

Annexe 13 : Panneaux solaires photovoltaïques

Texte réglementaire	C NC NA	Commentaires
Arrêté du 05/02/20 pris en application « du point V de l'article L. 171-4 du code de de la construction et de l'habitat » (Titre de l'arrêté applicable à compter du 1er juillet 2023) - au lieu de la référence à « l'article L. 111-18-1 du code de l'urbanisme »		
(JO n° 51 du 29 février 2020)		
NOR : TREP2000433A		
Texte modifié par :		
Arrêté du 28 février 2022 (JO n° 79 du 3 avril 2022)		
Publics concernés : exploitants d'installations classées pour la protection de l'environnement.		
Objet : dispositions relatives à la mise en œuvre des obligations prévues par l'article L. 111-18-1 du code de l'urbanisme au sein des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation, enregistrement ou déclaration, en application du point IV de l'article L. 111-18-1 du code de l'urbanisme.		
Entrée en vigueur : le texte entre en vigueur le lendemain de sa publication au Journal officiel.		
Notice : le texte vise à définir les cas dans lesquels tout ou partie de l'obligation prévue au I de l'article L. 111-18-1 du code de l'urbanisme est écartée ou soumise à des conditions de mise en œuvre spécifiques pour les installations soumises à autorisation, enregistrement ou déclaration en application du livre V du code de l'environnement dès lors que les obligations sont incompatibles avec les caractéristiques de l'installation.		
Références : l'arrêté pris en application de l'article L. 111-18-1 du code de l'urbanisme peut être consulté sur le site Légifrance (https://www.legifrance.gouv.fr).		
Vus		
La ministre de la transition écologique et solidaire,		
Vu le code de l'urbanisme, notamment le chapitre 1er du titre 1er du livre 1er ;		
Vu le code de l'environnement, notamment le titre 1er du livre V ;		
Vu l'arrêté du 4 octobre 2010 relatif à la prévention des risques accidentels au sein des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation ;		
Vu l'avis des organisations professionnelles intéressées ;		
Vu l'avis des ministres intéressés ;		
Vu les observations formulées lors de la consultation du public réalisée du 20 novembre 2019 au 11 décembre 2019 en application de l'article L. 123-19-1 du code de l'environnement ;		
Vu l'avis du Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique du 17 décembre 2019 ;		
Vu l'avis du Conseil supérieur de la prévention des risques technologiques du 6 janvier 2020,		
Arrête :		
Article 1er de l'arrêté du 5 février 2020		
L'obligation visée au I de l'article L. 111-18-1 du code de l'urbanisme ne s'applique pas aux bâtiments abritant des installations classées pour la protection de l'environnement au titre des rubriques 1312, 1416, 1436, 2160, 2260-I 2311, 2410, 2565, les rubriques 27XX (sauf les rubriques 2715, 2720, 2750, 2751 et 2752), les rubriques 3260, 3460, les rubriques 35XX et les rubriques 4XXX.		
Lorsque les arrêtés de prescriptions générales pris en application des articles L. 512-5, L. 512-7, L. 512.9 et L. 512-10 du code de l'environnement ou les prescriptions des arrêtés préfectoraux pris en application des articles L. 181-12, L. 512-7-3 et L. 512-12 du code de l'environnement imposent des dispositifs de sécurité en toiture, la surface de toiture prise en compte pour le calcul des 30 % définis au III de l'article L. 111-18-1 du code de l'urbanisme exclut les surfaces requises pour l'application de ces prescriptions.		
Sont exclues, en tout état de cause, les surfaces de toiture correspondant aux bandes de protection de part et d'autre des murs séparatifs REI et à une bande de 5 mètres de part et d'autre des parois séparatives REI.		
Lorsque la surface de toiture disponible après exclusion des surfaces requises, en application des alinéas précédents, est inférieure à 30 % de la surface totale de toiture, l'obligation visée au I de l'article L. 111-18-1 du code de l'urbanisme ne s'applique pas au bâtiment. L'obligation continue néanmoins de s'appliquer aux ombrières séparées des bâtiments par un espace à ciel ouvert, supérieur à 10 mètres.		
Article 1er de l'arrêté du 5 février 2020 – A compter du 1er juillet 2023 (Arrêté du 28 février 2022, article 3 2°)		
L'obligation visée au I de « l'article L. 171-4 du code de la construction et de l'habitat » ne s'applique pas aux bâtiments abritant des installations classées pour la protection de l'environnement au titre des rubriques 1312, 1416, 1436, 2160, 2260-I 2311, 2410, 2565, les rubriques 27XX (sauf les rubriques 2715, 2720, 2750, 2751 et 2752), les rubriques 3260, 3460, les rubriques 35XX et les rubriques 4XXX.		
Lorsque les arrêtés de prescriptions générales pris en application des articles L. 512-5, L. 512-7, L. 512.9 et L. 512-10 du code de l'environnement ou les prescriptions des arrêtés préfectoraux pris en application des articles L. 181-12, L. 512-7-3 et L. 512-12 du code de l'environnement imposent des dispositifs de sécurité en toiture, la surface de toiture prise en compte pour le calcul des 30 % définis au III de « l'article L. 171-4 du code de la construction et de l'habitat » exclut les surfaces requises pour l'application de ces prescriptions.		
Sont exclues, en tout état de cause, les surfaces de toiture correspondant aux bandes de protection de part et d'autre des murs séparatifs REI et à une bande de 5 mètres de part et d'autre des parois séparatives REI.		
Lorsque la surface de toiture disponible après exclusion des surfaces requises, en application des alinéas précédents, est inférieure à 30 % de la surface totale de toiture, l'obligation visée au I de « l'article L. 171-4 du code de la construction et de l'habitat » ne s'applique pas au bâtiment. L'obligation continue néanmoins de s'appliquer aux ombrières séparées des bâtiments par un espace à ciel ouvert, supérieur à 10 mètres.		
Article 2 de l'arrêté du 5 février 2020 (Arrêté du 28 février 2022, article 3 3°)		
Les dispositions de l'annexe I sont applicables aux équipements de production d'électricité utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, positionnés en toiture d'un bâtiment au sein d'une installation soumise à enregistrement ou déclaration en application du livre V du code de l'environnement, au titre de l'une ou plusieurs rubriques de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement, à l'exclusion des installations soumises à l'une ou plusieurs des rubriques 2101 à 2150 « , » dont la demande d'autorisation d'urbanisme est déposée postérieurement à la date de publication du présent arrêté au Journal officiel.		
Les équipements de production d'électricité utilisant l'énergie solaire photovoltaïque au sein d'une installation classée soumise à autorisation sont soumis aux dispositions de la section V de l'arrêté du 4 octobre 2010 relatif à la prévention des risques accidentels au sein des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation, dans les conditions prévues à l'article 29 dudit arrêté.		
Les ombrières au sein d'installations classées pour la protection de l'environnement séparées des bâtiments par un espace à ciel ouvert, supérieur à 10 mètres ne sont pas soumises aux dispositions de l'annexe I.		
Article 3 de l'arrêté du 5 février 2020		
Le directeur général de la prévention des risques est chargé de l'exécution du présent arrêté, qui sera publié au Journal officiel de la République française.		
Fait le 5 février 2020.		
Pour la ministre et par délégation :		
L'adjoint au directeur général de la prévention des risques,		
P. Soulé		

Annexe I : Dispositions relatives aux équipements de production d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque au sein des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à enregistrement ou déclaration

I. Définitions :

Au titre du présent arrêté, on entend par :

Cellule photovoltaïque : dispositif photovoltaïque fondamental pouvant générer de l'électricité lorsqu'il est soumis à la lumière, tel qu'un rayonnement solaire.

Module photovoltaïque (ou « panneau photovoltaïque ») : le plus petit ensemble de cellules photovoltaïques interconnectées, complètement protégé contre l'environnement. Il peut être constitué d'un cadre, d'un panneau transparent au rayonnement solaire et en sous-face d'un boîtier de connexion et de câbles de raccordement. L'électricité produite est soit injectée dans le réseau de distribution d'électricité, soit consommée localement, voire les deux à la fois.

Film photovoltaïque : forme de panneau photovoltaïque en couche mince, ayant la propriété d'être souple. Le film est soit directement collé sur le système d'étanchéité de la toiture, soit associé à un support.

Onduleur d'injection, ci-après désigné par le terme « onduleur » : équipement de conversion injectant dans un réseau de courant alternatif sous tension la puissance produite par un générateur photovoltaïque.

Partie « courant continu » : partie d'une unité de production photovoltaïque située entre les panneaux photovoltaïques et des bornes en courant continu de l'onduleur.

Partie « courant alternatif » : partie d'une unité de production photovoltaïque située en aval des bornes à courant alternatif de l'onduleur.

Organe général de coupure et de protection : appareil ayant principalement une fonction de coupure de l'énergie électrique.

Organe général de coupure et de protection du circuit de production : dispositif de coupure situé entre l'onduleur et le réseau de distribution public.

Unité de production photovoltaïque : circuit électrique composé de panneaux ou de films photovoltaïques et de l'ensemble des équipements et câbles électriques avec leurs canalisations et cheminements permettant leur jonction avec le réseau de distribution général en courant alternatif relié au site de l'installation classée. Tout équipement inséré entre le ou les panneaux photovoltaïques et l'organe général de coupure et de protection du circuit de production est considéré comme élément constitutif de l'unité de production photovoltaïque.

Bande de protection : bande disposée sur les revêtements d'étanchéité le long des murs séparatifs entre parties d'un bâtiment couvert, destinée à prévenir la propagation d'un sinistre d'une partie à l'autre par la toiture.

Dispositifs de sécurité : dispositifs imposés par les arrêtés de prescriptions générales pris en applications des articles L. 512-5, L. 512-7, L. 512-9 et L. 512-10 du code de l'environnement ou par les prescriptions des arrêtés préfectoraux pris en application des articles L. 181-12, L. 512-7-3 et L. 512-12 du code de l'environnement (par exemple parois séparatives REI, dispositifs de désenfumage...).

2.

L'exploitant de l'installation classée tient à la disposition de l'inspection des installations classées, des services d'incendie et de secours et des services d'urbanisme les éléments suivants :	C			Le prestataire qui implantera les panneaux n'est pas encore retenu, l'exploitant s'engage donc à intégrer les prescriptions du présent arrêté à l'appel d'offres afin d'obliger contractuellement le futur prestataire à les respecter.
- la fiche technique des panneaux ou films photovoltaïques fournie par le constructeur ;	C			
- une fiche comportant les données utiles en cas d'incendie ainsi que les préconisations en matière de lutte contre l'incendie ;	C			
- les documents attestant que les panneaux photovoltaïques répondent à des exigences essentielles de sécurité garantissant la sécurité de leur fonctionnement. Les attestations de conformité des panneaux photovoltaïques aux normes énoncées au point 14.3 des guides UTE C 15-712 version de juillet 2013, délivrées par un organisme certificateur accrédité par le Comité français d'accréditation (COFRAC) ou par un organisme signataire de l'accord multilatéral pris dans le cadre de la Coopération européenne des organismes d'accréditation (European Cooperation for Accreditation ou EA), permettent de répondre à cette exigence ;	C			
- les documents justifiant que l'entreprise chargée de la mise en place de l'unité de production photovoltaïque au sein d'une installation classée pour la protection de l'environnement possède les compétences techniques et organisationnelles nécessaires. L'attestation de qualification ou de certification de service de l'entreprise réalisant ces travaux, délivrée par un organisme certificateur accrédité par le Comité français d'accréditation (COFRAC) ou par un organisme signataire de l'accord multilatéral pris dans le cadre de la Coopération européenne des organismes d'accréditation (European Cooperation for Accreditation ou EA), permet de répondre à cette exigence ;	C			
- les plans du site ou, le cas échéant, les plans des bâtiments ou auvents, destinés à faciliter l'intervention des services d'incendie et de secours et signalant la présence d'équipements photovoltaïques et équipements associés ;	C			
- les documents justifiant la bonne fixation et la résistance à l'arrachement des panneaux ou films photovoltaïques aux effets des intempéries.	C			

3.

Les panneaux photovoltaïques et les câbles ne sont pas installés au droit des surfaces de toiture dédiées aux dispositifs de sécurité. L'installation des panneaux photovoltaïques ne compromet pas le bon fonctionnement des dispositifs de sécurité et garantit une voie d'accès pour les opérations de maintenance et remplacement. A cet effet, les surfaces utiles sont libres de tout panneau photovoltaïque, ces surfaces sont constituées d'au minimum une bande de 1 mètre en périphérie des dispositifs et d'un cheminement d'un mètre de large.	C			
Les panneaux photovoltaïques et les câbles ne sont pas installés au droit des bandes de protection de part et d'autre des murs séparatifs REI. Ils sont placés à plus de 5 mètres de part et d'autre des parois séparatives REI.	C			
Lorsque des contraintes techniques et d'exploitation rendent nécessaire la présence de câbles dans ces zones, ils sont isolés par un dispositif type enrubannage permettant de garantir une caractéristique coupe-feu au moins deux heures sur 5 mètres de part et d'autre des parois séparatives REI.	C			

4.

