



GUIDE

CADASTRE SOLAIRE DES BATIMENTS ET TERRAINS COMMUNAUX



Alliance des Communes pour
la Transition Énergétique

ACTE

تحالف البلديات من
أجل الإنتقال الطاقوي



AGENCE NATIONALE POUR
LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE
ANME

Un engagement durable et renouvelable



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Wirtschaft, Bildung und Forschung WBF
Staatssekretariat für Wirtschaft SECO

CRÉDITS

Ce guide à destination des communes tunisiennes a été élaboré par le bureau d'études Perfect Engineering.

Il s'inscrit dans le cadre du programme national Alliance des Communes pour la Transition Énergétique (ACTE) mise en œuvre par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) avec le soutien financier de la Coopération Suisse (SECO).

Le programme bénéficie de l'appui technique des partenaires suivants : PLANAIR, IDE-E, ALCOR, URBAPLAN et TRANSITEC.

Date de publication : Octobre 2024

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Ce guide présente une méthodologie pour établir un cadastre solaire de l'ensemble des bâtiments et terrains communaux d'une municipalité en Tunisie. Deux approches méthodologiques sont détaillées.

La première, dite méthode précise, repose sur une cartographie manuelle des bâtiments à partir de visites de terrain et sur l'utilisation du logiciel ArcGIS pour une analyse cartographique détaillée. La seconde, plus automatisée, utilise des données numériques et satellites d'ArcGIS Pro, mais exige un modèle numérique de surface (MNS) pour couvrir de larges zones plus rapidement.

Ces méthodes permettent d'estimer le potentiel solaire de chaque site, en intégrant des données d'ensoleillement et d'ombrage pour calculer la production énergétique possible.

TABLE DES MATIÈRES

01 Acronymes

02 Introduction

03 Méthode précise

04 Méthode automatique

05 Conclusion et perspectives

ACRONYMES

kWh	Kilowatt-hour
kWc	Kilowatt-crête
MNS	Modèle Numérique de Surface
PV	Photovoltaïque
SIG	Système d'Information Géographique

INTRODUCTION

La méthodologie proposée pour développer un cadastre solaire sur l'ensemble d'un patrimoine municipal (à grande échelle) pourrait être élaboré selon deux méthodes :

- **Une méthode précise** qui se base sur les visites de terrain et une reconnaissance spatiale du bâtiment concerné avec une cartographie quasi-manuelle pour l'identification des polygones et leurs saisies sur ArcGIS (Pro ou desktop).
- **Une méthode automatique** à grande échelle avec un traitement numérique des données mais qui nécessite la constitution d'un modèle numérique de surface MNS et l'ArcGIS Pro.

MÉTHODE PRÉCISE

Dimensionnement du potentiel solaire

Un cadastre solaire repose sur des calculs d'ombrages résultant de données météorologiques et cartographiques obtenues à partir de logiciels comme PVGIS. Ce calcul est généralement relativement précis et prend en compte les éléments environnants (arbres, reliefs, etc.) qui peuvent influencer sur la production d'énergie, notamment lorsqu'ils créent de l'ombre.

Potentiel solaire

Le potentiel solaire d'un site peut être exprimé en fonction de l'ensoleillement (kWh/m²/an), du nombre d'heures de production (h), ou encore de la production annuelle (kWh/an)

selon la puissance de votre installation solaire (kWc).

Approche de dimensionnement

Pour dimensionner et évaluer le potentiel solaire d'un bâtiment, nous pouvons utiliser la plateforme PVGIS qui fournit des estimations de production solaire sur la base de la géolocalisation. Par exemple, pour l'hôtel de ville de Bizerte, il suffit de saisir les coordonnées GPS, puis d'ajuster les paramètres clés du bâtiment et de l'installation projetée pour obtenir une estimation du potentiel solaire.

