension
NF C 15-100	Installations électriques à basse tension
UTE C 15-105	Guide pratique - Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection - Méthodes pratiques
UTE C 15-400	Guide pratique - Raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution
UTE C 15-520	Guide pratique - Canalisations - Modes de pose – Connexions
UTE C 32-502	Guide pour les câbles utilisés pour les systèmes photovoltaïques



NF C 17-100	Protection contre la foudre - Protection des structures contre la foudre –Installation de paratonnerres
UTE C 17-100-2	Guide pratique - Protection contre la foudre - Partie 2: Évaluation des risques
UTE C 17-108	Guide Pratique – Analyse simplifiée du risque foudre
UTE C 61-740-51	Parafoudres basse tension – Partie -51: Parafoudres connectés aux installations de générateurs photovoltaïques - Exigences et essais
UTE C 61-740-52	Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 52: Principes de choix et d'application - Parafoudres connectés aux installations photovoltaïques (en cours d'élaboration)
DIN VDE 0126-1-1 (EN 50-549-1 et 2)	Dispositif de déconnexion automatique entre un générateur et le réseau public basse tension
NF EN 50438 (C 11-101)	Prescriptions pour le raccordement de micro-générateurs en parallèle avec les réseaux publics de distribution à basse tension
NF EN 61558-2-4(C 52-558-2-4)	Sécurité des transformateurs, blocs d'alimentation et analogues - Partie 2-4 : Règles particulières pour les transformateurs de séparation des circuits pour usage général
UTE C 15-401	Guide pratique - Groupes électrogènes - Règles d'installation
UTE C 18-510	Recueil d'instructions générales d'ordre électrique
NF C 57 1xx ou ISPRA	Onduleurs (convertisseurs statiques)
NF C 58 4xx et NF C 58 510	Appareillages d'installation
CEI 60364-7-712	Installation électriques dans le bâtiment - Partie 7-712
CEI 61000-3-2	Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Alimentations photovoltaïques solaires (PV) (mai 2002)
CEI 61723	Comptabilité électromagnétique (CEM) - Partie 3-2 : limites - Limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils inférieurs ou égal à 16 A par phase). Sécurité pour les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau et montés sur les bâtiments
NF EN 60 439	Coffrets et armoires électriques
NF EN 60529	Norme pour les boîtiers de connexion et de raccordement
NF EN 61173	Protection contre les surtensions des systèmes photovoltaïques (PV) de production d'énergie – Guide
NF EN 61723	Sécurité pour les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau et montés sur les bâtiments.
NF EN 61727	Systèmes photovoltaïques (PV) - Caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau,
NF EN 62305-1 (C 17-100-1)	Protection contre la foudre-Partie 1 : Principes généraux
NF EN 62305-2 (C17-100-2)	Protection contre la foudre-Partie 2 : Évaluation du risque
NF EN 62305-3 (C17-100-3)	Protection contre la foudre-Partie 3 : Dommages physiques sur les structures et risques humains
NF C 68 xxx	Matériel de pose
NF C 12-100	relative aux branchements électriques de première catégorie
NF C 13-100	Postes de livraison raccordés au réseau de distribution publique de 1 à 33 kV
NF C 14-100	Installations de branchement à basse tension
UTE C 15-443	Guide pratique-Protection des installations électriques basses tension contre les surtensions d'origine

	atmosphériques ou dues à des manœuvres. Choix et installation des parafoudres
UTE C 15-712-1	Installations de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau
UTE C 18 510	Recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique,
UTE C 18 530	Carnet de prescriptions de sécurité électrique destiné au personnel habilité
UTE C 57-300	Paramètres descriptifs d'un système photovoltaïque
UTE C 57-310	Transformation direct de l'énergie solaire en énergie électrique

#### Et des textes réglementaires suivants :

- Décret n° 2007-1280 du 28 août 2007 relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité ;
- Décret n° 2006-555 du 17 mai 2006 relatif à l'accessibilité des établissements recevant du public, des installations ouvertes au public et des bâtiments d'habitation et modifiant le code de la construction et de l'habitation ;
- Décret n° 2003-229 du 13 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution ;
- Arrêté du 23 Avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique ;
- Arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de distribution d'une installation de consommation d'énergie électrique ;
- Arrêté du 31 janvier 1986 relatif à la protection contre l'incendie des bâtiments d'habitation
- Arrêté du 25 juin 1980 relatif au règlement de sécurité contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public<sup>1</sup> ;
- Textes officiels relatifs à la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques ;
- Décret n° 88-1056 du 14 novembre 1988 et ses arrêtés pour la protection des travailleurs qui mettent en œuvre des courants électriques ;
- Arrêté du 18 octobre 1977 relatif au règlement de sécurité pour la construction des immeubles de grande hauteur et leur protection contre les risques d'incendie et de panique<sup>2</sup> ;
- Décret n° 92-587 du 26 juin 1997 relatif à la compatibilité électromagnétique des appareils électriques et électroniques ;
- la circulaire DRT 89-2, 6 février 1989, Application du décret 88-1056,
- Arrêtés pris par les préfets et par les maires concernant l'urbanisme, la voirie et l'hygiène.
- Spécifications ERD : B6, C1, C2, C8 (ADEME-EDF).
- Mise en œuvre des capteurs PV dans le bâtiment (CSTB).
- le Guide EDF/ARD (2003) : Accès au réseau basse-tension pour les installations photovoltaïques - Conditions techniques et contractuelles de raccordement
- le guide de l'ADEME (2008) : Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques – Guide pratique à l'usage des bureaux d'étude et installateurs,
- le guide de l'ADEME (2004) : Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau - Guide de rédaction du cahier des charges techniques de consultation à destination du Maître d'Ouvrage,
- le guide de l'ADEME (2001) : Protection contre les effets de la foudre dans les installations faisant appel aux énergies renouvelables,
- le document ENEDIS-PRO-RES\_10E Étude de la protection de découplage pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA

<sup>1</sup> UTE C 12-201 - Textes officiels relatifs à la protection contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public

<sup>2</sup> UTE C 12-061- Textes officiels relatifs à la sécurité contre l'incendie dans les immeubles de grande hauteur

- le document ENEDIS-NOI-RES\_13E Protections des Installations de Production raccordées au Réseau Public de Distribution

**Ainsi qu'aux normes internationales CEI, ou européennes CEN et françaises UTE lorsqu'elles existent sur ce sujet. Cette liste n'est pas exhaustive, mais un rappel des principaux textes officiels applicables à ce projet.**

## 5 TRAVAUX PHOTOVOLTAÏQUES – **TRANCHE FERME**

### RAPPEL :

L'entrepreneur sera responsable du maintien en parfait état de la structure du bâtiment ainsi que de l'étanchéité du bâtiment pendant son intervention. Il devra prévoir dans son offre toutes les sujétions à ce titre.

### 5.1 Spécifications générales du système photovoltaïque

#### 1.1.1.1. Domaine d'application

Les modules photovoltaïques doivent présenter, avec leur fixation, une résistance suffisante au vent, à la neige et à la foudre.

**Les champs de modules sont en surimposition sur une toiture isolée avec bac acier.**

Les modules photovoltaïques n'auront pas à assurer l'étanchéité de la toiture.

#### 1.1.1.2. Conditions de fonctionnement

##### **Capteurs solaires en toiture**

Les installations seront exposées à des échauffements importants, tant de la structure que des joints, ou des vitrages et cadres des modules. Les dilatations différentielles (structure primaire) et l'aluminium (structure secondaire, cadre des modules) devront être prises en compte dans la solution proposée.

On sera tout particulièrement attentif à la ventilation arrière des modules, notamment pour le choix du système de fixation.

##### **Conditions ambiantes**

L'ensemble du matériel doit être prévu pour les conditions ambiantes extérieures qui sont celles du site étudié.

Le système d'intégration sera valide d'un point de vue statique selon les normes Eurocode 1 pour la zone concernée. Pour rappel, pour BIDART :

- Zone de vent : 2
- Zones de neige : A2
- Altitude < 100m
- Distance de la côte < 3 km

NOTA : Compte-tenu de la faible distance à la côte, l'ensemble des matériels et visseries sera à choisir de sorte à éviter toute corrosion relative à l'atmosphère saline. De même le choix du système sera crucial et sa certification devra faire mention de validité dans ces conditions.

### 5.2 Bac de couverture

#### Hors lot.

Voici le complexe de couverture rénové en 2024, avec renforcements structurels en vue de la future installation photovoltaïque :

- Plateaux pleins HACIERBA 1.450.70
- Pare vapeur Sd18
- Isolant laine de roche SOROCK ép 70mm
- Isolant déroulé laine de roche feutre bardage ép 80mm
- Isolant déroulé laine de roche feutre bardage sur ZED ép 50mm
- Bac acier JI 45.333.1000 ép 75/100e

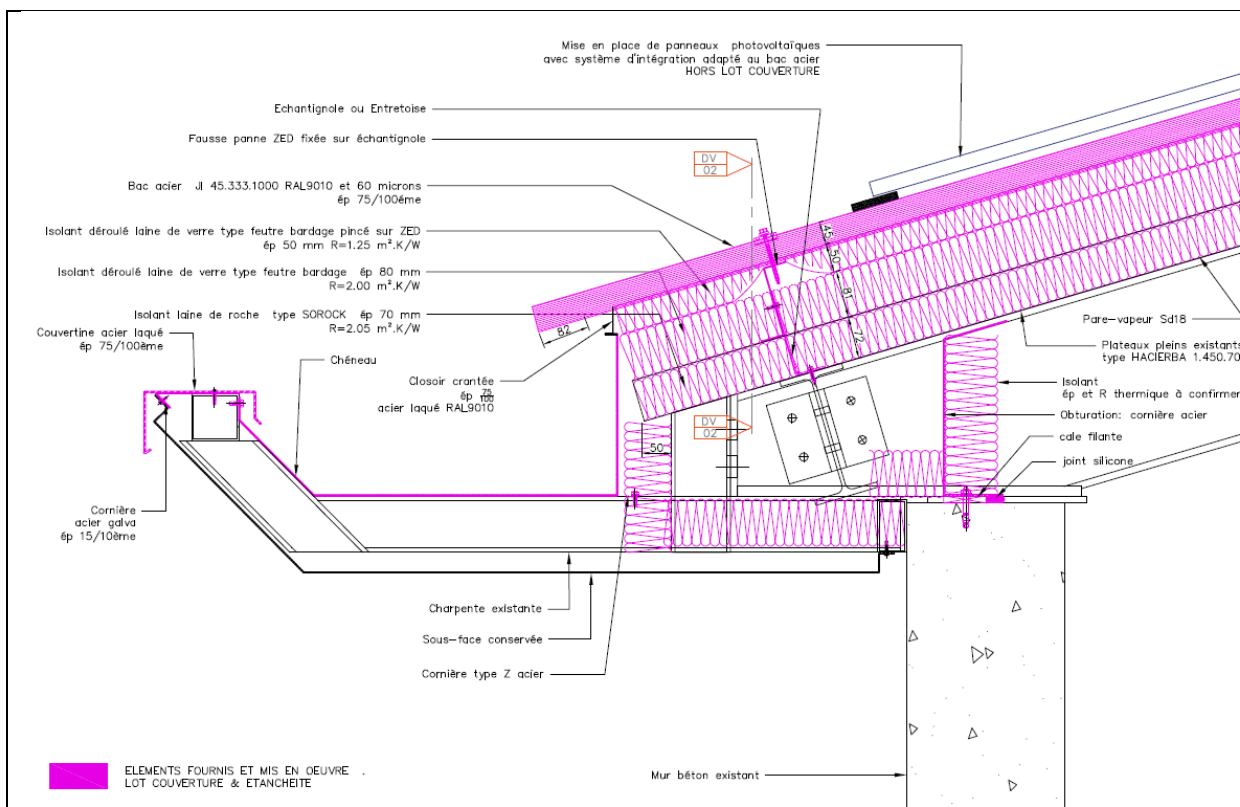


Figure 1 : Complexe de couverture des toitures de l'ESTIA 4 (extrait DOE CANCE 2024)

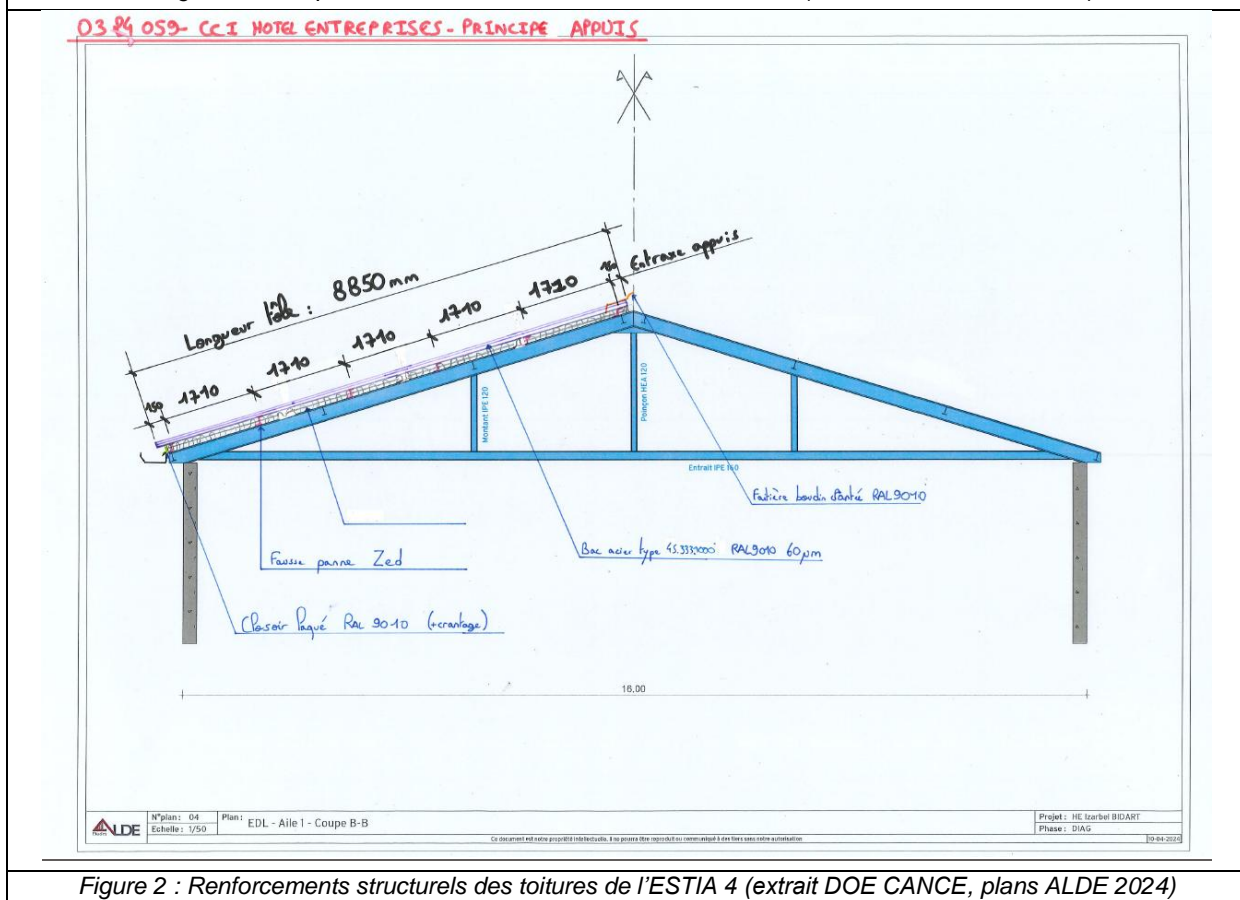


Figure 2 : Renforcements structurels des toitures de l'ESTIA 4 (extrait DOE CANCE, plans ALDE 2024)

DOE fournis en annexes.

## 5.3 Système d'intégration

Le système d'intégration photovoltaïque, à la charge du présent lot, devra présenter une certification (Avis Technique ou ETN), en cours de validité, et être compatible avec le module choisi.

Il revient donc au titulaire du marché de prendre les mesures nécessaires afin de respecter ces conditions de mise en œuvre du système d'intégration photovoltaïque vis-à-vis de la structure porteuse et du complexe de couverture existant.

Le système d'intégration sera la solution HELIOS B2 de DOME SOLAR, ou tout autre système équivalent, présentant une certification valide et une conformité avec le module choisi.

La prestation comprend toutes les sujétions participant au parfait achèvement des ouvrages.

**Le titulaire du présent marché aura à sa charge la fourniture, la pose du système d'intégration photovoltaïque** en adéquation avec le projet PV.

Localisation : Selon plan d'implantation, sur les toitures.

## 5.4 Modules photovoltaïques

**Le module choisi devra être mentionné explicitement dans la liste des modules compatibles de la certification du système d'intégration.**

Tout autre module proposé (marque, taille, puissance unitaire différentes) devra faire l'objet d'un courrier du fabricant attestant l'extension de la certification pour ce produit et devra être validé par la Maîtrise d'œuvre.

Les modules photovoltaïques en verre-tedlar cadrés, constitués de cellules au silicium cristallin, seront fournis, posés et raccordés par ce lot. Ils seront plans et devront satisfaire aux spécifications des essais de la norme NF EN 61 215 (IEC 61 215), NF EN 61730 (IEC 61730) et homologués en classe de sécurité électrique II (NF EN 61 140).

Les modules devront, au même titre que les autres éléments de la couverture, résister aux conditions climatiques extrêmes locales définies selon les normes Eurocode 1 et N84 (DTU P 06-006, modifiée 2009), et répondre aux exigences des règles parasismiques pour la zone concernée.