Les panneaux ou films photovoltaïques ne sont pas en contact direct avec les volumes intérieurs des bâtiments ou auvents où est potentiellement présente, en situation normale, une atmosphère explosible (gaz, vapeurs ou poussières).	C			
L'ensemble constitué par l'unité de production photovoltaïque et la toiture présente les mêmes performances de résistance à l'explosion que celles imposées à la toiture seule lorsque les équipements photovoltaïques sont installés sur des bâtiments ou auvents qui abritent des zones à risque d'explosion. Pour les bâtiments et auvents abritant des zones à risque d'explosion, l'ensemble constitué d'une part par la toiture et d'autre part par l'unité de production photovoltaïque, répond aux exigences imposées à la toiture seule notamment pour les critères à respecter pour les surfaces soufflables.	C			

5.			
Pour les panneaux ou films photovoltaïques installés en toiture de bâtiments ou auvents abritant des zones à risque d'incendie :	C		
- en matière de résistance au feu : l'ensemble constitué par la toiture, les panneaux ou films photovoltaïques, leurs supports, leurs isolants (thermique, étanchéité) et plus généralement tous les composants (électriques ou autres) associés aux panneaux présente au minimum les mêmes performances de résistance au feu que celles imposées à la toiture seule ;	C		
- en matière de propagation du feu au travers de la toiture : l'ensemble constitué par la toiture, les panneaux ou films photovoltaïques, leurs supports, leurs isolants (thermique, étanchéité) et plus généralement tous les composants (électriques ou autres) associés aux panneaux répond au minimum à la classification Broof t3 au sens de l'article 4 de l'arrêté du 14 février 2003 relatif à la performance des toitures et couvertures de toiture exposées à un incendie extérieur.	C		
6.			
L'unité de production photovoltaïque est signalée afin de faciliter l'intervention des services de secours. En particulier, des pictogrammes adaptés, dédiés aux risques photovoltaïques sont apposés. Les pictogrammes définis dans les guides pratiques UTE C 15-712-1 version de juillet 2013 pour les installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution, UTE C 15-712-2 version de juillet 2013 pour les installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie, et XP C 15-712-3 version mai 2019 pour les installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution, permettent de répondre à cette exigence :	C		
- à l'extérieur du bâtiment ou auvent au niveau de chacun des accès des secours ;	C		
- au niveau des accès aux volumes et locaux abritant les équipements techniques relatifs à l'énergie photovoltaïque ;	C		
- tous les 5 mètres sur les câbles ou chemins de câbles qui transportent du courant continu.	C		
Un plan schématique de l'unité de production photovoltaïque est apposé à proximité de l'organe général de coupure et de protection du circuit de production, en vue de faciliter l'intervention des services d'incendie et de secours.	C		
7.			
Chaque unité de production photovoltaïque est dotée d'un système d'alarme permettant d'alerter l'exploitant de l'installation classée, ou une personne qu'il aura désignée, d'un événement anormal pouvant conduire à un départ de feu sur l'unité de production photovoltaïque. Une détection liée à cette alarme s'appuyant sur le suivi des paramètres de production de l'unité permet de répondre à cette exigence.	C		
8.			
L'unité de production photovoltaïque et le raccordement au réseau sont réalisés de manière à prévenir les risques de choc électrique, d'échauffement et d'incendie. La conformité aux spécifications du guide UTE C 15-712-1 version de juillet 2013 pour les installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution ainsi qu'à celles de la norme en vigueur concernant les installations électriques basse tension permet de répondre à cette exigence.	C		
Dans le cas d'une unité de production non raccordée au réseau et utilisant le stockage batterie, celle-ci est réalisée de manière à prévenir les risques de choc électrique, d'échauffement et d'incendie. La conformité de l'installation aux spécifications du guide UTE C 15-712-2 version de juillet 2013 pour les installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie permet de répondre à cette exigence.			NA
Dans le cas d'une unité de production raccordée au réseau et utilisant le stockage batterie, celle-ci est réalisée de manière à prévenir les risques de choc électrique, d'échauffement et d'incendie. La conformité de l'installation aux spécifications du guide et XP C 15-712-3 version mai 2019 pour les installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution permet de répondre à cette exigence.			NA
9.			
Lors que l'unité de production photovoltaïque est implantée au sein d'une installation classée soumise aux dispositions de la section III de l'arrêté du 4 octobre 2010 susvisé, cette unité de production photovoltaïque respecte ces mêmes dispositions.			NA
10.			
Des dispositifs électromécaniques de coupure d'urgence permettent d'une part, la coupure du réseau de distribution, et d'autre part la coupure du circuit de production. Ces dispositifs sont actionnés soit par manœuvre directe, soit par télécommande. Ces dispositifs sont à coupure omnipolaire et simultanée. Dans tous les cas, leurs commandes sont regroupées en un même lieu accessible en toutes circonstances, notamment par les services de secours.	C		
Les dispositifs de coupure sont situés en toiture. Le dispositif de coupure du circuit en courant continu se situe au plus près des panneaux photovoltaïques.	C		
Un voyant lumineux servant au report d'information est situé à l'aval immédiat de la commande de coupure du circuit de production. Le voyant lumineux témoigne en toute circonstance de la coupure effective du circuit en courant continu de l'unité de production photovoltaïque, des batteries éventuelles et du circuit de distribution. La conformité aux spécifications du point 12.4 des guides UTE C 15-712-1 version de juillet 2013 pour les installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution ou UTE C 15-712-2 version de juillet 2013 pour les installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie permet de répondre à cette exigence.	C		
11.			
Lorsque les onduleurs sont situés en toiture, ils sont isolés de celle-ci par un dispositif de résistance au feu EI 60, dimensionné de manière à éviter la propagation d'un incendie des onduleurs à la toiture. Lorsque les onduleurs ne sont pas situés en toiture, ils sont isolés des zones à risques d'incendie ou d'explosion, par un dispositif de résistance au feu REI 60. Un local technique constitué par des parois de résistance au feu REI 60, le cas échéant un plancher haut REI 60, le cas échéant un plancher bas REI 60, et des portes EI 60, permet de répondre à cette exigence.	C		
L'alinéa précédent ne s'applique pas lorsque l'onduleur est directement intégré aux équipements photovoltaïques de par la conception de l'installation photovoltaïque (micro-onduleur).	C		
Les batteries d'accumulateurs électriques et matériels associés sont installés dans un local clos.			NA

12.			
Le local ainsi que l'enveloppe éventuelle contenant les batteries d'accumulateurs sont ventilés de manière à éviter tout risque d'explosion. La conformité des ventilations aux spécifications du point 14.6 du guide UTE C 15-712-2 version de juillet 2013 pour les installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie et de la norme relative aux installations électriques basse tension en vigueur permet de répondre à cette exigence.			NA
Les accumulateurs électriques et matériels associés disposent d'un organe de coupure permettant de les isoler du reste de l'installation électrique. Cet organe dispose d'une signalétique dédiée.			NA
13.			
Les connecteurs qui assurent la liaison électrique en courant continu sont équipés d'un dispositif mécanique de blocage qui permet d'éviter l'arrachement. La conformité des connecteurs à la norme concernant les connecteurs pour systèmes photovoltaïques-Exigences de sécurité et essais-en vigueur permet de répondre à cette exigence.	C		
14.			
Les câbles de courant continu ne pénètrent pas dans les zones à risques d'incendie ou d'explosion.	C		
Lorsque, pour des raisons techniques dûment justifiées, ces câbles sont amenés à circuler dans une zone à risques d'incendie ou d'explosion, ils sont regroupés dans des chemins de câbles protégés contre les chocs mécaniques et présentant une performance minimale de résistance au feu EI 30. Leur présence est signalée pour éviter toute agression en cas d'intervention externe.			NA
Source URL: https://aida.ineris.fr/reglementation/arrete-050220-pris-application-point-v-larticle-171-4-code-construction-lhabitat			

ÉTUDE DE FAISABILITE PHOTOVOLTAÏQUE

EN AUTOCONSOMMATION RAPPORT DE FAISABILITE

OPERATION

SNTS – Champagnole (39)

MAÎTRE D'OUVRAGE

SNTS CHAMPGNOLE

33 Rue Victor Bérard
39300 CHAMPAGNOL

BUREAUX D'ETUDES

TECSOL SA
Agence Auvergne Rhône-Alpes

Emmanuel GRAVELAT
Chargé de projets solaires

4 rue Saint-Sidoine
69003 LYON

Tél : 07 48 12 54 70

Mail : emmanuel.gravelat@tecsol.fr

tecsol 

DATE DE REMISE DU LIVRABLE	VERSION	DATE DE VERIFICATION	VERIFICATEUR
30/01/2023	01	30/01/2023	JP

Termes utilisés et définitions

BT	Basse Tension
HT	Haute Tension
CA ou AC	Courant Alternatif
CC ou DC	Courant Continu
CR	Complément de Rémunération
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
PDL	Point de Livraison
PV	Photovoltaïque
RPD	Réseau Public de Distribution
TDG-S	Tableau Divisionnaire Général Solaire
TGBT	Tableau Général Basse Tension
VAN	Valeur actuelle nette
TRB	Temps de Retour Brut
TRA	Temps de Retour Actualisé
TRI	Taux de Rentabilité Interne
VT	Vente Totale
HPH	Heures Pleines saison Haute (hiver)
HPB	Heures Pleines saison Basse (été)
HCH	Heures Creuses saison Haute (hiver)
HCB	Heures Creuses saison Basse (été)
CSV	Composante de Soutirage Variable
CSF	Composante de Soutirage Fixe

SOMMAIRE

SOMMAIRE	3
1. PRESENTATION DU PROJET	4
1.1. Contexte du projet	4
1.2. Rôles et intervenants	4
1.3. Identification et description du bâtiment concerné par l'étude	5
1.4. Répartition de la consommation en fonction de la journée et de la saison	9
1.5. Analyse des coûts d'électricité réseau	10
2. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT ET DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS	11
2.1. Produire de l'électricité grâce à l'énergie solaire : principe de fonctionnement	11
2.2. Démarches réglementaires inhérentes à un projet photovoltaïque	12
2.3. Règles de raccordement au réseau public de distribution	14
2.4. Valorisation de l'énergie par l'obligation d'achat 0-500 kWc	14
2.5. Principe de dimensionnement proposé par TECSOL	15
3. DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE.....	16
3.1. Capacité du réseau sur le site d'étude	16
3.2. Examen des contraintes liées à la structure	16
3.3. Dimensionnement de l'installation solaire photovoltaïque	17
3.4. Description des installations	22
4. BILAN ENERGETIQUE	24
4.1. Méthode de calcul.....	24
4.2. Hypothèses de pertes utilisées dans le calcul PVSyst.....	24
4.3. Données météorologiques	25
4.4. Résultats des simulations	26
4.5. Impact sur l'environnement.....	29
5. BILAN ECONOMIQUE	31
5.1. Évaluation du coût des installations photovoltaïques.....	31
5.2. Résultats des simulations économiques	32
5.3. Récapitulatif des résultats.....	34
6. CONCLUSION.....	35
7. ANNEXES.....	36

1. PRESENTATION DU PROJET

1.1. Contexte du projet

Le Maître d’Ouvrage souhaite étudier l'opportunité de l'installation d'un générateur photovoltaïque sur le terrain d’un bâtiment industriel appartenant à la société SNTS à CHAMPAGNOLE (39300).

Le MOA souhaite que cette installation puisse :

- Réduire de manière significative son empreinte énergétique, notamment ses consommations électriques ;
- Rentabiliser son investissement par des économies d'énergie en Autoconsommation Individuelle avec revalorisation de l'énergie solaire excédentaire ;

Il s'agit pour le bureau d'études de rechercher la configuration répondant aux souhaits du MOA tout en recherchant une rentabilité suffisante à l'investissement.

1.2. Rôles et intervenants

Maître d’ouvrage :

STNS CHAMPAGNOL
33 Rue Victor Bérard
39300 CHAMPAGNOL

BET Solaire :

TECSOL S.A.
Agence Auvergne Rhône-Alpes
4 rue Saint-Sidoine
69003 LYON
Contacts : Emmanuel GRAVELAT
Tél : 07 48 12 54 70
Mail : emmanuel.gravelat@tecsol.fr

Julien PERRAUD
06 62 76 98 15
julien.perraud@tecsol.fr

1.3. Identification et description du bâtiment concerné par l'étude

1.3.1. Plan de situation générale

Le site d'étude sera un bâtiment industriel de l'entreprise SNTS située rue Sous Burgille à Champagnole (39900).

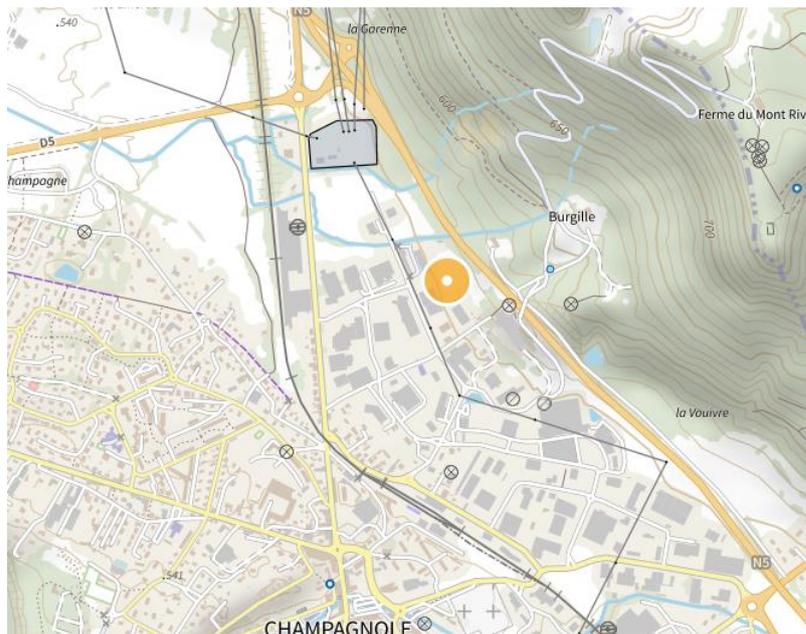
Il s'agit dans ce cas d'étudier la possibilité d'installer un générateur solaire en toiture.