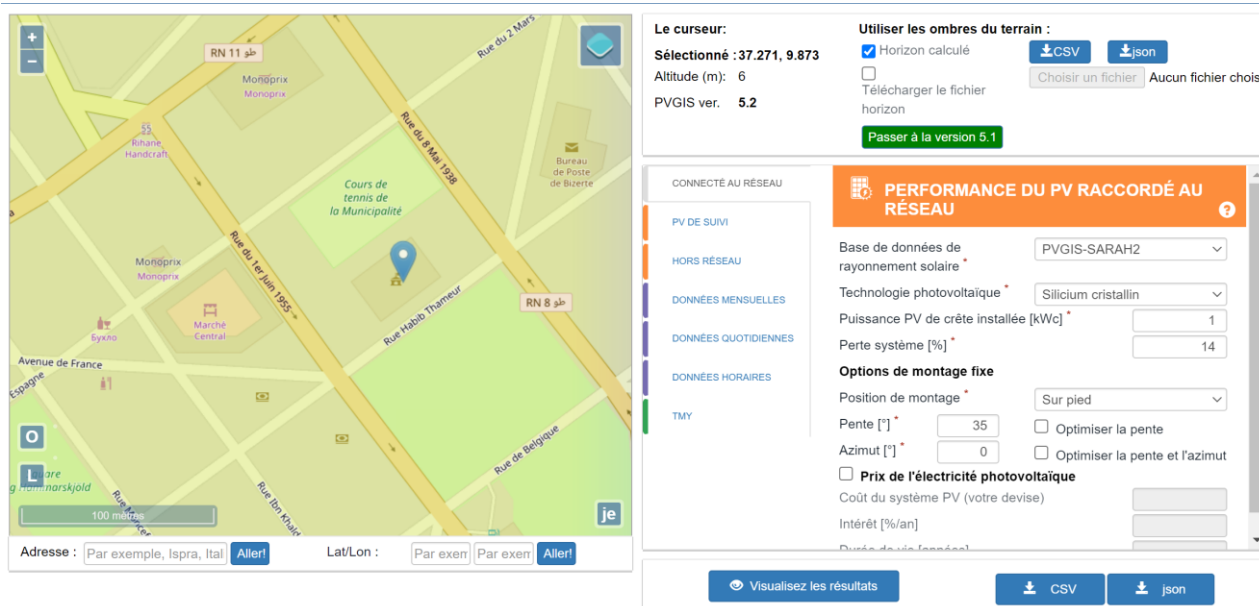


Figure 1 : Saisie des paramètres sur la plateforme PVGIS

Les données de rayonnement solaires

La plateforme PVGIS utilise la base de données de rayonnement solaire SARAH. Ces données sont calculées à partir de la première version de l'enregistrement de données de rayonnement solaire de l'EUMETSAT Climate Monitoring Satellite Application Facility (CM SAF). PVGIS-SARAH se distingue de CM SAF SARAH en utilisant des images des deux satellites géostationnaires METEOSAT (0° et 57°E) qui couvrent l'Europe, l'Afrique et l'Asie. Ces données couvrent donc pleinement le périmètre du présent projet. De plus, les valeurs horaires sont calculées directement à partir d'images satellites individuelles. En plus des données fournies par CM SAF, PVGIS-SARAH fournit donc des enregistrements de données adaptées aux besoins spécifiques de projets photovoltaïques comme l'éclairage sur des surfaces inclinées de manière optimale.

Les données disponibles sont des moyennes à long terme, calculées à partir des valeurs horaires d'éclairage global et diffus sur la période 2005-2016 (ou 1999-2006 pour les zones les plus à l'est, au-delà de 120°E). Ces données restent toujours d'actualité car le potentiel solaire reste relativement stable au fil des années, à la différence du potentiel d'énergie éolien.

Les ensembles de données sur le rayonnement solaire indiquent l'éclairage énergétique moyen (en W/m^2) en tenant compte du jour et de la nuit. Les ensembles de données d'angle optimal sont mesurés en degrés par rapport à l'horizontale pour un plan orienté vers l'équateur (face au sud dans l'hémisphère nord et inversement).

L'ensemble de données de rayonnement solaire SARAH est produit en collaboration avec CM SAF et peut être téléchargé gratuitement à partir de l'interface utilisateur Web CM SAF. Dans cette étude, nous utilisons la version intégrée à PVGIS, nommée PVGIS-SARAH. Cette version est quasiment équivalente à SARAH-1, avec comme spécificité d'utiliser les images satellites METEOSAT (0° et 57°E) couvrant

l'Europe, l'Afrique et l'Asie, et le calcul direct des valeurs horaires à partir d'images satellites individuelles. L'algorithme suit une approche semi-empirique : il commence par le calcul de l'indice de nébulosité à l'aide des canaux visibles du satellite METEOSAT. Cet indice permet d'obtenir l'indice de ciel clair, et permet ainsi d'ajuster le modèle de transfert radiatif rapide MAGIC en tenant compte des moyennes mensuelles de vapeur d'eau de l'ERA-interim et des climatologies mensuelles de la profondeur optique des aérosols du MACC.

Données de dimensionnement

Cette panoplie de données permet de fournir les éléments suivants utiles pour le dimensionnement de projets solaires :

- **Éclairage énergétique global moyen mensuel sur une surface horizontale** (W/m^2), période 2005-2016.
- **Éclairage énergétique global moyen annuel sur une surface horizontale** (W/m^2), période 2005-2016.
- **Éclairage énergétique global moyen mensuel sur une surface inclinée** de manière optimale (W/m^2), période 2005-2016.
- **Éclairage énergétique global moyen annuel sur une surface inclinée** de manière optimale (W/m^2), période 2005-2016.
- **Irradiance globale moyenne mensuelle** sur une surface de suivi du soleil à deux axes, période 2005-2016.
- **Irradiance globale moyenne annuelle** sur une surface de suivi du soleil à deux axes (W/m^2), période 2005-2016.
- **Angle d'inclinaison optimal** pour un plan faisant face à l'équateur (degrés), période 2005-2016.

Les moyennes sont calculées entre 2005 et 2016 mais elles restent valables et fiables pour élaborer un cadastre solaire actuel.

Saisie des caractéristiques du projet

Ensuite, nous devons choisir le type de technologie des panneaux photovoltaïque envisagé. En Tunisie, les panneaux photovoltaïques sont de types polycristallins ou monocristallins. La principale différence entre les panneaux solaires monocristallins et polycristallins réside dans leur composition. Le panneau photovoltaïque monocristallin se compose d'un seul cristal, alors que le panneau polycristallin est fabriqué à partir de plusieurs cristaux de silicium.

Technologie photovoltaïque *

Puissance PV de crête installée [kWc] *

Perte système [%] *

Figure 1 : Sélection des caractéristiques du panneau solaire PV

Après avoir identifié la technologie, nous choisissons une puissance de référence comme indicateur de performance pertinent pour le calcul. Ici nous choisissons une puissance unitaire de 1 kWc.

Les pertes du système varient d'un emplacement à un autre selon plusieurs critères, tels que :

- L'ombrage et les obstacles
- La pollution
- L'environnement

Pour cette raison, nous avons opté pour une simulation au cas par cas de chaque bâtiment de chaque commune, afin de correctement estimer le potentiel solaire.

Une fois les pertes estimées et dimensionnées, nous passons à l'étude de la mise en place des panneaux en fonction de l'inclinaison possible sur chaque bâtiment :

Options de montage fixe

Position de montage *

Pente [°] *

Azimut [°] *

Optimiser la pente

Optimiser la pente et l'azimut

Figure 2 : Choix des options de montage

Dans certains cas, il est possible d'optimiser directement la pente et l'azimut. Cependant, en raison de l'ombrage ou de contraintes physiques, il est parfois nécessaire d'ajuster la pente et l'azimut pour chaque site.

Résultats des simulations

Une fois ces données intégrées, il est possible de sélectionner les résultats de simulation souhaités.

CONNECTÉ AU RÉSEAU

PV DE SUIVI

HORS RÉSEAU

DONNÉES MENSUELLES

DONNÉES QUOTIDIENNES

DONNÉES HORAIRES

TMY

DONNÉES MENSUELLES D'IRRADIATION

Base de données de rayonnement solaire *

Année de début :

Année de fin :

Irradiation :

Irradiation horizontale globale

Irradiation normale directe

Angle optimal d'irradiation globale

Irradiation globale à angle :

Rapport :

Rapport diffus/global

Température :

Température moyenne

Figure 3 : Choix des résultats de simulation souhaités

Grâce à l'intégration de ces données, nous pouvons simuler la performance du potentiel solaire répartie dans le temps. Les figures 5 et 6, nous pouvons obtenir des simulations de :

- La production annuelle d'énergie photovoltaïque.
- L'irradiation annuelle dans le plan (la toiture du bâtiment concerné).
- La température et les effets spectraux etc.

