



AGENCE DE L'EAU SEINE NORMANDIE

30 CHAUSSEE DU PORT, 51000 CHALONS-EN-CHAMPAGNE

V1- Date de diffusion 11/12/2023



Etude de faisabilité photovoltaïque

MAITRISE D'OUVRAGE :



MOA
30 Chaussée du Port
51000 Châlons-en-Champagne

GUILMAIN Anne-Louise
Cheffe du Service Politiques Régionales, Affaires
Générales, Connaissance et Politique Territoriale
Direction territoriale Vallées de Marne
T 03 26 66 25 78
@ guilmain.annelouise@aesn.fr

ASSISTANT MOA :



ALTEREA AGENCE NORD
8 rue Anatole France
59000 LILLE
T 03 69 24 12 43

Elisabeth MAES
Cheffe de projets
@ emaes@alterea.fr

SUIVI DU DOCUMENT :

Indice	Date	Modifications	Rédaction	Vérification	Validation
1	11/12/2023	Version initiale	JSAU	NPET	EMAE

contact@alterea.fr – www.alterea.fr

Siège et Agence Ouest

26 bd Vincent Gâche
CS 17502
44275 Nantes Cedex 2
T 02 40 74 24 81

Agence de Paris - IDF

23 Avenue d'Italie
75013 Paris
T 01 46 28 31 89

Agence Nord

8 rue Anatole France
59000 Lille
T 03 69 24 12 43

Agence Sud-Ouest

Immeuble Perspective
2 rue du Jardin de l'Ars
33800 Bordeaux
T 05 54 52 92 23

Agence Sud – Est

Immeuble Le Panoramique
83/85 boulevard Marius Vivier Merle
69003 Lyon
T 04 87 91 26 15

Agence Est

3 quai Kléber
67000 Strasbourg
T 03 69 24 37 99

Agence Sud

Newton Joliette
113 rue de la République
CS 10491
13235 Marseille 02
T 04 13 35 01 67

Agence Occitanie

10 place Alfonse Jourdain
31000 Toulouse
T 05 54 52 92 23

SOMMAIRE

1	RECAPITULATIF DE L'ETUDE	5
1.1	OBJET DE L'ETUDE	5
1.2	SYNTHESE	5
2	PRESENTATION GENERALE	6
2.1	PRESENTATION DU PROJET	6
2.1.1	PRESENTATION DU SITE	6
2.1.2	VUE AERIENNE	7
2.1.3	CONTRAINTES ARCHITECTURALES	7
2.1.4	CONTRAINTES AERONAUTIQUES	8
2.1.5	CONTRAINTES DU A LA NATURE DU TERRAIN (OMBRIERE)	8
2.1.6	CONTRAINTES RESEAUX (OMBRIERE)	8
2.1.7	DOCUMENTS ANALYSES	8
3	ANALYSE DE L'EXISTANT	9
3.1	PRESENTATION DE L'EXISTANT	9
3.1.1	PREAMBULE	9
3.1.2	PARKING VL NORD	9
3.2	GISEMENT SOLAIRE	11
4	DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION	12
4.1	TARIFS DE RACHAT	12
4.2	ANALYSE DES CONSOMMATIONS ELECTRIQUES	13
4.3	UTILISATION D'UNE FLOTTE DE VEHICULES ELECTRIQUE	14
5	IMPLANTATIONS ETUDIEES	15
5.1	PRISE EN COMPTE DE L'ENVIRONNEMENT	15
5.2	TYPE D'INTEGRATION ETUDIE	17
5.2.1	OMBRIERE	17
5.3	PRESENTATION DE L'INSTALLATION ETUDIEE	17
5.3.1	VARIANTE 1 – TALON DE CONSOMMATION : 7,11 kWc	18
5.3.2	VARIANTE 2 – POTENTIEL MAXIMUM : 88,88 kWc	20
5.4	INSTALLATIONS ELECTRIQUES	22
5.4.1	ARMOIRES DC	22
5.4.2	ONDULEURS ET ARMOIRE AC	22
5.4.3	CABLAGE ELECTRIQUE	23
5.4.4	RACCORDEMENT AU RESEAU ELECTRIQUE	25
5.5	SYNTHESE DE L'OPPORTUNITE D'INSTALLATION	26
6	ANALYSE ECONOMIQUE	27
6.1	INVESTISSEMENTS ET COUTS DE FONCTIONNEMENT	28
6.2	TEMPS DE RETOUR ET COMPTES DE RESULTATS	29
6.3	LCOE ET TRI	30

7 CONCLUSION

31

1 RECAPITULATIF DE L'ETUDE

1.1 Objet de l'étude

L'étude a pour objectif d'étudier la faisabilité technique et économique du projet d'implantation de panneaux solaires photovoltaïques sur les parkings du site de l'Agence de l'Eau Seine Normandie à Châlons-en-Champagne.

La mission consiste donc à proposer des solutions techniques adaptées au contexte et à les comparer.

L'étude analysera deux variantes :

- Variante 1 : dimensionnement au talon de consommation
- Variante 2 : dimensionnement au potentiel maximum

Pour chaque variante, trois scénarios seront proposés :

- Vente totale
- Autoconsommation individuelle totale
- Autoconsommation individuelle avec injection du surplus

Nous abordons dans ce cadre les besoins liés à l'installation photovoltaïque, sans tenir compte des besoins concernant les autres thématiques telles que le confort thermique, l'efficacité énergétique du bâtiment, ou tout autre domaine d'expertise, qui seront pris en compte dans les audits énergétiques menés en parallèle.

1.2 Synthèse

Bilan de l'opportunité									
Structure	⚠	Orientation	✅	Inclinaison	✅	Surface disponible	✅	Masques solaires	✅
Locaux techniques	✅	Câblages	⚠	Raccordement	✅	Règlementation	✅		
● Avis Favorable									

Solution préconisée : Variante 2 en autoconsommation avec injection du surplus				
Puissance	Production PV	Taux d'autoconsommation	Estimation d'investissement global	Temps de retour sur investissement
88,88 kWc	85,65 MWh	28,8%	172 900 €HT	20 ans

2 PRESENTATION GENERALE

2.1 Présentation du projet

2.1.1 Présentation du site

Fiche d'identité	
Nom du site	Agence de l'Eau Seine Normandie
Adresse	30 Chaussée du Port, 51000 Châlons-en-Champagne
Année de construction / rénovation	NC
Périmètre étudié	Parking
Classement (code du travail, habitation, ERP)	ERP classe 5
Surface parking	1350 m ² dont 945 m ² disponibles
Elévation	RDC
Période d'ouverture	Toute l'année sauf 2 jours pendant la période de Noël

Horaires d'ouvertures au personnel						
Lundi	Mardi	Mercredi	Jeudi	Vendredi	Samedi	Dimanche
7h00	7h00	7h00	7h00	7h00	-	-
18h30	18h30	18h30	18h30	18h30	-	-

Horaires d'ouvertures au public						
Lundi	Mardi	Mercredi	Jeudi	Vendredi	Samedi	Dimanche
8h30 - 12h00	8h30 - 12h00	8h30 - 12h00	8h30 - 12h00	8h30 - 12h00	-	-
13h30 - 17h00	13h30 - 17h00	13h30 - 17h00	13h30 - 17h00	13h30 - 17h00	-	-

2.1.2 Vue aérienne



Parking VL étudié

Limite de parcelle

La Maitrise d'Ouvrage a souhaité étudier l'implantation des panneaux photovoltaïque uniquement sur le parking au Nord du bâtiment.