Coordonnées géographiques :

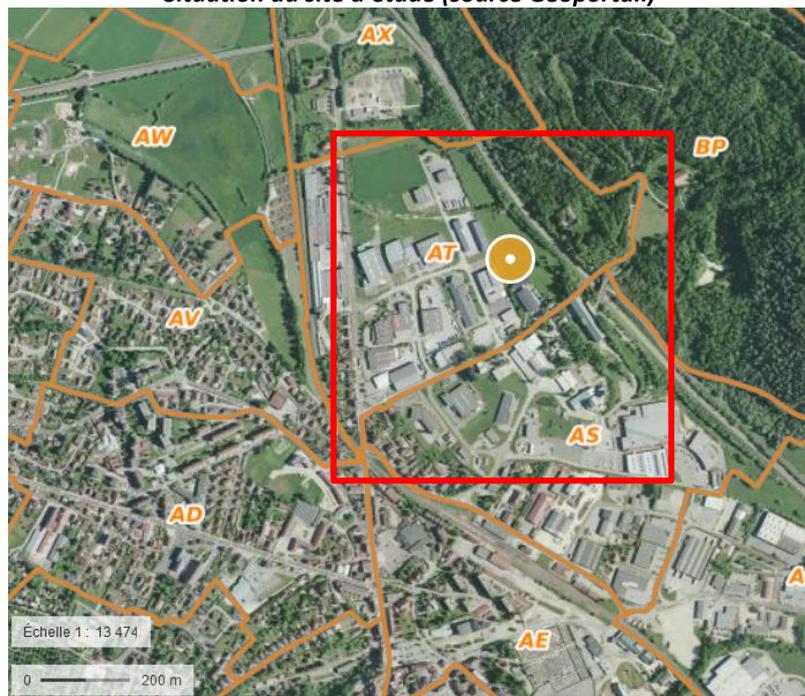
Latitude : 46.754939412426616°

Longitude : 5.911186826477476°

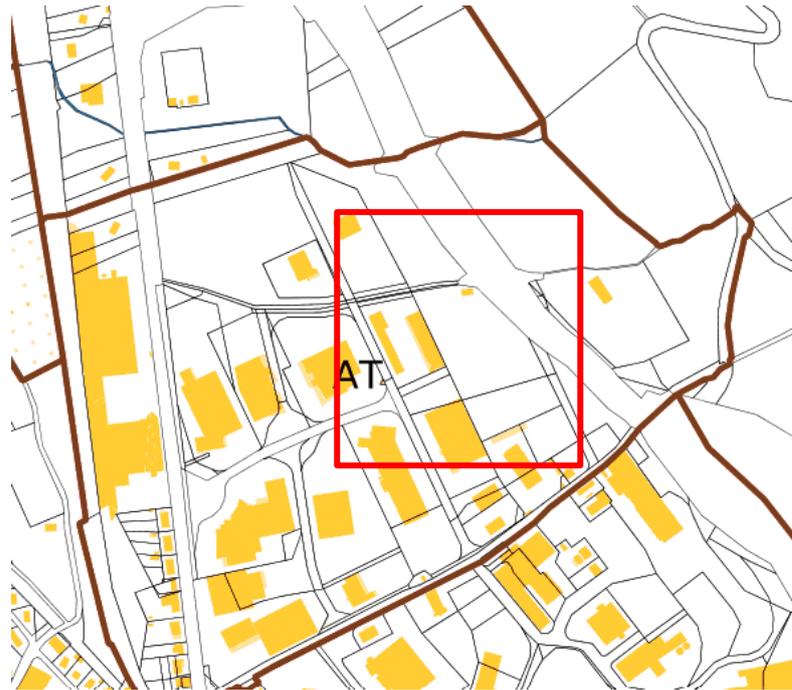
Altitude : 550m



Situation du site d'étude (source Géoportail)



Vue aérienne du site et emplacement du bâtiment (Source : Géoportail)



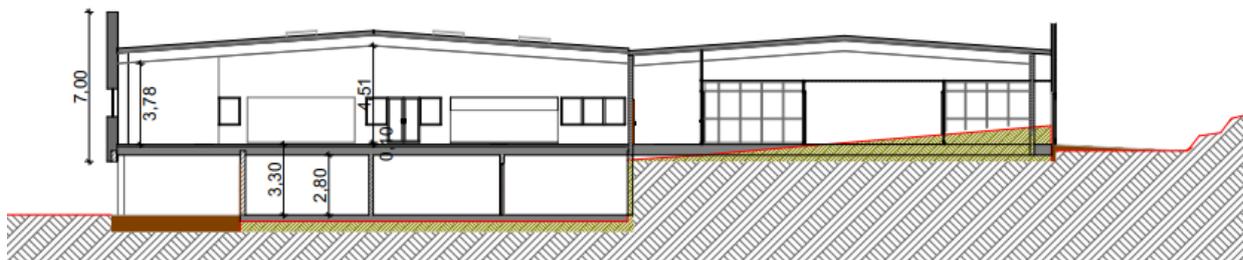
Parcelles concernées par le projet (Source : cadastre.gouv)
Feuille 000 AT 01 du registre cadastral de CHAMPAGNOLE (39300)

1.3.2. Description du site et des surfaces disponibles

Le site d'étude sera un bâtiment industriel. Le projet est actuellement en phase de construction. Les vues d'architecte ci-dessous permettent d'appréhender le bâtiment.



Vue en perspective (Source : ARTEO)



Vue en coupe (Source : ARTEO)

La surface qui sera équipée des panneaux est d'environ : **2 795 m²**

1.3.3. Raccordement électrique du site

L'abonnement du site sera de type HTA Longue utilisation pointe fixe.

A la lecture des factures transmises sur d'autres sites comparables (usines de fortes puissance souscrite), les hypothèses suivantes sont prises pour l'estimation des tarifs d'achat d'électricité à l'horizon 2024 :

Période tarifaire	Pointe	HPH	HCH	HPB	HCB
Puissance de raccordement (kW)	1000				
Puissance de soutirage (kW)	1000	1000	1000	1000	1000
Coût fourniture (c€/kWh)	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0

Tableau 1 : Modalités du contrat de fourniture d'électricité

A l'abonnement et au coût du kWh viennent ensuite s'ajouter différents frais :

- **Énergie Réactive excessive** : au-delà d'un certain seuil, l'excédent d'énergie réactive consommée par le site est facturée par le gestionnaire de réseau. Ce n'est pas le cas du site ;
- **Dépassement** : le dépassement de la puissance souscrite donnera lieu à des « pénalités ». Il n'y a pas de dépassement facturé sur le site ;
- **Accise (anciennement C.S.P.E.)** : la Contribution au Service Public d'Électricité. Son montant est calculé en fonction de la consommation, et est fixé depuis le 1^{er} janvier 2016 à **2,25 c€/kWh**.
- **C.T.A.** : la Contribution Tarifaire d'Acheminement. Le montant de la CTA est égal à **21.93%** de la partie fixe du tarif d'acheminement appliqué par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité.
- **T.C.F.E.** : la Taxe sur la Consommation Finale d'Électricité. La TCFE est reversée aux communes (TCCFE) et aux départements (TDCFE). Elle n'est pas facturée sur ce site (HTA).
- **T.V.A.** : 20% sur le total (coût de l'énergie + taxes).

Ces coûts et taxes seront pris en compte par la suite pour la valorisation de l'énergie.

1.3.4. Analyse des consommations du site

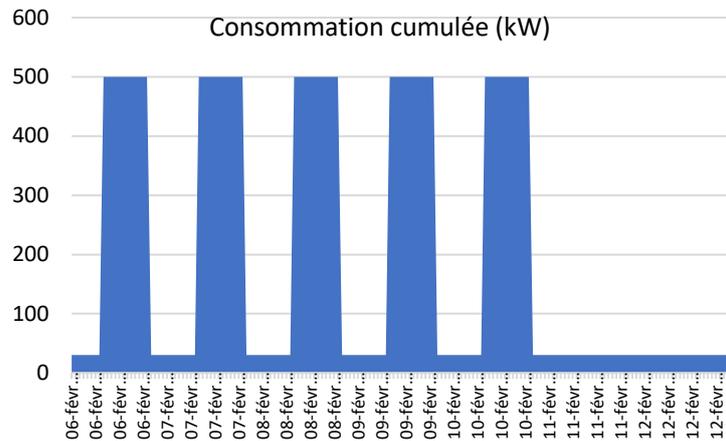
Pour dimensionner l'installation PV en autoconsommation, il est impératif de connaître le profil de consommation du site sur l'ensemble de l'année pour ajuster la production d'énergie photovoltaïque.

La consommation du bâtiment a été estimée d'après les hypothèses suivantes :

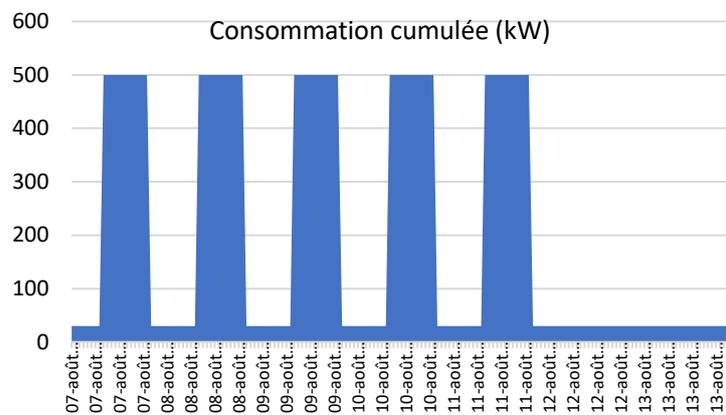
- En semaine, de 8 h à 19h, le talon de consommation est de 500 kW.

- Le week-end, le talon de consommation sera de 30 kW.
- La nuit, le talon de consommation sera de 30 kW.

La courbe de charge ainsi obtenue permet d'établir le profil de consommation du site et de calculer l'énergie consommée pour chaque heure (équivalent à la puissance moyenne appelée sur une heure).

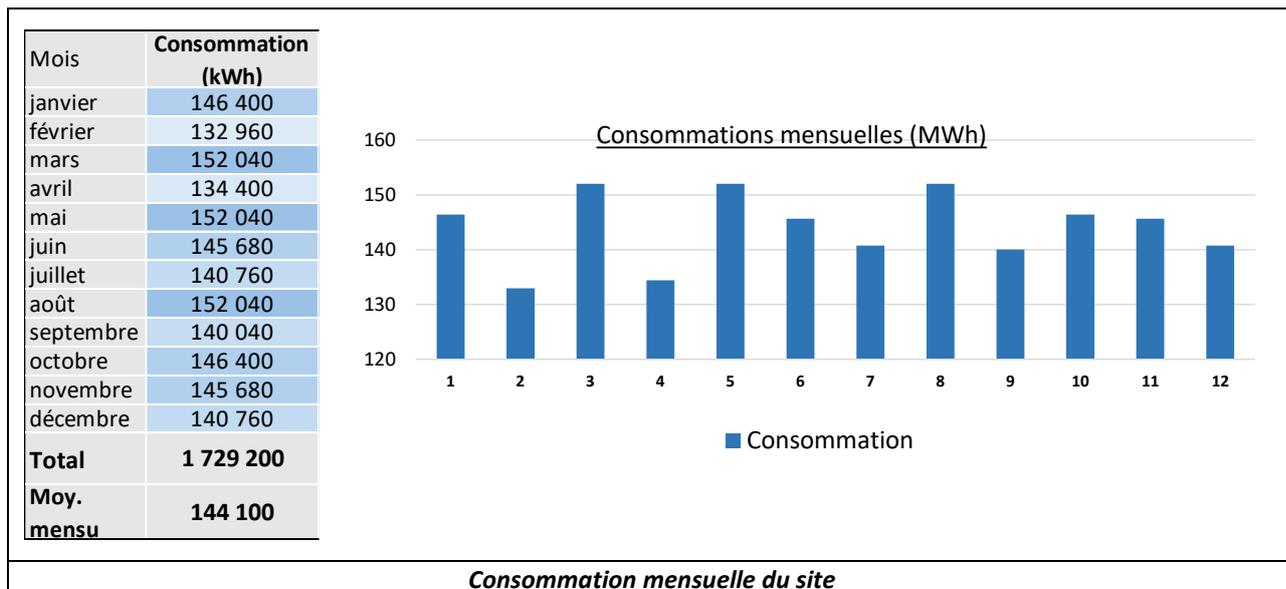


Consommation hebdomadaire du site en février (estimation)



Consommation hebdomadaire du site en août (estimation)

La figure suivante permet de visualiser la courbe de charge sur l'ensemble de l'année :



L'historique de consommation du site sur une année est présenté ci-dessus. L'estimation de la consommation annuelle s'élève à 1 729 200 MWh/an.

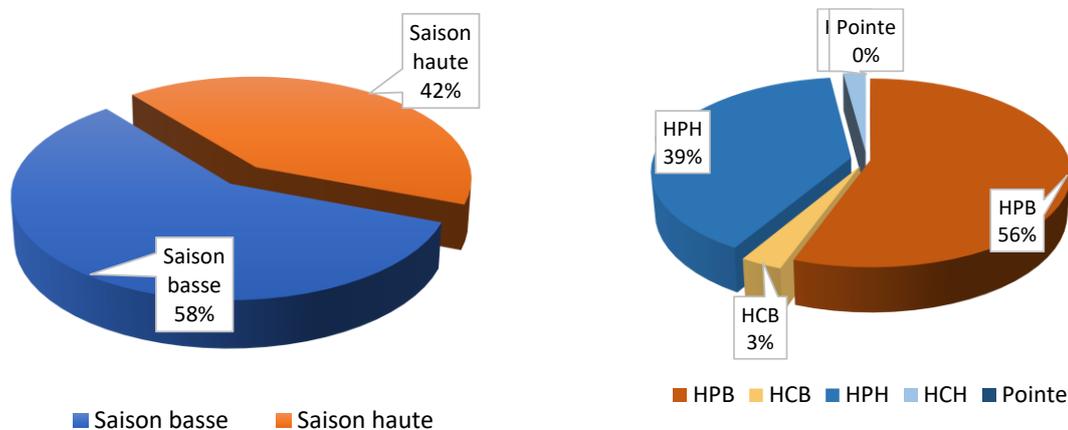
L'analyse des consommations du site permet de conclure que le schéma en autoconsommation est adapté car les pics de consommation ont lieu la journée. Ils pourront être en partie effacés par la production photovoltaïque.