Il est aussi possible d'ajuster les pertes combinées en fonction des estimations initiales pour une précision accrue.

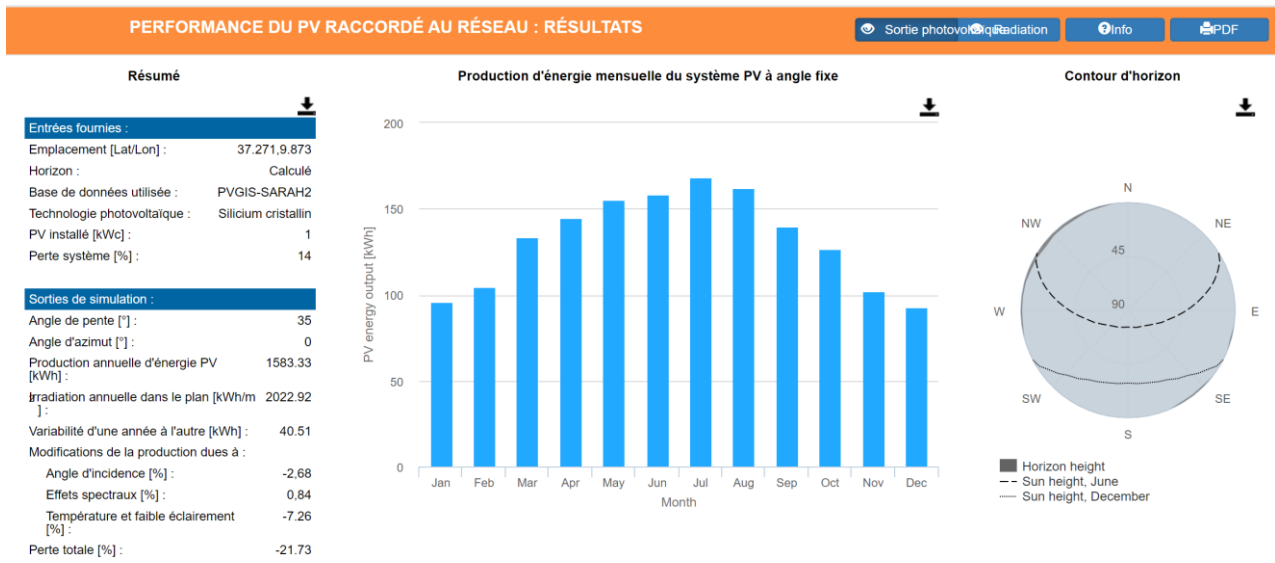


Figure 5 : Simulation de la production d'énergie mensuelle

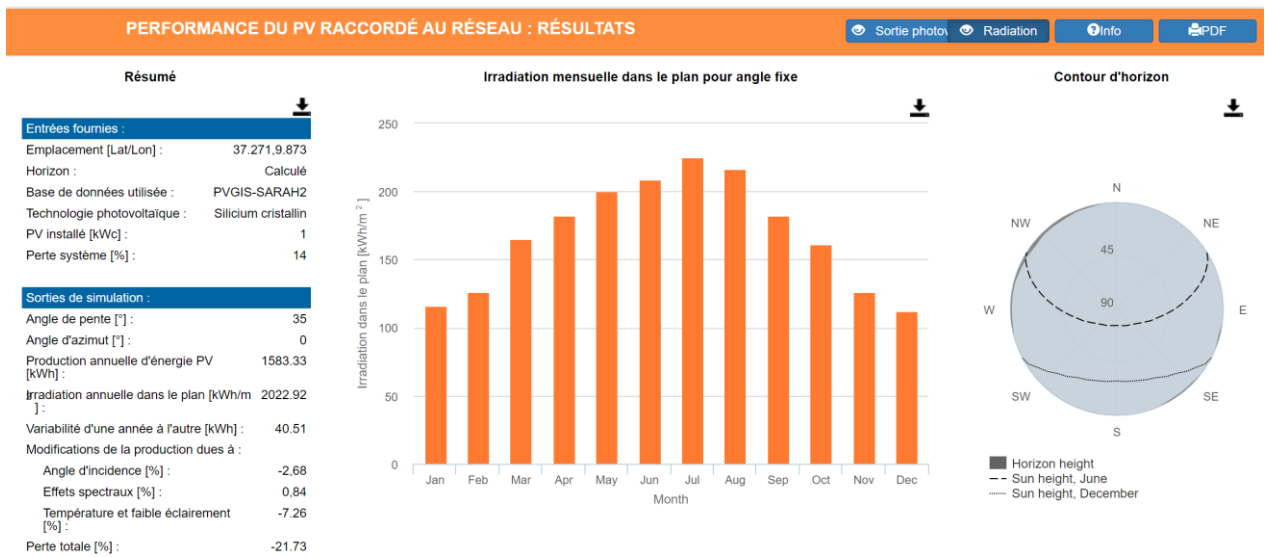


Figure 6 : Simulation de l'irradiation annuelle dans le plan pour angle fixe

Données de production d'énergie solaire PV

- Le calcul de l'énergie PV fournit la production d'énergie moyenne mensuelle et annuelle du système PV, selon les caractéristiques sélectionnées.
- La variabilité d'une année à l'autre est indiquée par l'écart type des valeurs annuelles calculées sur la période couverte par la base de données de rayonnement solaire choisie.

