

Chapitre II:

DIMENSIONNEMENT ET CONCEPTION D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

II.1 Introduction :

La conception et les dimensions du champ photovoltaïque dans un bâtiment particulier est en fait un processus complexe car il y a de nombreux critères doivent prendre en compte ce qui ne peut pas être prédit (météorologique et lieu d'installation), en particulier les multiples différences entre les options de consommation doivent être ajoutés à la consommation de l'unité en charge du contrôle connexes réseau électrique, afin de déterminer la consommation totale du système de bâtiments. Mais pour choisir ces critères dépend de la taille du champ photovoltaïque, qui est déterminée par la consommation totale du bâtiment. Lorsque les étapes suivantes nous montrent en détail les étapes qui doivent être suivies pour la conception du système PV est connecté au réseau électrique.

- Etape 1: Déterminer les besoins énergétique (tension, les appareils électriques et les temps de fonctionnement).
- Etape 2: La qualité du module PV.
- Etape 3: Production d'installation.
- Étape 4: Déterminer la taille de GPV.
- Etape 5: Déterminer l'unité onduleur.

II.2 Profile de consommation (profile de charge) :

II.2.1 Définition :

C'est la fonction de $P(t)$ horaire journalière Elle peut être déterminé à partir de la consommation journalière moyenne. E (KWh , MWh) de pics de consommation, et consommation minimale.

II.2.2 Estimation des besoins énergétique :

Les besoins énergétique (consommation journalière) sont calculés à partir des consommations (énergie) de charge à constante alternative (AC) à alimentes ($P_{\text{bod}} * \text{temps utilisation}$) en Wh ou en KWh.

$$E_{DC} = \sum P_{DC}^i * t^i$$

$$E_{AC} = \sum P_{AC}^i * t^i$$

E_{DC} , E_{AC} : Energie consommé en (Wh).

P_{AC}^i , P_{DC}^i : puissance minimale en (W) des déférence charge.

Pour calculer l'énergie totale, on dite ramener les toute au GPV ; E_T S'écrite :

$$E_T = \frac{E_{DC}}{\eta_R * \eta_B} + \frac{E_{AC}}{\eta_R * \eta_B * \eta_O}$$

$$E_T = \frac{\eta_O * E_{DC} + E_{AC}}{\eta_R * \eta_B * \eta_O}$$

Où :

η_R : Rondement de la régulateur

η_B : Rondement de la Batterie

η_B : Rondement de la Onduleur

$\eta_R * \eta_B * \eta_O = \eta_{BOS}$; **BOS** : Balance of système

a. Les climatiseurs :

nom d'équipement	puissance (KW)	nombre d'équipement	nombre d'heur utilise	énergie (KWh/j)
12000 btu	3.2	45	9	1296
18000 btu	3.2	39	9	1123.2
24000 btu	3.9	66	9	2316.6
44000 btu	8.5	20	9	1476
P=696.2 KW			E= 6211.8 KWh/j	

Tableau II.1 : La consommation par les climatiseurs.

b. Les lampes :

nom d'équipement	puissance (KW)	nombre d'équipement	nombre d'heur utilise	énergie (KWh/j)
lampe L60	0.018	3182	9	515.484
lampe L40	0.011	3116	9	308.484
lampe normale	0.075	44	9	29.7
P=94.852 KW			E= 853.668 KWh/j	

Tableau II.2 : La consommation par les lampes.

c. Les électroménagers bureautiques :

nom d'équipement	puissance (KW)	nombre d'équipement	nombre d'heur utilise	énergie (KWh/j)
ordinateur	0.09	288	9	233.28
imprimant	0.6	58	3	104.4
photo copie	1.1	31	2	68.2
P= 1.79 KW			E= 405.88 KWh/j	

Tableau II.3 : La consommation par les électroménagers bureautiques.

d. Les machines :

nom d'équipement	puissance (KW)	nombre d'équipement	nombre d'heur utilise	énergie (KWh/j)
M1	0.76	1	1	0.76
M2	1.5	1	1	1.5
M3	0.37	6	1	2.22
M4	41.2	1	1	41.2
M5	5.2	1	1	5.2
M6	6	1	1	6
M7	0.02	1	1	0.02
M8	21.1	1	1	21.1
M9	2	1	1	2
M10	4.54	1	1	4.54
M11	0.5	1	1	0.5
M12	1.2	1	1	1.2
M13	0.4	1	1	0.4