2.1.3 Contraintes architecturales

Le PLU de la ville de Châlons-en-Champagne ne présente pas de contre-indications à la mise en œuvre de panneaux solaires photovoltaïques :

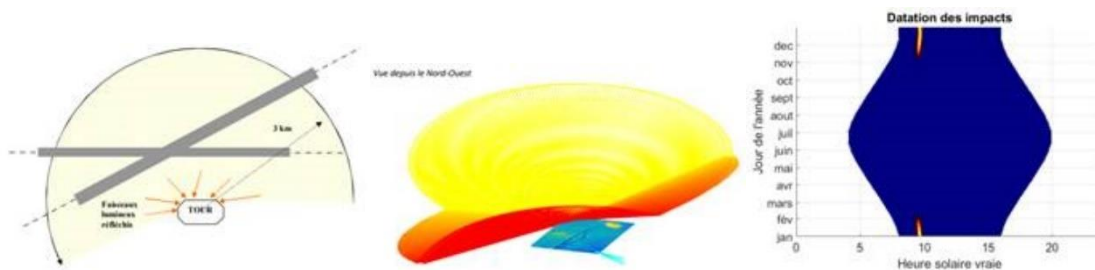
<https://www.geoportail-urbanisme.gouv.fr/map/#tile=1&lon=4.352617850456045&lat=48.96272163523676&zoom=12&mton=4.356047&mlat=48.962519>

Les bâtiments protégés au titre des monuments historiques sont répertoriés dans la base Mérimée (<http://atlas.patrimoines.culture.fr>).

Le site de l'AESN est situé à plus de 500 m des bâtiments inscrits/classés. La mise en place de panneaux solaires en toiture ne devrait pas être soumise à l'avis de l'Architecte des Bâtiments de France (ABF).

2.1.4 Contraintes aéronautiques

Une installation photovoltaïque située à moins de 3 km d'un aéroport, aérodrome ou d'un héliport est soumise à une étude de réverbération. Il faudra donc prendre en compte les contraintes éventuelles associées à cette proximité lors de la phase de conception.



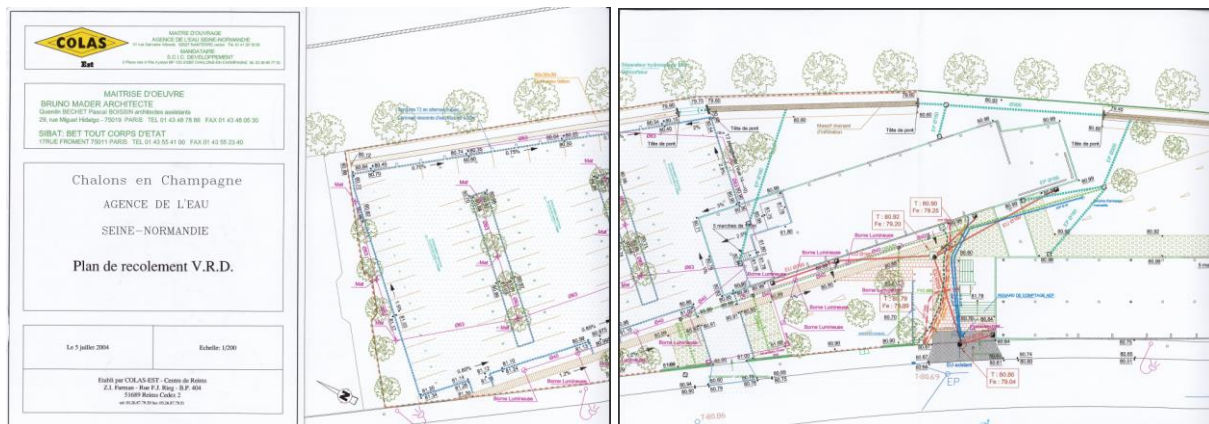
Extrait d'une étude de réverbération (Source Eau de Paris)

Il n'y a ni aéroports, ni aérodromes, ni héliport à proximité du site. L'installation photovoltaïque ne sera pas soumise à une étude de réverbération auprès de la Direction générale de l'aviation civile.

2.1.5 Contraintes dû à la nature du terrain (ombrière)

Une étude de sol a été réalisée par la MOA. **Cependant, nous ne l'avons pas encore reçue.**

2.1.6 Contraintes réseaux (ombrière)



Le plan de recollement VRD nous a été transmis par la MOA. Les réseaux ne présentent pas de point de conflit avec les réseaux existants.

2.1.7 Documents analysés

Les documents analysés et fournis par la MOA sont :

- Les relevés de factures mensuelles des trois dernières années
- Les relevés de consommation 2022 au pas de temps 10 min
- Une facture « tarif été » et une facture « tarif hiver »
- Le plan de recollement VRD
- La carte PPRI du site
- Le DOE de l'existant

3 ANALYSE DE L'EXISTANT

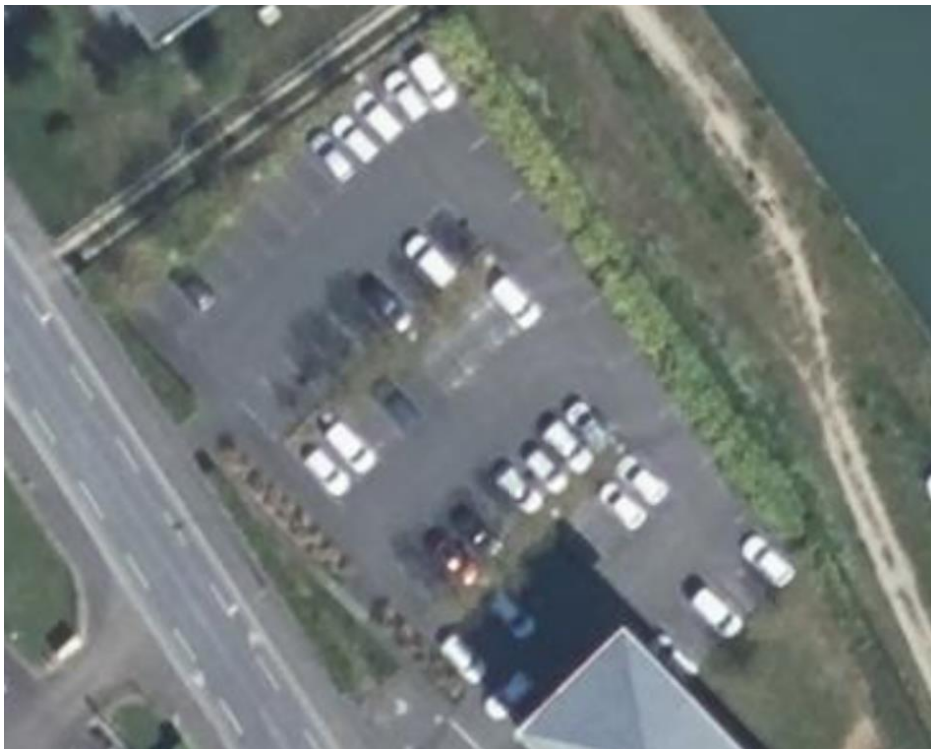
3.1 Présentation de l'existant

3.1.1 Préambule

La visite du site a eu lieu le 20/11/2023.

3.1.2 Parking VL Nord

Le parking est constitué de trois allées de longueur unitaire de 30 mètres environ. Il est composé de 57 places réparties sur une surface de 1 350 m².



Dans le cadre d'une campagne de désartificialisation des sols, le parking a pour projet d'être aménagé. Il sera envisageable alors de modifier quelques éléments : les haies entourant le parking peuvent être remplacées, les deux noues centrales gazonnées peuvent accueillir les poteaux des ombrières.

On note la présence d'arbres et lampadaires. Les arbres peuvent être supprimés, les lampadaires seront ajustés ou supprimés.