Le tarif réglementé en vigueur pour le surplus permet de valoriser l'énergie excédentaire à un tarif intéressant : **11,07 c€/kWh**. ce qui permettra de garder une bonne rentabilité du projet sans limiter la puissance du générateur PV.

Implanter un générateur de taille importante permettra d'obtenir un taux d'autoproduction élevé et donc de réaliser des économies sur factures importantes.

1.4. Répartition de la consommation en fonction de la journée et de la saison.

Nous avons établi la répartition des consommations du site sur l'année, illustrée par les diagrammes suivants :



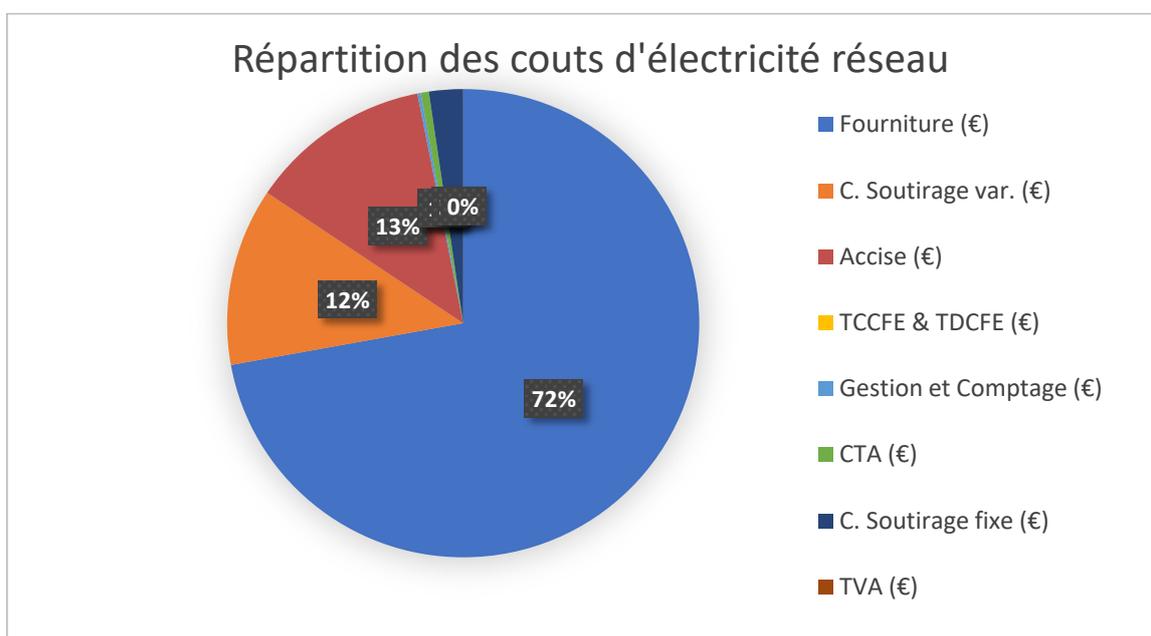
Grâce à ces diagrammes, on peut remarquer que :

- Les consommations seront légèrement plus importantes en été qu'en hiver (58% contre 42%)
- Les consommations seront largement majoritaires pendant les heures pleines (95% contre 5% pour les heures creuses)

De même, le TURPE (Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité) n'est pas le même selon les postes (voir section 2.2). Cette différenciation tarifaire est prise en compte dans notre étude pour calculer avec précision le coût de valorisation de chaque kWh autoconsommé sur le site, et ainsi pouvoir calculer avec précision la rentabilité du projet.

1.5. Analyse des coûts d'électricité réseau

L'analyse des factures d'électricité et des consommations estimées du site permet de dresser la répartition des coûts d'électricité suivante (ces résultats sont des estimations de la répartition future) :



Répartition des coûts d'électricité réseau

La fourniture représente 72% de la facture. Le reste étant principalement composé du TURPE (12%), ainsi que les taxes (Accise, CTA, TVA...).

2. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT ET DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS

2.1. Produire de l'électricité grâce à l'énergie solaire : principe de fonctionnement

En suivant le circuit électrique depuis les différentes zones d'implantation des modules, on trouve les composants et fonctions suivantes :

- Modules photovoltaïques, qui transforment la lumière solaire en courant continu,
- Boîtes de jonction qui regroupent les modules en série et/ou parallèle pour obtenir les tensions nécessaires au fonctionnement des onduleurs. Également équipés des protections contre les surtensions et surintensités.
- Onduleurs, composants essentiels qui transforment le courant continu en courant alternatif, identique à celui du réseau, et synchronisé avec lui,
- Sécurités de découplage, réglementaires, qui doivent isoler les onduleurs du réseau dès la moindre anomalie (dérive en tension ou fréquence). Ces sécurités sont incluses dans les onduleurs en basse tension ou dans le poste de livraison en haute tension,
- Compteurs, que l'on peut trouver à deux niveaux :
 - général, au niveau du Point De Livraison. Ce compteur sera relevé par ENEDIS,
 - individuel, après chaque onduleur ou groupe d'onduleurs. Il permet une surveillance de la production, du bon fonctionnement de chaque appareil (par comparaison) et peut être relié à un panneau d'affichage.
- Raccordement au réseau : soit l'électricité produite est totalement vendue à EDF OA, soit elle est consommée sur place, totalement ou partiellement (voir schéma).

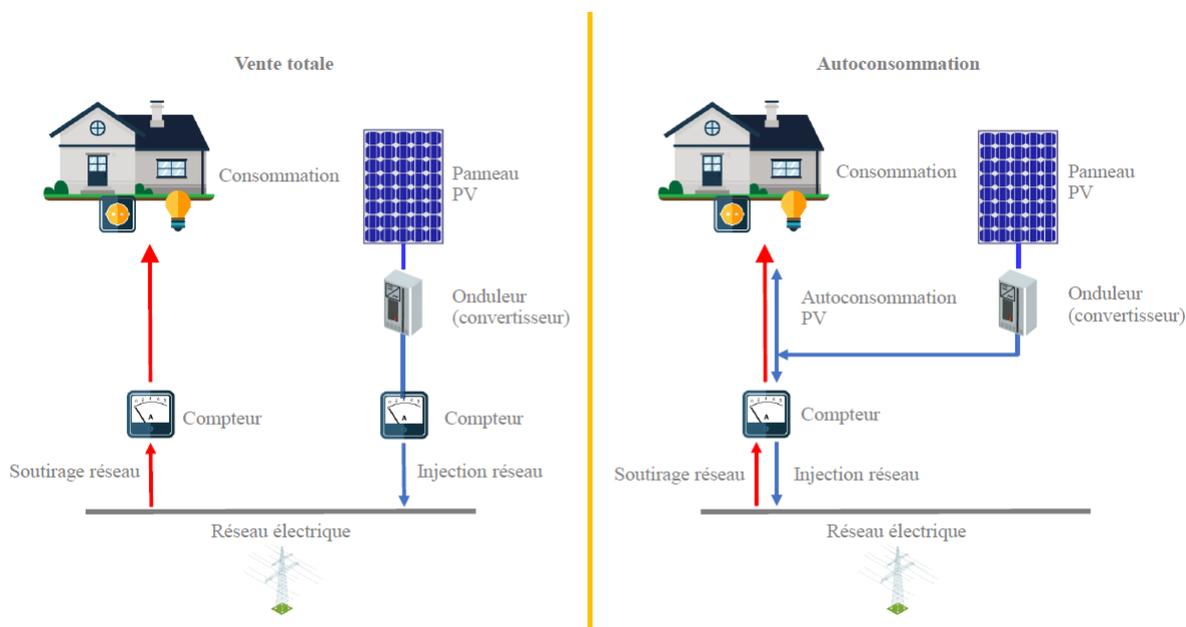
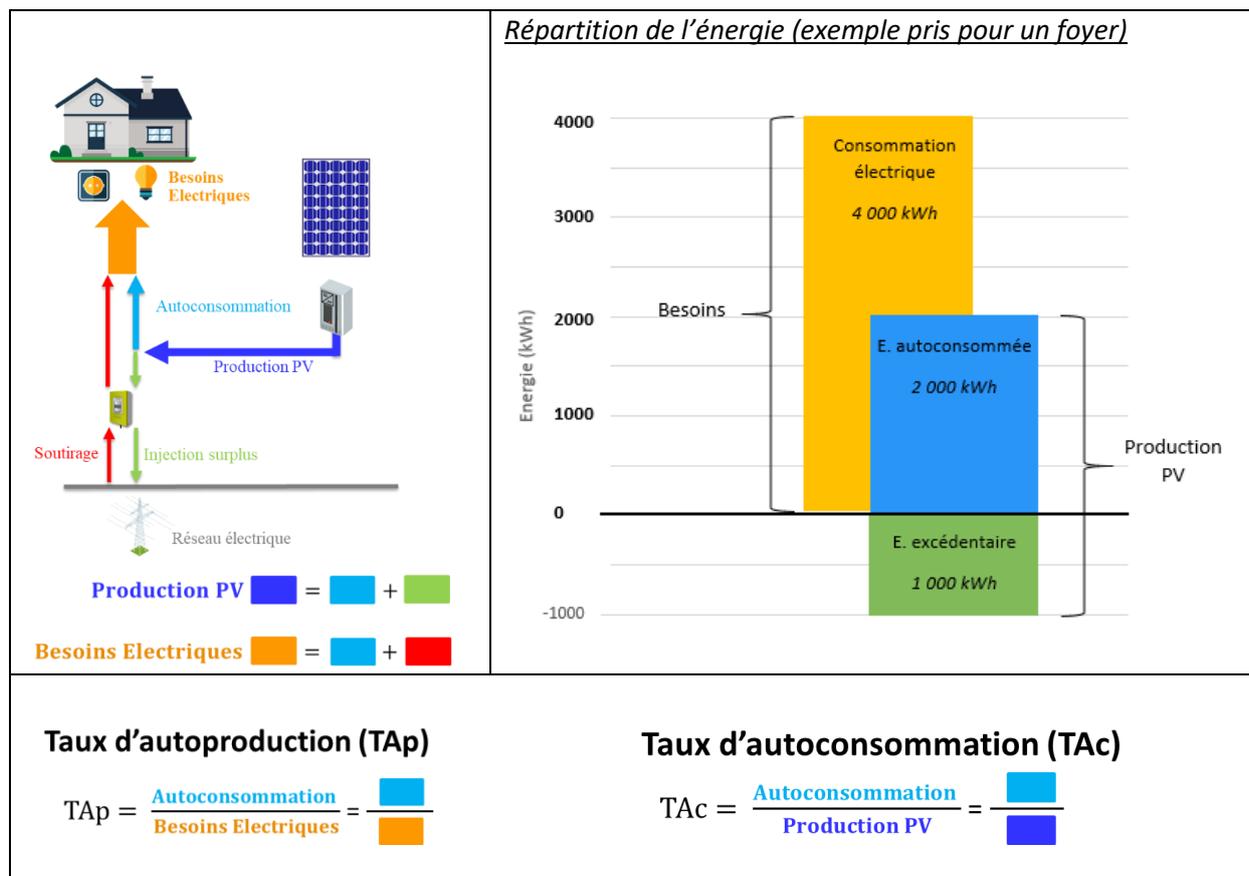


Schéma de principe d'une installation en vente totale (à droite) ou en autoconsommation (à gauche)

L'installation solaire sera en **autoconsommation avec injection de surplus** sur le réseau public.

Ci-dessous une illustration schématisée afin de mieux appréhender la notion d’autoconsommation solaire et les grandeurs correspondantes.



Le **taux d'autoproduction** TAp est donc la part d'économie d'électricité grâce au PV.

Le **taux d'autoconsommation** TAc représente la part de l'électricité PV qui sera consommée directement sur place.

Enfin, le **taux de couverture** est le rapport TAp/Tac.