M14	3	2	1	6
M15	5.8	1	1	5.8
M16	0.044	1	1	0.044
M17	0.9	1	1	0.9
M18	24	3	1	72
M19	3.12	1	1	3.12
M20	8	3	1	24
M21	0.9	2	1	1.8
M22	1.8	1	1	1.8
M23	0.45	1	1	0.45
M24	22.8	1	1	22.8
M25	2.2	1	1	2.2
M26	2	1	1	2
M27	0.1	1	1	0.1
M28	0.15	1	1	0.15
M29	4	1	1	4
M30	8.3	1	1	8.3
M31	0.09	1	1	0.09
M32	3.5	1	1	3.5
M33	4	1	1	4
M34	2.1	1	1	2.1
M35	0.18	1	1	0.18
M36	0.5	1	1	0.5
M37	0.7	1	1	0.7
P=253.174 KW			E= 253.174 KWh/j	

Tableau II.4 : La consommation par les machines.

e. La consommation totale :

	Lampe	Outre	Climatiseur	Machine	Total
Puissance(W)	94.852	1.79	696.2	253.174	1046.016
Energie (KWh/J)	853.668	405.88	6211.8	253.174	7724.552
Energie (KWh/ans)	233905.032	111211.12	372708	69369.676	787193.828

Tableau II.5 : La consommation totale par la faculté de technologie.
II.3 Dimensionnement d'un générateur photovoltaïque :

Une fois la demande énergétique et l'inclinaison optimale que l'irradiation correspondante déterminée ou procède au dimensionnement du GPV..

II.3.1 Calcule nombre total du module PV :

Shunt que P_M est comme (P_M : puissance crête d'un module PV_{STC}).

$$N_{TM} = \frac{P_T}{P_M}$$

$$N_{TM} = \text{INT} \left(\frac{P_T}{P_M} \right) + 1$$

Où : P_T : La puissance total de la consommation.

II.4 La surface nécessaire :

Pour alimenter la faculté de technologie par l'énergie solaire photovoltaïque vous devez prendre en compte le profil de charge, c'est ce que nous avons fait à l'avance. Qui a constaté que la puissance de la faculté s'est élevée à 1046.016KW.

$$S_{\text{actif}} = N_{TM} * S_M$$

Où : N_{TM} : Nombre total des modules PV.

S_M : Surface du module.

Pour alimenter la faculté par module de type MONO-CRISTALLINE de surface $2m^2$ et puissance $315W_c$, nécessite 3328 modules et surface active est égale $6656m^2$, surface utilisée est égale $15945.28m^2$.

II.5 Emplacement pratique :

Nous avons cherché pour le site approprié et nous avons constaté que le toit de la faculté de technologie est meilleur pour installer le générateur photovoltaïque, mais il ne porte pas le même espace que nous avons mentionné plus haut. Après la recherche d'un emplacement approprié, nous avons mesuré la surface qui a atteint $7573m^2$, ce que nous avons prévu comme il est décrit comme suit :



Figure II.1: Le dimension de la faculté de technologie.

II.6 Logicielle PVsyst :

Logicielle PVsyst est une logicielle spécial dans la conception du projet tous les type des systèmes photovoltaïques. Il est : couplé au réseau, isolé avec batterie, pompage et réseau cc.

Et ses propriétés :

- Etude et analyse détaillés d'un projet.
- Calcul de la production à partir de simulations détaillées en valeurs horaires.
- Différentes variantes peuvent être simulation et comparées.
- Masques lointains, et outil 3D pour les ombrages d'objets proches.
- Analyse détaillée des pertes du système.
- Evaluation économique selon composants réels.

Le PVsyst de version 5.20, il a été développé et fabriqué par :

- Dr. André Mermoud.
- Dr. Thibault Lejeune.
- Dr. Pierre Ineichen.
- Laurence Perrinjaquet.