Ces données peuvent être converties en une base de données numérique valorisable, définissant les propriétés spécifiques de chaque point (bâtiment) sous forme d'un fichier csv exploitable selon les besoins.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Latitude (decimal degrees):	37.271								
2	Longitude (decimal degrees):	9.873								
3	Radiation database:	PVGIS-SARAH2								
4	Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):	1.0								
5	System losses(%):	14.0								
6	Fixed slope of modules (deg.):	35								
7	Orientation (azimuth) of modules (deg.):	0								
8										
9	Fixed angle									
10	MonthE_dE_mH(i)_dH(i)_mSD_m									
11		13.196	23.73115	7612.11						
12		23.73104	424.52126	4714.35						
13		34.3133	295.34165	410.33						
14		44.81144	326.09182	5811.42						
15		55.01155	46.46200	29.5						
16		65.27158	246.97209	064.93						
17		75.42168	137.27225	412.84						
18		85.22161	766.99216	578.17						
19		94.65139	636.07181	968.25						
20		104.08126	575.2161	277.86						
21		113.41102	274.2125	937.23						
22		123.093	093.62112	317.29						
23	Year4:	341131	945.54168	583.38						
24	AOI loss (%)Spectral effects (%)Temperature and low irradiance loss (%)Combined loss (%)									
25	Fixed angle:	-2.680	84.7	26.21	73					
26										
27	E_d:	Average daily energy production from the given system (kWh/d)								
28	E_m:	Average monthly energy production from the given system (kWh/mo)								
29	H(i)_d:	Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m ² /d)								
30	H(i)_m:	Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m ² /mo)								
31	SD_m:	Standard deviation of the monthly energy production due to year-to-year variation (kWh)								
32										
33										
34										
35										
36										
37										
38										
39										
40										
41										
42										
43										
44										
45										
46										
47										
48										
49										
50										
51										
52										
53										
54										
55										
56										
57										
58										
59										
60										
61										
62										
63										
64										
65										
66										
67										
68										
69										
70										
71										
72										
73										
74										
75										
76										
77										
78										
79										
80										
81										
82										
83										
84										
85										
86										
87										
88										
89										
90										
91										
92										
93										
94										
95										
96										
97										
98										
99										
100										

Figure 4 : Exportation des résultats de production solaire sous la forme de base de données au format CSV

Données d'irradiation

Ces données peuvent être recueillies à des intervalles définis. Par exemple, pour l'exemple d'un bâtiment à Bizerte, on peut opter pour un intervalle mensuel en suivant les variations de l'irradiation pour l'année de référence 2020 :

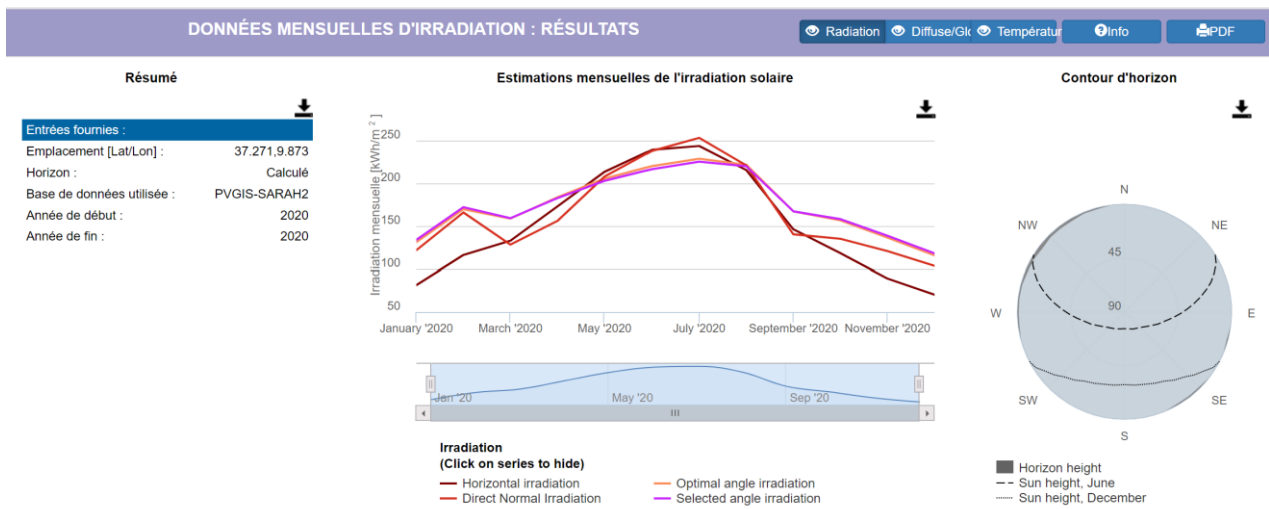


Figure 8 : Estimations mensuelles de l'irradiation solaire

De même l'irradiation diffuse peut être extraite pour analyser l'écart et la variabilité, qui se traduisent en une composante de pertes, ainsi que pour calculer la température annuelle moyenne.

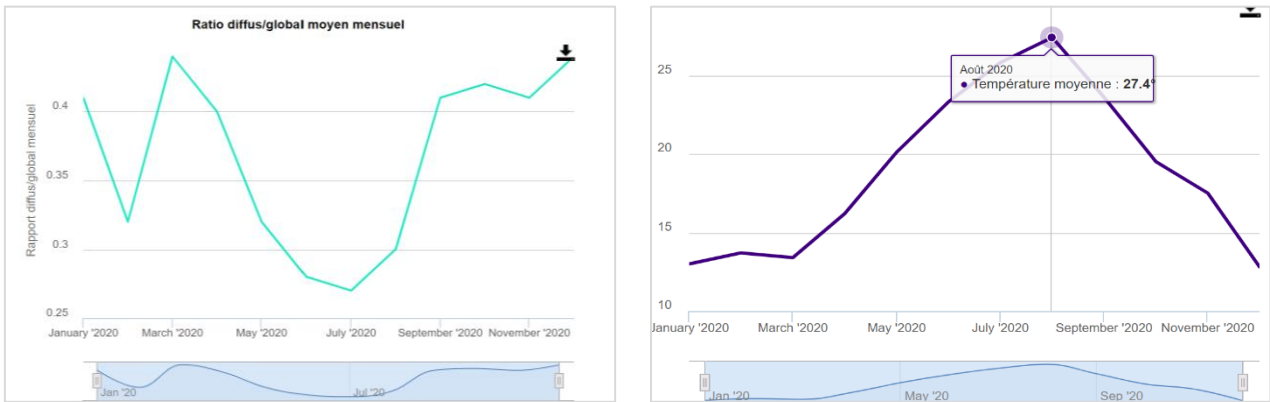


Figure 5 (gauche) : Ration diffus/global moyen mensuel
Figure 6 (droite) : Températures mensuelles moyennes

Finalement, en regroupant l'ensemble de ces données, nous pouvons obtenir les données d'irradiance quotidiennes moyenne suivantes : l'irradiance globale, l'irradiance diffusée, l'irradiance directe et l'irradiance à ciel clair.