2.2. Démarches réglementaires inhérentes à un projet photovoltaïque

Les démarches et conditions réglementaires liés à un projet photovoltaïque sont détaillées dans le schéma suivant :

	3kWc	6kVA	9kWc	18kVA	36kWc	36kVA	100kWc	250kWc	250kVA	4,5MW	12MW	
puissance unitaire du système photovoltaïque												
Urbanisme PV au sol	Aucune formalité hors secteur sauvegardé si h < 1,8m			Déclaration préalable ou permis de construire si en secteur sauvegardé				Etude d'impact et enquête publique et permis de construire				
Urbanisme PV sur bâtiment	Déclaration préalable ou permis de construire si construction nouvelle											
Conditions fiscales (les particuliers)	T.V.A. 7%, C.I. et exonération d'imposition, selon conditions											
Seuils de raccordement au réseau	Raccordement BT « tarif bleu » simplifié (puissance par phase)		Raccordement BT « tarif bleu »		Raccordement BT « tarif jaune »		Raccordement HTA		Raccordement HTB (RTE)			
	Raccordement en monophasé possible		Raccordement en triphasé									
Conformité électrique	Consuel obligatoire								Certificat vierge de remarques délivré par l'organisme ou le vérificateur agréé			
Autorisation de production (DGEC)	Réputé autorisée									Autorisation d'exploiter		
Certificat Obligation d'Achat (DREAL)	Pas de demande de Certificat Ouvrant Droit à l'Obligation d'Achat (CODOA)							Demande de CODOA				

Démarches réglementaires (Source : Hespul)

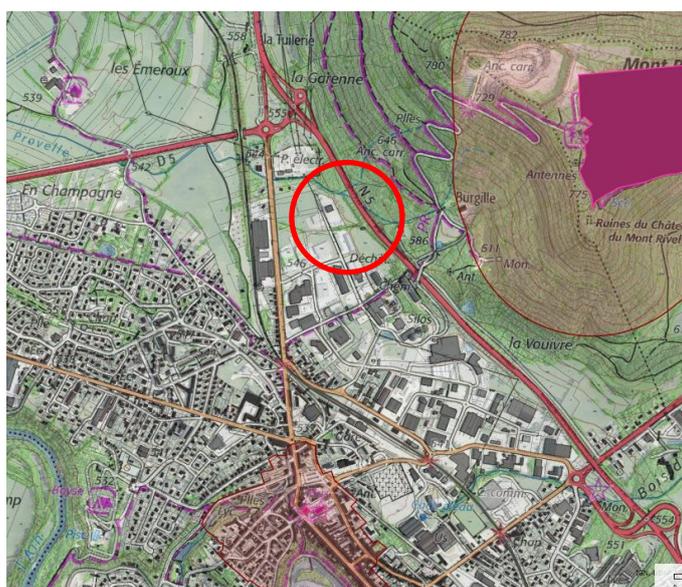
Les démarches obligatoires applicables sont :

- Le dépôt d'un permis de construire **avec mention du projet photovoltaïque** ;
- L'obtention du certificat de conformité électrique vierge de remarques délivré par l'organisme ou le vérificateur agréé.

La demande de raccordement requière de joindre les pièces suivantes au formulaire de demande de raccordement fourni par ENEDIS :

- La copie de la décision d'urbanisme ;
- Le titre de propriété des parcelles concernées ;
- Un plan cadastral.

Nota : Le bâtiment n'est dans aucun périmètre classé, l'avis de l'Architecte des Bâtiments de France (ABF) n'est donc pas nécessaire.



Emplacement du site sur la cartographie ABF

2.3. Règles de raccordement au réseau public de distribution

Le coût du raccordement sera précisé ultérieurement via la proposition de raccordement (PTF) suite à la demande de raccordement auprès des services d'ENEDIS.

Raccordement BT :

La puissance souscrite du site sera de 1000 kVA. La puissance de l'installation photovoltaïque n'excédera pas 200 kVA. L'installation photovoltaïque sera donc raccordée sur le réseau basse tension privé, l'armoire électrique (TGBT) du site. En effet les onduleurs fournissent un courant alternatif en basse tension.

2.4. Valorisation de l'énergie par l'obligation d'achat 0-500 kWc

L'arrêté du 06 octobre 2021 (S21) définit les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques. Les tarifs d'achats bonifiés sont dorénavant destinés aux projets sur bâtiment, hangar ou ombrière et de puissance inférieure à 500 kWc, ces tarifs sont révisables trimestriellement.

C'est la date de demande complète de raccordement qui détermine le trimestre dans lequel est fixé le tarif d'achat.

Délai de mise en service suite à la demande complète de raccordement

Le **contrat d'achat porte sur une durée de 20 ans**, à compter de la mise en service. Toutefois, si l'installation n'est pas mise en service dans les 24 mois après la demande complète de raccordement, le contrat d'achat sera réduit du triple de la durée de dépassement. Un délai dérogatoire est accordé dans le cas où la mise en service est retardée du fait des délais nécessaires à la réalisation des travaux de raccordement.

Critères généraux d'implantation pour bénéficier de l'obligation d'achat

Une installation photovoltaïque respecte les critères généraux d'implantation lorsqu'elle remplit l'une des conditions suivantes :

- Système installé sur toiture d'un bâtiment ou d'un hangar ou sur ombrière et parallèle au plan ;
- Système installé sur toiture d'un bâtiment ou d'un hangar ou sur ombrière plate (pente inférieure à 5%) ;
- Système remplissant des fonctions d'allège, de bardage, de brise-soleil, de garde-corps, d'ombrière, de pergolas ou de mur-rideau.

Conditions supplémentaires pour bénéficier de l'obligation d'achat

- L'obligation de qualification professionnelle de l'installateur ;
- Le bilan carbone de l'installation doit être inférieur à 550 kg CO₂/kWc pour les installations de plus de 100 kWc ;
- Le non-cumul avec des aides publiques soutenant la production d'électricité (régime d'aide local, régional, national ou européen).

2.4.1. Installations de puissance inférieure ou égale à 500 kWc

Pour les installations en vente de surplus, il est possible de valoriser le surplus en l'injectant sur le réseau, à condition que la puissance crête de l'installation soit inférieure à 500 kWc.. Une prime à l'investissement est versée au MOA de façon équirépartie (1/5^{ème} par an pendant 5 ans) par EDF OA ou l'acheteur obligé choisi.

Le tarif d'achat pour le 1^e trimestre 2023 (jusqu'au 31 mars 2023) est en €/Wc et c€ HT/kWh :

Type de tarif	Type de prime	Type de l'installation	Puissance totale (P+Q)	Prime à l'investissement (€/Wc)	Rémunération de l'énergie injectée (c€ HT/kWh)
Ta	Prime dit Pa	Sur bâtiment, hangar ou ombrière et respectant les critères généraux d'implantation	≤ 3 kWc	0,43	10
			≤ 9 kWc	0,32	10
Tb	Prime dit Pb		≤ 36 kWc	0,18	6
			≤ 100 kWc	0,09	6
Tc			≤ 500 kWc	0	11,07

Tableau 2 : Synthèse des tarifs et primes en vente de surplus

L'énergie injectée est rémunérée à ces tarifs en dessous d'un plafond de 1600 heures. Au-delà de ce plafond, le tarif est fixé à 5 c€/kWh.

Pour les installations de puissance supérieure à 100 kWc, l'énergie injectée est rémunérée à ce tarif en dessous d'un plafond de 1100 heures.

Au-delà de ce plafond, le tarif est fixé à 4 c€/kWh.

2.5. Principe de dimensionnement proposé par TECSOL

Le générateur photovoltaïque est déterminé en fonction des données suivantes :

- Les possibilités d'implantation sur le bâtiment ou le terrain
 - La surface utile, éventuellement décomposée en plusieurs zones,
 - L'orientation, la plus favorable possible compte tenu de l'utilisation et du lieu étudié,
 - L'inclinaison permettant de conserver une productivité élevée,
- Les contraintes liées à l'urbanisme et à l'environnement
- Les contraintes réseau
 - La puissance électrique disponible sur site (capacité et tension réseau),
 - Le type de raccordement électrique imposé par l'exploitant du réseau, selon la nature des équipements.
- Les contraintes d'intégration selon le type de tarif d'achat recherché
- L'équilibre économique du projet
- Les souhaits du maître d'ouvrage

La présente étape du projet s'attache à étudier une solution technique et à en estimer les conditions économiques (coûts, production, valorisation).

3. Dimensionnement de l'installation photovoltaïque

3.1. Capacité du réseau sur le site d'étude

Une ligne souterraine HTA viendra alimenter le poste de transformation HTA/BT du site. La production photovoltaïque pourra être injectée sur le TGBT du bâtiment. En effet, la puissance souscrite est assez importante pour supporter l'installation photovoltaïque.

3.2. Examen des contraintes liées à la structure

Le système de fixation ainsi que les modules photovoltaïques, devront être en adéquation avec les contraintes issues des règles Eurocode 1 Actions sur les structures – Partie 1.4 : Actions générales – Actions du vent et Partie 1.3 : Actions générales – Charges de neige. Quelles que soient les solutions envisagées, il sera nécessaire de vérifier l'adéquation des contraintes ci-dessous avec les modules photovoltaïques, le système de fixation et la structure porteuse.

La structure du bâtiment a été conçue pour une surcharge de 25 kg/m² supplémentaire.

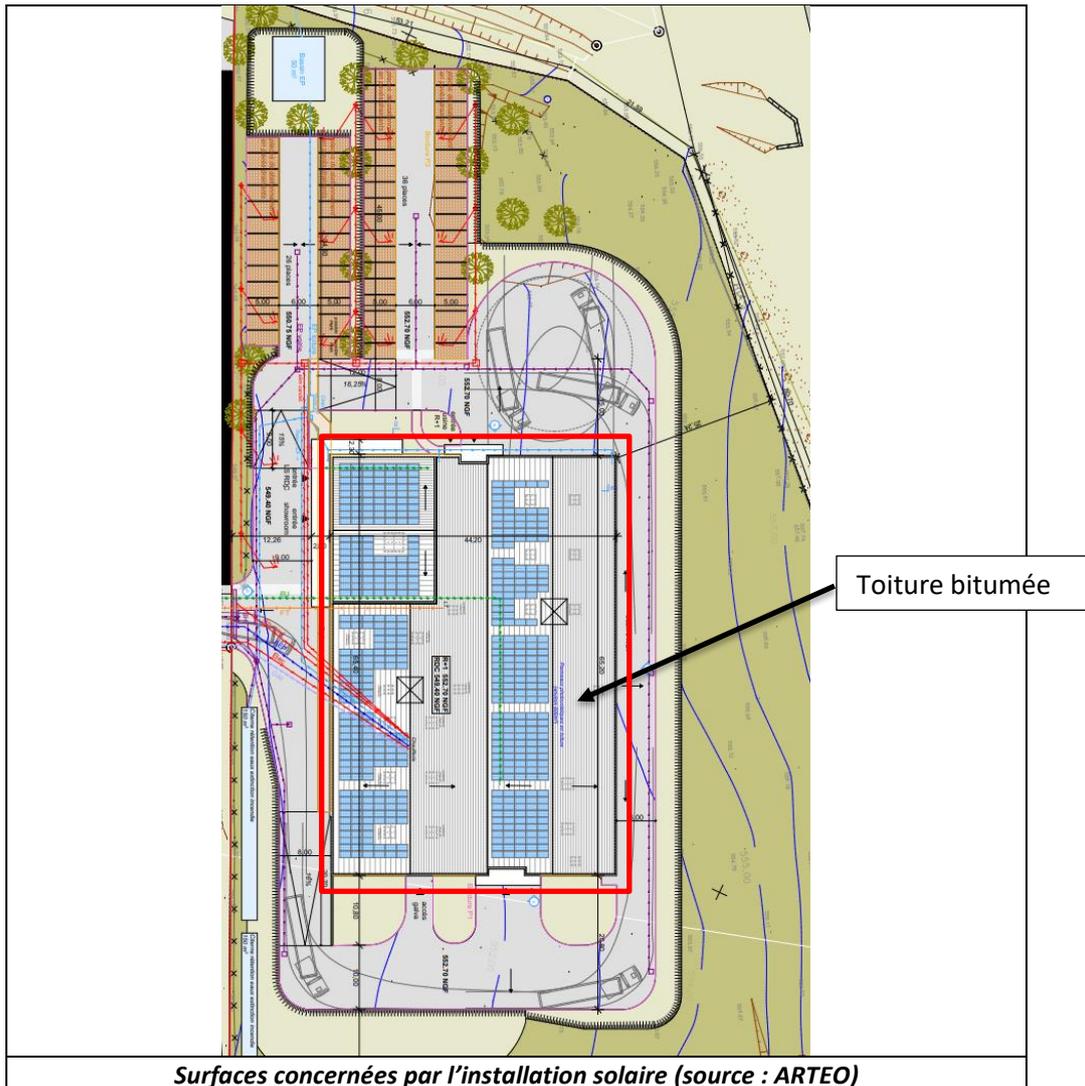
Les règles Eurocode pour la zone de Champagne amènent aux contraintes suivantes :

- Altitude : 550 m
- Zone de sismicité : 3
- Zone de neige : C1
- Zone de vent : 1

3.3. Dimensionnement de l'installation solaire photovoltaïque

Le choix d'un générateur photovoltaïque est déterminé généralement en fonction des éléments suivants :

- Les surfaces utiles réservées et leur orientation géographique ;
- L'inclinaison de ces surfaces ;
- La puissance électrique disponible sur site (capacité et tension du réseau) ;
- Le type de raccordement électrique imposé par l'exploitant du réseau selon la nature des équipements prévus, qui sera définie de façon certaine lors de la réception de la proposition technique et financière fournie par ENEDIS, qui fera suite à la demande de raccordement.