Tous les modules proposés présenteront un aspect et une couleur identiques et sont aisément interchangeables.

Leur puissance unitaire sera de 450 Wc minimum avec une tolérance de puissance positive.

- La puissance surfacique des modules sera au minimum de 225 Wc/m<sup>2</sup> ;
- La puissance totale du générateur sera au minimum celle indiquée dans le tableau du paragraphe 3 ;
- Chaque livraison de modules sera accompagnée des certificats de flashage correspondants et des certificats ECS avec un bilan carbone inférieur à 550 kg éq. CO<sub>2</sub> / kWc ;
- Le Maître d'Ouvrage se réserve le droit de faire procéder à des mesures de « flashage » auprès du TÜV ou de CERTISOLIS (organismes indépendants) par échantillonnage des modules à la livraison sur chantier.

Ces modules sont plans et résistent aux conditions ambiantes climatiques décrites ci-après :

- Température : - 40° à + 85°C,
- Humidité relative : jusqu'à 100%,



- Vitesse du vent : jusqu'à 190 km/h (bourrasques),
- Précipitations : pluie battante continue ou grêle (grêlons < 25 mm),
- Charge supportée : au vent 2400 N/m<sup>2</sup> minimum, et à la neige 5400 N/m<sup>2</sup> minimum,

Ils répondent aux caractéristiques techniques suivantes :

- Puissance nominale minimale 450 Wc
- Tolérance de puissance : 0/+5Wc,
- Tension maximum (selon classe de protection II) : 1000 V-1500V maxi,
- Garantie minimum 25 ans
- 0.4% maximum de dégradation de performance annuelle
- Boîtier de connexion étanche en face arrière :
  - Épaisseur maxi 45mm,
  - 3 diodes by-pass,
  - Passage des câbles par 2 presse-étoupes,
  - Précâblés avec du câble solaire double isolation de section 6 mm<sup>2</sup> ou 4 mm<sup>2</sup>.
  - Connecteurs débrochables de classe II, détrompeur, polarité clairement identifiée.

**Ils devront disposer d'une Évaluation Carbone simplifiée de moins de 550 kgCO<sub>2</sub>/kWc pour permettre de répondre aux conditions de l'obligation d'achat (S21).**

**NOTA** : L'implantation des modules sera assurée de sorte à permettre aux sorties de ventilation, désenfumage (ou tout autre exutoire) de fonctionner correctement. Aucun module ne devra empêcher la bonne circulation d'air ou de fumée. Les exutoires ne seront donc pas couverts par des modules photovoltaïques.

Localisation : Selon plan d'implantation, sur la toiture.

## 5.5 Mise à la terre des installations

La structure (système de fixation des modules) et les modules seront interconnectés à un conducteur de protection général.

Les modules pourront être mis en contact avec le rail par le biais d'un « clip » ou connexions en lame métallique avec denture-ressort, ce qui permettra leur mise à la terre sans câbles.

Le conducteur de protection général, en cuivre rigide gainé vert/jaune (6 mm<sup>2</sup> minimum) reprendra les interconnexions des structures.

## 5.6 Spécifications techniques

### 5.6.1 Chaînes de modules (branches de modules)

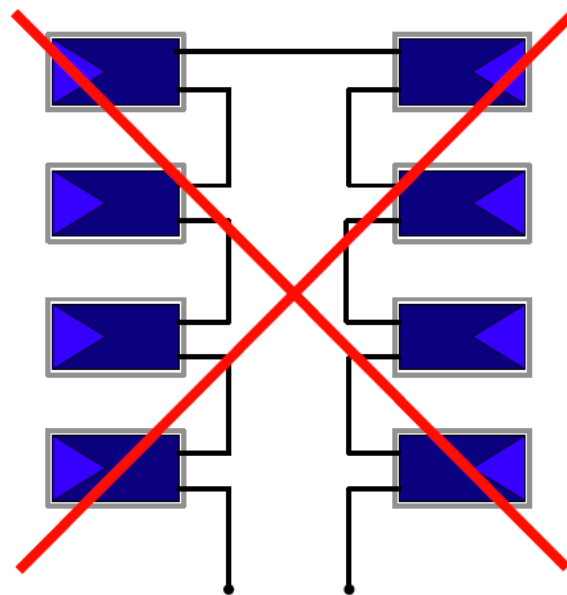
Les modules seront connectés en série par des câbles solaires de section 6 mm<sup>2</sup> pour former des chaînes. Les connexions seront assurées par des connecteurs débrochables de classe II, spécifiés pour le courant continu, dimensionnés pour des valeurs de tensions et courants identiques ou supérieures à celles des câbles qui en sont équipés. Les câbles CC installés sous les modules seront de type H1Z2Z2-K.

Les câbles des chaînes PV circuleront en partie sous les modules photovoltaïques dans un chemin de câble (ou par le biais de la structure de fixations, exemple sur les traverses). Les câbles devront être attachés et inaccessibles.

Ils circuleront jusqu'à l'onduleur ou au coffret de protection CC.

L'ensemble des câbles et connecteurs nécessaires à la constitution des rallonges, les chemins de câbles et tout le matériel de fixation nécessaire sont à la charge du présent lot.

Afin de minimiser les tensions induites dues à la foudre, la surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible. Pour cela, les polarités d'une chaîne devront cheminer côte à côte d'un bout à l'autre. À cette fin les modules seront positionnés tête-bêche pour former les chaînes.



*Exemple de mauvais câblage :  
boucle induite de polarité*

Localisation : Selon plan d'implantation, sur la toiture.

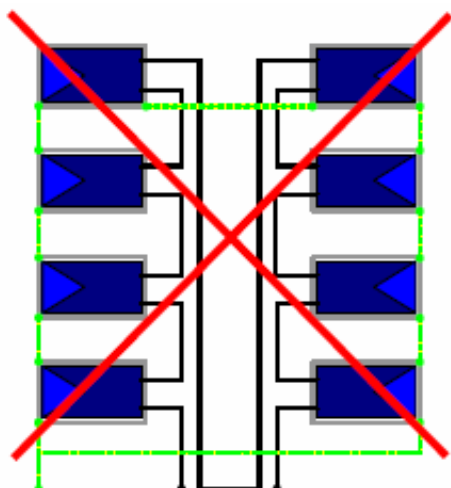
### 5.6.2 Mise à la terre et liaison équipotentielle

Les structures métalliques de support des modules, les cadres des modules ainsi que les chemins de câbles métalliques seront reliés à une liaison équipotentielle, elle-même reliée à la barrette générale de terre de l'installation. La fourniture du matériel nécessaire et la réalisation de cette liaison équipotentielle est à la charge du présent lot.

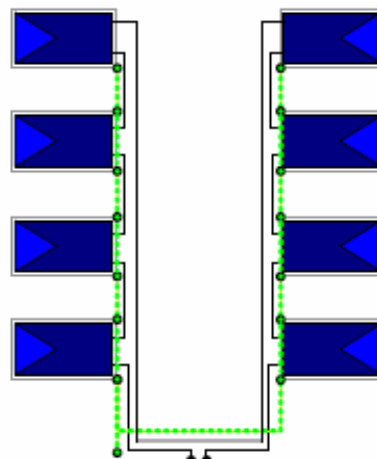
Les liaisons équipotentielles seront réalisées en cuivre isolé de 6mm<sup>2</sup> vert-jaune. Des dispositifs de connexion adaptés (bimétal ou équivalent suivant préconisations du fabricant) seront utilisés pour relier la structure d'intégration à la liaison équipotentielle, afin d'éviter tout contact direct entre le cuivre et l'aluminium.

Les cadres des modules seront mis en contact avec la structure secondaire à l'aide de connexions en lame métallique avec denture-ressort, ce qui réalisera la mise à la terre des modules sans câbles.

Les câbles CC et liaisons d'équipotentialité devront cheminer côte à côte afin de limiter les surfaces de boucles.



*Exemple de mauvais câblage :  
boucle induite entre une polarité et la  
masse*



*Exemple de bon câblage*

Un conducteur général d'équipotentialité qui cheminera le long du chemin de câble jusqu'au TGBT, suivant le même chemin que les câbles de chaînes, reprendra les liaisons d'équipotentialité des structures et des modules.

L'entreprise devra la continuité de ces conducteurs d'équipotentialité jusqu'aux barrettes de terre.

### 5.6.3 Local onduleur

Le local onduleur sera en extérieur dans l'espace technique, protégé par la surtoiture sur l'aile Ouest. Ce local est accessible depuis l'intérieur du bâtiment.

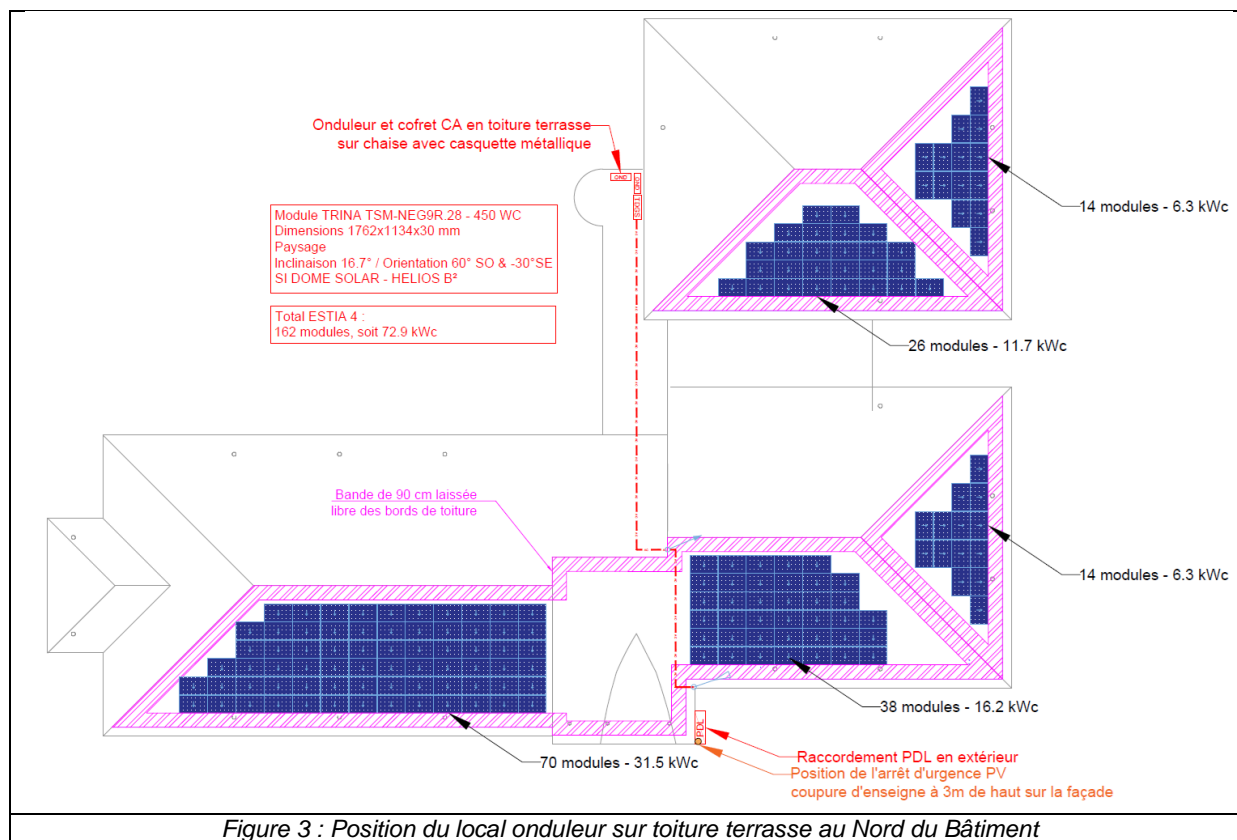




Figure 4 : Photo de l'emplacement des onduleurs

Les onduleurs seront fixés sur une chaise métallique, avec casquette, au plus près du coffret TDGS en toiture terrasse dédiée. La chaise métallique reposera sur des big foot et sera fixée en façade du bâtiment.

Le local onduleur n'étant pas accessible du public, il n'est pas nécessaire de protéger l'accessibilité des onduleurs dans le local.

Localisation : Selon plan d'implantation, sur la toiture.

#### 5.6.4 Liaisons CC jusqu'à l'onduleur

Les cheminements CC entre les modules et l'onduleur seront réalisés en extérieur horizontalement sur chemin de câble capoté (avec supportage sur toiture terrasse selon les règles de l'art).

Localisation : Cheminement CC sur toitures jusqu'au local onduleur.

**Sont à la charge du présent marché : la fourniture, la pose et le raccordement de tous les matériels précédemment mentionnés.**

#### 5.6.5 Onduleur

Les onduleurs délivreront une onde sinusoïdale et sera conforme en matière de qualité de signal et de sécurité de découplage automatique, à la norme EN 50-549-1 et 2 (ex DIN VDE 0126-1-1/A1 VFR 2019), selon l'arrêté national de mise en œuvre du code RfG le 25 juin 2020.

Les onduleurs choisis pour réaliser le dimensionnement de la solution ont les caractéristiques suivantes :

- Onduleurs triphasés, de marque européenne de préférence, de puissance nominale CA de 30 à 36 kVA maximum, rendement européen minimum 95%, équipé de carte de communication

RS485 ou connexion ethernet, de parafoudre CC intégré dont le niveau de protection Up est inférieur à 4000V, d'un dispositif de déconnexion CC.

**Sortie obligatoire 3P+N+PE.**

Garantie minimum souhaitée : 10 ans

Les onduleurs devront également **respecter les prescriptions réglementaires en matière d'absorption de puissance réactive** fixées par l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.

**Les onduleurs devront donc être obligatoirement paramétrés de la façon suivante afin de consommer de la puissance réactive :**

- Valeur du déphasage :  $\cos(\Phi)= 0,94$  soit  $\tan(\Phi)= -0,35$
- Signe du déphasage : sous excité soit une onde de courant en retard sur l'onde de tension

Le local où seront implantés les onduleurs sera correctement ventilé car en extérieur sur la toiture. Un espace périphérique minimal autour des onduleurs sera prévu afin de permettre une ventilation suffisante. (Suivant recommandations du fabricant). Les onduleurs seront fixés sur chaise métallique, voir paragraphe 5.6.3.

**Dans un souci d'exploitation et de maintenance, tous les câbles (hormis les conducteurs de terre) seront repérés par un dispositif durable du type étiquette gravée** (les systèmes à encre sont à exclure) tenue par collier.

Le repérage CC pour les strings proposé est le suivant : « **N° Onduleur – N° de la chaîne – polarité** »

Les liaisons depuis les modules jusqu'aux onduleurs seront réalisées de la manière suivante : cheminement sur chemin de câble capoté sur toiture puis en façade avant pénétration dans le local onduleur.

**Sont à la charge du présent lot : la fourniture et la pose de tous les matériels précédemment mentionnés.**

Localisation : Les onduleurs seront positionnés en local onduleur.

### 5.6.6 Liaisons CA onduleur – coffret CA (TDGS)

Le coffret de protection CA sera positionné en local onduleur à proximité des onduleurs.

Les liaisons, entre la borne CA de l'onduleur et le coffret CA seront réalisées sur chemin de câble avec des câbles de sections suffisantes.

**Dans un souci d'exploitation et de maintenance, tous les câbles (hormis les conducteurs de terre) seront repérés par un dispositif durable du type étiquette gravée** (les systèmes à encre sont à exclure) tenue par collier.

Le repérage CA proposé est le suivant : « **N° onduleur** ».

### 5.6.7 Coffret CA (TDGS)

Un coffret CA sera installé dans le local onduleur, regroupant la sortie CA des onduleurs et les dispositifs de protection.

L'arrivée de chaque onduleur dans le coffret CA sera protégée par un disjoncteur différentiel 300 mA (à confirmer selon courant de fuite et préconisations fournies par le fabricant d'onduleur).

L'entreprise devra fournir la justification du déclassement en température des disjoncteurs. A défaut, une marge de 20% sera prise sur le calcul du calibre.

Un parafoudre de type 2 et un interrupteur-sectionneur général CA seront installés sur le départ, après regroupement des sorties des onduleurs.

Localisation : Le coffret CA sera dans le local onduleur.

### 5.6.8 Télésuivi

Un outil de monitoring évolué, devra être installé pour suivre le fonctionnement du générateur solaire photovoltaïque. L'objectif est d'avoir une solution de supervision permettant l'exploitation optimisée de la centrale solaire photovoltaïque. Le but étant de détecter au plus tôt les dysfonctionnements de l'installation et défauts onduleurs afin de faire corriger les problèmes via une société de maintenance ou directement par le MOa.

Le système d'acquisition, situé au niveau du Coffret CA (en local onduleur), sera alimenté par l'installation photovoltaïque. Il sera raccordé au matériel de mesure météo ainsi qu'aux onduleurs pour assurer la supervision à distance. Il collectera les données de température, d'ensoleillement, de valeurs de tension, de courant, d'énergie... pour chaque onduleur et compteurs de mesure, permettant de réaliser périodiquement les bilans d'autoconsommation.

Il devra être connecté par câble Ethernet à l'armoire informatique se trouvant dans le bâtiment ou à défaut, en cas d'impossibilité technique, la transmission de données devra se faire sur un serveur dédié par GPRS. Les données traitées pourront être mises à disposition sur une adresse IP définie par le Maître d'Ouvrage.

