



Version 8

Connecté au Réseau


Mon premier projet

PVsyst SA
www.pvsyst.com

Introduction

PVsyst est un outil logiciel complet conçu pour la simulation et l'analyse des systèmes photovoltaïques. Il permet aux utilisateurs de concevoir et d'optimiser des projets d'énergie solaire en fournissant des évaluations détaillées des performances du système, des rendements énergétiques et de la viabilité financière.

Avec PVsyst, les utilisateurs peuvent modéliser divers types d'installations photovoltaïques en utilisant des données climatiques propres au site et des spécifications de composants, tout en tenant compte de facteurs tels que les effets d'ombrage sur le système, le stockage par batterie, l'indisponibilité du réseau et la dégradation des panneaux.

Ce document peut être considéré comme un manuel d'utilisation, visant à décrire les différentes fenêtres et fonctionnalités du logiciel. Le manuel de référence complet pour PVsyst est l'aide en ligne accessible depuis le programme via l'entrée "Aide" dans le menu, en appuyant sur la touche F1 ou en cliquant sur les icônes  d'aide dans les fenêtres et les dialogues.

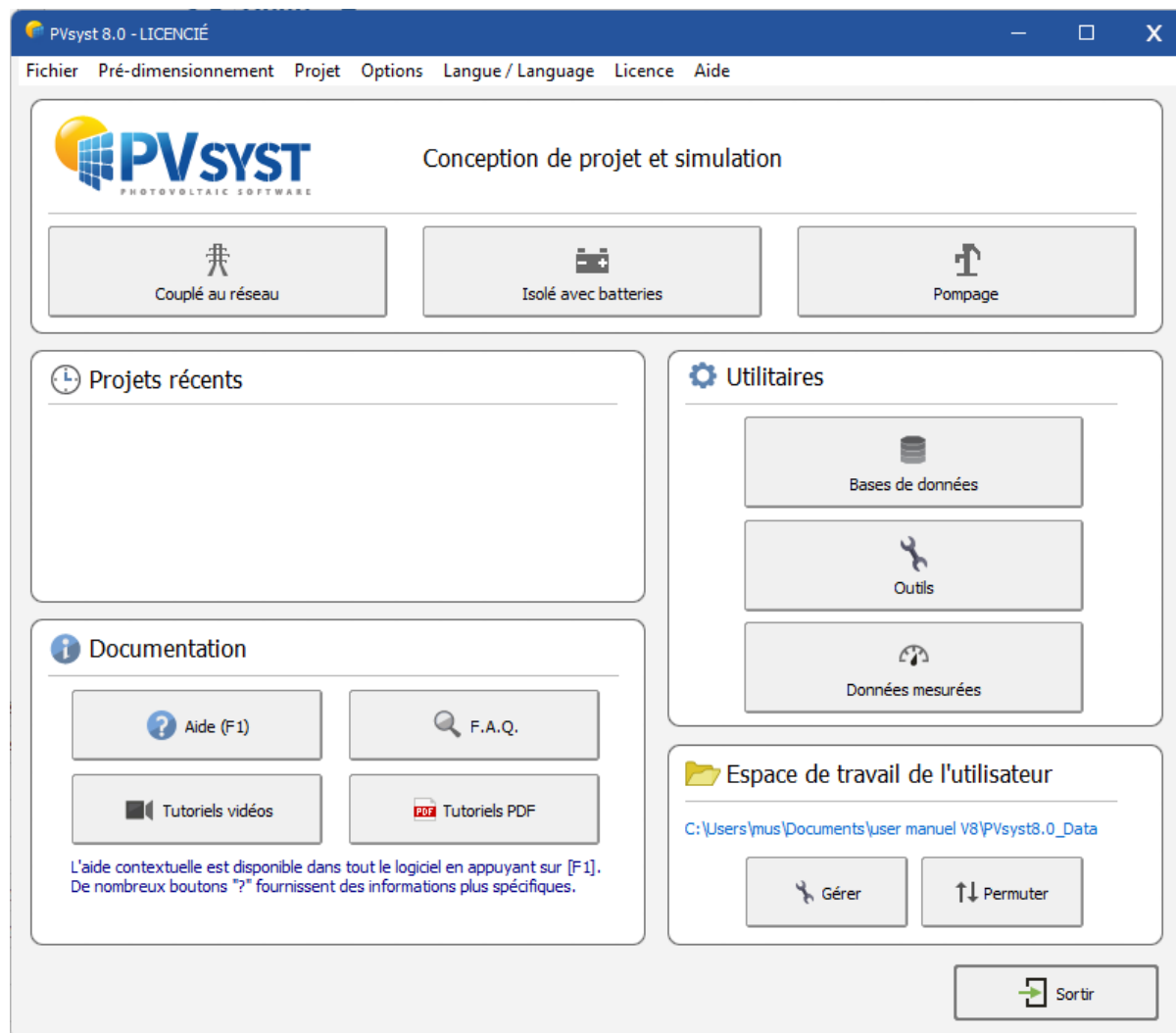
Sommaire

1	Page principale de PVsyst.....	5
1.1	Conception de projet et simulation	5
1.2	Utilitaires.....	6
1.3	Documentation.....	7
1.4	Barre d'outils et Espace de travail	8
2	Ma première simulation.....	8
2.1	Définition du projet.....	9
3	Orientations	12
3.1	Orientations fixe.....	13
3.1.1	Plan incliné fixe	13
3.1.2	Ajustement saisonnier d'inclinaison	13
3.1.3	Dômes	14
3.1.4	Sheds illimités	14
3.1.5	Pare-soleils illimités	15
3.2	Définitions des plans suiveurs.....	15
3.2.1	Suiveurs illimités, axe horizontal	15
3.2.2	Suiveur, horizontal et axe incliné	16
3.2.3	Suiveur, axe vertical	16
3.2.4	Pare-soleils suiveurs	17
3.2.5	Suiveur, axe horizontal Est/Ouest.....	17
3.3	Plans suiveurs deux axes	18
3.3.1	Suiveur deux axes.....	18
3.3.2	Suiveur deux axes, cadre Nord/Sud et Est/Ouest.....	18
4	Système	19
4.1	Liste des sous-champs.....	19
4.2	Dimensionnement du champ.....	21
4.3	Fonctionnalité Multi MPPT et Partage de puissance	22
5	Pertes détaillées	24
5.1	Paramètres thermiques	24
5.2	Pertes ohmiques.....	26
5.2.1	CircuitDC: pertes ohmiques pour le champ	26