Installation :

La surface disponible sur le toit offre la possibilité d'installer jusqu'à **177 kWc**

3.3.1. Description du système d'intégration

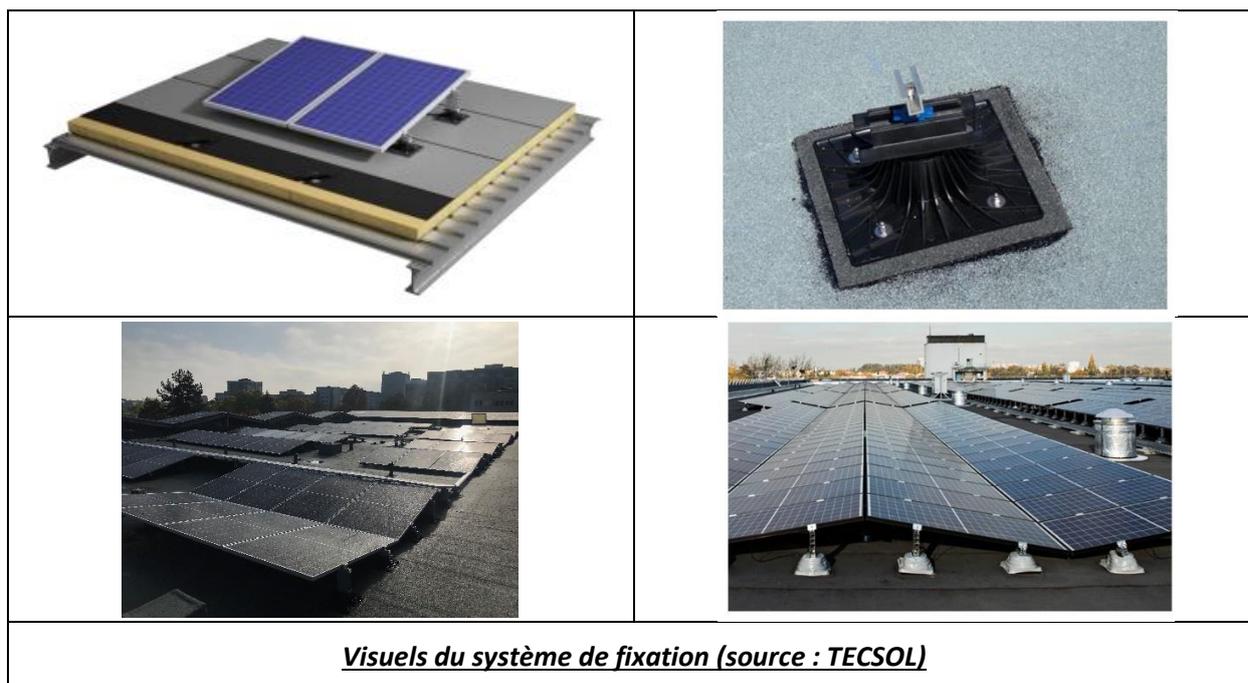
Le système d'intégration assure la liaison entre les modules et la toiture. Différents systèmes existent pour s'adapter aux différentes typologies de toiture rencontrées. Le choix du système d'intégration dépend majoritairement de la nature du complexe d'étanchéité.

Sur les toitures terrasses autoprotégées, le système d'intégration sera directement soudé sur l'étanchéité bitumineuse. Il existe des plots ou des rails, soudés. Ce type de pose permet de ne pas percer la membrane. Les modules sont ensuite fixés aux rails du système d'intégration.

Les toitures terrasses du site seront rénovées avec une étanchéité bitumineuse permettant l'installation du système d'intégration SOPRASOLAR-FIX-EVO TILT sur TAN. Le maître d'ouvrage s'assurera que l'ensemble du complexe d'étanchéité, de l'isolant à la deuxième couche bitume, soit bien compatible avec ce système d'intégration thermosoudé.

Dans notre étude, nous avons choisi le système **Soprasolar Fix Evo TILT** pour les simulations d'implantation. Ce système permettant d'incliner les modules à 10° pour une orientation Est-Ouest. Le système d'intégration est sous avis technique avec un grand nombre de modules compatibles.

La surcharge en toiture liée à l'installation PV représente environ 15 kg/m², surcharge validée au niveau de la structure du bâtiment (25 kg/m²).



Le choix final du système d'intégration sera soumis à l'appréciation du bureau de contrôle en charge du projet.

La fiche technique du système présenté est donnée en annexe de ce rapport.

Pour la suite de l'étude, nous ferons l'hypothèse d'un système en plots thermosoudés SOPRASOLAR comme celui présenté ci-dessus.

3.3.1. Module photovoltaïque

Le dimensionnement de l'installation a été réalisé avec des modules photovoltaïques monocristallins LONGI SOLAR LR5-54HIH 410M, compatible avec les systèmes d'intégration usuels, de dimensions et puissance suivantes :

Puissance unitaire :	410Wc -0/+5 Wc, 6x18 cellules
Dimensions :	1722 x 1134 x 30 mm
Masse :	21,5 kg, soit une charge de 11,01 kg/m ²

Les calculs de production électrique sont réalisés avec les caractéristiques techniques de ces modules pour les configurations proposées ci-après.



Ces modules sont compatibles avec un grand nombre de systèmes d'intégration sous ETN.

3.3.2. Onduleur photovoltaïque

On peut classer les onduleurs en fonction de leurs différences d'intégration au système photovoltaïque : les micro-onduleurs, les onduleurs string et les onduleurs centraux.

Les onduleurs string sont rattachés à un ensemble de modules (souvent une dizaine) branchés en série, on dit qu'ils appartiennent à un même « string ». Du fait qu'il peut avoir plusieurs entrées, un onduleur string peut être rattaché à plusieurs séries de modules et peut gérer séparément les chaînes de modules.

Les modélisations ont été réalisées avec des onduleurs strings car la puissance de l'installation ne nécessite pas d'onduleur central.



Onduleur string Huawei

Pour cette étude, les **onduleurs de marque HUAWEI** ont été retenus, équipements de fabrication chinoise, robustes et présentant de bonnes performances (rendement européen : 98%).

3 onduleurs photovoltaïques de 50 kVA seront installés, pour un total de 150 kVA. La simulation PVSYST a été réalisée en prenant en compte des onduleurs de 60 kVA car les onduleurs de 50 kVA entreront sur le marché dans le cours de l'année 2023.

Il existe divers onduleurs aux caractéristiques semblables : la solution finalement mise en œuvre sera définie par l'entreprise retenue pour réaliser les travaux photovoltaïques, qui proposera certainement des technologies dont elle a l'habitude et pour lesquelles elle bénéficie de prix négociés. Il faudra cependant s'assurer que ses propositions techniques répondent aux exigences du maître d'ouvrage en termes de qualité, assurabilité et performances énergétiques.

3.3.3. Armoire onduleur

Les onduleurs seront positionnés dans une armoire ventilée, fixée à l'acrotère du bâtiment ou sur une structure installée sur plots thermosoudés.



Visuel d'armoire ventilée (Source : TECSOL)

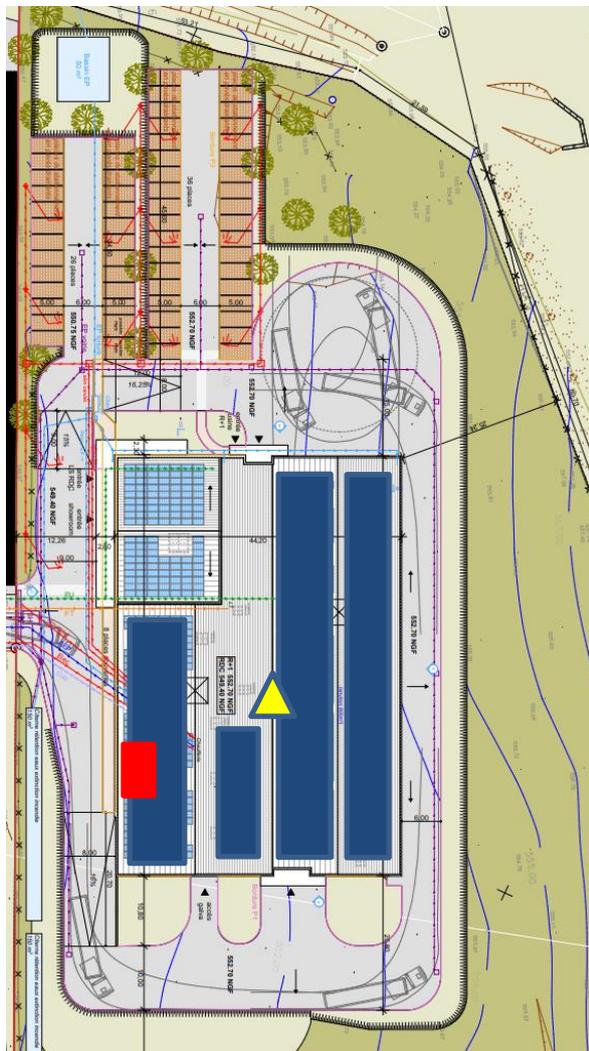
Le cas échéant, cette structure sera placée sur un bac acier qui doublera l'étanchéité en place.



Onduleur string sur structure porteuse avec installation de bac acier (Source : SOLSTYCE)

3.3.4. Point d'injection sur le réseau électrique

L'installation PV sera raccordée au TGBT du bâtiment, situé au centre du bâtiment via un câblage en courant alternatif, dans une gaine technique qui sera mise en place lors de la construction du bâtiment. Cette gaine reliera le chemin de câble AC en toiture au TGBT.



Légende :

Champs PV



TDGS



TGBT



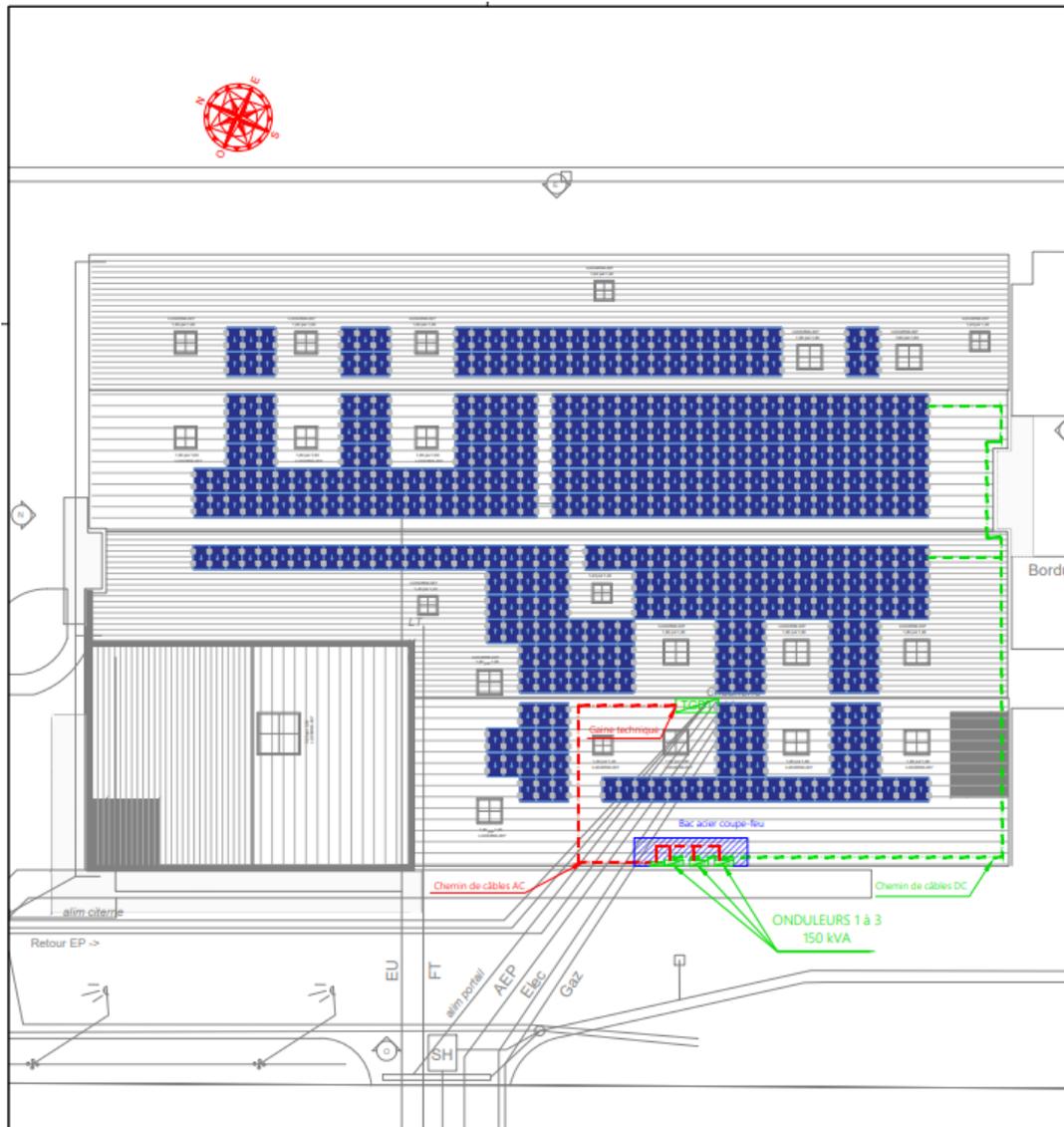
Raccordement au TGBT

3.4. Description des installations

Les panneaux photovoltaïques devront correspondre aux prescriptions de l'ETN du système d'intégration photovoltaïque.

➤ Scénario 1 : Centrale photovoltaïque en toiture

Ci-dessous l'implantation proposée sur les surfaces concernées :



Scénario 1 – 176,7 kWc

Le dimensionnement énergétique retenu est le suivant :

Surface	Nb de modules x Puissance u.	Orientation	Inclinaison	Puissance crête	Onduleurs
Scénario 1	431 x 410 Wc	Sud-Ouest / Nord-Est	10°	176,7 kWc	150 kVA

Données du dimensionnement photovoltaïque

Le nombre de modules a dû être restreint par rapport aux prévisions initiales car les systèmes d'intégration thermosoudés sur plot ne peuvent pas être posés à une distance trop réduite des acrotères. En effet, le site se trouve en zone de neige C1 et les chutes de neige provoqueront une accumulation de neige au niveau des acrotères, sous l'effet du vent. Les modules PV proches des acrotères verront donc leur masse augmenter avec la neige, alors que leur masse n'est répartie que sur 4 plots. L'isolant qui supporte ces plots soudés risque donc d'être mis à mal par cette augmentation local de la masse.

Contactée par TECSOL, l'entreprise SOPRASOLAR a dimensionné une marge de 4,6 mètres avec les acrotères. Les préconisations de SOPRASOLAR ont été respectées dans l'étude.

En prenant en compte cette contrainte, le calepinage proposé permet l'implantation de 431 modules.

4. Bilan énergétique

4.1. Méthode de calcul

Le dimensionnement et les performances de l'installation solaire sont calculés à l'aide du logiciel de dimensionnement photovoltaïque PVSyst V8.2, développé par l'université de Genève.