Première allée du parking



Deuxième allée du parking

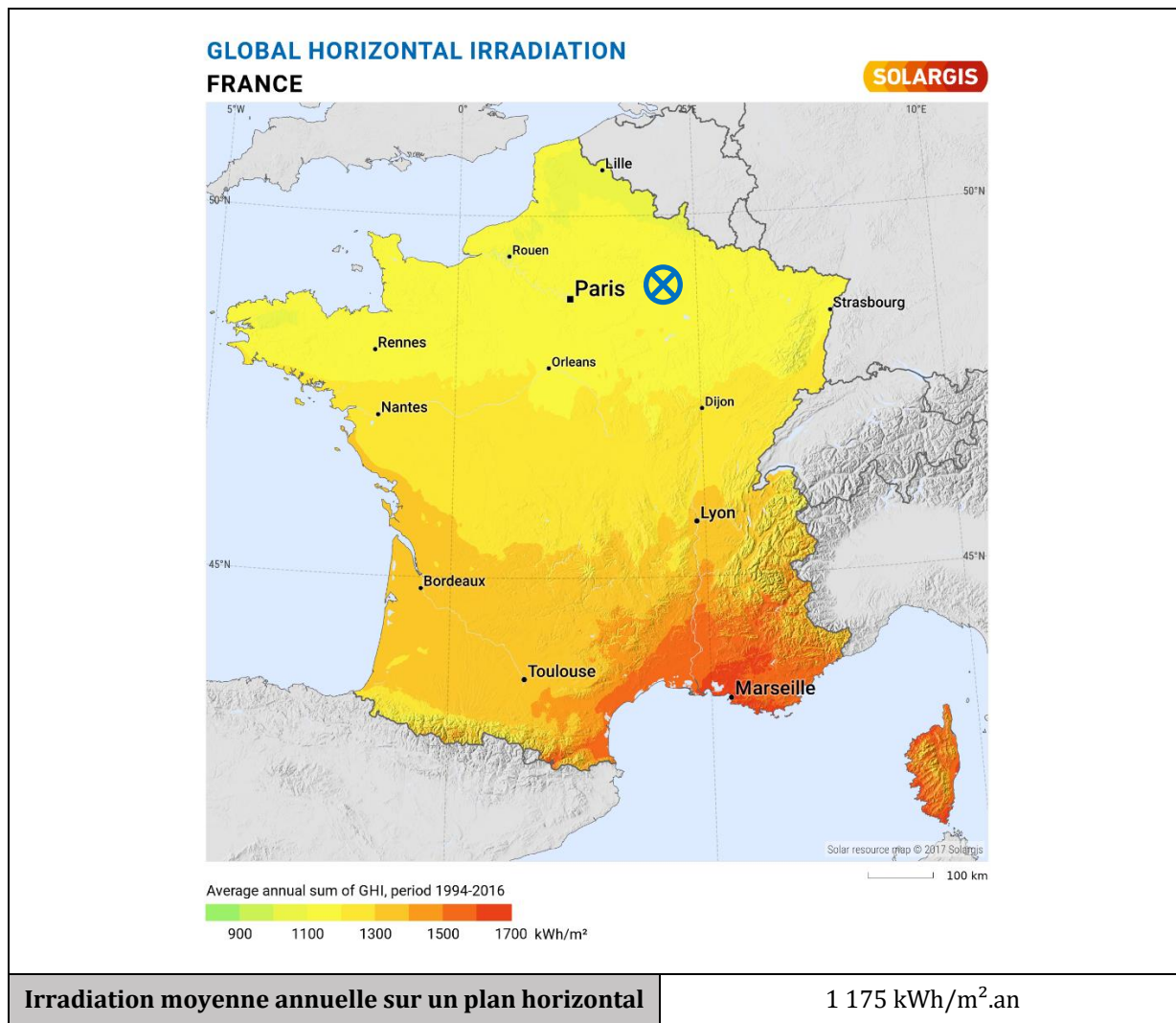


Troisième allée du parking



Parking vélos

3.2 Gisement solaire



4 DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION

4.1 Tarifs de rachat

L'obligation de rachat de l'électricité produite présente des tarifs différents selon la puissance de l'installation et l'intégration des panneaux. Le tableau ci-dessous présente les tarifs de rachats conventionnels fixés trimestriellement par arrêté ministériel.

Ces tarifs sont remis à jour tous les trimestres.

Les tarifs et primes pour le trimestre en cours ne sont à ce jour pas publiés dans l'attente d'un arrêté modificatif.

Du 01/05/2023 au 31/07/2023				
Type d'installation	Puissance de l'installation	Vente en totalité	Autoconsommation	
			Rémunération énergie injectée en surplus	Prime à l'investissement
Sur bâtiment	≤ 3 kWc	23,95 c€/kWh	13,39 c€/kWh	51 c€/Wc
	≤ 9 kWc	20,35 c€/kWh	13,39 c€/kWh	38 c€/Wc
	≤ 36 kWc	14,58 c€/kWh	8,03 c€/kWh	21 c€/Wc
	≤ 100 kWc	12,68 c€/kWh	8,03 c€/kWh	11 c€/Wc
Sur bâtiment, ombrière ou hangar	≤ 500 kWc	13,12*K _{N+P} /K _N c€/kWh (1)	13,12*K _{N+P} /K _N c€/kWh (1)	-
	> 500 kWc	<p>Les tarifs pour des installations de P > 500 kWc ne sont pas réglementés. Ils dépendent du marché.</p> <p>Dans notre cas, le tarif sera fixé dans le cadre d'opération collectivité et de CPPA.</p> <p>Le prix spot est en moyenne autour de : 10 c€/kWh</p>		

- (1) Les tarifs pour les installations de 100 à 500 kWc sont indexés sur les coefficients K_N et K_{N+P} avec K_N le coefficient en vigueur lors de la demande de raccordement et K_{N+P} le coefficient en vigueur un ou deux trimestres après la demande selon la date de la mise en service. Dans notre étude, ne sachant comment vont évoluer ces coefficients, le tarif pris en compte est 13,12 c€/kWh.

4.2 Analyse des consommations électriques

Les données ci-dessous sont issues des relevés de factures mensuelles de 2020 à 2022 transmis par la MOA.

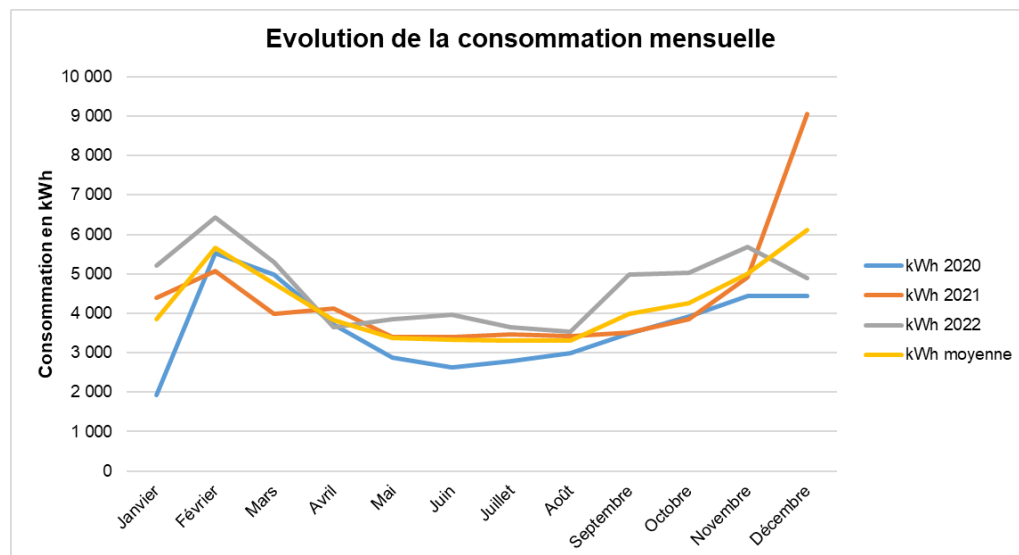
Les consommations ne sont pas détaillées sur la période de janvier 2022 à mai 2022. Un lissage de la consommation sur cette période a été effectué afin de rendre le graphe de l'évolution des consommations mensuelles plus lisible.

Les relevés de consommations au pas de temps 10 min ont été communiqués par la MOA pour l'année 2022. Il apparaît donc que seule l'année 2022 est vraiment exploitable.

Pour réaliser cette étude, les consommations au pas de temps 10 minutes de 2022 ont été comparées aux consommations mensuelles de la même année. Cette analyse présente quelques écarts, minimes, dus au lissage probablement approximatif des consommations de janvier à mai. Pour la suite de l'étude, nous nous baserons sur les points 10 minutes ENEDIS.

L'installation est composée d'un compteur général, situé dans le local TGBT, de puissance souscrite 42 kVA, qui couvre l'ensemble des consommations du site.

Analyse des consommations



Sur les 3 années, on aperçoit nettement un creux de consommation mensuelle durant les mois estivaux. En effet les besoins en chauffage et éclairage y sont moins importants. La consommation étant minimale en été, il conviendra de vérifier l'adéquation avec la production photovoltaïque en autoconsommation pour cette période.