Cette version et il est allé vers les marchés dans la date :03 Août 2010, où il à été développé et fabriqué à l'Université de Genève, institut pour les science de l'environnement, groupe d'énergie. Qui est situé dans batelle bât. D, 7 route de Druze 1225 carouge / Genève – suisse. Nous avons mis au point un plan pour ses étapes, il est indiqué ci-dessous :

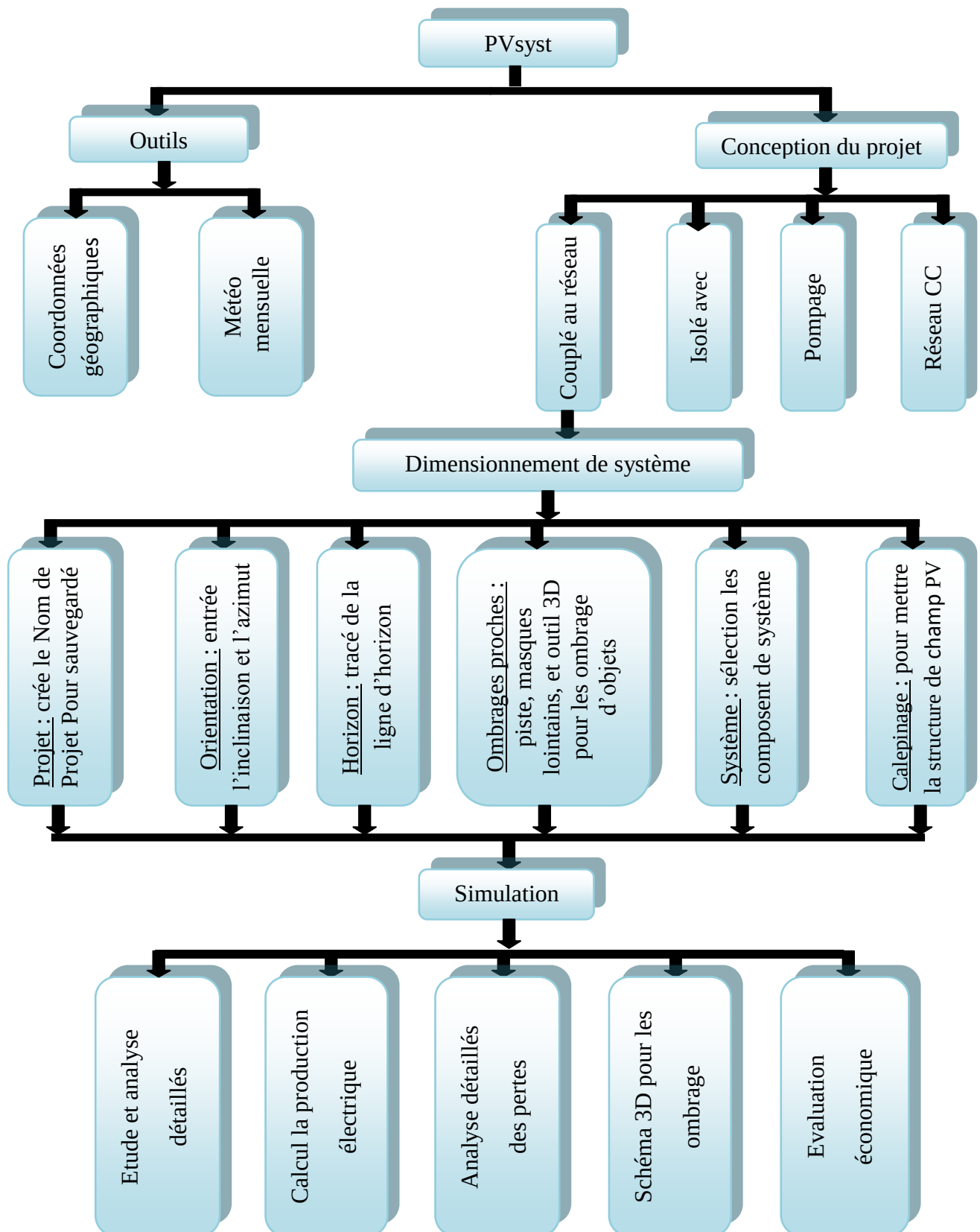


Figure II.2: Diagramme Comment fonctionne le logiciel de PVsyst.