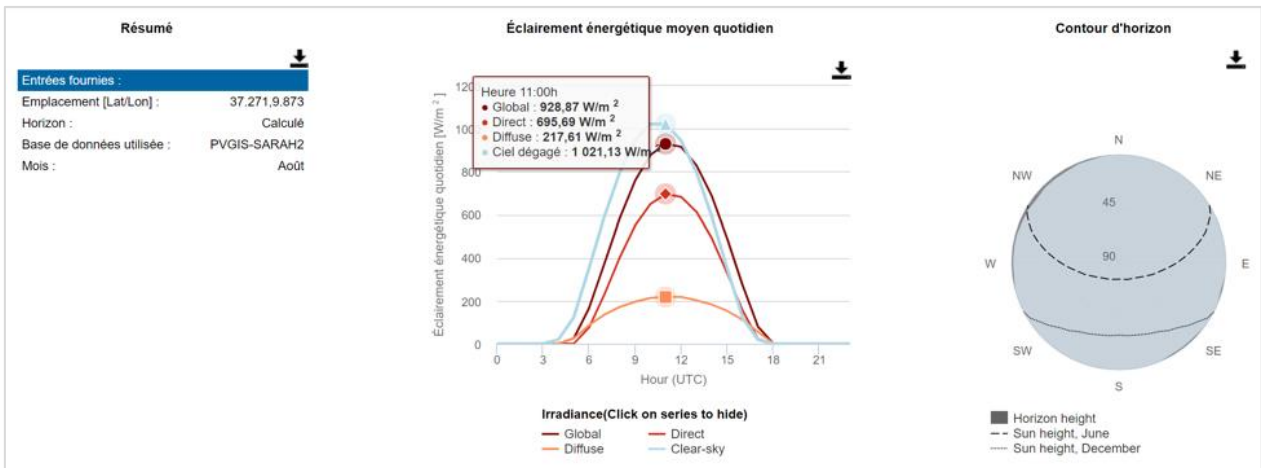


Figure 7 : Éclairement énergétique moyen quotidien

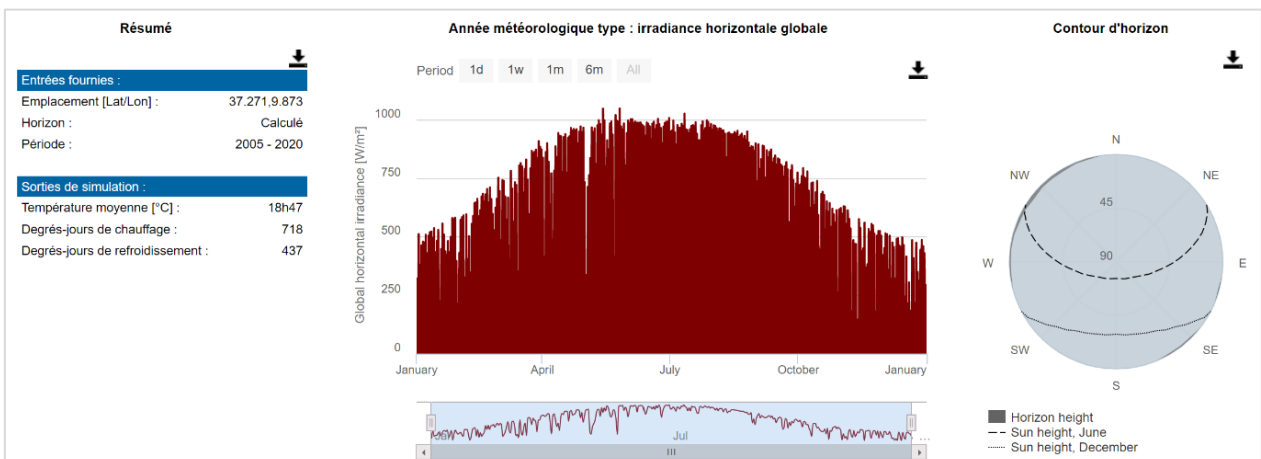


Figure 8 : Irradiance horizontale globale

Acquisition d'images SAT haute résolution

Les progrès de l'imagerie satellite haute résolution facilitent l'obtention rapide de données précises et fiables, ouvrant la voie à de nombreuses applications, telles que le suivi de l'évolution de l'occupation des sols, l'agriculture de précision, les interventions d'urgence, la recherche sociale, ainsi que les projets liés à la réalisation de cadastres solaires.

Nous avons d'abord utilisé cette imagerie pour identifier chaque bâtiment. Cette identification permet non seulement une localisation précise, mais aussi une détection des obstacles potentiels qui pourraient réduire la performance future des panneaux solaires en bloquant l'ensoleillement. Ces obstacles peuvent être des barrières climatiques ou physiques.



Figure 15 : Image satellite de la mairie de Bizerte

Visites des bâtiments et prise de photos réelles

Pour affiner l'analyse, des visites de terrain sont effectuées pour chaque bâtiment. Ces visites permettent de prendre en compte des contraintes non visibles sur les images satellites, et d'évaluer la capacité structurelle du bâtiment à supporter les panneaux solaires et leur structure porteuse.

Prise en compte des effets d'ombrage

Lors de l'étude de chaque site, une attention particulière est accordée à l'ombrage, car toute ombre réduit la performance d'une installation photovoltaïque. Les panneaux solaires sont constitués de cellules connectées en série ; si une cellule est ombragée, elle diminue non seulement sa production mais également celle de toutes les autres cellules du panneau, entraînant une perte de rendement de l'ensemble du système. Plusieurs principes sont à considérer pour l'analyse de l'ombrage :

- Les ombres ont autant d'impact sur la production par temps clair que par temps nuageux.
- Un nuage filtre la lumière et diffuse les rayons solaires dans différentes directions, générant du rayonnement diffus.
- Les rayons diffus sont beaucoup moins puissants et intenses que les rayons directs.
- Un masque proche, comme une cheminée, un arbre ou un bâtiment voisin, bloque la lumière directe du soleil.