Sur les années 2020 & 2021, on remarque des consommations plus faibles que l'année 2022. Cela peut s'expliquer par la crise sanitaire entraînant une forte période de télétravail. Cependant la fin d'année 2021 montre une nette augmentation des consommations. Elle pourrait supposer un rattrapage de consommations au niveau des factures.

Nota : L'application du décret tertiaire devrait induire des baisses de consommations finales sur le site. L'étude ne simule pas cet état projeté.

Synthèse des consommations annuelles :

Consommations énergétiques		2020	2021	2022	Moyenne
Electricité	Consommations [kWh _{EF}]	43 716	52 588	56 157	50 820
	Emissions de CO ₂ (kg _{éq.CO2})	2 798	3 366	3 594	3 253

Pour l'étude, l'année 2022 a été utilisée comme référence (consommation la plus fiable par rapport aux données transmises).

Pour les installations en autoconsommation, il est important de vérifier que la puissance appelée par le site est cohérente vis-à-vis de la puissance de l'installation photovoltaïque notamment sur les périodes semaine / week-end et été / hiver.

Les coûts unitaires par tranches de consommations sont les suivants :

	Coût unitaire en €TTC/kWh
HPH	0,2118
HCH	0,1775
HPE	0,1303
HCE	0,1428

Les coûts unitaires reprennent les parts variables (hors parts fixes qui seront dues dans tous les cas).

Ces tarifs unitaires ont été fournis par la maîtrise d'ouvrage via les factures d'août et de novembre 2022.

4.3 Utilisation d'une flotte de véhicules électrique

Le site est actuellement équipé de 2 bornes de recharge. La consommation de référence utilisée pour réaliser cette étude de faisabilité prend bien en compte les consommations liées à ces bornes.

La MOA envisage d'ajouter 3 bornes supplémentaires. Il en résulterait une augmentation des consommations, et donc une amélioration du TRI (temps de retour sur investissement) de l'installation photovoltaïque étudiée.

5 IMPLANTATIONS ETUDIÉES

5.1 Prise en compte de l'environnement

Sur ce site, il est proposé d'étudier la mise en place des panneaux photovoltaïques en ombrières de parking (VL & vélos).

Dans le cadre d'une installation au potentiel maximum, la majorité des places de parking a été équipée hormis les emplacements qui seront réservés au futur « Showroom », et les espaces enclavés entre les arbres et le bâtiment. Ainsi, les emplacements de parking trop proches du bâtiment ne sont pas pertinents à l'installation de panneaux (cf : simulation ci-dessous) :



Extrait de simulation avant filtrage des modules

Les modules de couleurs rouges montrent un impact important sur leur productivité dû aux masques solaires. On filtrera les zones trop ombragées (à irradiation faible), c'est-à-dire, dont la limite basse se situe à 850 kWh/m²/an pour la moitié Nord de la France.

Afin d'éviter de mettre en place des panneaux solaires qui ne produiront pas de manière optimale, nous appliquons un filtre (cf : annexe 8.2) permettant de conserver uniquement une installation avec un rendement intéressant. On remarque alors que l'ensemble des panneaux restent pertinents, y compris sur le parking vélos. Aucune modification de l'installation ne sera donc effectuée.

Ainsi, sur ce site, il est proposé d'étudier la mise en place des panneaux photovoltaïques en ombrière sur la majorité du périmètre parking en accord avec la MOA, tout en se limitant à une puissance de production inférieure à 500 kWc afin d'éviter une procédure d'appel d'offre pour la revente de l'électricité.

Le parking bénéficie aux VL, les bas de pente des ombrières seront donc positionnés à une hauteur de 3,5m.

Lors de notre simulation les modules sont représentés par une couleur rouge quand le rendement de production est faible (proche de $850 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{an}$) et en vert quand il est proche du gisement solaire du site ($1\,180 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{an}$).



Extrait de simulation

L'ensemble des modules sur le parking VL sont représentés par une couleur verte, ils permettent une production optimale d'électricité. Les modules au niveau du parking vélos sont représentés par une couleur orangée. Ils permettent un gisement de production compris entre $898 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{an}$ et $1012 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{an}$. Cette fourchette reste supérieure à la limite basse de $850 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{an}$. C'est pourquoi on choisit alors de les garder dans la suite de l'étude.

5.2 Type d'intégration étudié

Le système proposé doit être sous avis technique (ATec) ou Enquête Technique Nouvelle (ETN) et devra être validé par un bureau de contrôle technique indépendant, mandaté par la Maitrise d'Ouvrage.

5.2.1 Ombrière

Charpente avec rail de fixation

Les modules assurent la couverture et l'étanchéité

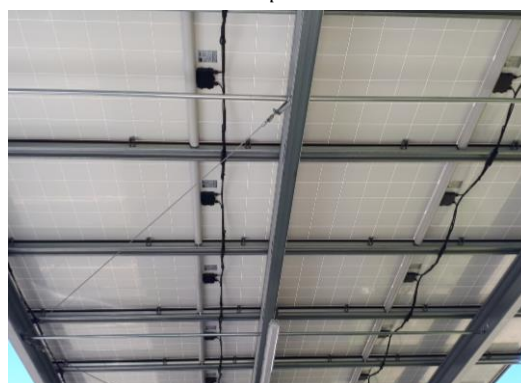
Sous ETN



Ombrières avec poteaux déportés



Ombrières avec poteaux centrés



Source : ADIWATT

Nota : La charge rapportée est de l'ordre de 200 N/m².

Remarques importantes :

- La conformité de la structure métallique ou bois vis-à-vis de la charge rapportée et de l'ETN sera à confirmer par une étude de structure
- La maitrise d'ouvrage et le bureau de contrôle valide une pose sous Enquête Technique Nouvelle (ETN)

Les poteaux seront placés en fond de place de parking pour éviter la gêne lors du stationnement. Ceux-ci pourront être équipé d'arceau de protection ou de bordure.

Pour des questions de coût, les ombrières métalliques ont été privilégiées aux structures bois **cependant il est à noter que les ombrières bois bénéficient d'un bilan carbone jusqu'à 20 fois inférieur.**


Dans les résultats ci-après, aucune autre finition n'a été prise en compte mais il existe diverses possibilités comme l'habillage des rives, la mise en place de gouttières et de descentes d'eau pluviale, ...

La MOA devra tenir compte des éventuels impacts sur la gestion des EP dans le cas de mise en place de gouttières.