Le matériel de supervision proposé s'adaptera aux configurations de ce générateur photovoltaïque. Les fonctions principales du matériel de supervision sont les suivantes :

- Mesure de l'ensoleillement :
  - Chaque inclinaison de module différente doit avoir 1 sonde d'ensoleillement de manière à respecter la norme NF EN 61724 (type Spektron 320),
- Mesure de l'énergie produite [Wh] :
  - Produite : Compteur d'énergie et liaison M-bus avec les onduleurs
  - Soutirée et consommée : Compteur avec liaison TIC du compteur ENEDIS en limite de propriété
- Mesure de la température [°C] par :
  - 1 sonde PT1000 ou PT100 pour la mesure de la température sous panneaux ;
  - 1 sonde PT1000 ou PT100 pour la mesure de la température ambiante ;
- Module d'analyse et d'envoi de données :
  - Par datalogger dont les caractéristiques type sont les suivantes :



		Caractéristiques	Protocoles	Connectiques
<b>Interfaces série</b>	Port 1	RS485	Onduleurs (SMA, ...)	Bornier à vis
	Port 2	RS485 / RS232	Modbus ou autres	Bornier à vis
<b>Interfaces compteurs</b>	Filaire	3 compteurs multiplexés	Téléinformation (TIC)	Bornier à vis
<b>GPIO</b>	Entrées analogiques	4 entrées	(0-10 V), (4-20mA)	Bornier à vis
	Entrée TOR	4 entrées contact sec		Bornier à vis
	Sorties TOR	2 sorties relais		Bornier à vis
<b>Interfaces Coronis(opt)</b>	WaveTic, WaveFlow	Compteurs électriques	Bande ISM 868 Mhz	Antenne - SMA
	WaveTherm	Température	Bande ISM 868 Mhz	Antenne - SMA
	WaveSense	GPIO	Bande ISM 868 Mhz	Antenne - SMA
<b>Interfaces réseau</b>	Ethernet	10 / 100 Mbits/s	Services IP	RJ45
	GSM / GPRS	GSM / GPRS	Services IP	Antenne - SMA
	RTC (en option)	V92	Services IP	RJ11
<b>Caractéristiques physiques</b>				
Alimentation		(+12v, +24v) Connecteur Bornier à vis		
Température de fonctionnement		-5°C à +50°C		
Température de stockage		-20°C à +85°C		
Dimensions		Rail Din 157mm*86mm*59mm		
Agréments				
EMI		EN55022 classe B		
CE		EN50082		

- Canal de communication des données :
  - ADSL ou Lien RADIO (GPRS) : Une antenne radio déportée pourra être ajoutée si la réception du signal radio le nécessite.

L'ensemble de ces données sera cumulé, calculé et enregistré selon deux périodicités :

- chaque 10 mn, pour les valeurs "instantanées" (puissances, tensions, courants),
- chaque jour, pour les cumuls des valeurs journalières (énergies, durées).

En effet toutes les données sont relevées par pas de temps de 10 mn, puis cumulées ensuite en pas horaires et journaliers.

La capacité de stockage du dispositif d'acquisition sera au minimum de 1 an pour les données journalières et 6 mois pour les valeurs à 10 mn.

Les informations pourront être récupérées localement, par vidage de la mémoire sur tout système adapté.

Ces données seront stockées sur un serveur dédié et pourront être envoyées également sur l'adresse IP choisie par le MOA. En effet, Le système de monitoring sera en charge d'envoyer les données sur le serveur choisi par le Maître d'Ouvrage, en traitant le format des data pour qu'elles soient compatibles et utilisables sur le serveur final.

Le système de télé suivi permettra la visualisation des informations générales et des performances de l'installation. L'accès à ces données est réalisé via un portail internet, visualisable aussi sur web mobile.

Le système de monitoring devra permettre l'édition de rapport annuel, permettant à l'ADEME de suivre et contrôler les flux électriques.

Le système sera conçu pour assurer l'envoi automatique d'alarmes par mail et par SMS sur numéros et adresses fournis par le Maître d'Ouvrage. Ces alarmes seront paramétrables et concerneront les pertes de production des modules et des onduleurs, les disjonctions et arrêts de la centrale ainsi que les défauts internes spécifiques pour chaque onduleur.

Contactez le service Télésuivi de TECSOL.

Localisation : Dans le coffret CA en local onduleur.

### 5.6.9 Liaison CA coffret CA (TDGS) - PDL

Les câbles CA de liaison entre le coffret CA et le Point d'Injection circuleront sur chemin de câbles capotés sur les différentes toitures, puis verticalement sur chemin de câbles capotés (RAL dito existant) en façade jusqu'au RDC pour arriver au niveau du PDL.

Un câble 3P+N de capacité adaptée, en cuivre ou aluminium, de section à déterminée en fonction de la puissance des onduleurs selon la règle de calcul de la NF C 15-100 V – de manière à limiter la chute de tension sur cette liaison à 1.5% en fonctionnement maximal – sera à fournir et à poser entre le coffret CA et le disjoncteur général du site (niveau PDL).

Localisation : Le Point de Livraison sera le point d'injection sur le réseau du bâtiment, donc au niveau du PDL au RDC en extérieur du bâtiment.



Figure 5 : Photo de l'emplacement du PDL

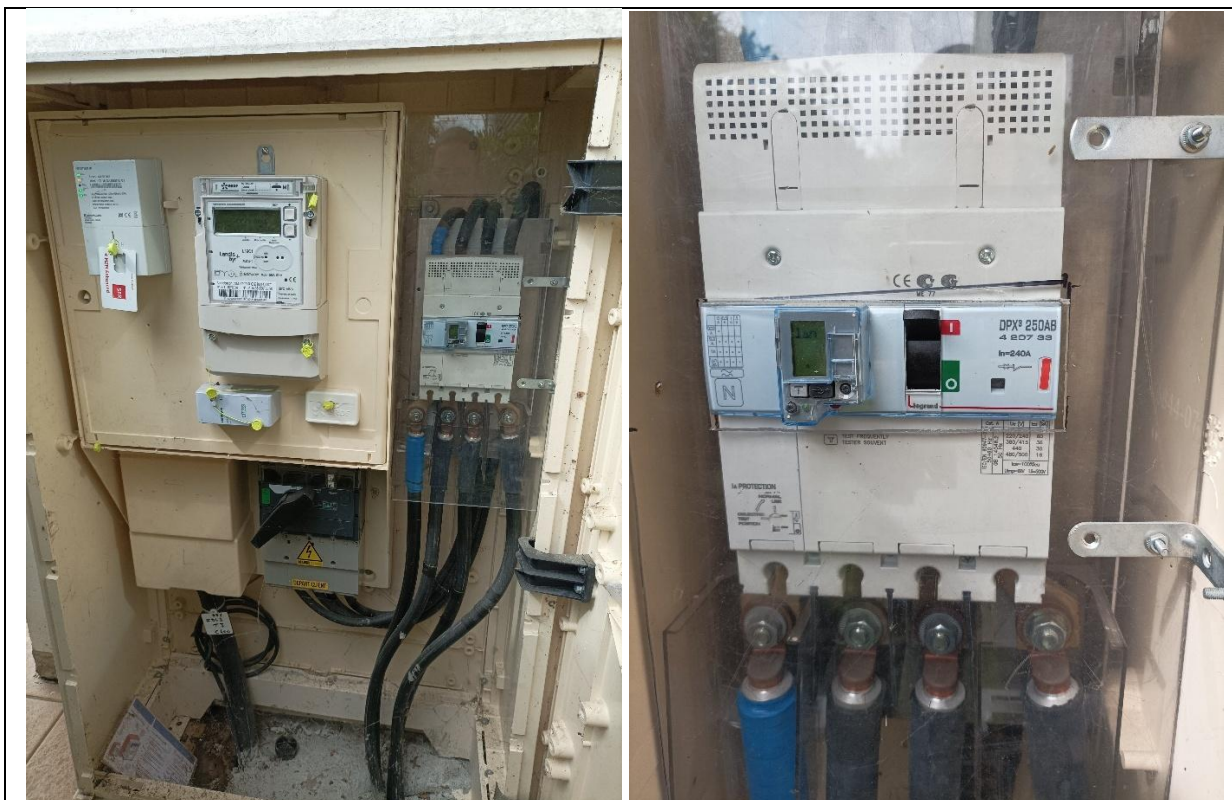


Figure 6 : Photos du PDL et de l'AGCP

Estimation de la distance entre le coffret CA et le PDL : environ 50 m

**Sont à la charge du présent lot : la fourniture et la pose de tous les matériels précédemment mentionnés.**

#### 5.6.10 Point d'injection sur le réseau du bâtiment

Au niveau du point d'injection, l'entreprise aura à sa charge la fourniture et la pose d'un coffret en extension du PDL, abritant les protections relatives au départ vers le coffret CA correspondant ainsi que le parafoudre et l'alimentation des arrêts d'urgence.

L'arrivée du coffret CA au niveau du point d'injection sera protégée par un disjoncteur.

L'entreprise devra fournir la justification du déclassement en température des disjoncteurs. A défaut, une marge de 20% sera prise sur le calcul du calibre.

**Sont dus au présent lot, la fourniture, la pose et le raccordement de tous les éléments mentionnés au niveau du TGBT ou du PDL.**

Localisation : Niveau PDL.

### 5.6.11 Arrêt d'urgence

La présence d'arrêts d'urgence (AU) pour l'injection photovoltaïque est requise sur le site.  
En effet, la centrale fonctionne en autoconsommation avec injection du surplus sur le réseau public.

L'AU assurera la coupure : côté CA, sur le disjoncteur général d'injection PV au niveau du PDL.

Les arrêts d'urgence mention « Photovoltaïque » seront à placer :

- au plus près du point d'injection (PDL)
- et regroupé avec les autres arrêts d'urgence du site (hall d'entrée),

y compris relayage pour coupure au niveau de la coupure générale du PDL.

Ils seront équipés ou associés à un voyant lumineux de présence de tension.

La liaison électrique entre AU et la bobine sera en câble CR1 C1.

#### Localisation et type :

- Les AU, au nombre de deux, seront localisés :
  - Niveau PDL
  - dans le hall d'entrée avec tous les arrêts d'urgence du site ;
- L'AU seront de type :
  - Niveau PDL : coupure d'enseigne
  - Hall d'entrée : sous verre avec mention « Photovoltaïque » ;
- L'AU et les bobines seront alimentés depuis l'armoire de départ PV en extension du PDL.



Figure 7a : Exemple d'AU sous verre



Figure 7b : Exemple de coupure d'enseigne lumineuse

**Sont à la charge du présent lot : la fourniture et la pose de tous les matériels précédemment mentionnés, y compris fourniture et pose de l'alimentation de secours pour la bobine MX (ERP).**

### 5.6.12 Matériaux et appareillages

Tous les matériaux et appareillages entrant dans la constitution des installations devront obligatoirement avoir fait l'objet d'une norme établie par l'UNION TECHNIQUE DE L'ELECTRICITE (Norme NF série C) et être conforme à ces normes.

Il sera installé de préférence des matériaux et appareillages ayant fait l'attribution d'un label ou d'un certificat USE, NF-USE, NF - Électricité dans la mesure où une telle marque a été attribuée.



Dans le cas contraire, l'entreprise aura à sa charge toutes les incidences techniques et financières qui pourraient résulter d'une modification de matériel ou d'appareillage, demandée par l'architecte ou par le Maître d'Œuvre.

Pour assurer un fonctionnement et une alimentation maximale du réseau, les températures ambiantes admissibles par les composants électriques varient entre -20 °C et +50 °C; le respect des valeurs nominales ne pouvant cependant être garanti que jusqu'à une température ambiante de +40 °C.

## 5.6.13 Câbles et cheminements

### 5.6.13.1 Généralités

Tous les câbles, mécanismes, fixations et assemblages électriques seront installés et connectés en application des normes NF, CEI et autres règles électriques appropriées.

L'objectif essentiel est de minimiser les dangers pour les personnes et les animaux, ainsi que les dommages pouvant intervenir sur le système électrique connecté pendant l'exploitation et la maintenance, dans toutes les conditions spécifiques de l'environnement du site.

Dès lors qu'une probabilité de sectionnement ou de dommages aux câbles apparaît, des câbles ou des conduits renforcés seront employés.

Les fils électriques respecteront le code normalisé des couleurs (en courant continu, le fil bleu sera la polarité négative). Les câbles souterrains éventuels seront enterrés à une profondeur suffisante pour éviter leur endommagement. Si un conduit est utilisé, il devra être adapté à cet usage.

Les connexions électriques seront réalisées de manière à éviter tout faux contact et tout risque de déconnexion par suite, par exemple, de traction exercée sur les câbles électriques.

### 5.6.13.2 Section des câbles

L'ensemble des câbles de liaison utilisés répondront aux normes en vigueur énoncées précédemment (isolement, résistance aux ultraviolets, résistance mécanique, etc.). Leur section individuelle sera déterminée suivant les règles de la NF C-15 100 et de l'UTE C-15 712 pour les câbles BT, en prêtant une attention particulière aux contraintes de chute de tension. Les câbles PV des liaisons courant continus seront conformes à la norme UTE C-32-502 et seront de classe II.

**La chute de tension maximale autorisée sur chaque liaison module-onduleur de l'installation est de 3% à  $I_{scSTO}$ . Elle sera de 1% à  $I_{scSTO}$  en moyenne (recommandation).**

**La chute de tension maximale demandée sur chaque liaison entre le point d'injection et les bornes CA des onduleurs est de 3% (objectif global 1.5%).**

### 5.6.13.3 Connecteurs

Les assemblages des connecteurs débrochables des liaisons entre modules seront réalisés en usine, sauf cas particulier de réparation ponctuelle sous réserve acceptation de la Maîtrise d'Œuvre.

**Les connecteurs seront de même type et marque lors de chaque connexion mâle/femelle tout le long de la chaîne courant continu.**

### 5.6.13.4 Cheminements

Le cheminement des câbles électriques ainsi que leur fixation et celle des autres éléments seront réalisés de manière à s'intégrer au mieux aux bâtiments concernés, tout en cherchant à réduire les longueurs.

Aucun câble ne devra cheminer directement sur une paroi ou sur le sol, mais devra être systématiquement fixé dans un chemin de câble / goulotte.

Attention : Les câbles "courants faibles" (mesure, communication...) chemineront dans des chemins de câble distincts de ceux utilisés pour les câbles de puissance.

#### 5.6.13.5 Repérage

Dans un souci d'exploitation et de maintenance, chaque câble électrique de l'installation devra être repéré de manière visible mais sans nuire à l'esthétique. Il sera réalisé grâce à un dispositif durable, du type étiquette gravée tenue par deux colliers ou bagues enfilées sur support porte repère attaché par deux colliers. **Le repérage autocollant ou manuscrit est interdit.**

Le repérage a lieu, au minimum :

- aux deux extrémités ;
- à chaque entrée / sortie de fourreau ou traversée de paroi ;
- à chaque changement de dalle ou de chemin.

Repérage proposé : « **TENANT / NOM et N° DU CÂBLE / ABOUTISSANT** »

Chaque tenant et aboutissant sera repéré par 2 ou 3 lettres suivies d'un numéro d'ordre. La codification de ce repérage sera suffisamment parlante pour connaître l'équipement ou l'installation raccordée et sera à définir avec l'exploitant. Pour chaque repérage ainsi constitué, les tenants et aboutissants ainsi que les caractéristiques du câble (longueur, nature, section, ...) seront explicités dans le carnet de câble.

#### 5.6.13.6 Signalisation et sécurité

Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenances, contrôleurs, exploitant du réseau public de distribution, services de secours), il est impératif de signaler le danger lié à la présence de deux sources de tension (photovoltaïque et réseau public de distribution) sur le site.

Pour cela :

Une étiquette portant les mentions :

« **Coupure photovoltaïque** »

devra être installée à proximité :

- du disjoncteur de soutirage du réseau public de distribution
- de l'arrêt d'urgence (AU)



**Coupure photovoltaïque**

Une étiquette portant les mentions :

« **Production photovoltaïque, Coupure réseau de distribution** »

devra être installée à proximité :

- du disjoncteur de soutirage du réseau public de distribution



**Production photovoltaïque**

**Coupure réseau de distribution**



Une étiquette portant les mentions :

**« Ne pas manœuvrer en charge »**

devra être installée à l'intérieur des boîtes de jonction et coffrets CC à proximité :

- des sectionneurs ,
- des connecteurs.



Une étiquette portant les mentions :

**« Attention : Câbles courant continu sous-tension »**

devra être installée à proximité :

- sur la face avant des boîtes de jonction
- sur la face avant des coffrets CC.
- sur les extrémités des canalisations CC a minima



Une étiquette portant les mentions :

**« Attention présence de deux sources de tension »**

- Réseau de distribution
- Panneaux photovoltaïques »

**« Isoler les deux sources avant toute intervention »**

devra être installée à proximité :

- des onduleurs.
- du point d'injection au niveau du PDL



Les documents sous pochette étanche (schéma électrique et d'implantation des composants de l'installation photovoltaïque avec coordonnées de l'exploitant) seront disposés sur la porte du coffret AC.

**Nota :** En cas d'intervention du personnel de secours du bâtiment, il est important que celui-ci soit informé de :

- L'emplacement des disjoncteurs de branchement (injection et soutirage) permettant la coupure générale des circuits courant alternatif ;
- La présence de tension dangereuses en journée sur les circuits de l'installation électrique à courant continu, même après avoir manœuvré le disjoncteur de branchement d'injection sur le réseau public de distribution ou le sectionneur ou interrupteur/sectionneur du ou des onduleurs coté installation à courant alternatif.