II.7 Les coordonnées géographiques et météo mensuelle :

Les données géographiques et météo mensuelle vous avez extrait de site PVGIS Europe comme il est indiqué dans cette figure suivant :

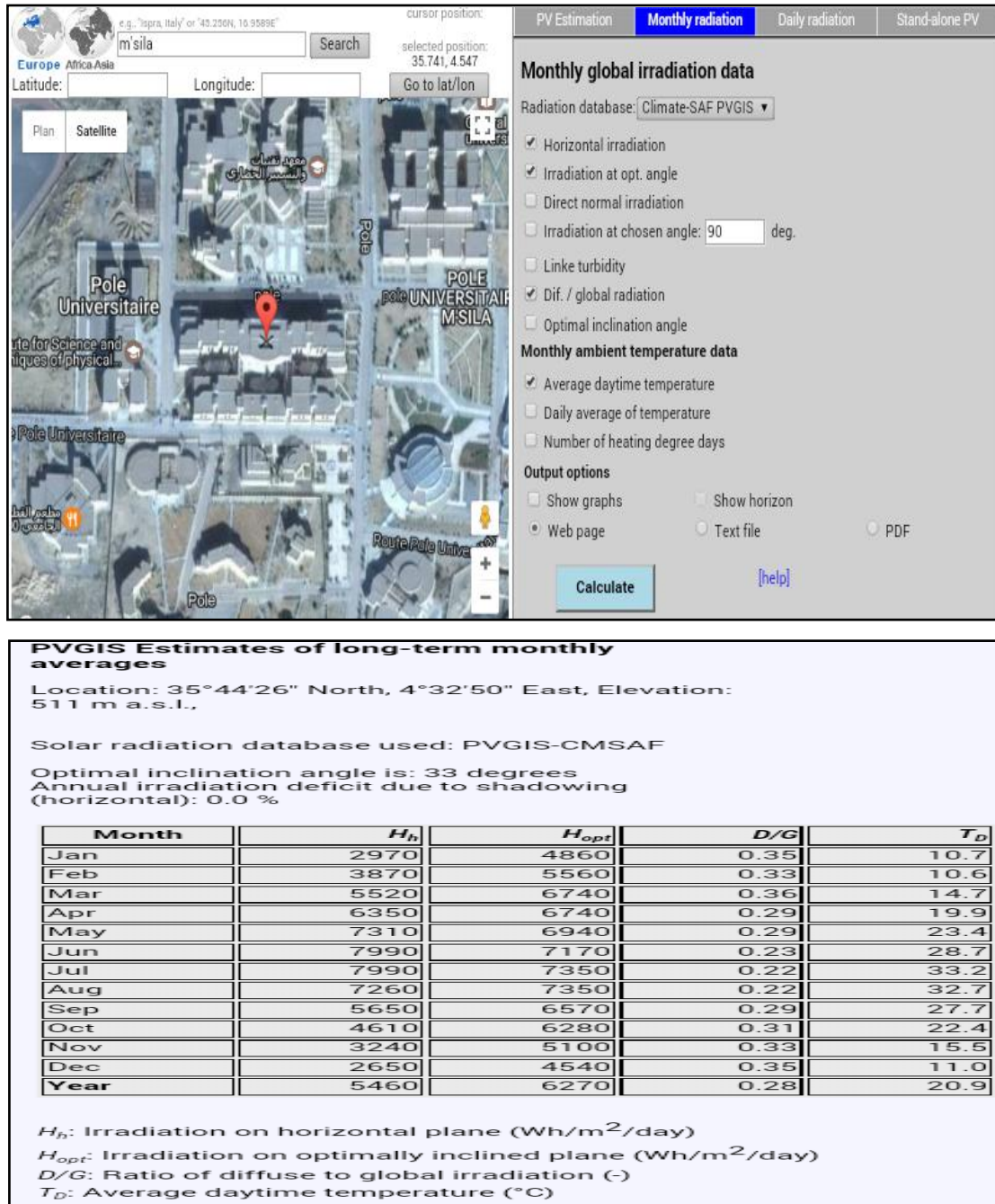


Figure II.3: Comment extraite les informations météorologique et géographique.