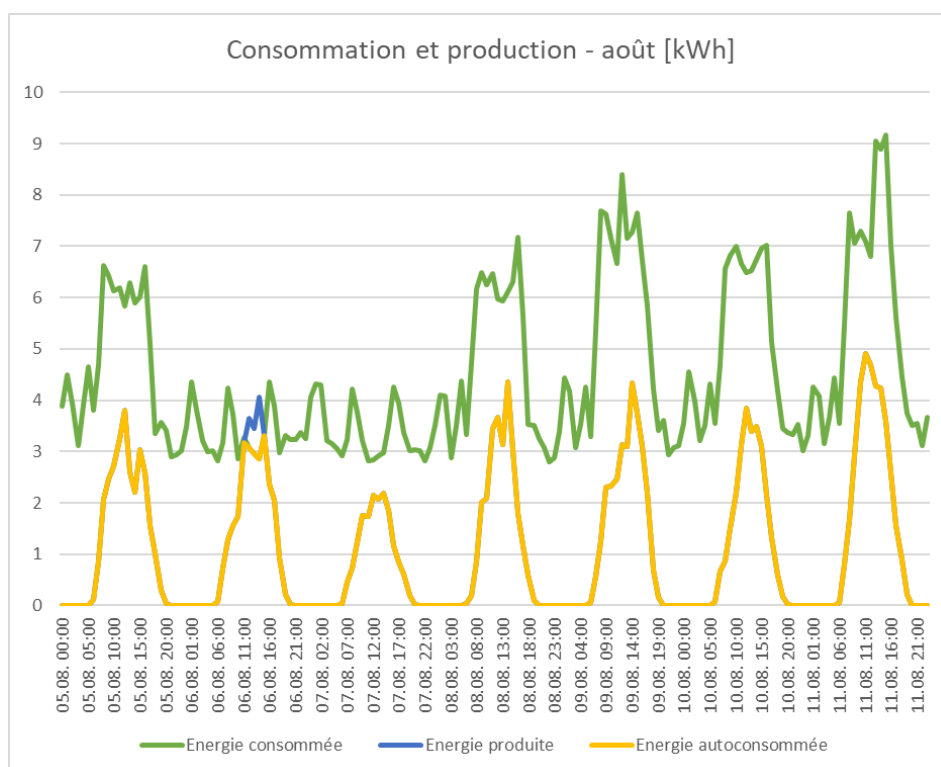
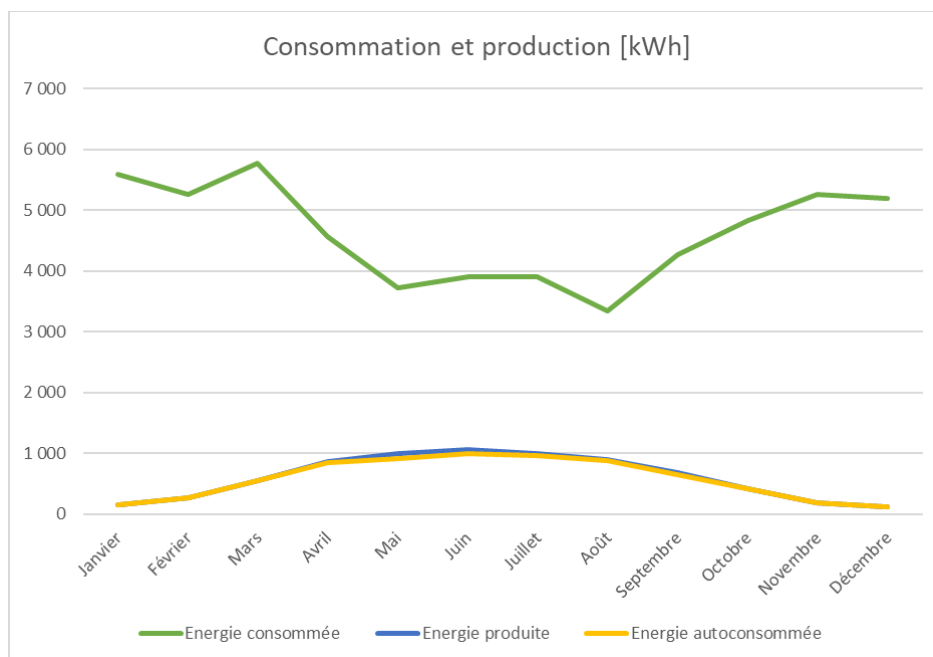
5.3 Présentation de l'installation étudiée

Le paragraphe suivant présente les caractéristiques techniques de l'installation.

5.3.1 Variante 1 – Talon de consommation : 7,11 kWc

<p>Représentation du générateur photovoltaïque</p>	
Implantation	Modules cristallins sur structure autoporteuse de type ombrière photovoltaïque
Orientation ombrière	Sud-Est
Orientation modules	Sud-Est
Inclinaison ombrière	6°
Inclinaison modules	0° selon la pente des ombrières
Nombre panneaux	18 panneaux de 395 Wc
Surface	34 m ²
Puissance installée	7,11 kWc
Nombre onduleurs et puissance	1 onduleur de puissance 6,2 kVA
Commentaires	<ul style="list-style-type: none"> • Taux d'autoconsommation supérieur à 95% • Inclinaison standard pour des ombrières, permettant de minimiser l'impact visuel (delta de hauteur entre le bas et le haut de la pente).

Données de production



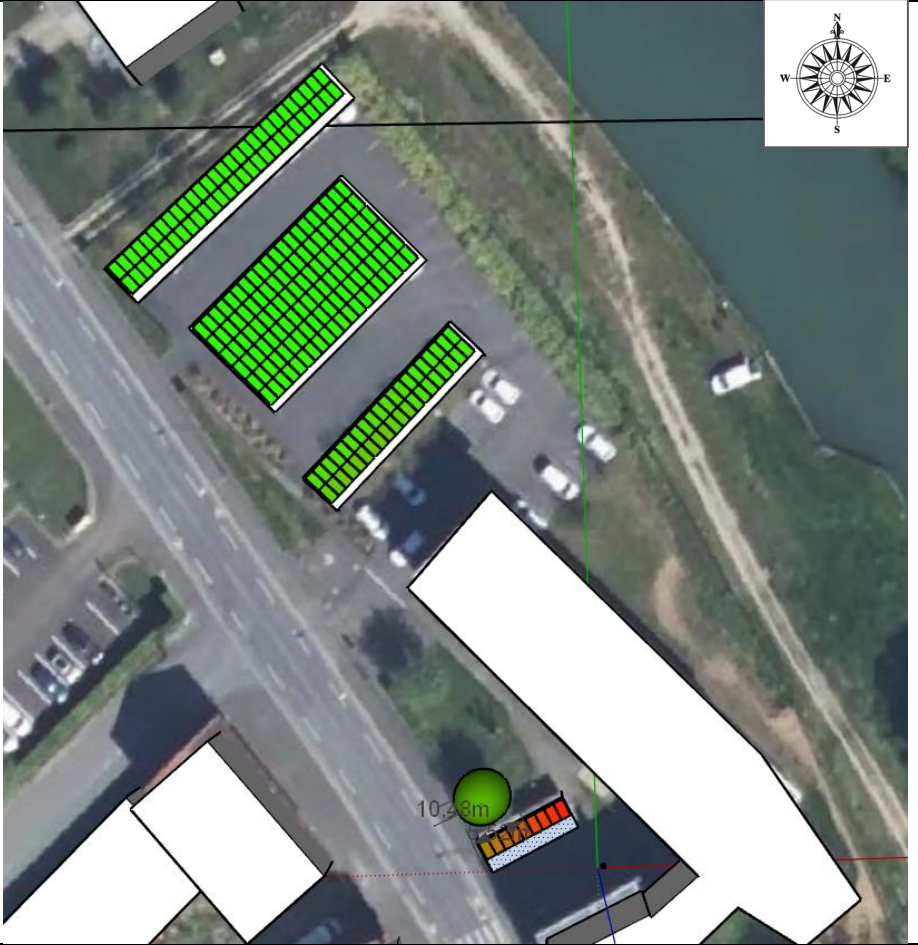
Consommation électrique	55 646 kWh
Production électrique	7 251 kWh
Taux d'autoconsommation	96,6 %
Taux d'autoproduction	12,6 %
Taux de couverture électrique	13,0 %