Un des indicateurs du bon dimensionnement du système est le coefficient de performances (PR). Il permet d'estimer les pertes du système. Il compare l'énergie réelle produite en sortie d'onduleur avec l'énergie produite par un système idéal sans perte mais à dimensionnement, emplacement et orientation identiques. Indépendant du site d'implantation, il permet de comparer des systèmes de différentes tailles et emplacements.

Ce PR est dépendant de plusieurs paramètres :

- La dispersion des caractéristiques nominales des modules ;
- Le rendement de l'onduleur ;
- Les pertes dues au suivi de puissance maximale ;
- Les pertes dans les câbles ;
- Les pertes dues à l'élévation de température des modules et des onduleurs ;
- Les pertes dues aux effets de faible luminosité et de grands angles d'incidence ;
- Les pertes dues aux dépôts de poussière ;
- Les ombrages.

Appréciation du dimensionnement des projets :

- Les projets possédant un ratio de performance inférieur à 0,72 sont considérés comme non pertinents ou défavorables ;
- Un ratio de performance compris entre 0,72 à 0,78 est considéré comme correct ;
- Un ratio de performance supérieur à 0,78 est considéré comme excellent ;
- Un ratio supérieur à 0,83 sera considéré comme peu crédible.

Un autre indicateur important est le ratio puissance onduleur courant continu/ puissance du champ photovoltaïque. Ce ratio doit être compris entre 0,8 et 1,2. Ces valeurs sont indicatives car le dimensionnement est issu d'une optimisation technico-économique et spécifique à chaque gamme d'onduleur. Toutefois, des onduleurs sous-dimensionnés (attention par contre à toujours respecter les contraintes de fonctionnement en tension et courant) engendrent des pertes par écrêtage lorsque les panneaux atteignent le maximum de leur puissance. Et des onduleurs surdimensionnés ne sont pas optimisés (prix des onduleurs souvent ramenés au Watt) et peuvent travailler à rendement inférieur. Des pertes dues au seuil de démarrage et à la puissance consommée à vide peuvent également être engendrées.

Ce ratio de puissance est à comparer au résultat des pertes onduleurs de la simulation.

Ces pertes **doivent être inférieures à 5%** pour considérer que le dimensionnement des onduleurs est correct.

4.2. Hypothèses de pertes utilisées dans le calcul PVSyst

Le coefficient de performances (PR) dépend directement des hypothèses de pertes.

Les paramètres suivants ont été choisis :

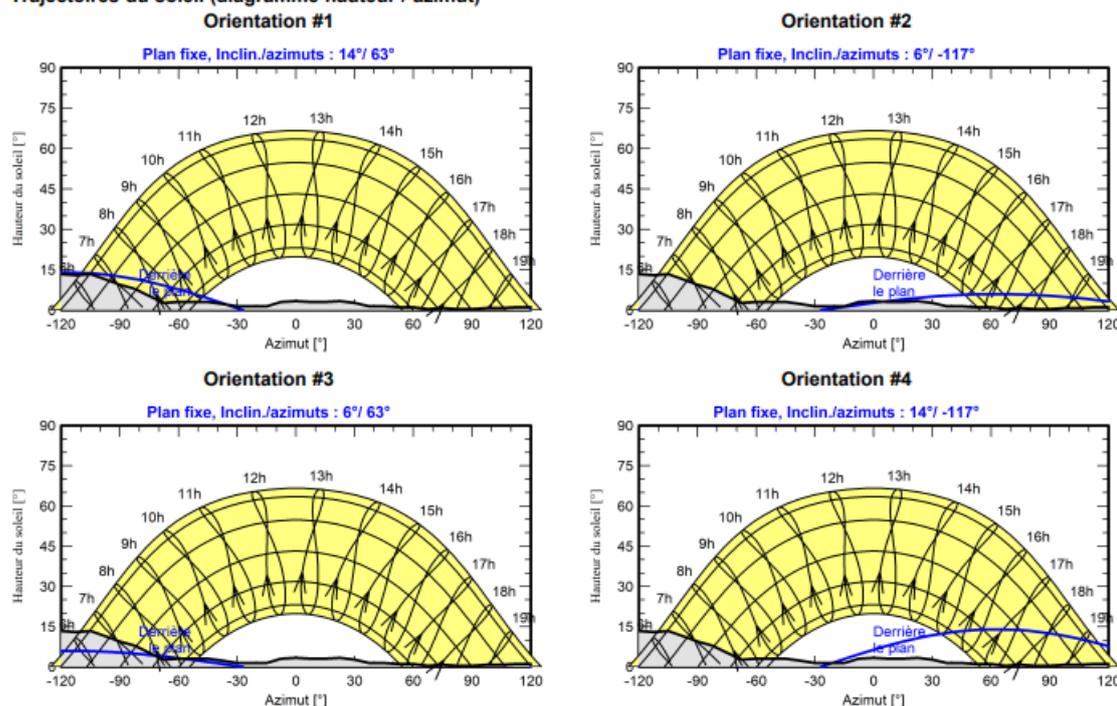
- Hypothèse de **pertes dues à l'élévation de température** : le coefficient de ventilation des modules a été défini à **29 W/m².K**. lorsque les modules sont nus avec circulation d'air tout autour, ce qui correspond aux préconisations de l'université de Genève.
- Hypothèse des **pertes des câbles du circuit Courant Continu** : ces pertes sont normativement limitées à 3% et conseillé à 1%. Les sections de câbles devront être choisies en fonction de cette valeur lors de l'exécution. Au stade faisabilité **ces pertes ont été estimées à 1.5% aux STC**.
- Hypothèse de **pertes dues à l'encrassement des modules** : ces pertes sont considérées à **1%** pour les pentes **supérieures** ou **égales à 10°**.
- Hypothèse de **pertes dues à la qualité modules** : l'administrateur du logiciel de simulation préconise de prendre comme hypothèse la moitié de la tolérance de puissance basse des modules. Ces pertes ont été **définies à -0,4%/an** (correspondant à une tolérance de puissance positive, cette tolérance est fournie par le constructeur des modules). Le mismatch est laissé à **2%**.
- Hypothèse de **pertes dues aux câbles du circuit Courant Alternatif** : ces pertes sont normativement limitées à 3% et conseillées 1%. L'hypothèse de perte a donc été pour les études d'avant-projet sommaire **prise à 1,5%**
- **L'indisponibilité du système est estimée à 2%** du temps de fonctionnement, cinq périodes de coupures sont réparties aléatoirement par le logiciel PVSyst.

4.3. Données météorologiques

Station de référence : les valeurs retenues pour les calculs sont celles du site, fournies par les services de Météonorm 8.0, satellite 1991-2010. Cette station sera désignée dans la suite du texte sous le terme « station de référence ».

Irradiation solaire : les valeurs conventionnelles de production électrique de référence seront calculées à partir des irradiances solaires globales et diffuses sur un plan horizontal, issues de la station de référence. Ces données sont récapitulées dans la simulation PVSyst.

Trajectoires du soleil (diagramme hauteur / azimut)



Ligne d'horizon et ombrages lointains pour le site d'étude

La perte de production liée aux ombrages lointains (montagnes) est calculée par la simulation PVSyst à 1,08%. Les ombrages proches sont négligés sur la toiture terrasse.

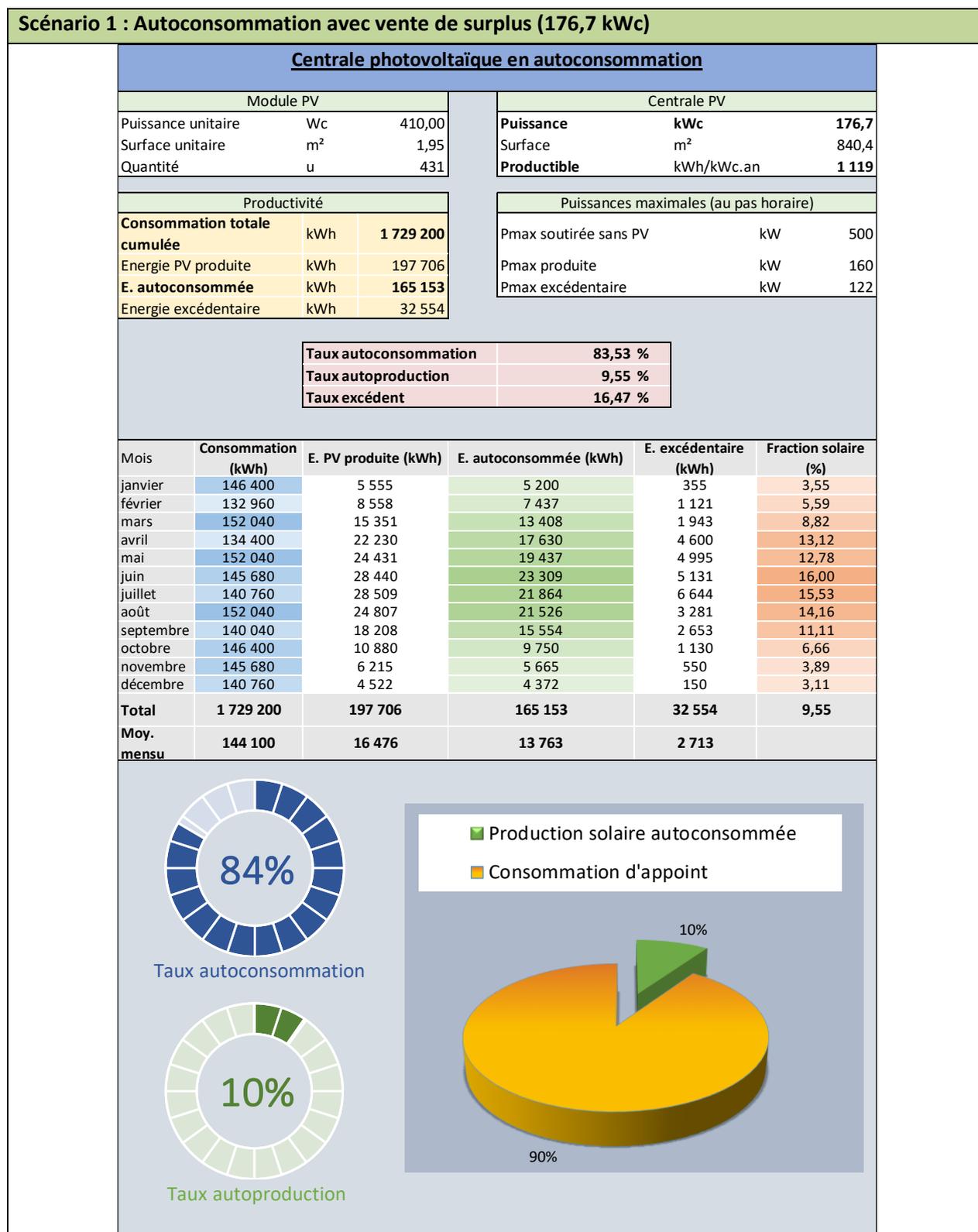
4.4. Résultats des simulations

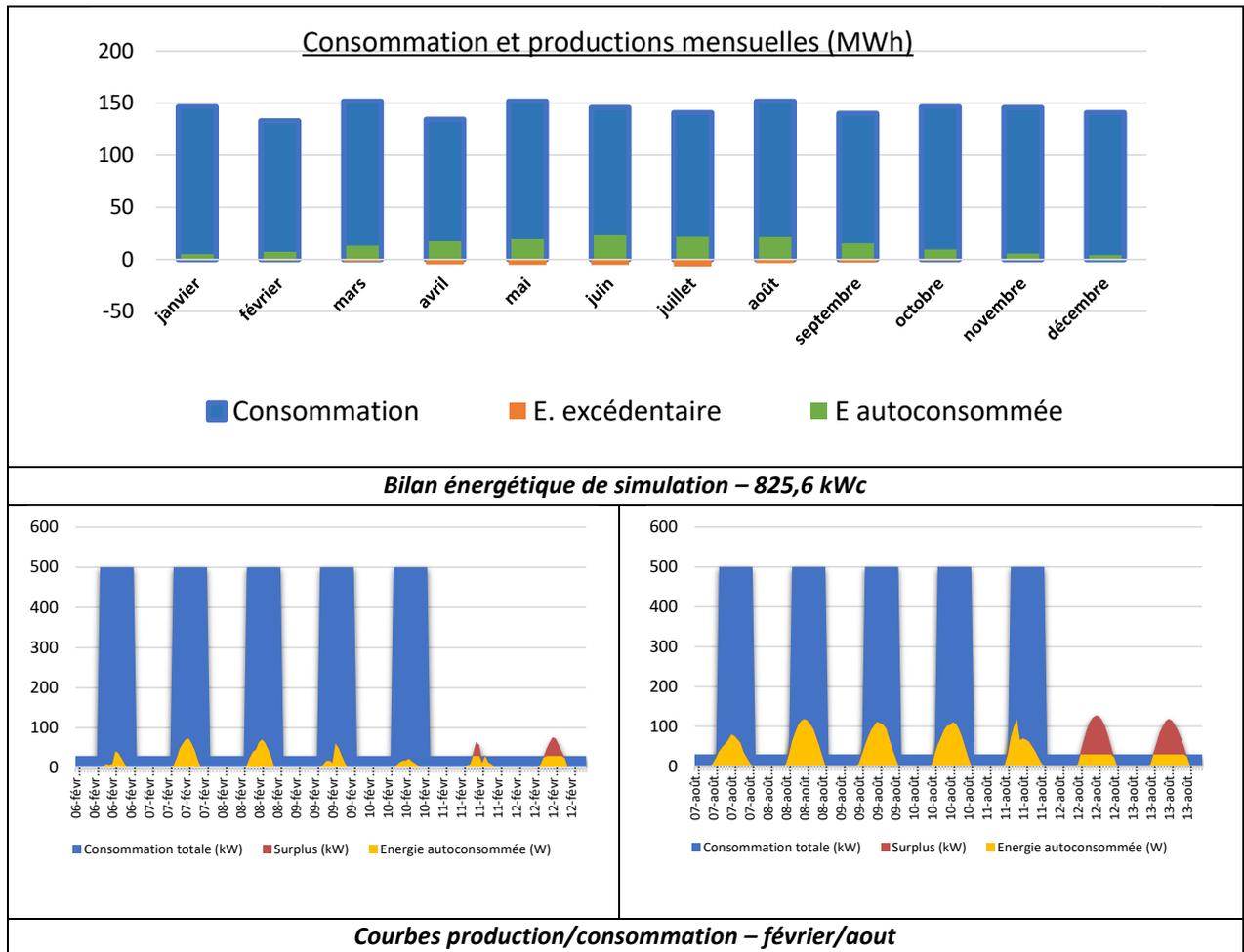
Les résultats de la simulation en autoconsommation pour le bâtiment sont présentés dans le tableau suivant :

Mode de valorisation	Puissance crête (kWc)	Production (MWh/an)	Productible (kWh/kWc.an)	PR (%)
ACI avec vente de surplus – Scénario 1	176,7	197 679	1119	87,19

Résultats de simulation

Les résultats énergétiques sont présentés dans les tableaux ci-dessous :





Dans ce scénario, 84% environ de la production sera autoconsommé sur le site, soit 16% d'énergie excédentaire qui sera injectée sur le réseau pour la vente de surplus. Le taux d'autoproduction est de 10%, qui représente le potentiel d'économie sur la facture d'électricité. Les courbes de production/consommation hiver/été permettent de constater que la production de surplus énergétique a principalement lieu les week-ends quand la consommation est très faible et la production PV est élevée.