#### 5.6.14 Contrat de maintenance

Il est demandé au candidat de chiffrer le contrat d'entretien et de maintenance de l'installation sur une durée de 3 ans à compter de la mise en service, reconductible par tacite reconduction dans la limite de 5 ans, y compris le nettoyage des modules tous les 2 ans.

## 6 TRAVAUX PHOTOVOLTAÏQUES – **TRANCHE OPTIONNELLE 1** (**ESTIA1 OREILLETES**)

### RAPPEL :

L'entrepreneur sera responsable du maintien en parfait état de la structure du bâtiment ainsi que de l'étanchéité du bâtiment pendant son intervention. Il devra prévoir dans son offre toutes les sujétions à ce titre.

Les travaux de reprise d'étanchéité et par ailleurs de dépose du caillebotis et de renforcements de charpente métallique sont hors lot (respectivement à la charge des lots 2 et 3).

### 6.1 Spécifications générales du système photovoltaïque

#### 1.1.1.3. Domaine d'application

Les modules photovoltaïques doivent présenter, avec leur fixation, une résistance suffisante au vent, à la neige et à la foudre.

**Les champs de modules sont en surimposition sur une surtoiture à charpente métallique.**

Les modules photovoltaïques n'auront pas à assurer l'étanchéité de la toiture.

#### 1.1.1.4. Conditions de fonctionnement

##### **Capteurs solaires en toiture**

Les installations seront exposées à des échauffements importants, tant de la structure que des joints, ou des vitrages et cadres des modules. Les dilatations différentielles (structure primaire) et l'aluminium (structure secondaire, cadre des modules) devront être prises en compte dans la solution proposée.

On sera tout particulièrement attentif à la ventilation arrière des modules, notamment pour le choix du système de fixation.

##### **Conditions ambiantes**

L'ensemble du matériel doit être prévu pour les conditions ambiantes extérieures qui sont celles du site étudié.

Le système d'intégration sera valide d'un point de vue statique selon les normes Eurocode 1 pour la zone concernée. Pour rappel, pour BIDART :

- Zone de vent : 2
- Zones de neige : A2
- Altitude < 100m
- Distance de la côte < 3 km

NOTA : Compte-tenu de la faible distance à la côte, l'ensemble des matériels et visseries sera à choisir de sorte à éviter toute corrosion relative à l'atmosphère saline. De même le choix du système sera crucial et sa certification devra faire mention de validité dans ces conditions.

### 6.2 Dépose du caillebotis

Hors lot (à la charge du lot 3)

### 6.3 Dépose de l'installation photovoltaïque existante

Le titulaire du présent marché aura à sa charge la dépose de l'installation existante **en conservation** (le MOA souhaite se laisser la possibilité de récupérer le matériel, notamment modules et onduleurs).



Principe de renforcement structurels, cf DCE lot 3.

## 6.5 Structure secondaire (système d'intégration)

Le système d'intégration photovoltaïque, à la charge du présent lot, devra présenter une certification (Avis Technique ou ETN), en cours de validité, et être compatible avec le module choisi.

La mise en œuvre de la solution proposée ne pourra être réalisée qu'après renforcements de charpente cohérents avec le projet solaire, à la charge du lot 3 (renforcement de charpente métallique).

Il revient donc au titulaire du marché de prendre les mesures nécessaires afin de respecter ces conditions de mise en œuvre du système d'intégration photovoltaïque vis-à-vis de la structure porteuse.

Le système d'intégration sera la solution MECOSUN MV€, ou tout autre système équivalent, présentant une certification valide et une conformité avec le module choisi ainsi que les renforcements de charpente à réaliser.

La prestation comprend toutes les sujétions participant au parfait achèvement des ouvrages.

**Le titulaire du présent marché aura à sa charge la fourniture, la pose du système d'intégration photovoltaïque** en adéquation avec le projet PV **ainsi que la pose d'une solution d'abergement au niveau des rives** pour assurer un fini et un rendu esthétique de la toiture (en bout des lignes de modules). Cela pourra être un caillebotis découpé ou toute autre solution proposée par l'entrepreneur et compatible avec le système de fixation.

Localisation : Selon plan d'implantation, sur la toiture.

## 6.6 Modules photovoltaïques

**Le module choisi devra être mentionné explicitement dans la liste des modules compatibles de la certification du système d'intégration.**

Tout autre module proposé (marque, taille, puissance unitaire différentes) devra faire l'objet d'un courrier du fabricant attestant l'extension de la certification pour ce produit et devra être validé par la Maîtrise d'œuvre.

Les modules photovoltaïques en verre-tedlar cadrés, constitués de cellules au silicium cristallin, seront fournis, posés et raccordés par ce lot. Ils seront plans et devront satisfaire aux spécifications des essais de la norme NF EN 61 215 (IEC 61 215), NF EN 61730 (IEC 61730) et homologués en classe de sécurité électrique II (NF EN 61 140).

Les modules devront, au même titre que les autres éléments de la couverture, résister aux conditions climatiques extrêmes locales définies selon les normes Eurocode 1 et N84 (DTU P 06-006, modifiée 2009), et répondre aux exigences des règles parasismiques pour la zone concernée.

Tous les modules proposés présenteront un aspect et une couleur identiques et sont aisément interchangeables.

Leur puissance unitaire sera de 450 Wc minimum avec une tolérance de puissance positive.

- **La puissance surfacique des modules sera au minimum de 225 Wc/m<sup>2</sup> ;**
- **La puissance totale du générateur sera au minimum celle indiquée dans le tableau du paragraphe 3 ;**

- Chaque livraison de modules sera accompagnée des certificats de flashage correspondants et des certificats ECS avec un bilan carbone inférieur à 550 kg éq. CO<sub>2</sub> / kWc ;
- Le Maître d'Ouvrage se réserve le droit de faire procéder à des mesures de « flashage » auprès du TÜV ou de CERTISOLIS (organismes indépendants) par échantillonnage des modules à la livraison sur chantier.

Ces modules sont plans et résistent aux conditions ambiantes climatiques décrites ci-après :

- Température : - 40° à + 85°C,
- Humidité relative : jusqu'à 100%,
- Vitesse du vent : jusqu'à 190 km/h (bourrasques),
- Précipitations : pluie battante continue ou grêle (grêlons < 25 mm),
- Charge supportée : au vent 2400 N/m<sup>2</sup> minimum, et à la neige 5400 N/m<sup>2</sup> minimum,

Ils répondent aux caractéristiques techniques suivantes :

- Puissance nominale minimale 450 Wc
- Tolérance de puissance : 0/+5Wc,
- Tension maximum (selon classe de protection II) : 1000 V-1500V maxi,
- Garantie minimum 25 ans
- 0.4% maximum de dégradation de performance annuelle
- Boîtier de connexion étanche en face arrière :
  - Épaisseur maxi 45mm,
  - 3 diodes by-pass,
  - Passage des câbles par 2 presse-étoupes,
  - Précâblés avec du câble solaire double isolation de section 6 mm<sup>2</sup> ou 4 mm<sup>2</sup>.
  - Connecteurs débrochables de classe II, détrompeur, polarité clairement identifiée.

**Ils devront disposer d'une Évaluation Carbone simplifiée de moins de 550 kgCO<sub>2</sub>/kWc pour permettre de répondre aux conditions de l'obligation d'achat (S21).**

**NOTA :** L'implantation des modules sera assurée de sorte à permettre aux sorties de ventilation, désenfumage (ou tout autre exutoire) de fonctionner correctement. Aucun module ne devra empêcher la bonne circulation d'air ou de fumée. Les exutoires ne seront donc pas couverts par des modules photovoltaïques.

Localisation : Selon plan d'implantation, sur la toiture.

## 6.7 Mise à la terre des installations

La structure (système de fixation des modules) et les modules seront interconnectés à un conducteur de protection général.

Les modules pourront être mis en contact avec le rail par le biais d'un « clip » ou connexions en lame métallique avec denture-ressort, ce qui permettra leur mise à la terre sans câbles.

Le conducteur de protection général, en cuivre rigide gainé vert/jaune (6 mm<sup>2</sup> minimum) reprendra les interconnexions des structures.



## 6.8 Spécifications techniques

### 6.8.1 Chaînes de modules (branches de modules)

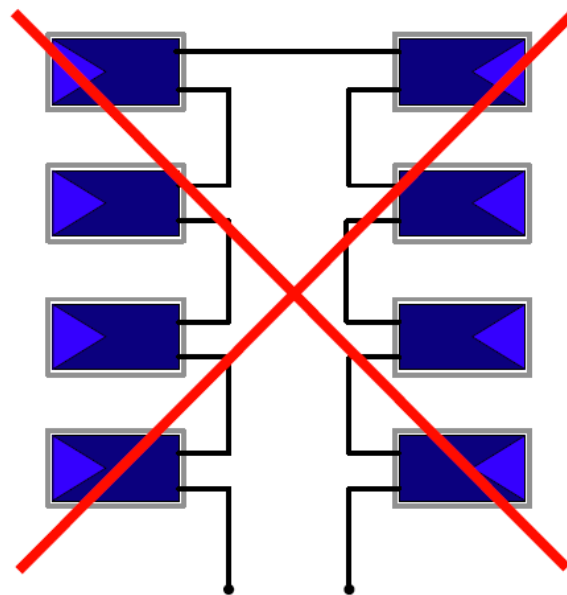
Les modules seront connectés en série par des câbles solaires de section 6 mm<sup>2</sup> pour former des chaînes. Les connexions seront assurées par des connecteurs débrochables de classe II, spécifiés pour le courant continu, dimensionnés pour des valeurs de tensions et courants identiques ou supérieures à celles des câbles qui en sont équipés. Les câbles CC installés sous les modules seront de type H1Z2Z2-K.

Les câbles des chaînes PV circuleront en partie sous les modules photovoltaïques dans un chemin de câble (ou par le biais de la structure de fixations, exemple sur les traverses). Les câbles devront être attachés et inaccessibles.

Ils circuleront jusqu'à l'onduleur ou au coffret de protection CC.

L'ensemble des câbles et connecteurs nécessaires à la constitution des rallonges, les chemins de câbles et tout le matériel de fixation nécessaire sont à la charge du présent lot.

Afin de minimiser les tensions induites dues à la foudre, la surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible. Pour cela, les polarités d'une chaîne devront cheminer côte à côte d'un bout à l'autre. À cette fin les modules seront positionnés tête-bêche pour former les chaînes.



*Exemple de mauvais câblage :  
boucle induite de polarité*

Localisation : Selon plan d'implantation, sur la toiture.

### 6.8.2 Mise à la terre et liaison équipotentielle

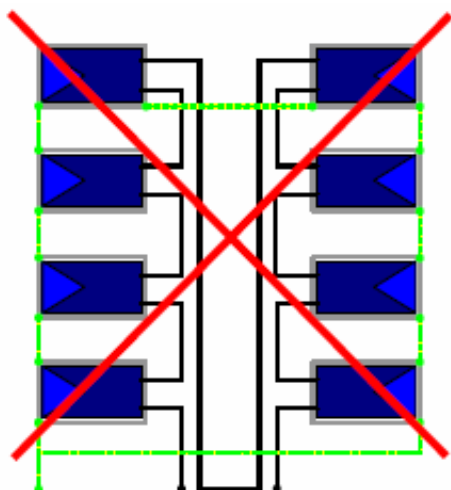
Les structures métalliques de support des modules, les cadres des modules ainsi que les chemins de câbles métalliques seront reliés à une liaison équipotentielle, elle-même reliée à la barrette générale de terre de l'installation. La fourniture du matériel nécessaire et la réalisation de cette liaison équipotentielle est à la charge du présent lot.

Les liaisons équipotentielles seront réalisées en cuivre isolé de 6mm<sup>2</sup> vert-jaune. Des dispositifs de connexion adaptés (bimétal ou équivalent suivant préconisations du fabricant) seront utilisés pour relier la structure d'intégration à la liaison équipotentielle, afin d'éviter tout contact direct entre le cuivre et l'aluminium.

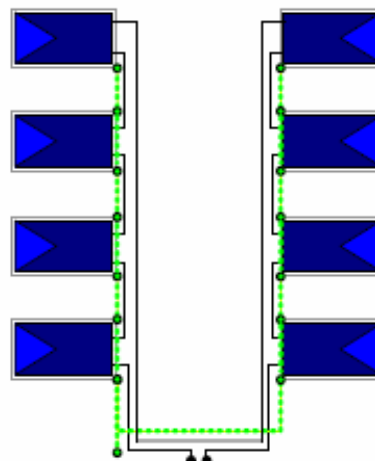
Les cadres des modules seront mis en contact avec la structure secondaire à l'aide de connexions en lame métallique avec denture-ressort, ce qui réalisera la mise à la terre des modules sans câbles.

Les câbles CC et liaisons d'équipotentialité devront cheminer côte à côte afin de limiter les surfaces de boucles.





*Exemple de mauvais câblage :  
boucle induite entre une polarité et la  
masse*



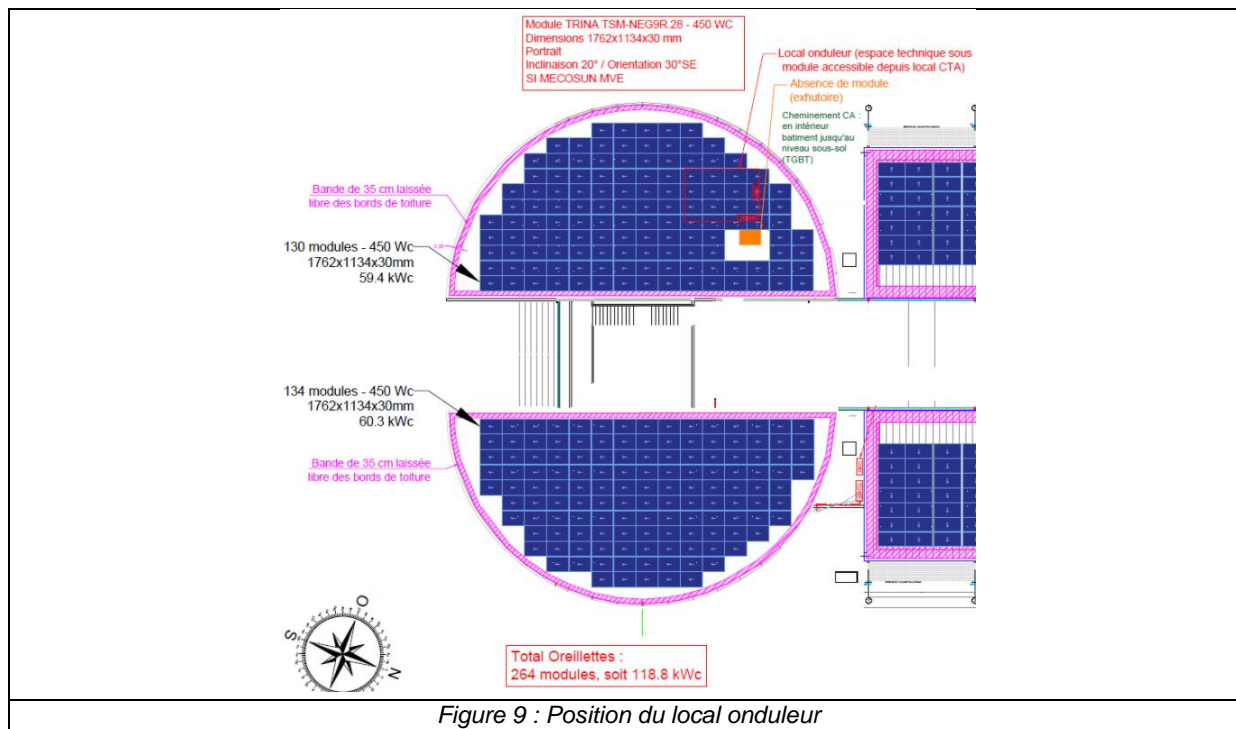
*Exemple de bon câblage*

Un conducteur général d'équipotentialité qui cheminera le long du chemin de câble jusqu'au TGBT, suivant le même chemin que les câbles de chaînes, reprendra les liaisons d'équipotentialité des structures et des modules.

L'entreprise devra la continuité de ces conducteurs d'équipotentialité jusqu'aux barrettes de terre.

### 6.8.3 Local onduleur

Le local onduleur sera en extérieur dans l'espace technique, protégé par la surtoiture sur l'aile Ouest. Ce local est accessible depuis l'intérieur du bâtiment.