Taux d'autoconsommation = énergie autoconsommée / énergie produite

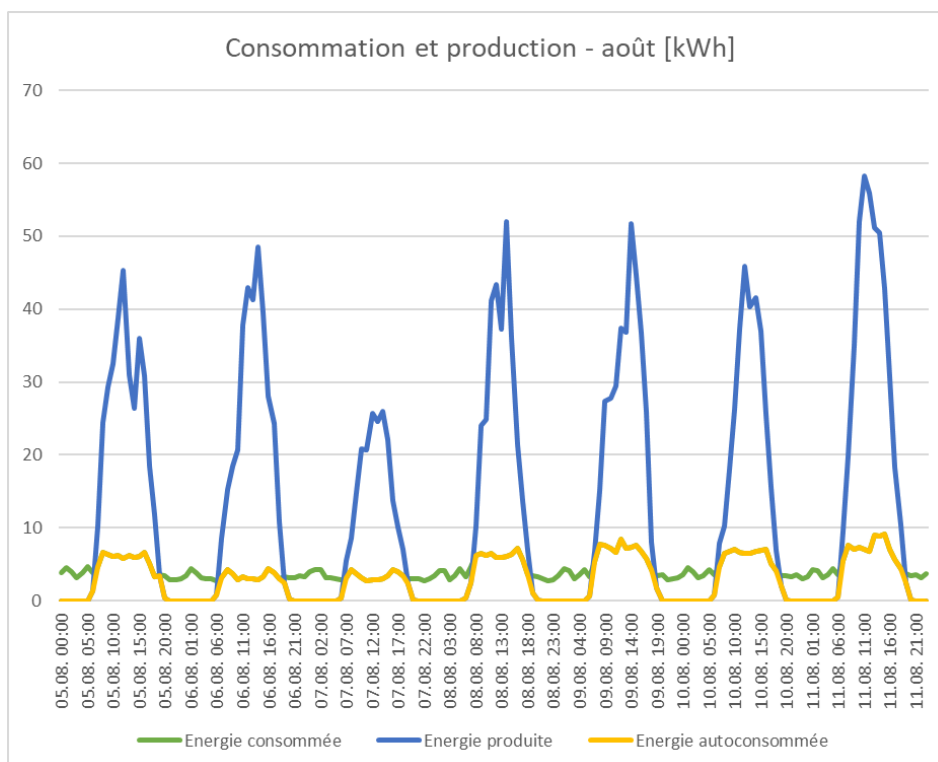
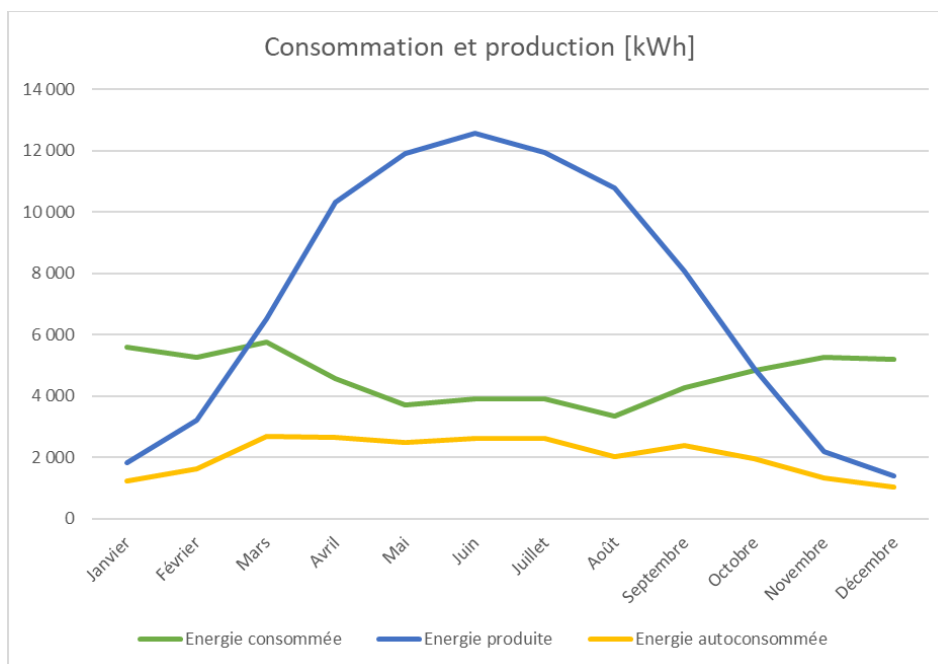
Taux d'autoproduction = énergie autoconsommée / énergie consommée

Taux de couverture = énergie produite / énergie consommée

5.3.2 Variante 2 – Potentiel maximum : 88,88 kWc

<p>Représentation du générateur photovoltaïque</p>	
Implantation	Modules cristallins sur structure autoporteuse de type ombrière photovoltaïque
Orientation ombrière	Sud-Est
Orientation modules	Sud-Est
Inclinaison ombrière	6°
Inclinaison modules	0° selon la pente des ombrières
Nombre panneaux	225 panneaux de 395 Wc
Surface	430 m ²
Puissance installée	88,88 kWc
Nombre onduleurs et puissance	3 onduleurs de puissances respectives [3,3 ; 15 ; 20] kVA et 6 onduleurs de puissance 7,4 kVA
Commentaires	<ul style="list-style-type: none"> • Surface maximale utilisée • Inclinaison standard pour des ombrières, permettant de minimiser l'impact visuel (delta de hauteur entre le bas et le haut de la pente). • Masques proches importants (arbres, bâtiments)

Données de production



Consommation électrique	55 646 kWh
Production électrique	85 649 kWh
Taux d'autoconsommation	28,8 %
Taux d'autoproduction	44,4 %
Taux de couverture électrique	153,9 %

Taux d'autoconsommation = énergie autoconsommée / énergie produite

Taux d'autoproduction = énergie autoconsommée / énergie consommée

Taux de couverture = énergie produite / énergie consommée

5.4 Installations électriques

5.4.1 Armoires DC

Les armoires électriques DC (courant continu) seront installées sur des supports métalliques fixés sur poteaux, sous les ombrières au plus près des modules photovoltaïques.

5.4.2 Onduleurs et armoire AC

Pour limiter les risques pour les services de secours en cas d'incendie et pour limiter les longueurs de câbles (et ainsi limiter les chutes de tension et pertes par effet Joule), les onduleurs seront installés sur les poteaux des ombrières.



Emplacement onduleurs

Il est fortement préconisé de choisir un onduleur permettant un suivi de l'installation à distance (alarmes techniques, production, etc.).

En amont et aval des onduleurs, des dispositifs de coupure adaptés au type de courant (continu/alternatif) devront être placés au plus près de l'onduleur, en armoire DC & AC.



Exemple d'installation de matériels électriques photovoltaïques – Source ALTEREA

5.4.3 Câblage électrique

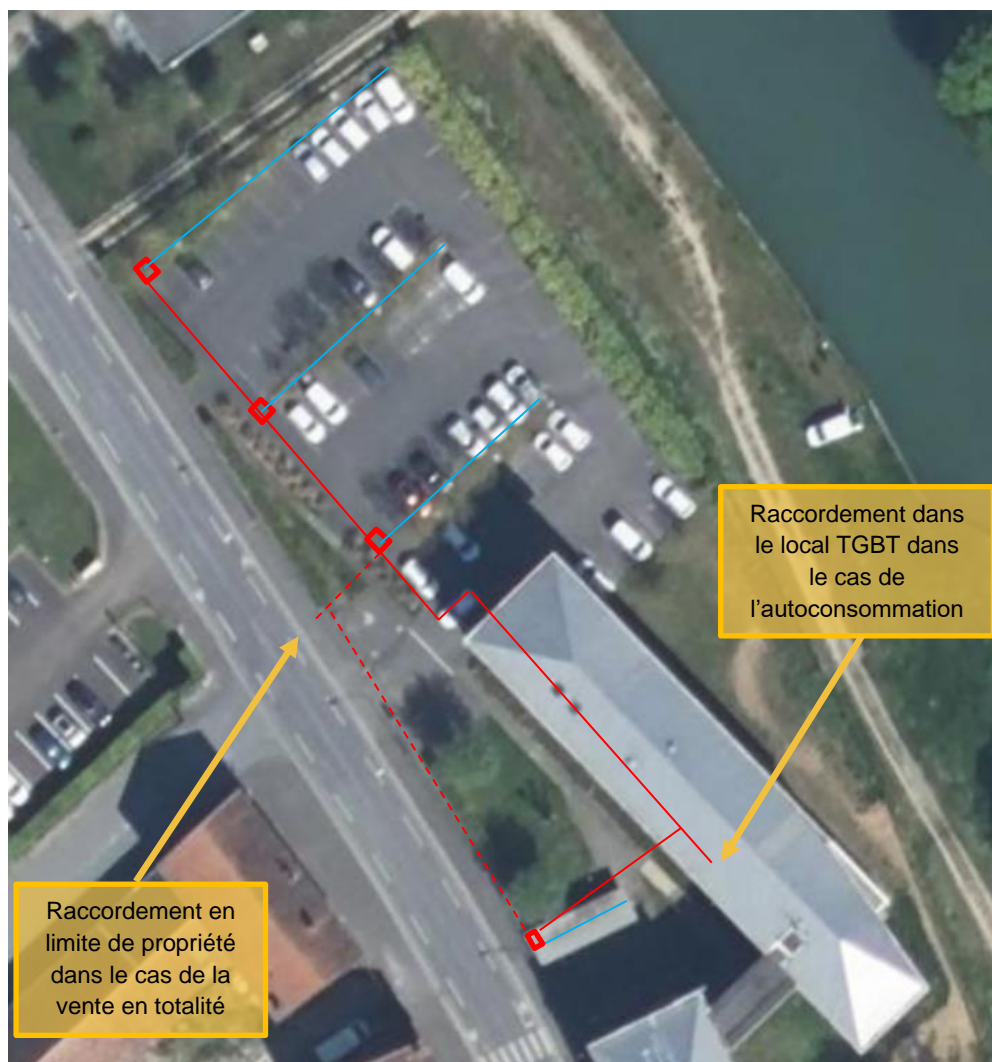
Les câbles seront de classe 2 (2 gaines isolantes pour assurer la protection même en cas de vandalisme), non débroschables, notamment sur la partie continue afin d'éviter les phénomènes d'arcs électriques et de type C2 afin d'avoir le degré coupe-feu suffisant.