Il est nécessaire de procéder à une évaluation du site avant la conception de systèmes d'énergie photovoltaïque pour être en mesure d'éviter les erreurs de planification. Cela donne au concepteur une chance de voir les conditions de base et la réduction des facteurs de site.

Une évaluation a été effectuée sur le site Web de l'Université de M'sila construire sur la surface. Installation pratique, l'orientation du bâtiment et les dimensions, y compris la longueur, la largeur et la hauteur, la surface disponible pour l'installation, à distance et à proximité de la recherche d'objets d'ombrage et les options d'installation possibles au cours de cette évaluation. Le bâtiment est situé à M'sila, en Algérie. Les coordonnées géographiques du site se trouvent à la figure fournie par PVsyst.

Coordonnées Géographiques | Météo mensuelle

Site ST (Algeria)
Source des données M'sila_Algerie

	Irrad. Glob. KWh/m ² /jr	Diffus KWh/m ² /jr	Tempér. °C	Vit. vent m/s
Janvier	2.90	1.02	10.3	7.60
Février	3.80	1.25	11.3	8.40
Mars	5.50	1.98	15.7	9.40
Avril	6.30	1.83	19.1	10.40
Mai	7.30	2.12	24.0	9.60
Juin	7.90	1.82	30.1	9.00
Juillet	7.90	1.74	34.0	8.60
Août	7.20	1.58	32.6	7.70
Septembre	5.50	1.60	27.1	7.50
Octobre	4.60	1.43	22.5	7.40
Novembre	3.20	1.06	14.9	7.50
Décembre	2.60	0.91	10.8	7.90
Année	5.39	1.53	21.0	8.4

Données requises
☒ Irradiation globale horizontale
☒ Température ext. Moyenne

Données supplémentaires
☒ Irradiation diffuse horizontale
☒ Vitesse du vent

Unités d'irradiation
☒ KWh/m²/jr
☐ KWh/m²/ms
☐ MJ/m²/jr
☐ MJ/m²/ms
☐ W/m²
☐ Indice de clarté Kit

☒ Par défaut (de NASA-SEE)

Coordonnées Géographiques | Météo mensuelle

Lieu
 Nom du site: st
 Pays: Algeria Région: Afrique

Latitude: 35.44 (Decimal) 35 26 (Deg. min.) (+ = Nord, - = Hemisph. Sud)
 Longitude: 4.32 (Decimal) 4 19 (Deg. min.) (+ = Est, - = Ouest de Greenwich)
 Altitude: 507 M au-dessus du niv. de la mer
 Fus. horaire: 1 Correspondant à une différence moyenne
 Temps Légal - Temps Solaire = 0h 43m

Figure II.4: Comment l'introduction de l'information dans logiciel de PVsyst.

II.8 Orientation :

L'optimisation de l'orientation d'un module est un processus important afin de recueillir autant d'irradiation que possible sur la surface du module. Pour ce faire, l'angle d'inclinaison du module (β) et l'angle d'azimut (az) doivent être optimisés. L'angle d'inclinaison du module est défini comme l'angle entre le plan et module inclinée .

L'angle d'inclinaison optimal est déterminé en fonction des modes d'orientation du plan, tels que le plan incliné fixe ou le réglage de l'inclinaison annuelle. Dans cette étude, seule l'orientation fixe du plan incliné est discutée.