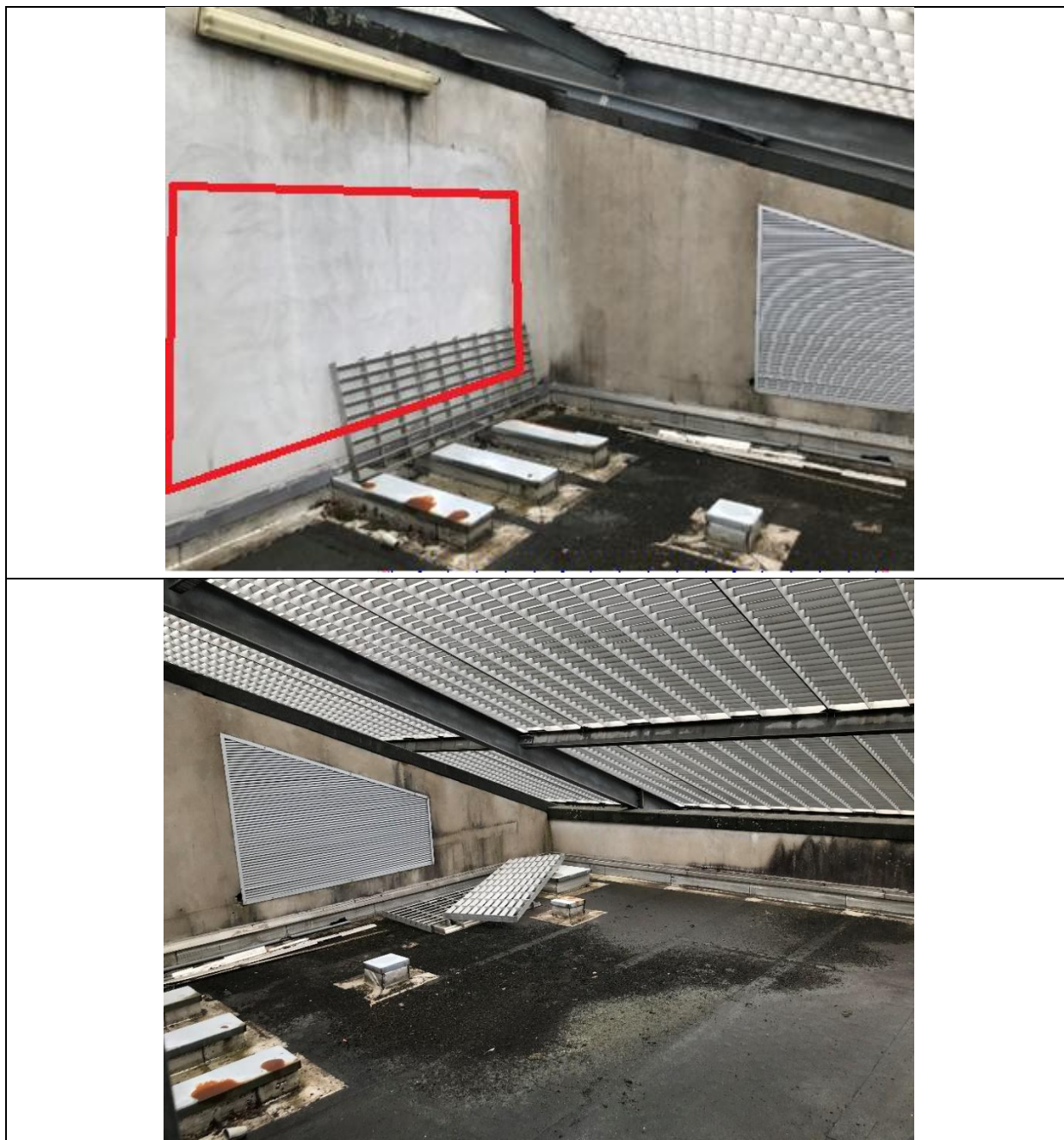


Figure 10 : Photos du local technique sous la surtoiture (local onduleur) et emplacement des onduleurs

Les onduleurs seront fixés contre un mur, à distance des bouches de ventilation de la CTA.

Le local onduleur n'étant pas accessible du public, il n'est pas nécessaire de protéger l'accessibilité des onduleurs dans le local.

Localisation : En local technique, sous la surtoiture de l'aile Ouest.

#### 6.8.4 Liaisons CC jusqu'à l'onduleur

Les cheminements CC entre les modules et l'onduleur seront réalisés en extérieur horizontalement sur chemin de câble capoté (avec supportage sur toiture terrasse selon les règles de l'art) et verticalement entre l'aile Est et l'aile Ouest, où se situe le local onduleur.

**Nota :** Les traversées de toiture, dalle et paroi verticale seront assurées par des carottages, prévus au présent marché.

Localisation : Cheminement CC sur toitures jusqu'au local onduleur.

**Sont à la charge du présent marché : la fourniture, la pose et le raccordement de tous les matériels précédemment mentionnés, y compris carottages.**

### 6.8.5 Onduleur

L'onduleur délivrera une onde sinusoïdale et sera conforme en matière de qualité de signal et de sécurité de découplage automatique, à la norme EN 50-549-1 et 2 (ex DIN VDE 0126-1-1/A1 VFR 2019), selon l'arrêté national de mise en œuvre du code RfG le 25 juin 2020.

Les onduleurs choisis pour réaliser le dimensionnement de la solution ont les caractéristiques suivantes :

- Onduleur triphasé, de marque européenne de préférence, de puissance nominale CA de 100 kVA maximum (bridés à 99 kVA maxi), rendement européen minimum 95%, équipé de carte de communication RS485 ou connexion ethernet, de parafoudre CC intégré dont le niveau de protection Up est inférieur à 4000V, d'un dispositif de déconnexion CC.

**Sortie obligatoire 3P+N+PE.**

Garantie minimum souhaitée : 10 ans

L'onduleur devra également **respecter les prescriptions réglementaires en matière d'absorption de puissance réactive** fixées par l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.

**Les onduleurs devront donc être obligatoirement paramétrés de la façon suivante afin de consommer de la puissance réactive :**

- Valeur du déphasage :  $\cos(\Phi) = 0,94$  soit  $\tan(\Phi) = -0,35$
- Signe du déphasage : sous excité soit une onde de courant en retard sur l'onde de tension

Le local où sera implanté l'onduleur sera correctement ventilé car en extérieur sous la surtoiture. Un espace périphérique minimal autour de l'onduleur sera prévu afin de permettre une ventilation suffisante. (Suivant recommandations du fabricant). L'onduleur sera fixé au mur, voir paragraphe 6.8.3.

**Dans un souci d'exploitation et de maintenance, tous les câbles (hormis les conducteurs de terre) seront repérés par un dispositif durable du type étiquette gravée** (les systèmes à encre sont à exclure) **tenue par collier.**

Le repérage CC pour les strings proposé est le suivant : « **N° Onduleur – N° de la chaîne – polarité** »

Les liaisons depuis les modules jusqu'à l'onduleur seront réalisées de la manière suivante : cheminement sur chemin de câble capoté sur toiture puis en façade avant pénétration dans le local onduleur.

**Sont à la charge du présent lot : la fourniture et la pose de tous les matériels précédemment mentionnés.**

Localisation : L'onduleur sera positionné en local onduleur.

### 6.8.6 Liaisons CA onduleur – coffret CA (TDGS)

Le coffret de protection CA sera positionné en local onduleur à proximité de l'onduleur.

Les liaisons, entre la borne CA de l'onduleur et le coffret CA (TDGS) seront réalisées sur chemin de câble avec des câbles de sections suffisantes.

**Dans un souci d'exploitation et de maintenance, tous les câbles (hormis les conducteurs de terre) seront repérés par un dispositif durable du type étiquette gravée (les systèmes à encre sont à exclure) tenue par collier.**

Le repérage CA proposé est le suivant : « **N° onduleur** ».

### 6.8.7 Coffret CA (TDGS)

Un coffret CA sera installé dans le local onduleur, regroupant la sortie CA de l'onduleur et les dispositifs de protection.

L'arrivée de l'onduleur dans le coffret CA sera protégée par un disjoncteur différentiel (sensibilité à confirmer selon courant de fuite et préconisations fournies par le fabricant d'onduleur. La sélectivité totale de l'installation électrique devra être assurée. Note de calcul CA à fournir par le titulaire du lot en phase EXE).

L'entreprise devra fournir la justification du déclassement en température des disjoncteurs. A défaut, une marge de 20% sera prise sur le calcul du calibre.

Un parafoudre de type 2 et un interrupteur-sectionneur général CA seront installés sur le départ de sortie onduleur.

Localisation : Le coffret CA (TDGS) sera dans le local onduleur.

### 6.8.8 Télésuivi

Un outil de monitoring évolué, devra être installé pour suivre le fonctionnement du générateur solaire photovoltaïque. L'objectif est d'avoir une solution de supervision permettant l'exploitation optimisée de la centrale solaire photovoltaïque. Le but étant de détecter au plus tôt les dysfonctionnements de l'installation et défauts onduleurs afin de faire corriger les problèmes via une société de maintenance ou directement par le MOa.

Le système d'acquisition, situé au niveau du Coffret CA (en local onduleur), sera alimenté par l'installation photovoltaïque. Il sera raccordé au matériel de mesure météo ainsi qu'aux onduleurs pour assurer la supervision à distance. Il collectera les données de température, d'ensoleillement, de valeurs de tension, de courant, d'énergie... pour chaque onduleur et compteurs de mesure, permettant de réaliser périodiquement les bilans d'autoconsommation.

Il devra être connecté par câble Ethernet à l'armoire informatique se trouvant dans le bâtiment ou à défaut, en cas d'impossibilité technique, la transmission de données devra se faire sur un serveur dédié par GPRS. Les données traitées pourront être mises à disposition sur une adresse IP définie par le Maître d'Ouvrage.

Le matériel de supervision proposé s'adaptera aux configurations de ce générateur photovoltaïque. Les fonctions principales du matériel de supervision sont les suivantes :

- Mesure de l'ensoleillement :
  - Chaque inclinaison de module différente doit avoir 1 sonde d'ensoleillement de manière à respecter la norme NF EN 61724 (type Spektron 320),
- Mesure de l'énergie produite [Wh] :
  - Produite : Compteur d'énergie et liaison M-bus avec les onduleurs
  - Soutirée et consommée : Compteur avec liaison TIC du compteur ENEDIS en limite de propriété
- Mesure de la température [°C] par :
  - 1 sonde PT1000 ou PT100 pour la mesure de la température sous panneaux ;
  - 1 sonde PT1000 ou PT100 pour la mesure de la température ambiante ;
- Module d'analyse et d'envoi de données :
  - Par datalogger dont les caractéristiques type sont les suivantes :



		Caractéristiques	Protocoles	Connectiques
<b>Interfaces série</b>	Port 1	RS485	Onduleurs (SMA, ...)	Bornier à vis
	Port 2	RS485 / RS232	Modbus ou autres	Bornier à vis
<b>Interfaces compteurs</b>	Filaire	3 compteurs multiplexés	Téléinformation (TIC)	Bornier à vis
<b>GPIO</b>	Entrées analogiques	4 entrées	(0-10 V), (4-20mA)	Bornier à vis
	Entrée TOR	4 entrées contact sec		Bornier à vis
	Sorties TOR	2 sorties relais		Bornier à vis
<b>Interfaces Coronis(opt)</b>	WaveTic, WaveFlow	Compteurs électriques	Bande ISM 868 Mhz	Antenne - SMA
	WaveTherm	Température	Bande ISM 868 Mhz	Antenne - SMA
	WaveSense	GPIO	Bande ISM 868 Mhz	Antenne - SMA
<b>Interfaces réseau</b>	Ethernet	10 / 100 Mbits/s	Services IP	RJ45
	GSM / GPRS	GSM / GPRS	Services IP	Antenne - SMA
	RTC (en option)	V92	Services IP	RJ11
<b>Caractéristiques physiques</b>				
Alimentation		(+12v, +24v) Connecteur Bornier à vis		
Température de fonctionnement		-5°C à +50°C		
Température de stockage		-20°C à +85°C		
Dimensions		Rail Din 157mm*86mm*59mm		
Agréments				
EMI		EN55022 classe B		
CE		EN50082		

- Canal de communication des données :
  - ADSL ou Lien RADIO (GPRS) : Une antenne radio déportée pourra être ajoutée si la réception du signal radio le nécessite.

L'ensemble de ces données sera cumulé, calculé et enregistré selon deux périodicités :

- chaque 10 mn, pour les valeurs "instantanées" (puissances, tensions, courants),
- chaque jour, pour les cumuls des valeurs journalières (énergies, durées).

En effet toutes les données sont relevées par pas de temps de 10 mn, puis cumulées ensuite en pas horaires et journaliers.

La capacité de stockage du dispositif d'acquisition sera au minimum de 1 an pour les données journalières et 6 mois pour les valeurs à 10 mn.

Les informations pourront être récupérées localement, par vidage de la mémoire sur tout système adapté.

Ces données seront stockées sur un serveur dédié et pourront être envoyées également sur l'adresse IP choisie par le MOA. En effet, Le système de monitoring sera en charge d'envoyer les données sur le serveur choisi par le Maître d'Ouvrage, en traitant le format des data pour qu'elles soient compatibles et utilisables sur le serveur final.

Le système de télé suivi permettra la visualisation des informations générales et des performances de l'installation. L'accès à ces données est réalisé via un portail internet, visualisable aussi sur web mobile.

Le système de monitoring devra permettre l'édition de rapport annuel, permettant à l'ADEME de suivre et contrôler les flux électriques.

Le système sera conçu pour assurer l'envoi automatique d'alarmes par mail et par SMS sur numéros et adresses fournis par le Maître d'Ouvrage. Ces alarmes seront paramétrables et concerneront les pertes de production des modules et des onduleurs, les disjonctions et arrêts de la centrale ainsi que les défauts internes spécifiques pour chaque onduleur.

Contactez le service Télésuivi de TECSOL.

Localisation : Voir schéma unifilaire, dans le local TGBT.

### 6.8.9 Liaison CA coffret CA (TDGS) - PDL

Les câbles CA de liaison entre le coffret CA (TDGS) et le Point d'Injection circuleront sur chemin de câbles dans le bâtiment.

Un câble 3P+N de capacité adaptée, en cuivre ou aluminium, de section à déterminée en fonction de la puissance des onduleurs selon la règle de calcul de la NF C 15-100 V – de manière à limiter la chute de tension sur cette liaison à 1.5% en fonctionnement maximal – sera à fournir et à poser entre le coffret CA et le disjoncteur général du site (niveau TGBT).

Localisation : Le Point de Livraison sera le point d'injection sur le réseau du bâtiment, donc au niveau du Local TGBT au sous-sol.

Au niveau toiture, les câbles chemineront depuis le local onduleur via le local CTA (1 carottage à prévoir), dans un chemin de câble existant si possible à l'intérieur du bâtiment dans l'aile Ouest, puis verticalement. Au niveau R+2, les câbles chemineront horizontalement en plénum de faux-plafond en direction de la gaine technique de l'aile Est, sur chemin de câble existant si possible. Ensuite ils chemineront verticalement jusqu'au niveau sous-sol en utilisant le chemin de câbles existant en gaine technique si possible. Au niveau sous-sol, ils chemineront horizontalement sur un nouveau chemin de câble à fournir, qui circulera à hauteur libre dito existant, jusqu'au local TGBT.

Estimation de la distance entre le coffret CA et le local TGBT : environ 80 ml

**Chacun des carottages devra faire l'objet d'un sondage préalable au percement afin de repérer la présence d'éventuelles câbles ou canalisation.**

**Sont à la charge du présent lot : la fourniture et la pose de tous les matériels précédemment mentionnés.**

### 6.8.10 Point d'injection sur le réseau du bâtiment

Au niveau du point d'injection, l'entreprise aura à sa charge la fourniture et la pose des protections relatives au départ vers le coffret CA correspondant.

L'arrivée du coffret CA au niveau du point d'injection sera protégée par un disjoncteur.

L'entreprise devra fournir la justification du déclassement en température des disjoncteurs. A défaut, une marge de 20% sera prise sur le calcul du calibre.

**Sont dus au présent lot, la fourniture, la pose et le raccordement de tous les éléments mentionnés au niveau du TGBT ou du PDL.**

Localisation : Dans le local TGBT.

NOTA : le local TGBT du site ainsi que son PDL font le projet d'un remaniement (simplification et fusion de 2 PDL), travaux hors lot, à la charge du MOA, qui seront achevés avant les travaux photovoltaïque. Par conséquent le titulaire du lot 1 aura à sa charge les relevés du nouveau schéma électrique du site afin de réaliser sa conception et ses études d'EXE (plans, notes de calcul) conformément à l'installation ainsi renouvelée.

**RAPPEL : la sélectivité totale devra être assurée sur l'installation électrique, y compris le circuit de départ vers le PV.**



### 6.8.11 Arrêt d'urgence

La présence d'arrêts d'urgence (AU) pour l'injection photovoltaïque est requise sur le site.  
En effet, la centrale fonctionne en autoconsommation avec injection du surplus sur le réseau public.

L'AU assurera la coupure : côté CA, sur le disjoncteur général d'injection PV au niveau du TGBT.

Les arrêts d'urgence sous verre avec mention « Photovoltaïque » seront à placer :

- au plus près du point d'injection (TGBT)
- et regroupé avec les autres arrêts d'urgence du site (hall d'entrée),

y compris relayage pour coupure au niveau de la coupure générale du TGBT.

Ils seront équipés ou associés à un voyant lumineux de présence de tension.

La liaison électrique entre AU et la bobine sera en câble CR1 C1.

#### Localisation et type :

- Les AU, au nombre de deux, seront localisés :
  - dans le local TGBT
  - dans le hall d'entrée avec tous les arrêts d'urgence du site ;
- L'AU seront de type sous verre avec mention « Photovoltaïque » ;
- L'AU et les bobines seront alimentés depuis le TGBT.



Figure 11 : Exemple d'AU sous verre

**Sont à la charge du présent lot : la fourniture et la pose de tous les matériels précédemment mentionnés, y compris fourniture et pose de l'alimentation de secours pour la bobine MX (ERP).**

### 6.8.12 Matériaux et appareillages

Tous les matériaux et appareillages entrant dans la constitution des installations devront obligatoirement avoir fait l'objet d'une norme établie par l'UNION TECHNIQUE DE L'ELECTRICITE (Norme NF série C) et être conforme à ces normes.

Il sera installé de préférence des matériaux et appareillages ayant fait l'attribution d'un label ou d'un certificat USE, NF-USE, NF - Électricité dans la mesure où une telle marque a été attribuée.

Dans le cas contraire, l'entreprise aura à sa charge toutes les incidences techniques et financières qui pourraient résulter d'une modification de matériel ou d'appareillage, demandée par l'architecte ou par le Maître d'Œuvre.