Les éléments en tracé en rouge représentent la partie en courant alternatif (AC) de l'installation, et en tracé en bleu la partie en courant continu (DC) de l'installation.

Les éléments en tracé pointillé représentent les raccordements dans le cas d'une vente en totalité, et en tracé plein les raccordements dans le cas de l'autoconsommation.



Variante 1 - Représentation des cheminements de câbles



Variante 2 - Représentation des cheminements de câble

Le passage des câbles en courant continu (bleu) est négligeable du fait de l'installation des onduleurs (encadré rouge) sur les poteaux des ombrières, au plus près des modules.

A proximité des onduleurs (encadré rouge) sera installée l'armoire AC (courant alternatif). Les câbles en courant alternatif (rouge) passeront ensuite par l'extérieur du site, en tranchée puis en passage aérien dans les locaux du bâtiment (le passage en vide-sanitaire est déconseillé de manière générale) pour rejoindre le local TGBT général du site. Ils seront raccordés sur un disjoncteur directement dans le local TGBT, dans une armoire dédiée, dans le cadre de l'autoconsommation.

En vente totale, les câbles en courant alternatif rejoindront le point de raccordement en limite de propriété.

Le câblage AC et DC sera dimensionné de manière à limiter les pertes en ligne au maximum à 1%. Sur tout le périmètre de l'installation une attention particulière sera portée à la signalétique précisant que deux sources de courant sont présentes sur site.

5.4.4 Raccordement au réseau électrique

L'installation photovoltaïque devra être connectée à un réseau de distribution basse tension d'ENEDIS en amont du compteur existant en cas de vente totale, en aval en cas d'autoconsommation.

Vente en totalité

Un deuxième compteur est nécessaire. Il sera placé en limite de parcelle accessible depuis la voirie.

Autoconsommation avec injection du surplus

Le raccordement pressenti est directement dans le local TGBT du site.

Au vu du TGBT il ne semble pas avoir de réserve physique disponible, une armoire supplémentaire sera à créer.

Le réseau concessionnaire en amont du compteur existant devra pouvoir supporter la puissance de production dimensionnée.

La puissance maximale est de 88,88 kWc (soit 82,66 kVA) ce qui est bien supérieure à la puissance souscrite qui est de 42 kVA. Ce point de raccordement risque de ne pas convenir, un renforcement de ligne ou un nouveau raccordement est à prévoir.



Compteur et disjoncteur général dans le local transformateur

5.5 Synthèse de l'opportunité d'installation

L'analyse des possibilités d'implantation de modules photovoltaïques est la suivante :

Nature de l'installation	
Mise en place d'ombrières photovoltaïques. Des ombrières simples avec poteaux déportés et doubles avec poteaux centrés seront choisies. Cela ne devrait pas avoir d'impact sur le nombre de places de stationnement. <i>Sous réserve d'étude de sol</i>	!
Orientation	
Les panneaux sont orientés suivant l'orientation des rangées de stationnement : Sud-Est ce qui est, avec une faible inclinaison, une orientation acceptable, permettant de bénéficier de bons apports solaires tout au long de la journée.	✓
Inclinaison envisageable	
Les panneaux sont inclinés à 6° suivant l'inclinaison de l'ombrière	✓
Surface disponible	
Le parking dispose d'une surface importante de captage.	✓
Masques au rayonnement solaire	
Des masques solaires (arbres) sont présents et vont impacter la productivité. Ils ont été pris en compte dans l'étude et le gisement qui atteint les panneaux reste supérieur à 850 kWh/m ² /an. <i>Un élagage est préconisé (coût non pris en compte). Le retrait des arbres et des lampadaires sur le parking VL est obligatoire (en accord avec la MOA – coût non pris en compte).</i>	✓
Local technique	
Des emplacements adéquats sont disponibles pour les équipements électriques en haut de poteaux sous les ombrières, à proximité des modules.	✓
Câblage	
Le cheminement des câbles en courant continu se fait en haut de poteaux sous les ombrières. La coupure de courant pourra être au plus près des modules. Le cheminement des câbles en courant alternatif se fait en tranchée (jusqu'à la limite du bâtiment), puis via les locaux, en passage aérien. Ces dispositions respectent les prescriptions.	✓
Raccordement	
La puissance injectée est supérieure à la puissance souscrite, un renforcement de ligne ou un nouveau raccordement est à prévoir dans le local TGBT. <i>Les frais de raccordement concessionnaire ne sont pas intégrés</i>	!
Réglementation	
Le PLU ne donne aucune contre-indication concernant l'implantation de panneaux photovoltaïques. Le projet ne sera pas soumis aux services des ABF.	✓
Synthèse de l'étude de la toiture	
L'installation de modules photovoltaïques est favorable.	✓

Légendes : ✓ Favorable ! Favorable avec remarques ou sous conditions ✗ Non favorable

6 ANALYSE ECONOMIQUE

Les hypothèses sont les suivantes :

- Hausse du coût de l'énergie de **3%/an**
- Hausse des frais de maintenance P2 et P3 de **2%/an**
- Perte de rendement sur 20 ans : 10%
- Pas de hausse des tarifs d'achat réglementés et du Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE).
- Pas de hausse de l'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau (IFER).
- Contrat EDF OA d'une durée de 20 ans dans le cas de la vente totale comme de la vente de surplus. Au-delà de cette année, le rachat de l'électricité est fortement diminué (voir graphique ci-dessous)

Les coûts de TURPE indiqués correspondent au surcoût dû à l'installation photovoltaïque.

La solution en vert est celle avec le meilleur temps de retour. C'est également la solution que nous préconisons en termes d'investissement et de rentabilité.

6.1 Investissements et coûts de fonctionnement

Le tableau ci-dessous présente les investissements, les coûts de fonctionnement liés à la TURPE et à la maintenance ainsi que le bilan environnemental.