La perte par rapport à l'optimisation peut être utilisée pour déterminer l'angle d'inclinaison optimal en modifiant l'inclinaison du plan au moment où la perte diminue 0%. Cependant, cet outil effectue des transpositions rapides à partir de valeurs météo mensuelles et donne une estimation rapide qui peut différer des valeurs météorologiques horaires. Pour éviter cette situation, des valeurs d'irradiation incidente horaire sur différents azimuts et plans inclinés ont

été utilisées pour déterminer l'angle d'inclinaison optimal qui est possible de fournir à partir de PVsyst. Et sont présentés dans la figure suivante :

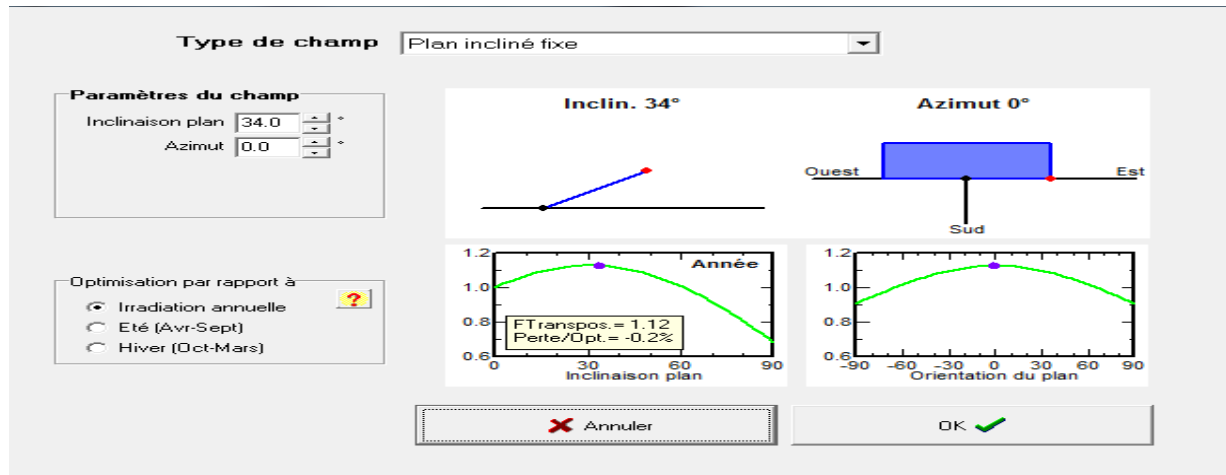


Figure II.5: L'introduction d'information de l'inclinaison dans logiciel PVsyst

II.9 Le facteur de transposition (FT) :

Il est le rapport de l'irradiation incident (G_{Inc}) sur le l'irradiation horizontale (G_{Hor}). Nous obtenons à toute inclinaison du plan du capteur, écrit la relation suivante.

$$FT = \frac{\text{irradiation incident } (G_{Inc})}{\text{irradiation horizontale } (G_{Hor})}$$

II.10 Ombrage :

La performance des systèmes photovoltaïques est considérablement affectée par l'ombrage des réseaux photovoltaïques. Les pertes causées par l'ombrage devraient être évaluées en tenant compte de deux types de pertes différentes. Ceux-ci sont; Pertes d'ombrage linéaire qui correspondent au déficit d'irradiance sur les cellules et aux pertes électriques résultant de l'inadéquation de la réponse électrique des modules en série et en parallèle

II.11 Facteur d'ombrage (FO) :

Il est le rapport de la surface sans ombrage sur la surface active, il écrit sous la forme de la relation suivante.

$$FO = \frac{\text{Surface sans ombrage}}{\text{Surface active}}$$

II.12 Rendement de module :

Pour calcule rendement de module par l'équation suivent

$$\eta_0 = \frac{\text{puissance nominale d'un module}}{\text{l'irradiance (STC)*surface d'un module}}$$

$$\bar{\eta} = \frac{\text{énergie sortie de générateur}}{\text{irradiation effectif *surface de générateur}}$$

Où:

η_0 : Rendement référence de module sur les conditions standard.

$\bar{\eta}$: Rendement de générateur.

Les modules PV sont classés selon les paramètres STC. Cependant, les modules photovoltaïques sont généralement confrontés à un niveau d'irradiation plus faible et à une température plus élevée pendant les opérations. Par conséquent, la température de la cellule de fonctionnement nominale (NOCT) est fixée par les conditions suivantes:

- Irradiance : 800W/m².
- Température ambiant : 20°C.
- Vitesse de vent : 1 m/s.