Pour assurer un fonctionnement et une alimentation maximale du réseau, les températures ambiantes admissibles par les composants électriques varient entre -20 °C et +50 °C; le respect des valeurs nominales ne pouvant cependant être garanti que jusqu'à une température ambiante de +40 °C.

## 6.8.13 Câbles et cheminements

### 6.8.13.1 Généralités

Tous les câbles, mécanismes, fixations et assemblages électriques seront installés et connectés en application des normes NF, CEI et autres règles électriques appropriées.

L'objectif essentiel est de minimiser les dangers pour les personnes et les animaux, ainsi que les dommages pouvant intervenir sur le système électrique connecté pendant l'exploitation et la maintenance, dans toutes les conditions spécifiques de l'environnement du site.

Dès lors qu'une probabilité de sectionnement ou de dommages aux câbles apparaît, des câbles ou des conduits renforcés seront employés.

Les fils électriques respecteront le code normalisé des couleurs (en courant continu, le fil bleu sera la polarité négative). Les câbles souterrains éventuels seront enterrés à une profondeur suffisante pour éviter leur endommagement. Si un conduit est utilisé, il devra être adapté à cet usage.

Les connexions électriques seront réalisées de manière à éviter tout faux contact et tout risque de déconnexion par suite, par exemple, de traction exercée sur les câbles électriques.

### 6.8.13.2 Section des câbles

L'ensemble des câbles de liaison utilisés répondront aux normes en vigueur énoncées précédemment (isolement, résistance aux ultraviolets, résistance mécanique, etc.). Leur section individuelle sera déterminée suivant les règles de la NF C-15 100 et de l'UTE C-15 712 pour les câbles BT, en prêtant une attention particulière aux contraintes de chute de tension. Les câbles PV des liaisons courant continu seront conformes à la norme UTE C-32-502 et seront de classe II.

**La chute de tension maximale autorisée sur chaque liaison module-onduleur de l'installation est de 3% à  $I_{scSTO}$ . Elle sera de 1% à  $I_{scSTO}$  en moyenne (recommandation).**

**La chute de tension maximale demandée sur chaque liaison entre le point d'injection et les bornes CA des onduleurs est de 3% (objectif global 1.5%).**

### 6.8.13.3 Connecteurs

Les assemblages des connecteurs débrochables des liaisons entre modules seront réalisés en usine, sauf cas particulier de réparation ponctuelle sous réserve acceptation de la Maîtrise d'Œuvre.

**Les connecteurs seront de même type et marque lors de chaque connexion mâle/femelle tout le long de la chaîne courant continu.**

### 6.8.13.4 Cheminements

Le cheminement des câbles électriques ainsi que leur fixation et celle des autres éléments seront réalisés de manière à s'intégrer au mieux aux bâtiments concernés, tout en cherchant à réduire les longueurs.

Aucun câble ne devra cheminer directement sur une paroi ou sur le sol, mais devra être systématiquement fixé dans un chemin de câble / goulotte.

**Attention :** Les câbles "courants faibles" (mesure, communication...) chemineront dans des chemins de câble distincts de ceux utilisés pour les câbles de puissance.

#### 6.8.13.5 Repérage

Dans un souci d'exploitation et de maintenance, chaque câble électrique de l'installation devra être repéré de manière visible mais sans nuire à l'esthétique. Il sera réalisé grâce à un dispositif durable, du type étiquette gravée tenue par deux colliers ou bagues enfilées sur support porte repère attaché par deux colliers. **Le repérage autocollant ou manuscrit est interdit.**

Le repérage a lieu, au minimum :

- aux deux extrémités ;
- à chaque entrée / sortie de fourreau ou traversée de paroi ;
- à chaque changement de dalle ou de chemin.

Repérage proposé : « **TENANT / NOM et N° DU CABLE / ABOUTISSANT** »

Chaque tenant et aboutissant sera repéré par 2 ou 3 lettres suivies d'un numéro d'ordre. La codification de ce repérage sera suffisamment parlante pour connaître l'équipement ou l'installation raccordée et sera à définir avec l'exploitant. Pour chaque repérage ainsi constitué, les tenants et aboutissants ainsi que les caractéristiques du câble (longueur, nature, section, ...) seront explicités dans le carnet de câble.

#### 6.8.13.6 Signalisation et sécurité

Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenances, contrôleurs, exploitant du réseau public de distribution, services de secours), il est impératif de signaler le danger lié à la présence de deux sources de tension (photovoltaïque et réseau public de distribution) sur le site.

Pour cela :

Une étiquette portant les mentions :

« **Coupure photovoltaïque** »

devra être installée à proximité :

- du disjoncteur de soutirage du réseau public de distribution
- de l'arrêt d'urgence (AU)



Coupure  
photovoltaïque

Une étiquette portant les mentions :

« **Production photovoltaïque, Coupure réseau de distribution** »

devra être installée à proximité :

- du disjoncteur de soutirage du réseau public de distribution



Production  
photovoltaïque

Coupure réseau de  
distribution

Une étiquette portant les mentions :

**« Ne pas manœuvrer en charge »**

devra être installée à l'intérieur des boîtes de jonction et coffrets CC à proximité :

- des sectionneurs ,
- des connecteurs.



Une étiquette portant les mentions :

**« Attention : Câbles courant continu sous-tension »**

devra être installée à proximité :

- sur la face avant des boîtes de jonction
- sur la face avant des coffrets CC.
- sur les extrémités des canalisations CC a minima



Une étiquette portant les mentions :

**« Attention présence de deux sources de tension »**

- Réseau de distribution
- Panneaux photovoltaïques »

**« Isoler les deux sources avant toute intervention »**

devra être installée à proximité :

- des onduleurs.
- du point d'injection au niveau du TGBT



Les documents sous pochette étanche (schéma électrique et d'implantation des composants de l'installation photovoltaïque avec coordonnées de l'exploitant) seront disposés sur la porte du coffret AC.

**Nota :** En cas d'intervention du personnel de secours du bâtiment, il est important que celui-ci soit informé de :

- L'emplacement des disjoncteurs de branchement (injection et soutirage) permettant la coupure générale des circuits courant alternatif ;
- La présence de tension dangereuses en journée sur les circuits de l'installation électrique à courant continu, même après avoir manœuvré le disjoncteur de branchement d'injection sur le réseau public de distribution ou le sectionneur ou interrupteur/sectionneur du ou des onduleurs coté installation à courant alternatif.

#### 6.8.14 Contrat de maintenance

Il est demandé au candidat de chiffrer le contrat d'entretien et de maintenance de l'installation sur une durée de 3 ans à compter de la mise en service, reconductible par tacite reconduction dans la limite de 5 ans, y compris le nettoyage des modules tous les 2 ans.

## 7 TRAVAUX PHOTOVOLTAÏQUES – **TRANCHE OPTIONNELLE 2** **(ESTIA1 ARRIERE)**

### RAPPEL :

L'entrepreneur sera responsable du maintien en parfait état de la structure du bâtiment ainsi que de l'étanchéité du bâtiment pendant son intervention. Il devra prévoir dans son offre toutes les sujétions à ce titre.

Les travaux de dépose et pose d'une nouvelle couverture sont hors lot (à la charge du lot 2).

### 7.1 Spécifications générales du système photovoltaïque

#### 1.1.1.5. Domaine d'application

Les modules photovoltaïques doivent présenter, avec leur fixation, une résistance suffisante au vent, à la neige et à la foudre.

**Les champs de modules sont en surimposition sur une toiture en bac sandwich.**

Les modules photovoltaïques n'auront pas à assurer l'étanchéité de la toiture.

#### 1.1.1.6. Conditions de fonctionnement

##### **Capteurs solaires en toiture**

Les installations seront exposées à des échauffements importants, tant de la structure que des joints, ou des vitrages et cadres des modules. Les dilatations différentielles (structure primaire) et l'aluminium (structure secondaire, cadre des modules) devront être prises en compte dans la solution proposée.

##### **Conditions ambiantes**

L'ensemble du matériel doit être prévu pour les conditions ambiantes extérieures qui sont celles du site étudié.

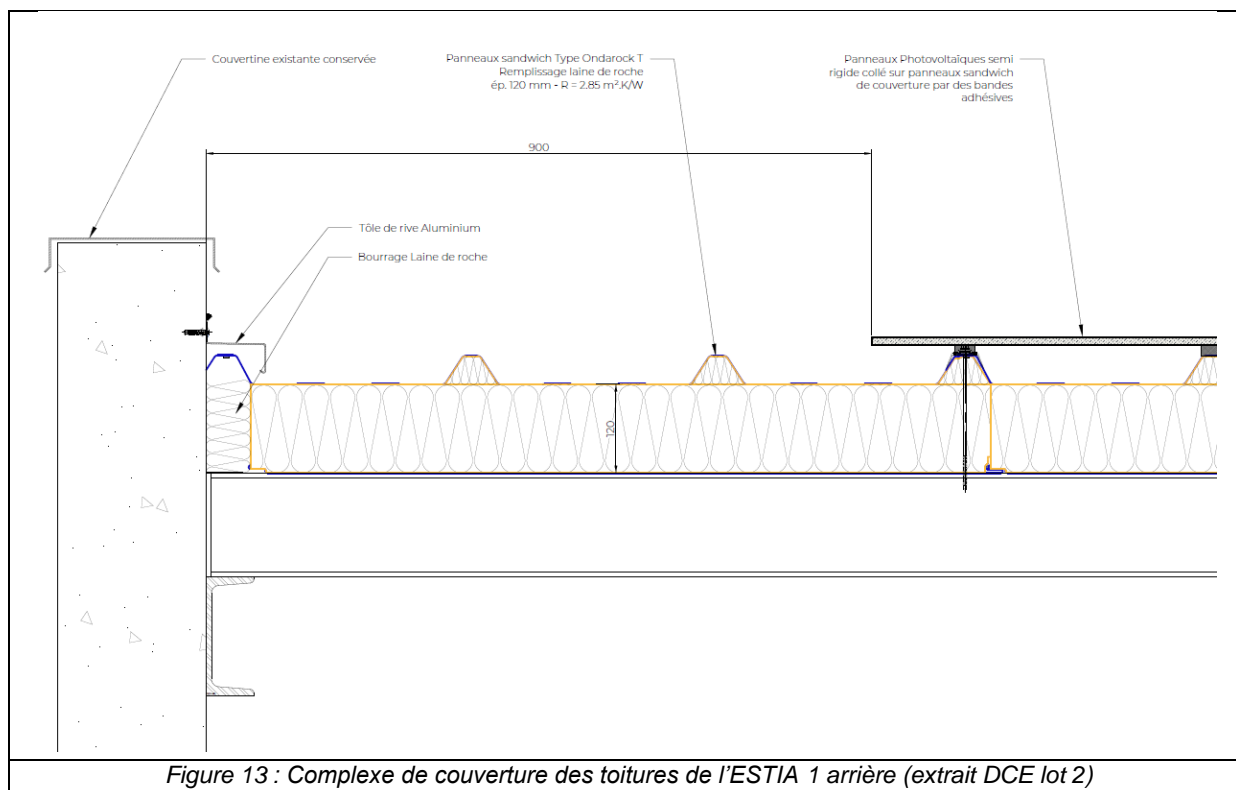
Le système d'intégration sera valide d'un point de vue statique selon les normes Eurocode 1 pour la zone concernée. Pour rappel, pour BIDART :

- Zone de vent : 2
- Zones de neige : A2
- Altitude < 100m
- Distance de la côte < 3 km

NOTA : Compte-tenu de la faible distance à la côte, l'ensemble des matériels et visseries sera à choisir de sorte à éviter toute corrosion relative à l'atmosphère saline. De même le choix du système sera crucial et sa certification devra faire mention de validité dans ces conditions.







## 7.4 Système de fixation des modules

Le système photovoltaïque, à la charge du présent lot, **devra présenter une certification (Avis Technique ou ETN, en cours de validité, et être compatible avec le bac de couverture choisi par le lot 2).**

La mise en œuvre de la solution proposée ne pourra être réalisée qu'après les travaux de couverture, à la charge du lot 2.

Il revient donc au titulaire du marché de prendre les mesures nécessaires afin de respecter ces conditions de mise en œuvre du système d'intégration photovoltaïque vis-à-vis du bac de couverture.

Le système sera la solution LUXSIOL LUX 430F, ou tout autre système équivalent, présentant une certification valide et une conformité avec le module choisi ainsi que le bac de couverture.

La prestation comprend toutes les sujétions participant au parfait achèvement des ouvrages.

**Le titulaire du présent marché aura à sa charge la fourniture, la pose du système photovoltaïque conformément aux prescriptions de sa certification, notamment les prescriptions de mises en œuvre et de la notice de montage.**

Localisation : Selon plan d'implantation, sur la toiture.

## 7.5 Modules photovoltaïques

**Le module choisi devra être mentionné explicitement dans la liste des modules compatibles de la certification du système PV.**

Tout autre module proposé (marque, taille, puissance unitaire différentes) devra faire l'objet d'un courrier du fabricant attestant l'extension de la certification pour ce produit et devra être validé par la Maîtrise d'œuvre.

Les modules photovoltaïques semi-rigides, constitués de cellules au silicium cristallin, ainsi que le kit de grip et connectiques seront fournis, posés et raccordés par ce lot. Ils seront plans et devront satisfaire aux spécifications des essais de la norme NF EN 61 215 (IEC 61 215), NF EN 61730 (IEC 61730) et homologués en classe de sécurité électrique II (NF EN 61 140).

Les modules devront, au même titre que les autres éléments de la couverture, résister aux conditions climatiques extrêmes locales définies selon les normes Eurocode 1 et N84 (DTU P 06-006, modifiée 2009), et répondre aux exigences des règles parasismiques pour la zone concernée.

Tous les modules proposés présenteront un aspect et une couleur identiques et sont aisément interchangeables.

Leur puissance unitaire sera de 430 Wc minimum avec une tolérance de puissance positive.

- La puissance surfacique des modules sera au minimum de 191 Wc/m<sup>2</sup> ;
- La puissance totale du générateur sera au minimum celle indiquée dans le tableau du paragraphe 3 ;
- Chaque livraison de modules sera accompagnée des certificats de flashage correspondants et des certificats ECS avec un bilan carbone inférieur à 550 kg éq. CO<sub>2</sub> / kWc ;
- Le Maître d'Ouvrage se réserve le droit de faire procéder à des mesures de « flashage » auprès du TÜV ou de CERTISOLIS (organismes indépendants) par échantillonnage des modules à la livraison sur chantier.

Ces modules sont plans et résistent aux conditions ambiantes climatiques décrites ci-après :

- Température : - 40° à + 85°C,
- Humidité relative : jusqu'à 100%,
- Vitesse du vent : > 200 km/h (bourrasques),
- Précipitations : pluie battante continue ou grêle (grêlons < 25 mm),
- Charge supportée : au vent 2400 N/m<sup>2</sup> minimum, et à la neige 5400 N/m<sup>2</sup> minimum,

Ils répondent aux caractéristiques techniques suivantes :

- Puissance nominale minimale 430 Wc
- Tolérance de puissance : 0/+5Wc,
- Tension maximum (selon classe de protection II) : 1000 V maxi,
- Charge maximale : 3.25 kg/m<sup>2</sup>;
- Boîtier de connexion étanche :
  - 3 diodes by-pass,
  - Passage des câbles par 2 presse-étoupes,
  - Précâblés avec du câble solaire double isolation de section 6 mm<sup>2</sup> ou 4 mm<sup>2</sup>.
  - Connecteurs débrochables de classe II, détrompeur, polarité clairement identifiée.

**Ils devront disposer d'une Évaluation Carbone simplifiée de moins de 550 kgCO<sub>2</sub>/kWc pour permettre de répondre aux conditions de l'obligation d'achat (S21).**

**NOTA** : L'implantation des modules se fera uniquement sur les 2/3 inférieurs des pans (cf paragraphe 7.3)

Localisation : Selon plan d'implantation, sur la toiture.

## 7.6 Mise à la terre des installations

La structure (système de fixation des modules) et les modules seront interconnectés à un conducteur de protection général.

Les modules pourront être mis en contact avec le rail par le biais d'un « clip » ou connexions en lame métallique avec denture-ressort, ce qui permettra leur mise à la terre sans câbles.

Le conducteur de protection général, en cuivre rigide gainé vert/jaune (6 mm<sup>2</sup> minimum) reprendra les interconnexions des structures.

## 7.7 Spécifications techniques

### 7.7.1 Chaînes de modules (branches de modules)

Les modules seront connectés en série par des câbles solaires de section 6 mm<sup>2</sup> pour former des chaînes.

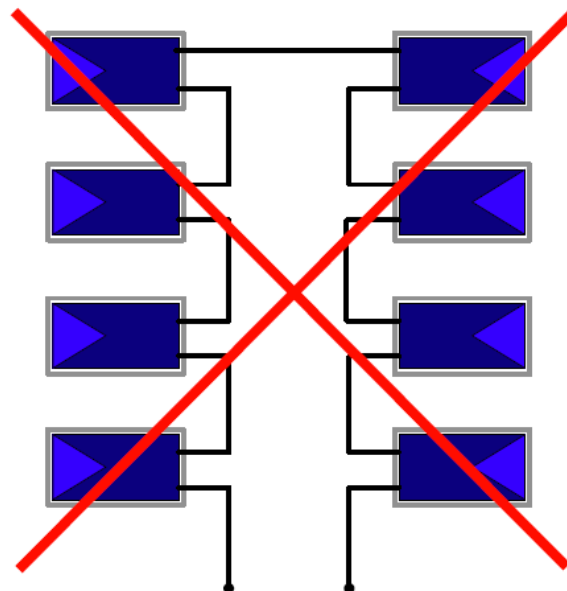
Les connexions seront assurées par des connecteurs débrochables de classe II, spécifiés pour le courant continu, dimensionnés pour des valeurs de tensions et courants identiques ou supérieures à celles des câbles qui en sont équipés. Les câbles CC installés sous les modules seront de type H1Z2Z2-K.