	Variante 1 : Talon de consommation				Variante 2 : Potentiel maximum					
	1 - Vente en totalité		1 - Autoconsommation sans injection		2 - Vente en totalité		2 - Autoconsommation sans injection		2 - Autoconsommation avec injection	
Puissance de l'installation (kWc)	7,11				88,88					
Surface de l'installation (m²)	34,40				430,20					
Coefficient de performance de l'installation (PR)	83,6%				78,9%					
Rendement annuel spécifique	1 019,9 kWh/kWc				963,6 kWh/kWc					
CAPEX - Investissement (€ ^{HT})										
Moyen de levage et accès - Nacelle télescopique	3 000 €		3 000 €		3 000 €		3 000 €		3 000 €	
Pose et fourniture des modules PV, câblage DC et système d'intégration	11 100 €		11 100 €		137 700 €		137 700 €		137 700 €	
Pose et fourniture des onduleurs	400 €		400 €		4 500 €		4 500 €		4 500 €	
Coût des supports de communication/monitoring	3 500 €		3 500 €		3 500 €		3 500 €		3 500 €	
Pose et fourniture des équipements électriques (câblage AC, armoires, ...)	17 600 €		14 800 €		19 200 €		15 400 €		15 400 €	
Coût de raccordement au réseau amont (hors raccordement ENEDIS)	1 000 €		3 000 €		5 000 €		4 500 €		4 500 €	
Autoconsommation : Adaptation du TGBT	- €		- €		- €		- €		1 500 €	
Investissement travaux	36 600 €	Soit 5,1 €/Wc	35 800 €	Soit 5,0 €/Wc	172 900 €	Soit 1,9 €/Wc	168 600 €	Soit 1,9 €/Wc	170 100 €	Soit 1,9 €/Wc
Prestations intellectuelles (hors calculs des temps de retour)										
Etude de structure (toiture) ou Etude de sol (ombrière)	27 000 €		27 000 €		27 000 €		27 000 €		27 000 €	
Bureau de Contrôle Technique et Coordination SPS	5 000 €		5 000 €		5 000 €		5 000 €		5 000 €	
Bureau de Contrôle Technique et Coordination SPS	4 000 €		4 000 €		4 000 €		4 000 €		4 000 €	
Maîtrise d'œuvre (lot PV)	18 000 €		18 000 €		18 000 €		18 000 €		18 000 €	
Investissement total	63 600 €	Soit 8,9 €/Wc	62 800 €	Soit 8,8 €/Wc	199 900 €	Soit 2,2 €/Wc	195 600 €	Soit 2,2 €/Wc	197 100 €	Soit 2,2 €/Wc
Coûts complémentaires (hors calculs des temps de retour)										
Estimation raccordement au réseau Enedis	9 700 €		4 700 €		27 000 €		17 000 €		17 000 €	
Dépose des mâts d'éclairage	5 000 €		- €		10 000 €		- €		- €	
Eclairage en sous-face des ombrières	900 €		900 €		2 700 €		2 700 €		2 700 €	
Gouttière et descentes EP	500 €		500 €		2 000 €		2 000 €		2 000 €	
Investissement total avec coûts complémentaires	3 300 €		3 300 €		12 300 €		12 300 €		12 300 €	
	73 300 €	Soit 10,3 €/Wc	67 500 €	Soit 9,5 €/Wc	226 900 €	Soit 2,6 €/Wc	212 600 €	Soit 2,4 €/Wc	214 100 €	Soit 2,4 €/Wc
Compte de résultat										
Production ou autoconsommation annuelle	7 251 kWh/an		7 008 kWh/an		85 649 kWh/an		24 685 kWh/an		85 649 kWh/an	
Tarif d'achat réglementé	20,35 c€/kWh		Tarif du site		12,68 c€/kWh		Tarif du site		8,03 c€/kWh	
Vente d'électricité la première année	1 480 €/an		-		10 893 €/an		-		4 910 €/an	
Economie d'électricité la première année	-		1 225 €/an		-		4 636 €/an		4 636 €/an	
Coût complémentaire lié au TURPE	35 €/an		0 €/an		456 €/an		0 €/an		130 €/an	
Coût complémentaire lié à l'IFER	0 €/an		0 €/an		0 €/an		0 €/an		0 €/an	
OPEX - Coût annuel de maintenance P2	500 €/an		500 €/an		1 380 €/an		1 380 €/an		1 380 €/an	
OPEX - Coût annuel de maintenance P3	120 €/an		120 €/an		600 €/an		600 €/an		600 €/an	
Impact environnemental										
Economies de gaz à effet de serre	609 kg/an		589 kg/an		7 194 kg/an		2 074 kg/an		7 194 kg/an	
Equivalence en kilomètres parcourus en voiture	5 537 km/an		5 351 km/an		65 404 km/an		18 850 km/an		65 404 km/an	

Les investissements sont exprimés en €HT et ne prennent pas en compte les éventuels frais liés au coût de raccordement concessionnaire, à la présence d'amiante, le renforcement de la structure, l'élagage des arbres, les réfections de toiture, la réhausse d'acrotère, ...

6.2 Temps de retour et comptes de résultats

Le tableau ci-dessous présente les recettes, l'investissement, les temps de retours bruts et actualisés et les comptes de résultats à 20 ans.

Variantes	Recettes de la première année [€HT]	Investissement total du marché [€HT]	Temps de retour sur investissements		Temps de retour actualisé en intégrant la TURPE, la maintenance P2 et P3, l'IFER [ans]	Compte de résultat à 20 ans avec actualisation [€HT]	Compte de résultat à 20 ans avec actualisation, TURPE, coût de maintenance P2 et P3, IFER [€HT]	Taux de rentabilité interne à 40 ans avec actualisation, TURPE, maintenance P2 et P3, IFER	LCOE à 40 ans avec TURPE, maintenance P2 et P3, IFER et démantèlement [€/MWh]
			Temps de retour brut [ans]	Temps de retour actualisé [ans]					
1 - Vente en totalité	1 480	36 600	25	37	>40	- 8 405	- 24 177	<0%	440
1 - Autoconsommation sans injection	1 225	35 800	30	23	35	- 4 492	- 19 556	1,0%	441
2 - Vente en totalité	10 893	172 900	16	17	30	34 608	22 613	0,6%	160
2 - Autoconsommation sans injection	4 636	168 600	37	26	35	- 45 631	93 740	1,1%	499
2 - Autoconsommation avec injection	9 547	170 100	17	16	20	54 703	3 998	4,9%	148

Le temps de retour brut est le temps nécessaire pour que le cumul des gains et économies annuels équilibrent l'investissement, il ne prend pas en compte la notion d'actualisation.

Le temps de retour actualisé est le nombre d'années nécessaires pour que le cumul des gains et économies annuels actualisés équilibre l'investissement.

Les temps de retour sur investissement sont relativement élevés s'expliquant par le surcoût de la structure des ombrières de parking et la faible quantité d'électricité autoconsommée.

6.3 LCOE et TRI

Le coût actualisé de l'électricité (LCOE) correspond à la somme actualisée des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance et de démantèlement, divisée par la somme actualisée des quantités d'énergie produite sur la durée de vie de l'installation. Le calcul du LCOE est présenté en annexe.

Les hypothèses de calcul sont les suivantes :

- Durée de vie de l'installation : 40 ans
- Taux d'actualisation annuel LCOE : 5%
- Prise en compte du TURPE, de la maintenance P2 et P3
- Les valeurs LCOE sont annoncées à 40 ans avec prise en compte des coûts de démantèlement cependant la centrale pourra continuer de produire au-delà.

Le taux de rentabilité interne (TRI) permet de mesurer la performance d'un investissement. Il prend en compte les dépenses et revenus annuels.

Le tableau suivant présente le LCOE ainsi que le TRI pour les différents scénarios :

Variante	Scénario	LCOE [€/kWh]	TRI sur 40 ans
Variante 1	Vente en totalité	0,440	< 0%
	Autoconsommation sans injection	0,441	< 0%
	Autoconsommation avec injection	0,437	< 0%
Variante 2	Vente en totalité	0,160	0,6 %
	Autoconsommation sans injection	0,499	< 0%
	Autoconsommation avec injection	0,148	3,9%

On constate que les TRI sont intéressants lors de vente en totalité et en autoconsommation avec injection du surplus, pour une variante en potentiel maximum.

Le LCOE est à mettre en perspective avec le coût d'achat de l'électricité actuel hors part fixe.

	Coût unitaire en €TTC/kWh
HPH	0,2118
HCH	0,1775
HPE	0,1303
HCE	0,1428

Tableau des coûts unitaires du § 4.1

Dans le cas de l'autoconsommation avec injection, le LCOE est inférieur au coût moyen d'achat de l'électricité actuel. L'augmentation du prix de l'énergie viendra encore accentuer cet écart et donc la pertinence de l'installation photovoltaïque.

7 CONCLUSION

La configuration du site (orientation, inclinaison, surface disponible et masques solaires) rend la mise en place d'une installation photovoltaïque possible en ombrières de parking.

Une vigilance particulière est à apporter sur les masques dus aux arbres. Un élagage est conseillé pour l'abri de vélos. Les arbres présents sur le parking VL peuvent être déplacés voire supprimés.

Tout type d'action d'économies de consommations d'énergies électriques (décret tertiaire) impactera la rentabilité à long terme en diminuant les économies engendrées par l'autoconsommation et en augmentant les revenus d'injection de surplus. Cela dégradera le gain économique car il est plus intéressant d'autoconsommer que d'injecter le surplus.

Les différentes solutions de raccordement nécessitent des démarches auprès d'Enedis plus ou moins contraignantes en fonction du type de raccordement ; l'autoconsommation sans injection est la moins contraignante, la vente en totalité est la plus contraignante.

En conclusion, la solution préconisée est la variante n°2 : 88,88 kWc, en autoconsommation avec injection du surplus.