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 25}{800} \right) * G_t^*$$

$$\bar{\eta} = \eta_0 [1 - \gamma(T_c - 25)]$$

Où :

$$\gamma = - \frac{\frac{\bar{\eta}}{\eta} - 1}{T_c - 25}$$

G_t^* : Irradiance globale moyenne sur un plan inclinée.

T_a : Température ambiant.

γ : est le coefficient de variante de rendement du module PV (%).

Température de cellule utilisateur peut choisir γ suivant la technologie utilisée:

Type de module	η (%)	NOCT	γ (%/C°)
Si monocristallin	13	45	0.4
Si poly cristallin	11	45	0.4
Si Amorphe	5	50	0.11
Cd Te	7	46	0.24
Cu In Se ₂ (CB)	7	47	0.46

Tableau II.6 : Représentation de rendement, temprateur et le coefficient de variante de la cellule.

II.13 Dimensionnement de l'onduleur :

Pour choisir un onduleur en doit tenir compte de paramètre suivant [08] :

1. La puissance nominale elle est légèrement inférieure à la puissance à courant alternatif P_{AC} .
2. Tension nominale à l'entrée de l'onduleur, si la tension du système de stockage plus une certaine marge.
3. Tension nominale à la sortie de l'onduleur est égale à tension efficace de réseau.
4. La fréquence de l'onduleur $f=50\text{Hz}$, doit être égale à cette réseau électrique.
5. Rendement : c'est le rendement en fonction de taux de charge :

$$\text{taux de charge} = \frac{P_0}{P_{on}} .$$

Où : P_0 : c'est la puissance de sortie de l'onduleur.

P_{on} : c'est la puissance nominale de l'onduleur.

II.14 Dimensionnement de câble :

La taille du câble CC est principalement effectuée pour maintenir la chute de tension (V_d) sous une limite de perte prédéfinie. Le paramètre principal pour les câbles CC est la sélection du matériau approprié du câble .

Premier; Le schéma de câblage d'échantillons du tableau doit être dessiné pour identifier les différentes parties des circuits consistant en les connexions de chaîne de module aux boîtes de connexion et les connexions entre ces boîtes aux onduleurs. Seconde; La longueur moyenne des câbles utilisés dans le réseau doit être mesurée pour chaque catégorie de circuit et ensuite, la taille de section du câble minimum requise est calculée pour chaque partie du circuit qui dépend du matériau utilisé (généralement du cuivre ou de l'aluminium) à condition que La chute de tension (V_d) doit être maintenue sous la limite de perte prédéfinie. L'équation suivante est utilisée pour calculer la taille de section transversale minimale requise (A_{dc}) [08]:

$$A_{dc} = \frac{2 * l_{dc} * \rho * I_{dc}}{V_d}$$

Où :

I_{dc} : Est le courant de chaîne ; l_{dc} : Est la longueur du câble CC (multipliée par 2, car il y a toujours un fil de retour) ; V_d : Définit une perte de pourcentage par rapport à la tension de chaîne à MPP (V_{mmp}) $V_d = \text{perte}(\%) * V_{mmp}$.

ρ : Est la résistivité des métaux qui dépend notamment de la température.

II.15 les pertes de système:

II.15.1 Pertes thermiques :

La réduction des performances d'un module PV est directement liée au module et à la température ambiante. Cette corrélation entre l'ambiance et l'augmentation de la température du module solaire basée sur l'irradiance incidente, représentant le bilan énergétique thermique, est donnée par l'équation suivante dans PVsyst [08]:

$$U * (T_m - T_a) = \alpha * G_m * (1 - \eta)$$

Où :

α : Est le coefficient d'absorption global irradiant de l'irradiation. 0.9 est la valeur par défaut donnée dans PVsyst.

η : Est l'efficacité PV liée à la zone du module. PVsyst calcule selon les conditions de fonctionnement du module lorsqu'il est possible, sinon 10% est utilisé par défaut.

U : Est le facteur de perte thermique utilisé pour caractériser le comportement thermique du champ, décrit par:

$$U = U_c + U_v * v$$

Où :

U_c : Est le composant constant ; **U_v** : Est un facteur proportionnel à la vitesse du vent v .