Une analyse de l'ombrage, prenant en compte les reliefs, arbres et bâtiments, est donc essentielle. Pour bien estimer le potentiel solaire d'une toiture, plusieurs types d'ombrage doivent être distingués :

- **Ombrage temporaire** : Causé par des éléments temporaires comme les nuages, poussières, feuilles mortes ou déjections d'oiseaux.
- **Ombrage proche** : Proviend d'obstacles directs tels que cheminées, antennes, structures décalées ou superstructures sur le toit, par exemple.
- **Ombrage lointain** : Provoqué par des éléments éloignés, comme des montagnes,

- des arbres, des bâtiments voisins ou des câbles aériens.
- **Auto-ombrage** : Dans les installations en tables, une rangée de modules peut ombrager la suivante ; une optimisation de l'inclinaison et de l'espacement entre les rangées est nécessaire pour limiter cet effet.

- **Ombrage direct** : Résulte de la proximité d'un objet qui bloque directement les rayons solaires, réduisant de façon significative la captation de lumière par le panneau.

Restitution des données et intégration SIG

Les paramètres étudiés dans ce document permettent de construire progressivement un cadastre solaire. Par exemple, le cadastre de la commune de Douz permet de quantifier le potentiel de production d'électricité solaire en associant ce potentiel à chaque parcelle, mesurée directement sur le terrain.

Pour estimer le potentiel des toitures, une méthodologie similaire peut être suivie, avec une attention accrue aux ombrages et aux performances du système photovoltaïque envisagé. L'approche consiste à géolocaliser le bâtiment, à en déterminer la surface, puis à affecter son potentiel solaire à partir de bases de données comme SOLARGIS.

Pour ce calcul, il faut déterminer :

- **Le potentiel brut**, basé sur la surface exploitable, indique la quantité de panneaux solaires qui peut être installée.
- **Le potentiel valorisable**, qui prend en compte la consommation énergétique spécifique de chaque bâtiment, souligne la quantité d'énergie réellement utile et exploitable. Pour cela, il est essentiel de recenser les bâtiments communaux ainsi que leurs consommations énergétiques, afin de dimensionner les installations en fonction de leurs besoins.

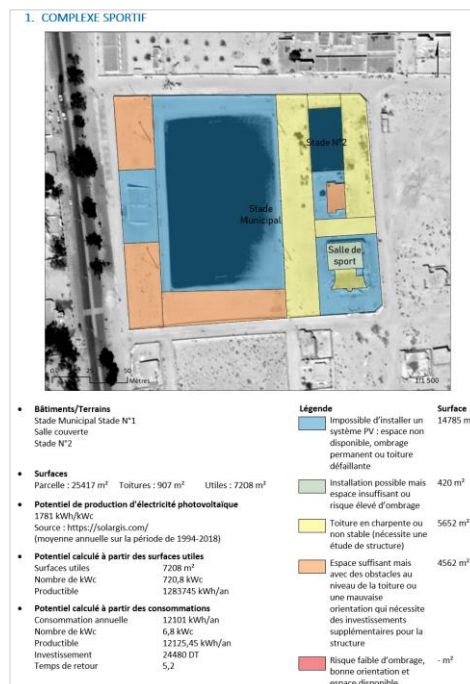
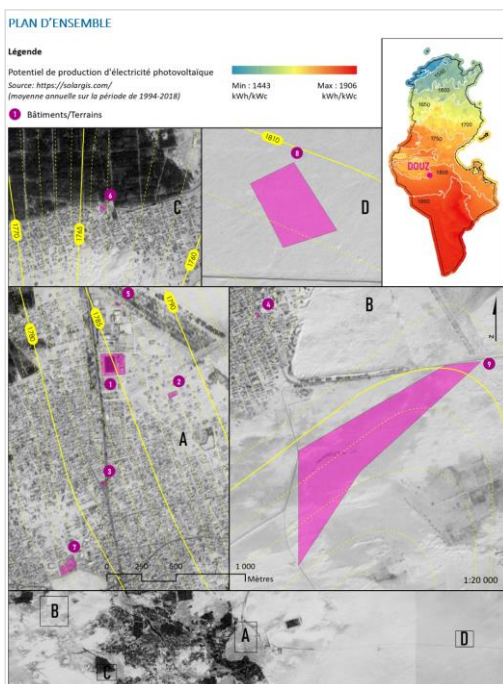


Figure 16 & 17 : Extraits du cadastre de la ville de Douz

LA METHODE AUTOMATIQUE

Les prérequis de cette méthode sont :

- **Logiciels requis** : ArcGIS Pro, extension ArcGIS Spatial Analyst et accès à ArcGIS Online
- **Données nécessaires** : Un raster DSM (Modèle Numérique de Surface - MNS) et une couche Buildings_Footprints :

> Le **raster MNS** représente l'image matricielle numérique de surface de la zone à étudier. Le MNS reproduit la forme de la surface terrestre en incluant tous les éléments permanents visibles du paysage comme le sol, les bâtiments et les arbres. Ce MNS peut être obtenu par une topographie 3D à l'aide de drones ou par photogrammétrie aérienne (avec le vol d'avions à basse altitude). Une fois les images traitées, on obtient une couche GIZ MNS. Le MNS est généralement élaboré par les institutions nationales de Topographie, l'Office National de Cartographie en Tunisie.

> La **couche Buildings_Footprints** est une couche vectorielle représentant l'emprise des bâtiments sous forme de polygones. Elle est obtenue à partir d'images satellites, de photogrammétrie aérienne ou de topographie 3D, et sert à la reconnaissance des toitures des bâtiments.

En utilisant ces deux couches sur ArcGIS Pro et en appliquant des filtres sur des critères tels que l'ombrage, la pente, l'irradiation, et l'orientation, il est possible de construire un cadastre solaire complet pour l'ensemble des bâtiments d'une zone communale.