4.5. Impact sur l'environnement

Il est également important de préciser l'impact qu'une telle installation aura sur l'environnement.

Un générateur photovoltaïque, par construction, ne dégage aucun effluent : ni bruit, ni fumée, ni émanation d'aucune sorte. Il n'utilise ni combustible ni lubrifiant, ni consommable à renouveler. Il ne se dégrade pas, et ne rejette donc pas de composés chimiques dans l'environnement.

Mais sa production électrique, sans aucune émission, évite une production électrique par les moyens conventionnels. Compte tenu du mode de production du kWh électrique en France métropolitaine, le tableau ci-après présente les quantités de CO2 évitées :

Impact environnemental - méthode ECS		SCEN.01
Puissance installée	<i>kWc</i>	177
Production photovoltaïque sur 30 ans	<i>MWh</i>	5 521
CO2 évité sur 30 ans	<i>tonnes CO₂</i>	441,6
Fabrication des modules PV	<i>tonnes CO₂</i>	71
Bilan carbone global sur 30 ans	<i>tonnes CO₂</i>	371
Bilan carbone annuel	<i>tonnes/an</i>	12,4
Conso équivalente de foyers de 4 pers	<i>foyers</i>	39,3
Emissions CO2 equiv. de véhicules	<i>véhicules</i>	5,6

Impact environnemental - méthode ACV		SCEN.01
Puissance installée	<i>kWc</i>	177
Production photovoltaïque	<i>kWh/an</i>	184 020
CO2 évité sur 30 ans	<i>tonnes CO₂</i>	441,6
Production des kWh solaire sur 30 ans	<i>tonnes CO₂</i>	132
Bilan carbone global sur 30 ans	<i>tonnes CO₂</i>	309,2
Bilan carbone annuel	<i>tonnes/an</i>	10,3
Conso équivalente de foyers de 4 pers	<i>foyers</i>	39,3
Emissions CO2 equiv. de véhicules	<i>véhicules</i>	4,6

Déchets radioactifs évités	<i>kg/an</i>	2,21
Sur 30 ans	<i>kg</i>	66,2

Bilan écologique

La production de CO2 due à la production d'énergie à partir de combustibles fossiles contribue pour 50% au phénomène connu sous l'appellation d'effet de serre.

Le chiffre moyen utilisé est basé sur le chiffre proposé par l'ADEME pour la production d'électricité moyenne en France : 80 g CO2/kWh. Ce chiffre intègre la production nucléaire et la production par centrales à flamme.

L'estimation des déchets radioactifs par kilowatt heure produit est de 12 mg/kWh (EDF).

La référence moyenne européenne est de 360 g CO2/kWh. En prenant cette référence, les chiffres ci-dessus devraient être triplés.

En toute rigueur, il faut considérer "l'énergie grise" des composants du générateur photovoltaïque, c'est-à-dire l'énergie employée pour les fabriquer. C'est pourquoi la méthode de calcul ACV (Analyse du Cycle de Vie) est privilégiée.

5. BILAN ECONOMIQUE

5.1. Évaluation du coût des installations photovoltaïques

Le coût d'un générateur photovoltaïque comprend les éléments suivants :

- La maîtrise d'œuvre (conception, consultation, suivi de chantier et démarches de raccordement au réseau) ;
- La fourniture et pose du système d'intégration ;
- La fourniture et pose des modules photovoltaïques ;
- Les raccordements, incluant boîtes de jonction, chemins de câbles, câbles et connexions ;
- Les coffrets électriques de protection ;
- Les onduleurs, locaux techniques, existants à aménager, ou à construire ;
- Les appareils de mesure et système de suivi.

Un générateur photovoltaïque nécessite très peu de maintenance. Néanmoins, le matériel électrique employé, notamment les onduleurs, sont susceptibles d'être partiellement remplacés au cours de la vie de l'installation (essentiellement les cartes électroniques de puissance ou de commande).

Le bilan économique est obtenu en combinant les principaux paramètres suivants :

- La totalité des investissements nécessaires à la production solaire ;
- Les coûts annuels d'exploitation ;
- La productivité énergétique de l'installation PV et le prix de valorisation de chaque kWh.

A ces éléments de base, pour établir le bilan financier sur 30 ans, on ajoute les hypothèses suivantes :

- Taux d'augmentation du coût des frais annexes (maintenance, assurances, ...) : + 1,5% par an ;
- Taux d'augmentation du coût de fourniture de l'électricité : +3% par an ;
- Apports en propre : 100 % ;
- Taux d'actualisation de 2,5% ;
- Baisse de rendement de l'installation de 0,4%/an ;
- Autoconsommation avec injection de surplus : des économies réalisées sur la fourniture d'électricité, le TURPE et la CSPE (sur la part autoconsommée) ;
- Tarif de valorisation du kWh injecté (excédent).

Dans le tableau ci-dessous figurent les détails du CAPEX et des OPEX estimés :

CAPEX	€
Fourniture et pose système d'intégration	38 874
Fourniture et pose modules photovoltaïques	88 350
Câblage et équipements électriques (DC/AC/TDGS)	33 573
Onduleurs	21 204
Mise en place du chantier	10 000
Frais de raccordement ENEDIS	8 000
Ingénierie (BC, Dev, MOE)	16 000
Câblage AC jusqu'au point de livraison	3 360
Armoires électriques	7 000
Investissement total (€HT)	226 361
Subvention (€)	0
Investissement net de subvention (€HT)	226 361
Prix au Wc (€HT/Wc)	1,28

Estimation du CAPEX

Les coûts d'exploitation en année 0 ont également été estimés :

OPEX	€HT/an
Taxe IFR	488
Maintenance et entretien	1 060
Assurances RC	530
Télesuivi (€/kW/an)	300
Charges d'exploitation totales (€HT/an)	2 378

Estimation de l'OPEX

5.2. Résultats des simulations économiques

Les tableaux ci-dessous présentent les bilans économiques du projet :

Scénario 1 : Autoconsommation avec vente de surplus – (176,7 kWc)			
Principaux résultats énergétiques			
Installation solaire			
Puissance totale installée	176,7 kWc		
Puissance des onduleurs	150,0 kVA		
Dégradation performance	0,50 % / an		
Bilan énergétique en autoconsommation			
Puissance du générateur en autoconsommation	176,7 kWc		
Energie PV produite	197 706 kWh / an		
Energie autoconsommée	165 153 kWh / an		
Energie excédentaire	32 554 kWh / an		
Taux d'autoconsommation	83,5 %		
Puissance excédentaire maximale	122 kW		
Ratio Pmax/Pinst	0,69		
Consommation annuelle cumulée	1 729 200 kWh		
Facture annuelle électricité	283 696 € HTVA		
Coût moyen électricité réseau	17,46 c€ HTVA / kWh		
Valorisation énergie PV	16,89 c€ HTVA / kWh		
Hausse prix électricité	3,0 % / an		
BILAN ECONOMIQUE SUR 30 ANS		RESULTATS SUR L'INVESTISSEMENT	
Energie produite	5 520 588 kWh	Taux d'actualisation	2,5 % / an
Durée d'amortissement	20 ans	CA actualisé sur 30 ans	875 154 €
CAPEX net de subvention	226 361 €	Résultat avant impôt sur 30 ans	986 690 €
PEX - produits moyens	43 411 € / an	TRB (Temps de Retour Brut)	5,6 ans
CEX - charges moyennes	2 976 €	TRI (Taux de Rentabilité Interne)	13,19%
LCOE PV sans aide financière	7,38 c€ / kWh	VAN (Valeur Actuelle Nette)	487 001 €
LCOE PV avec aide financière	7,38 c€ / kWh	TRA (Temps de Retour Actualisé)	9,9 ans
LCOE électricité réseau	17,46 c€ / kWh	TEC (Tx d'enrichissement du capital)	2,15
Bilan économique scénario 1			

Dans ce scénario, l'investissement total est de **226 236€**. En moyenne sur 20 ans, les économies sur la facture d'électricité liées à l'énergie autoconsommée sur site s'élèvent à **43 411€/an**. En année 0, les économies sur facture représentent **27 898€/an** et la recette de la vente de surplus est de **3 604€/an**. Ce scénario présente un temps de retour actualisé (TRA) sur investissement de **9,9 ans** (5,6 ans non actualisé). Le Business Plan fourni en annexe détaille les résultats année par année.

5.3. Récapitulatif des résultats

Ci-dessous le tableau récapitulatif des résultats énergétiques et financiers :

Consommation annuelle	<i>kWh/an</i>	1 729 200
Consommation moyenne	<i>kWh/mois</i>	144 100
Puissance soutirée maximale	<i>kW</i>	500
Puissance PV installée	<i>kWc</i>	176,7
Surface de l'installation	<i>m²</i>	840
Productible	<i>kWh/kWc.an</i>	1 119
Energie produite	<i>kWh/an</i>	197 706
Energie autoconsommée	<i>kWh/an</i>	165 153
Energie excédentaire	<i>kWh/an</i>	32 554
Energie produite en injection totale	<i>kWh/an</i>	0
Taux d'autoconsommation	<i>%</i>	83,5
Taux d'autoproduction	<i>%</i>	9,6
Taux d'excédent	<i>%</i>	16,5
Facture d'électricité annuelle avec PV	<i>€ HTVA</i>	283 696
Coût moyen électricité	<i>c€ HTVA / kWh</i>	17,46
Coût moyen effacé	<i>c€ HTVA / kWh</i>	16,89
Investissement total	<i>€ HT</i>	226 361
Charges d'exploitations - année 0	<i>€ HT</i>	2 378
Revenus - année 0	<i>€ HT</i>	31 502
Temps de Retour Brut	<i>ans</i>	5,6
TRI projet	<i>%</i>	13,19%
VAN projet	<i>€</i>	487 001
TRA projet	<i>ans</i>	9,91
Subvention demandée	<i>€/Wc</i>	0,00
Subvention demandée	<i>€</i>	0
Subvention demandée	<i>%</i>	0,0

Récapitulatif des résultats

6. CONCLUSION

Nature de la zone accueillant les capteurs solaires (toit)	
Il convient de s'assurer de la compatibilité entre la couverture bitumée avec la mise en place d'une centrale photovoltaïque. La compatibilité entre le système d'intégration et la toiture devra être vérifiée.	
Orientation	
Orientation : Est-Ouest. Le productible est intéressant : 1119 kWh/kWc/an.	
Inclinaison envisageable	
Inclinaison du toit de 4°. Réhausse de 10° du système d'intégration.	
Masques au rayonnement solaire	
Les ombrages proches et lointains sont négligeables : 1,08 % de pertes annuelles.	
Raccordement	
Le raccordement du générateur est prévu sur le TGBT du bâtiment. Les coûts de raccordement ne seront donc pas excessivement élevés. ENEDIS confirmera ces coûts lors de la demande de raccordement.	
Implantation	
Peu de variantes techniques possibles à l'implantation Est-Ouest.	
Faisabilité scénario 1	
Bonne valorisation des kWh produits grâce à un talon de consommation et des pics de consommations importants (500 kW). Aucun obstacle technique à la réalisation du scénario 1.	
Conclusion	
Le projet présente un réel intérêt en termes énergétiques et financiers. Il permet d'effacer une part importante de la consommation d'électricité du bâtiment concerné. Une augmentation de la consommation le week-end permettrait d'augmenter les économies d'énergie réalisée grâce à la production d'électricité et ainsi améliorer la rentabilité du projet.	
Prochaines étapes du projet	
Dépôt de permis de construire. Si l'avant-projet est validé, la phase de maîtrise d'œuvre pourra commencer. Elle comporte les phases suivantes : Rédaction du DCE, Consultation des entreprises, Analyse des offres (ACT), Chantier (DET) puis Mise en service.	

7. ANNEXES

Annexe 1 : Business Plan

Annexe 2 : Plans d'implantation du générateur photovoltaïque

Annexe 3 : Notes de dimensionnement PVSyst

Annexe 4 : Matériel préconisé