Les câbles des chaînes PV circuleront en partie sous les modules photovoltaïques dans un chemin de câble (ou par le biais de la structure de fixations, exemple sur les traverses). Les câbles devront être attachés et inaccessibles.

Ils circuleront jusqu'à l'onduleur ou au coffret de protection CC.

L'ensemble des câbles et connecteurs nécessaires à la constitution des rallonges, les chemins de câbles et tout le matériel de fixation nécessaire sont à la charge du présent lot.

Afin de minimiser les tensions induites dues à la foudre, la surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible. Pour cela, les polarités d'une chaîne devront cheminer côte à côte d'un bout à l'autre. À cette fin les modules seront positionnés tête-bêche pour former les chaînes.



*Exemple de mauvais câblage :  
boucle induite de polarité*

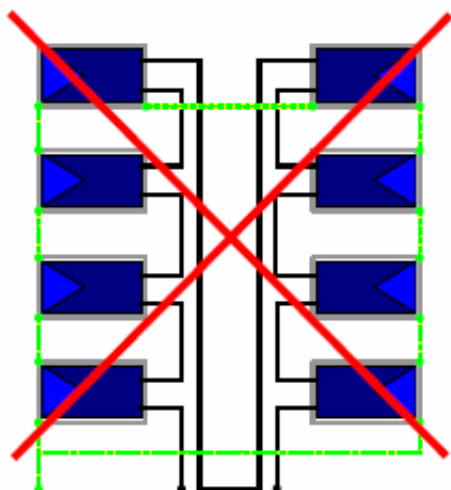
Localisation : Selon plan d'implantation, sur la toiture.

### 7.7.2 Mise à la terre et liaison équipotentielle

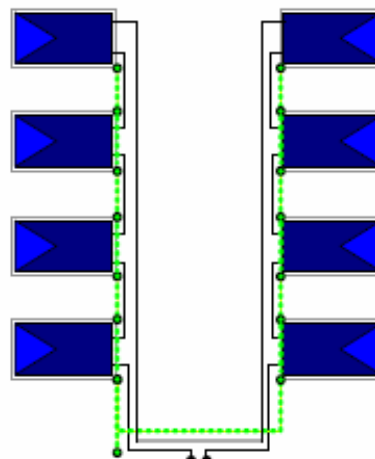
Les structures métalliques des chemins de câbles métalliques seront reliés à une liaison équipotentielle, elle-même reliée à la barrette générale de terre de l'installation. La fourniture du matériel nécessaire et la réalisation de cette liaison équipotentielle est à la charge du présent lot.

Les liaisons équipotentielles seront réalisées en cuivre isolé de 6mm<sup>2</sup> vert-jaune. Des dispositifs de connexion adaptés (bimétal ou équivalent suivant préconisations du fabricant) seront utilisés pour relier la structure d'intégration à la liaison équipotentielle, afin d'éviter tout contact direct entre le cuivre et l'aluminium.

Les câbles CC et liaisons d'équipotentialité devront cheminer côte à côte afin de limiter les surfaces de boucles.



*Exemple de mauvais câblage :  
boucle induite entre une polarité et la  
masse*



*Exemple de bon câblage*

Un conducteur général d'équipotentialité qui cheminera le long du chemin de câble jusqu'au TGBT, suivant le même chemin que les câbles de chaînes, reprendra les liaisons d'équipotentialité des structures et des modules.

L'entreprise devra la continuité de ces conducteurs d'équipotentialité jusqu'aux barrettes de terre.

### 7.7.3 Local onduleur

Le local onduleur sera en extérieur dans l'espace technique, protégé par la surtoiture sur l'aile Ouest. Ce local est accessible depuis l'intérieur du bâtiment.

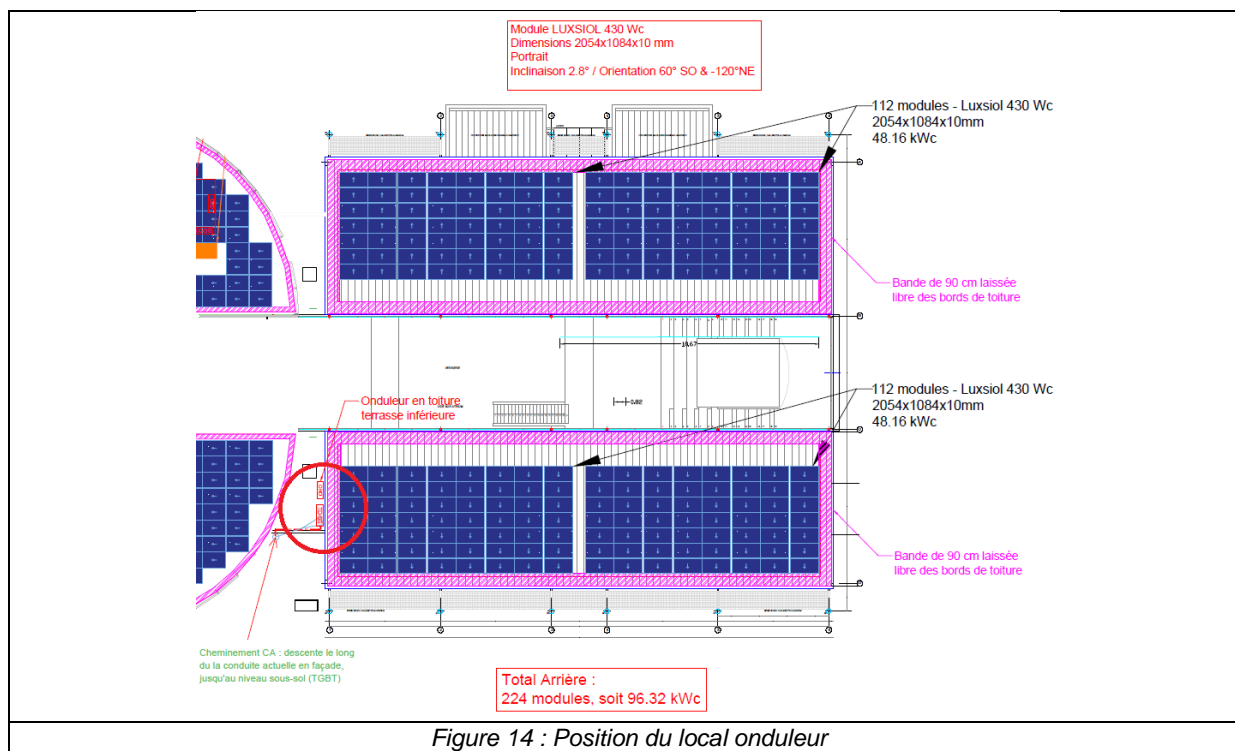


Figure 14 : Position du local onduleur



Figure 15 : Photo de la toiture terrasse envisagée pour le local onduleur

L'onduleur sera fixé contre un mur ou sur chaise métallique protégée par une casquette.

Le local onduleur n'étant pas accessible du public, il n'est pas nécessaire de protéger l'accessibilité des onduleurs dans le local.

Localisation : En local technique, sur la toiture technique côté Est du bâtiment (entre oreillette et arrière).

#### 7.7.4 Liaisons CC jusqu'à l'onduleur

Les cheminements CC entre les modules et l'onduleur seront réalisés en extérieur horizontalement sur chemin de câble capoté (avec supportage sur toiture terrasse selon les règles de l'art) et verticalement sur façade jusqu'au local onduleur.

Localisation : Cheminement CC sur toitures jusqu'au local onduleur.

**Sont à la charge du présent marché : la fourniture, la pose et le raccordement de tous les matériels précédemment mentionnés.**

#### 7.7.5 Onduleur

L'onduleur délivrera une onde sinusoïdale et sera conforme en matière de qualité de signal et de sécurité de découplage automatique, à la norme EN 50-549-1 et 2 (ex DIN VDE 0126-1-1/A1 VFR 2019), selon l'arrêté national de mise en œuvre du code RfG le 25 juin 2020.

Les onduleurs choisis pour réaliser le dimensionnement de la solution ont les caractéristiques suivantes :

- Onduleur triphasé, de marque européenne de préférence, de puissance nominale CA de 100 kVA maximum (bridés à 90 kVA maxi), rendement européen minimum 95%, équipé de carte de communication RS485 ou connexion ethernet, de parafoudre CC intégré dont le niveau de protection Up est inférieur à 4000V, d'un dispositif de déconnexion CC.

**Sortie obligatoire 3P+N+PE.**

Garantie minimum souhaitée : 10 ans



L'onduleur devra également **respecter les prescriptions réglementaires en matière d'absorption de puissance réactive** fixées par l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.

**Les onduleurs devront donc être obligatoirement paramétrés de la façon suivante afin de consommer de la puissance réactive :**

- **Valeur du déphasage :  $\cos(\Phi) = 0,94$  soit  $\tan(\Phi) = -0,35$**
- **Signe du déphasage : sous excité soit une onde de courant en retard sur l'onde de tension**

Le local où seront implanté l'onduleur sera correctement ventilé car en extérieur sous la surtoiture. Un espace périphérique minimal autour de l'onduleurs sera prévu afin de permettre une ventilation suffisante. (Suivant recommandations du fabricant). L'onduleur sera fixé au mur ou sur chaise métallique, voir paragraphe 7.7.3.

**Dans un souci d'exploitation et de maintenance, tous les câbles (hormis les conducteurs de terre) seront repérés par un dispositif durable du type étiquette gravée** (les systèmes à encre sont à exclure) **tenue par collier.**

Le repérage CC pour les strings proposé est le suivant : « **N° Onduleur – N° de la chaîne – polarité** »

Les liaisons depuis les modules jusqu'à l'onduleur seront réalisées de la manière suivante : cheminement sur chemin de câble capoté sur toiture puis en façade avant pénétration dans le local onduleur.

**Sont à la charge du présent lot : la fourniture et la pose de tous les matériels précédemment mentionnés.**

Localisation : L'onduleur sera positionné en local onduleur.

#### 7.7.6 Liaisons CA onduleur – coffret CA (TDGS)

Le coffret de protection CA sera positionné en local onduleur à proximité de l'onduleur.

Les liaisons, entre la borne CA de l'onduleur et le coffret CA (TDGS) seront réalisées sur chemin de câble avec des câbles de sections suffisantes.

**Dans un souci d'exploitation et de maintenance, tous les câbles (hormis les conducteurs de terre) seront repérés par un dispositif durable du type étiquette gravée** (les systèmes à encre sont à exclure) **tenue par collier.**

Le repérage CA proposé est le suivant : « **N° onduleur** ».

#### 7.7.7 Coffret CA (TDGS)

Un coffret CA sera installé dans le local onduleur, regroupant la sortie CA de l'onduleur et les dispositifs de protection.

L'arrivée de l'onduleur dans le coffret CA (TDGS) sera protégée par un disjoncteur différentiel (sensibilité à confirmer selon courant de fuite et préconisations fournies par le fabricant d'onduleur. La sélectivité totale de l'installation électrique devra être assurée. Note de calcul CA à fournir par le titulaire du lot en phase EXE).

L'entreprise devra fournir la justification du déclassement en température des disjoncteurs. A défaut, une marge de 20% sera prise sur le calcul du calibre.

Un parafoudre de type 2 et un interrupteur-sectionneur général CA seront installés sur le départ de sortie onduleur.

Localisation : Le coffret CA (TDGS) sera dans le local onduleur.

### 7.7.8 Télésuivi

Un outil de monitoring évolué, devra être installé pour suivre le fonctionnement du générateur solaire photovoltaïque. L'objectif est d'avoir une solution de supervision permettant l'exploitation optimisée de la centrale solaire photovoltaïque. Le but étant de détecter au plus tôt les dysfonctionnements de l'installation et défauts onduleurs afin de faire corriger les problèmes via une société de maintenance ou directement par le MOA.

Le système d'acquisition, situé au niveau du Coffret CA (en local onduleur), sera alimenté par l'installation photovoltaïque. Il sera raccordé au matériel de mesure météo ainsi qu'aux onduleurs pour assurer la supervision à distance. Il collectera les données de température, d'ensoleillement, de valeurs de tension, de courant, d'énergie... pour chaque onduleur et compteurs de mesure, permettant de réaliser périodiquement les bilans d'autoconsommation.

Il devra être connecté par câble Ethernet à l'armoire informatique se trouvant dans le bâtiment ou à défaut, en cas d'impossibilité technique, la transmission de données devra se faire sur un serveur dédié par GPRS. Les données traitées pourront être mises à disposition sur une adresse IP définie par le Maître d'Ouvrage.

Le matériel de supervision proposé s'adaptera aux configurations de ce générateur photovoltaïque. Les fonctions principales du matériel de supervision sont les suivantes :

- Mesure de l'ensoleillement :
  - Chaque inclinaison de module différente doit avoir 1 sonde d'ensoleillement de manière à respecter la norme NF EN 61724 (type Spektron 320),
- Mesure de l'énergie produite [Wh] :
  - Produite : Compteur d'énergie et liaison M-bus avec les onduleurs
  - Soutirée et consommée : Compteur avec liaison TIC du compteur ENEDIS en limite de propriété
- Mesure de la température [°C] par :
  - 1 sonde PT1000 ou PT100 pour la mesure de la température sous panneaux ;
  - 1 sonde PT1000 ou PT100 pour la mesure de la température ambiante ;
- Module d'analyse et d'envoi de données :
  - Par datalogger dont les caractéristiques type sont les suivantes :

	Caractéristiques	Protocoles	Connectiques
<b>Interfaces série</b>			
Port 1	RS485	Onduleurs (SMA, ...)	Bornier à vis
Port 2	RS485 / RS232	Modbus ou autres	Bornier à vis
<b>Interfaces compteurs</b>			
Filaire	3 compteurs multiplexés	Téléinformation (TIC)	Bornier à vis
<b>GPIO</b>			
Entrées analogiques	4 entrées	(0-10 V), (4-20mA)	Bornier à vis
Entrée TOR	4 entrées contact sec		Bornier à vis
Sorties TOR	2 sorties relais		Bornier à vis
<b>Interfaces Coronis(opt)</b>			
WaveTic, WaveFlow	Compteurs électriques	Bande ISM 868 Mhz	Antenne - SMA
WaveTherm	Température	Bande ISM 868 Mhz	Antenne - SMA
WaveSense	GPIO	Bande ISM 868 Mhz	Antenne - SMA
<b>Interfaces réseau</b>			
Ethernet	10 / 100 Mbits/s	Services IP	RJ45
GSM / GPRS	GSM / GPRS	Services IP	Antenne - SMA
RTC (en option)	V92	Services IP	RJ11
<b>Caractéristiques physiques</b>			
Alimentation	(+12v, +24v) Connecteur Bornier à vis		
Température de fonctionnement	-5°C à +50°C		
Température de stockage	-20°C à +85°C		
Dimensions	Rail Din 157mm*86mm*59mm		
<b>Agréments</b>			
EMI	EN55022 classe B		
CE	EN50082		

- Canal de communication des données :
  - ADSL ou Lien RADIO (GPRS) : Une antenne radio déportée pourra être ajoutée si la réception du signal radio le nécessite.

L'ensemble de ces données sera cumulé, calculé et enregistré selon deux périodicités :

- chaque 10 mn, pour les valeurs "instantanées" (puissances, tensions, courants),
- chaque jour, pour les cumuls des valeurs journalières (énergies, durées).

En effet toutes les données sont relevées par pas de temps de 10 mn, puis cumulées ensuite en pas horaires et journaliers.

La capacité de stockage du dispositif d'acquisition sera au minimum de 1 an pour les données journalières et 6 mois pour les valeurs à 10 mn.

Les informations pourront être récupérées localement, par vidage de la mémoire sur tout système adapté.

Ces données seront stockées sur un serveur dédié et pourront être envoyées également sur l'adresse IP choisie par le MOA. En effet, Le système de monitoring sera en charge d'envoyer les données sur le serveur choisi par le Maître d'Ouvrage, en traitant le format des data pour qu'elles soient compatibles et utilisables sur le serveur final.

Le système de télé-suivi permettra la visualisation des informations générales et des performances de l'installation. L'accès à ces données est réalisé via un portail internet, visualisable aussi sur web mobile.

Le système de monitoring devra permettre l'édition de rapport annuel, permettant à l'ADEME de suivre et contrôler les flux électriques.

Le système sera conçu pour assurer l'envoi automatique d'alarmes par mail et par SMS sur numéros et adresses fournis par le Maître d'Ouvrage. Ces alarmes seront paramétrables et concerneront les pertes de production des modules et des onduleurs, les disjonctions et arrêts de la centrale ainsi que les défauts internes spécifiques pour chaque onduleur.

Contactez le service Télé-suivi de TECSOL.

NOTA : si la **TO1** est réalisée ainsi que la **TO2**, le télé-suivi pourra être assuré par un unique datalogger associé aux différentes sondes de température et d'ensoleillement des différents générateurs.

Localisation : Dans le TGBT du site.

### 7.7.9 Liaison CA coffret CA (TDGS) - PDL

Les câbles CA de liaison entre le coffret CA (TDGS) et le Point d'Injection circuleront sur chemin de câbles capotés sur les différentes toitures, puis verticalement sur chemin de câbles capotés (RAL dito existant) en façade jusqu'au R-1 pour arriver au niveau du TGBT.