La constitution du cadastre est réalisée selon les étapes suivantes sur ArcGIS pro :

- Étape 1 : Explorer les données d'entrée
- Étape 2 : Créer une couche raster d'ombrage
- Étape 3 : Cartographier l'énergie solaire.

Étape 1 : Explorer les données d'entrée

La couche DSM (ou MNS), activée par défaut, représente le périmètre d'étude de la commune sous forme de modèle numérique de surface. Ce modèle indique l'altitude du sol ainsi que les éléments présents, tels que les bâtiments et les arbres. Le MNS est une couche

raster qui représente des données dans une grille, dont chaque cellule contient une valeur numérique. Les cellules plus sombres indiquent des altitudes plus basses, tandis que les cellules plus claires correspondent à des altitudes plus élevée

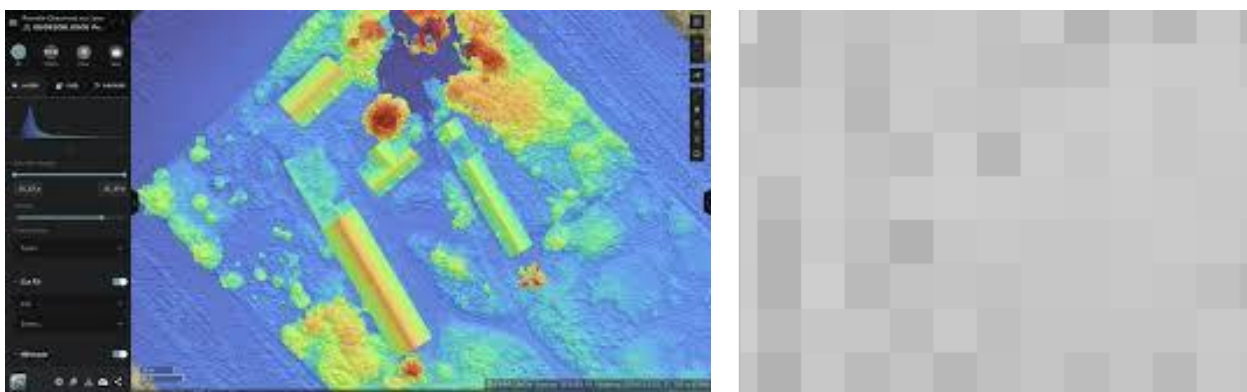


Figure 18 : Couche MNS. Dans ce raster, chaque cellule représente une surface de 0,5 par 0,5 mètre.

La couche **Buildings_Footprints** ou **emprise des bâtiments** contient le contour de chaque bâtiment de la zone à étudier.

Cette couche est une couche vectorielle, qui affiche les informations spatiales sous forme de polygones.



Figure 19 : Couche emprise des bâtiments

Étape 2 : Créer une couche raster d'ombrage

Même si les modèles du MNS suggèrent les emplacements des bâtiments, nous pouvons mieux visualiser la surface en créant un effet d'ombrage. Une couche raster d'ombrage utilise un effet d'ombrage réaliste pour représenter l'altitude. Les fonctions raster permettent d'appliquer des calculs directement aux valeurs des pixels d'un raster sans qu'il soit nécessaire d'enregistrer les nouvelles données, ce qui les rend très efficaces.

Une nouvelle couche, appelée Hillshade_DSM (Ombrage_MNS), est ajoutée à la carte. Pour un rendu visuel optimal, cette couche est combinée avec la symbolisation de la couche MNS. En appliquant une transparence de 40% à la couche DSM (MNS) et en la plaçant au-dessus

de l'ombrage, les deux couches sont visibles, renforçant ainsi l'effet 3D.

Cet effet d'ombrage en 3D permet de distinguer plus clairement les bâtiments, les arbres et d'autres éléments de surface. Il devient également possible de repérer si les toits des bâtiments sont plats ou inclinés, ce qui est essentiel pour évaluer l'installation de panneaux solaires sur les toitures.

Étape 3 : Cartographier l'énergie solaire

1. Créer une couche de rayonnement solaire

La couche de rayonnement solaire est créée à partir de l'outil « Rayonnement solaire zonal » d'ArcGIS Spatial Analyst en utilisant un MNS en entrée. Ce modèle avancé calcule le rayonnement en tenant compte de la position du soleil au long de l'année et à différentes heures de la journée, des obstacles susceptibles de bloquer l'ensoleillement comme les arbres ou les bâtiments à proximité, et de la pente et l'orientation de la surface. Le MNS fournit les informations nécessaires sur les obstacles, l'orientation et la pente. La sortie est une couche raster dans laquelle chaque valeur de cellule correspond à la quantité de rayonnement solaire en watts heure par mètre carré (Wh/m^2) en cet emplacement.

2. Convertir les unités de mesure

Le raster de rayonnement solaire utilise les watts heure par mètre carré comme unité de mesure. Selon la légende de la fenêtre Contents (Contenu), certaines cellules possèdent des valeurs de plus d'un million (exprimées avec la notation e+06). Pour réduire la taille de ces valeurs et en faciliter la lecture, les valeurs initialement en Wh/m^2 sont converties en kilowatts-heures par mètre carré (kWh/m^2).

3. Symboliser la couche de rayonnement solaire

Dans cette étape nous avons symbolisé la couche Solar_Rad. Pour notre analyse, nous allons utiliser une symbologie uniforme pour toutes les couches raster de rayonnement solaire afin de pouvoir les comparer visuellement et appliquer notre fichier de couche avec une symbologie prédéfinie à la couche.

4. Visualisation

Les couleurs rouge et orange indiquent des quantités de rayonnement solaire plus importantes, tandis que les teintes jaune et bleue, indiquent des quantités plus faibles. (Les cellules en dehors des polygones Building_Footprints n'ont pas été calculées. Elles ont une valeur NoData et ne sont pas affichées.)