II.15.2 Perte de câblage ohmique :

Définit la perte de puissance dans un circuit électrique résultant de la résistance du circuit et du flux de courant. PVsyst donne à l'utilisateur la possibilité de calculer les pertes ohmiques dans trois sections: les pertes de circuits CC (pertes ohmiques pour le réseau), les pertes de circuits AC qui se produisent de l'onduleur au point d'injection (pris en compte dans le cas où la longueur de l'utilisation du câble est significative) Et des pertes de transformateur externes. Dans les scénarios, seules les pertes de circuits CC sont prises en compte car les longueurs de câble AC ne sont pas importantes et les transformateurs externes ne sont pas utilisés dans les simulations.

Le taux de perte ohmique est le rapport de la perte ohmique de câblage (P_w) par rapport à la puissance nominale du réseau, voir Equations suivant [08] :

$$P_w = R_w * I_{sc}^2$$

Où :

R_w : Est la résistance globale du câblage ; **I_{sc}** : le courant de court circuit.

II.15.3 Rendement du système :

Rendement du système (Y_f) est l'énergie utile totale produite par le système par jour, semaine, mois ou année dans le cadre de la puissance nominale. L'unité de (Y_f) est indiquée

comme KWh / Kwc / day et KWh / Kwc / an (nommée comme production spécifique dans la fiche de rapport finale) dans PVsyst.

II.15.4 Perte de collection :

La perte de collection (L_c) représente les pertes de tableau, en tenant compte de la qualité thermique, ohmique, de la qualité du module, de l'incompatibilité, de l'incidence (IAM), de l'ombrage, de la salissure, du MPP, des pertes de régulation et de toutes les autres inefficacités. L_c Est la différence entre Référence System Yield (Y_r) et Array Yield (Y_a) indiqué ci-dessous [08]:

$$L_c = Y_r - Y_a$$

II.15.5 Performance Ratio:

L'un des documents scientifiques fondés sur le Laboratoire national d'énergie renouvelable (NREL) [30] définit le Ratio de performance comme suit: "Le ratio de performance PR est le Y_f divisé par l'année. En normalisant en ce qui concerne l'irradiation, il quantifie l'effet global des pertes sur la sortie nominale en raison de: inefficacité de l'onduleur, du câblage, du désagrégement et d'autres pertes lors de la conversion de DC en courant alternatif; Température du module PV; Utilisation incomplète de l'irradiance par réflexion À partir de la surface avant du module; La salissure ou la neige; Temps d'arrêt du système; Et les défaillances des composants ". On constate que PR est un paramètre utile pour évaluer à la fois les différents systèmes au même endroit et des systèmes similaires dans différents endroits géographiques en raison du fait qu'il est normalisé.

N P syst 6 Guide de l'utilisateur , Performance Ratio est définie comme l'efficacité globale du système concernant la puissance nominale installée et l'énergie incidente et c'est égal au rendement du système (Y_f) divisé par le rendement du système de référence (Y_r). Il peut être exprimé Par l'équation suivante :

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

On définit le Performance ration (PR) comme étant le rapport :

$$PR = \frac{\text{Rendement réel du syst ème}}{\text{Rendement nominale du syst ème}}$$

$$PR = \frac{\frac{E_T}{P_G^{STC}}}{\frac{(H_{Gt}(\beta) * A_G)}{(G^{STC} * A_G)}} = \frac{E_T}{\frac{H_{Gt}}{G^{STC}} * P_G^{STC}}$$

$$PR = \frac{E_T}{NHP_G^{STC}}$$

Où :

E_T : L'énergie totale consommée ramenée au GPV (Wh/m²).

$H_{Gt}(\beta)$: L'irradiation reçue sur le plan de GPV ($\beta = \beta_{opt}$).

P_G^{STC} : La puissance crête sous STC.

G^{STC} : L'irradiance STC = 1000/m².

$$NHP_G^{STC} = \frac{H_{Gt}}{G^{STC}} : \text{représente le nombre d'heures où le GPV fonctionne à sa } P_G^{STC}$$

II.16 Conclusion :

Ce chapitre nous montre le dimensionnement technique des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique et la façon de calculer la quantité d'énergie dans le besoin avec d'autres paramètres.