Un câble 3P+N de capacité adaptée, en cuivre ou aluminium, de section à déterminer en fonction de la puissance des onduleurs selon la règle de calcul de la NF C 15-100 V – de manière à limiter la chute de tension sur cette liaison à 1.5% en fonctionnement maximal – sera à fournir et à poser entre le coffret CA et le disjoncteur général du site (niveau TGBT).



Figure 16 : Proposition de cheminement CA en façade pour descendre vers TGBT

**Localisation** : Le Point de Livraison sera le point d'injection sur le réseau du bâtiment, donc au niveau du Local TGBT au sous-sol.

Estimation de la distance entre le coffret CA et le local TGBT : environ 50 ml

**Chacun des carottages devra faire l'objet d'un sondage préalable au percement afin de repérer la présence d'éventuelles câbles ou canalisation.**

**Sont à la charge du présent lot : la fourniture et la pose de tous les matériels précédemment mentionnés.**

#### 7.7.10 Point d'injection sur le réseau du bâtiment

Au niveau du point d'injection, l'entreprise aura à sa charge la fourniture et la pose des protections relatives au départ vers le coffret CA correspondant.

L'arrivée du coffret CA au niveau du point d'injection sera protégée par un disjoncteur.

L'entreprise devra fournir la justification du déclassement en température des disjoncteurs. A défaut, une marge de 20% sera prise sur le calcul du calibre.

**Sont dus au présent lot, la fourniture, la pose et le raccordement de tous les éléments mentionnés au niveau du TGBT ou du PDL.**

**Localisation** : Dans le local TGBT.

NOTA : le local TGBT du site ainsi que son PDL font le projet d'un remaniement (simplification et fusion de 2 PDL), travaux hors lot, à la charge du MOA, qui seront achevés avant les travaux photovoltaïque. Par conséquent le titulaire du lot 1 aura à sa charge les relevés du nouveau schéma électrique du site afin de réaliser sa conception et ses études d'EXE (plans, notes de calcul) conformément à l'installation ainsi renouvelée.

**RAPPEL** : la sélectivité totale devra être assurée sur l'installation électrique, y compris le circuit de départ vers le PV.

### 7.7.11 Arrêt d'urgence

La présence d'arrêts d'urgence (AU) pour l'injection photovoltaïque est requise sur le site.  
En effet, la centrale fonctionne en autoconsommation avec injection du surplus sur le réseau public.

L'AU assurera la coupure : côté CA, sur le disjoncteur général d'injection PV au niveau du TGBT.

Les arrêts d'urgence sous verre avec mention « Photovoltaïque » seront à placer :

- au plus près du point d'injection (TGBT)
- et regroupé avec les autres arrêts d'urgence du site (hall d'entrée),

y compris relayage pour coupure au niveau de la coupure générale du TGBT.

Ils seront équipés ou associés à un voyant lumineux de présence de tension.

La liaison électrique entre AU et la bobine sera en câble CR1 C1.

#### Localisation et type :

- Les AU, au nombre de deux, seront localisés :
  - dans le local TGBT
  - dans le hall d'entrée avec tous les arrêts d'urgence du site ;
- L'AU seront de type sous verre avec mention « Photovoltaïque » ;
- L'AU et les bobines seront alimentés depuis le TGBT.



**Sont à la charge du présent lot : la fourniture et la pose de tous les matériels précédemment mentionnés, y compris fourniture et pose de l'alimentation de secours pour la bobine MN (cas d'un ERP).**

### 7.7.12 Matériaux et appareillages

Tous les matériaux et appareillages entrant dans la constitution des installations devront obligatoirement avoir fait l'objet d'une norme établie par l'UNION TECHNIQUE DE L'ELECTRICITE (Norme NF série C) et être conforme à ces normes.

Il sera installé de préférence des matériaux et appareillages ayant fait l'attribution d'un label ou d'un certificat USE, NF-USE, NF - Électricité dans la mesure où une telle marque a été attribuée.



Dans le cas contraire, l'entreprise aura à sa charge toutes les incidences techniques et financières qui pourraient résulter d'une modification de matériel ou d'appareillage, demandée par l'architecte ou par le Maître d'Œuvre.

Pour assurer un fonctionnement et une alimentation maximale du réseau, les températures ambiantes admissibles par les composants électriques varient entre -20 °C et +50 °C; le respect des valeurs nominales ne pouvant cependant être garanti que jusqu'à une température ambiante de +40 °C.

## 7.7.13 Câbles et cheminements

### 7.7.13.1 Généralités

Tous les câbles, mécanismes, fixations et assemblages électriques seront installés et connectés en application des normes NF, CEI et autres règles électriques appropriées.

L'objectif essentiel est de minimiser les dangers pour les personnes et les animaux, ainsi que les dommages pouvant intervenir sur le système électrique connecté pendant l'exploitation et la maintenance, dans toutes les conditions spécifiques de l'environnement du site.

Dès lors qu'une probabilité de sectionnement ou de dommages aux câbles apparaît, des câbles ou des conduits renforcés seront employés.

Les fils électriques respecteront le code normalisé des couleurs (en courant continu, le fil bleu sera la polarité négative). Les câbles souterrains éventuels seront enterrés à une profondeur suffisante pour éviter leur endommagement. Si un conduit est utilisé, il devra être adapté à cet usage.

Les connexions électriques seront réalisées de manière à éviter tout faux contact et tout risque de déconnexion par suite, par exemple, de traction exercée sur les câbles électriques.

### 7.7.13.2 Section des câbles

L'ensemble des câbles de liaison utilisés répondront aux normes en vigueur énoncées précédemment (isolement, résistance aux ultraviolets, résistance mécanique, etc.). Leur section individuelle sera déterminée suivant les règles de la NF C-15 100 et de l'UTE C-15 712 pour les câbles BT, en prêtant une attention particulière aux contraintes de chute de tension. Les câbles PV des liaisons courant continu seront conformes à la norme UTE C-32-502 et seront de classe II.

**La chute de tension maximale autorisée sur chaque liaison module-onduleur de l'installation est de 3% à  $I_{scSTO}$ . Elle sera de 1% à  $I_{scSTO}$  en moyenne (recommandation).**

**La chute de tension maximale demandée sur chaque liaison entre le point d'injection et les bornes CA des onduleurs est de 3% (objectif global 1.5%).**

### 7.7.13.3 Connecteurs

Les assemblages des connecteurs débrochables des liaisons entre modules seront réalisés en usine, sauf cas particulier de réparation ponctuelle sous réserve acceptation de la Maîtrise d'Œuvre.

**Les connecteurs seront de même type et marque lors de chaque connexion mâle/femelle tout le long de la chaîne courant continu.**

### 7.7.13.4 Cheminements

Le cheminement des câbles électriques ainsi que leur fixation et celle des autres éléments seront réalisés de manière à s'intégrer au mieux aux bâtiments concernés, tout en cherchant à réduire les longueurs.

Aucun câble ne devra cheminer directement sur une paroi ou sur le sol, mais devra être systématiquement fixé dans un chemin de câble / goulotte.

Attention : Les câbles "courants faibles" (mesure, communication...) chemineront dans des chemins de câble distincts de ceux utilisés pour les câbles de puissance.

#### 7.7.13.5 Repérage

Dans un souci d'exploitation et de maintenance, chaque câble électrique de l'installation devra être repéré de manière visible mais sans nuire à l'esthétique. Il sera réalisé grâce à un dispositif durable, du type étiquette gravée tenue par deux colliers ou bagues enfilées sur support porte repère attaché par deux colliers. **Le repérage autocollant ou manuscrit est interdit.**

Le repérage a lieu, au minimum :

- aux deux extrémités ;
- à chaque entrée / sortie de fourreau ou traversée de paroi ;
- à chaque changement de dalle ou de chemin.

Repérage proposé : « **TENANT / NOM et N° DU CÂBLE / ABOUTISSANT** »

Chaque tenant et aboutissant sera repéré par 2 ou 3 lettres suivies d'un numéro d'ordre. La codification de ce repérage sera suffisamment parlante pour connaître l'équipement ou l'installation raccordée et sera à définir avec l'exploitant. Pour chaque repérage ainsi constitué, les tenants et aboutissants ainsi que les caractéristiques du câble (longueur, nature, section, ...) seront explicités dans le carnet de câble.

#### 7.7.13.6 Signalisation et sécurité

Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenances, contrôleurs, exploitant du réseau public de distribution, services de secours), il est impératif de signaler le danger lié à la présence de deux sources de tension (photovoltaïque et réseau public de distribution) sur le site.

Pour cela :

Une étiquette portant les mentions :

« **Coupure photovoltaïque** »

devra être installée à proximité :

- du disjoncteur de soutirage du réseau public de distribution
- de l'arrêt d'urgence (AU)



**Coupure  
photovoltaïque**

Une étiquette portant les mentions :

« **Production photovoltaïque, Coupure réseau de distribution** »

devra être installée à proximité :

- du disjoncteur de soutirage du réseau public de distribution



**Production  
photovoltaïque**

**Coupure réseau de  
distribution**

Une étiquette portant les mentions :

**« Ne pas manœuvrer en charge »**

devra être installée à l'intérieur des boîtes de jonction et coffrets CC à proximité :

- des sectionneurs ,
- des connecteurs.



Une étiquette portant les mentions :

**« Attention : Câbles courant continu sous-tension »**

devra être installée à proximité :

- sur la face avant des boîtes de jonction
- sur la face avant des coffrets CC.
- sur les extrémités des canalisations CC a minima



Une étiquette portant les mentions :

**« Attention présence de deux sources de tension »**

- Réseau de distribution
- Panneaux photovoltaïques »

**« Isoler les deux sources avant toute intervention »**

devra être installée à proximité :

- des onduleurs.
- du point d'injection au niveau du TGBT



Les documents sous pochette étanche (schéma électrique et d'implantation des composants de l'installation photovoltaïque avec coordonnées de l'exploitant) seront disposés sur la porte du coffret AC.

**Nota :** En cas d'intervention du personnel de secours du bâtiment, il est important que celui-ci soit informé de :

- L'emplacement des disjoncteurs de branchement (injection et soutirage) permettant la coupure générale des circuits courant alternatif ;
- La présence de tension dangereuses en journée sur les circuits de l'installation électrique à courant continu, même après avoir manœuvré le disjoncteur de branchement d'injection sur le réseau public de distribution ou le sectionneur ou interrupteur/sectionneur du ou des onduleurs coté installation à courant alternatif.

#### 7.7.14 Contrat de maintenance

Il est demandé au candidat de chiffrer le contrat d'entretien et de maintenance de l'installation sur une durée de 3 ans à compter de la mise en service, reconductible par tacite reconduction dans la limite de 5 ans, y compris le nettoyage des modules tous les 2 ans.

## 8 PV - PRESTATIONS DIVERSES

### 8.1 Documentations techniques à fournir

#### 8.1.1 A la remise de l'offre

- Un certificat de qualification RGE de l'année en cours pour la pose d'installations photovoltaïques de puissance équivalente 36-250 kVA (QualiPV Electricité et Bâtiment) ;
- Un certificat d'assurance décennale couvrant les risques sur le matériel proposé ;
- Un mémoire technique comprenant :
  - Une note méthodologique portant sur la réalisation de la mission avec un planning prévisionnel, présentant la composition de l'équipe et la répartition des rôles ;
  - Des références similaires ;
  - Les fiches techniques suivantes :
    - des modules, y compris attestation de bilan carbone (fiche ECS),
    - des onduleurs,
    - des systèmes d'intégration et de fixation sous certification (à fournir),
    - des équipements électriques de protection,
    - des connecteurs utilisés en partie courant continu,
  - Le plan de calepinage des modules ;
  - Le dimensionnement proposé ;
  - Une simulation de production à l'aide du logiciel PVSyst ou équivalent ;
  - Un schéma électrique de principe de l'installation ;
  - Les attestations de garantie du matériel.

#### 8.1.2 Avant travaux

- le plan particulier de sécurité et de protection de la santé (PPSPS)
- les plans de détails d'exécution des installations projetées avec indication des caractéristiques dimensionnelles,
- les schémas électriques de l'installation et des équipements,
- toutes les notes de calcul particulières (CC et CA), nécessaires à l'installation.

Tous ces documents devront être communiqués en temps utile pour information par l'entreprise adjudicataire au bénéficiaire, afin de recevoir l'accord de ce dernier avant toute exécution et avoir été validé au préalable par l'organisme de contrôle de l'opération.

#### 8.1.3 Avant réception

Avant la réception des travaux, l'installateur devra remettre un dossier conforme aux ouvrages exécutés en 1 exemplaire papier + 1 sur support informatique, comportant les éléments suivants, destinés au Maître d'Ouvrage des équipements :

→ Un manuel (impérativement sous forme de classeur à feuillets amovibles) comprenant les rubriques ci-dessous, séparées par intercalaires cartonnés :

- les limites de fonctionnement normal du système,
  - les spécifications techniques,
  - les procédures de mise en service,
- les schémas de principe,
  - les plans de câblage de l'installation et des équipements fournis,
  - la nomenclature des composants et équipements avec les références,
  - les numéros de série pour les principaux équipements (modules, mesures, onduleur...),

- la liste des pièces détachées de rechange nécessaires pour deux années de fonctionnement, au-delà de la première année de garantie.
- les consignes d'entretien,
  - des instructions pour le diagnostic des pannes courantes,
  - la liste d'outils spéciaux ou de tout équipement nécessaire pour le montage, le réglage, le fonctionnement et l'entretien des matériels.
- les documentations techniques des différents composants.

→ Une notice d'utilisation et de maintenance comprenant des fiches simples et claires sur le principe de fonctionnement, la signification des différents indicateurs, les consignes de sécurité, de maintenance et d'utilisation.

Cette notice fera l'objet d'une explication détaillée sur site, avec démonstration des différents états des régulations et sécurités.

**Nota :** *tous ces documents doivent être transmis avant réception technique, afin de pouvoir préparer le PV de réception. La visite de réception technique (voir ci-dessous) ne pourra donc être programmée qu'après obtention par le Maître d'Œuvre de l'ensemble des documents.*

## 8.2 Réception

La réception sur site en fonction des prestations retenues comportera :

- vérification du fonctionnement et des performances de l'installation,
- mesures de contrôle :
  - de la production du champ solaire et de chaque sous-ensemble,
  - des chutes de tension dans les câblages,
  - du rendement des onduleurs,
- vérification des automatismes de couplage - découplage au réseau,
- vérification du respect des règles de l'art dans l'installation du matériel (protections et sécurité),
- conformité avec les règles de raccordement au réseau,

La réception des travaux sera prononcée si aucune observation défavorable n'a été formulée et si la totalité de la documentation a été remise. Elle sera réalisée en présence, au minimum, du Maître d'Ouvrage ou de son représentant et d'un représentant de l'entreprise adjudicataire.

Un procès-verbal de réception sera signé par l'ensemble des parties à l'issue de cette livraison.

**Il n'y aura pas de réception totale sans mise en service et suivi de la production pendant une période d'un mois à compte de la mise en production industrielle.**

## 8.3 Garanties

### a. Décennale

Lors des opérations préalables à la réception, il sera procédé aux épreuves d'étanchéité. La responsabilité décennale de l'entrepreneur commencera le jour où le Maître d'Ouvrage prononcera la réception des travaux.

**L'entreprise devra présenter des certificats de garanties et justifier que ces garanties sont couvertes, nominativement pour le présent chantier.**

### b. Matériel

Les durées de garantie minimales pour les matériels seront de :

- Tous composants : 2 ans minimum.



- Onduleurs : 10 ans minimum
- Panneaux photovoltaïques : minimum 25 ans (cadrés) – 12 ans (semi-rigide)

La durée de garantie minimale pour la performance des panneaux photovoltaïques sera de :

- Panneaux photovoltaïques : 25 ans minimum

**L'entreprise devra présenter des certificats de garanties et justifier que ces garanties sont couvertes, nominativement pour le présent chantier et pour la puissance installée, par l'assurance du (ou des) fabricants, y compris en cas de dépôt de bilan du (ou des) fabricants.**

**Tout document ou certificat justificatif de ces garanties sera étudié.**

**Les certificats de garanties et d'assurances devront être rédigés (ou traduits) en Français.**

Au titre de la garantie, l'entreprise devra la réparation, et éventuellement le remplacement (pose), gratuit de tout ou partie du matériel qui, au cours du délai de garantie serait reconnu défectueux hors incident (vol, foudre, vandalisme...).

Les déplacements engendrés par la réparation ou le remplacement seront à la charge de l'entreprise.

Les défauts constatés survenus seront notifiés à l'entreprise pour qu'elle puisse entreprendre les réparations dans un délai de 4 jours maximum. Passé ce délai, le Maître d'Ouvrage pourra faire procéder d'office et aux frais de l'entreprise, aux réparations nécessaires sans préjudice des dommages et intérêts qui lui seraient réclamés si le défaut de réparation causait un accident ou un préjudice.

### **c. Performances**

Les performances du système devront pouvoir être vérifiées. Elles pourront s'effectuer à l'aide d'un appareil enregistreur, temporaire ou permanent, donnant chaque jour tous les paramètres énergétiques de l'installation.

Si besoin est, les données traitées quotidiennement seront cumulées mensuellement et permettront la comparaison avec les données du fabricant et du dimensionnement.

## **----- ANNEXES -----**

Annexe 1 : Plans d'implantation

Annexe 2 : Notes de calcul de dimensionnement PV

Annexe 3 : Schéma unifilaire

Annexe 4 : DOE couverture – ESTIA 4 (2024)

Annexe 5 : DIAG structurel – ESTIA 1 arrière (2024)