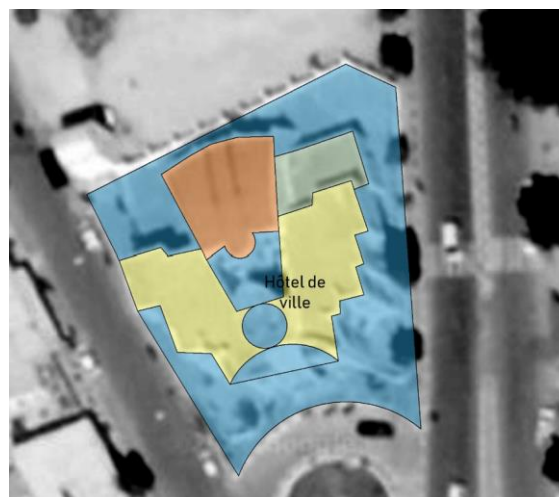


Figure 20 : Visualisation de la couche de rayonnement solaire

Les toitures orientées au nord ont des teintes bleues et jaunes. Elles reçoivent généralement moins d'énergie solaire que celles orientées au sud. L'ombrage causé par des arbres ou des bâtiments adjacents peut également limiter le rayonnement reçu.

5. Calculer la puissance par bâtiment

La carte obtenue montre la quantité de rayonnement solaire reçue par chaque cellule raster appropriée. Dans cette étape, on agrège les données afin de déterminer la quantité de rayonnement solaire que chaque bâtiment reçoit pendant une année classique, permettant ainsi d'estimer le potentiel de production électrique.

6. Supprimer les zones dont le rayonnement solaire est faible

Seules les surfaces de toiture recevant au moins 1'000 kWh/m² de rayonnement solaire sont retenues comme potentiellement adaptées pour l'installation de panneaux solaires. On supprime les zones recevant un faible rayonnement solaire.

7. Supprimer les zones orientées au nord

Les surfaces orientées au nord sont retirées, car dans l'hémisphère nord, elles reçoivent généralement moins de rayonnement solaire (inversement, dans l'hémisphère sud, ce sont les surfaces orientées au sud qui sont moins exposées). Bien que la plupart de ces surfaces ont déjà été exclues lors de l'étape précédente, certaines peuvent encore subsister demeurer. Elles peuvent être identifiées selon la légende Aspect_DSM (Aspect_MNS) : les pentes exposées au nord ont une valeur inférieure à 22,5 degrés ou supérieure à 337,5 degrés. En revanche, les toits plats sont maintenus, car leur orientation n'affecte pas la performance des panneaux solaires.

8. Agréger les cellules par bâtiment

À l'aide de l'outil Zonal Statistics as Table, on calcule la zone couverte par des cellules appropriées (en m²) et leur rayonnement solaire moyen (en kWh/m²) pour chaque bâtiment.

9. Sélectionner des bâtiments appropriés

Maintenant que nous connaissons la taille de la zone appropriée sur chaque toiture de bâtiment, on applique un dernier critère pour déterminer l'adéquation des panneaux solaires. Si un bâtiment possède moins de 30 m² de toiture appropriée, il ne convient généralement pas à l'installation de panneaux solaires.

10. Créer un champ pour le rayonnement solaire

On procède à la création d'un champ dans la table attributaire Suitable_Buildings. Ce champ contiendra la quantité totale de rayonnement solaire reçu par année par la surface exploitable de chaque bâtiment. On calcule la valeur de ce champ en multipliant la surface exploitable de chaque bâtiment par son rayonnement solaire moyen par mètre carré.

Pour éviter d'obtenir des nombres trop grands, on peut également convertir le rayonnement solaire de kWh en MWh en divisant par 1600¹. La formule correspondante sera (surface x moyenne) / 1 600.

11. Convertir le rayonnement solaire en puissance

Le rayonnement solaire est ensuite converti en potentiel de production électrique. La puissance générée par les panneaux solaires dépend non seulement du rayonnement solaire, mais aussi de l'efficacité des panneaux solaires et du ratio de performance de l'installation.

Pour cette conversion, on applique un taux d'efficacité de 15% et un ratio de performance de 86% (estimation basse). Cela signifie que les panneaux solaires peuvent convertir 15% de l'énergie solaire reçue en électricité, et que 86% de cette électricité est conservée dans l'installation. Un champ est créé pour indiquer le potentiel de production en multipliant le rayonnement solaire exploitable par le taux d'efficacité et le ratio de performance.

12. Explorer la carte finale

Les bâtiments plus grands montrent généralement un potentiel de production électrique supérieur à celui des habitations individuelles. car ils disposent de toitures plus vastes. Cependant, leurs besoins en électricité sont également plus élevés.

¹ 1600 correspond au potentiel solaire moyen en Tunisie et qui varie d'une région à une autre entre 1400 et 1900

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Tableau 1 : Comparaison des deux méthodes d'élaboration de cadastres solaires

Méthode	Exigences	Avantages	Inconvénients
Précise	<ul style="list-style-type: none"> ArcGIS Desktop ou Pro Visite des bâtiments cibles par un expert PV Une cartographie spatiale 	<ul style="list-style-type: none"> Convenable pour un nombre limité de bâtiments 	<ul style="list-style-type: none"> Nécessite un apport humain considérable sur le terrain : fort impact financier et logistique Vectorisation manuelle des bâtiments (création de polygones) : délais de développement SIG et croissance de taux d'erreur
Automatique	<ul style="list-style-type: none"> ArcGIS Pro/ ArcGIS Spatial Analyst/ ArcGIS extension/ ArcGIS Online Un MNS et une cartographie spatiale 	<ul style="list-style-type: none"> La solution idéale pour les analyses à grande échelle 	<ul style="list-style-type: none"> L'obtention d'un MNS nécessite une topographie 3D ou photogrammétrie aérienne : fort impact financier et logistique

Les communes souhaitant adopter un tel outil numérique pour promouvoir l'intégration du photovoltaïque dans les bâtiments doivent investir dans les moyens logiciels nécessaires. Ceci pourrait se faire en collaboration avec l'Office National de Cartographie ou dans le cadre d'un projet pilote dans les prochaines étapes du programme ACTE.

Ceci dit, il serait judicieux de se concentrer d'abord sur les terrains communaux pour des installations en moyenne tension, afin d'atteindre une balance énergétique négative dans un premier temps. Cette approche constitue une alternative intéressante afin de mobiliser des fonds et, par la suite, établir un cadastre communal complet.