5.2.2	Pertes AC après l'onduleur	26

5.3	Qualité des modules – LID – Mismatch	28
5.3.1	Qualité des modules	28
5.3.2	LID – Light Induced Degradation (Dégradation Induite par la Lumière.....	29
5.3.3	Pertes de mismatch modules.....	29
5.3.4	Mismatch tension chaînes	30
5.4	Pertes d'encrassement	30
5.5	Pertes IAM	30
5.6	Auxiliaires.....	32
5.7	Aging.....	33
5.8	Indisponibilité du système	34
5.9	Correction spectrale	35
5.10	Graphique pertes	36
6	Auto-Consommation.....	36
7	Stockage	38
7.1	Self-consumption with storage	40
7.2	Absorption des pointes de puissance	41
7.3	Support de réseau non fiable	42
8	Horizon	44
9	Ombrages proches	46
9.1	Compatibilité entre la Scène 3D et l'Orientation du Système.....	47
9.2	Simulation Parameter.....	48
9.3	Orientations, tableau, boutons de graphique	51
9.4	Construction/Perspective, scène 3D	53
9.5	Menu Créer.....	56
9.6	Menu Editer	59
9.7	Menu Transformer.....	60
9.8	Menu Outils	60
9.9	Menu Principal.....	68
10	Gestion de l'énergie	81
10.1	Température onduleur.....	81
10.2	Facteur de puissance	82
10.3	Limitation de puissance réseau.....	85
10.4	Estimation P50 - P90	87

1 Page principale de PVsyst

Sur la page principale, vous avez un aperçu des différentes principales sections du logiciel, tels que la Conception et Simulation de projet, les Utilitaires, la Documentation, ainsi que vos projets récents et votre espace de travail.



1.1 Conception de projet et simulation

La conception et la simulation de projet constituent la partie principale du logiciel et sont utilisées pour l'étude complète d'un projet. Cela implique le choix des données météorologiques, la conception du système, les études d'ombrage, la détermination des pertes et l'évaluation économique. La simulation est effectuée sur une année complète avec des pas horaires, fournissant un rapport complet et de nombreux résultats détaillés.

Dans la section « Conception de projet et simulation », PVsyst vous permet de créer et de simuler trois types de systèmes.

- **Couplé au réseau** : permet de créer une conception de système connecté au réseau. Vous avez également la possibilité de définir un profil

d'autoconsommation et d'ajouter un stockage par batterie avec diverses stratégies possibles.

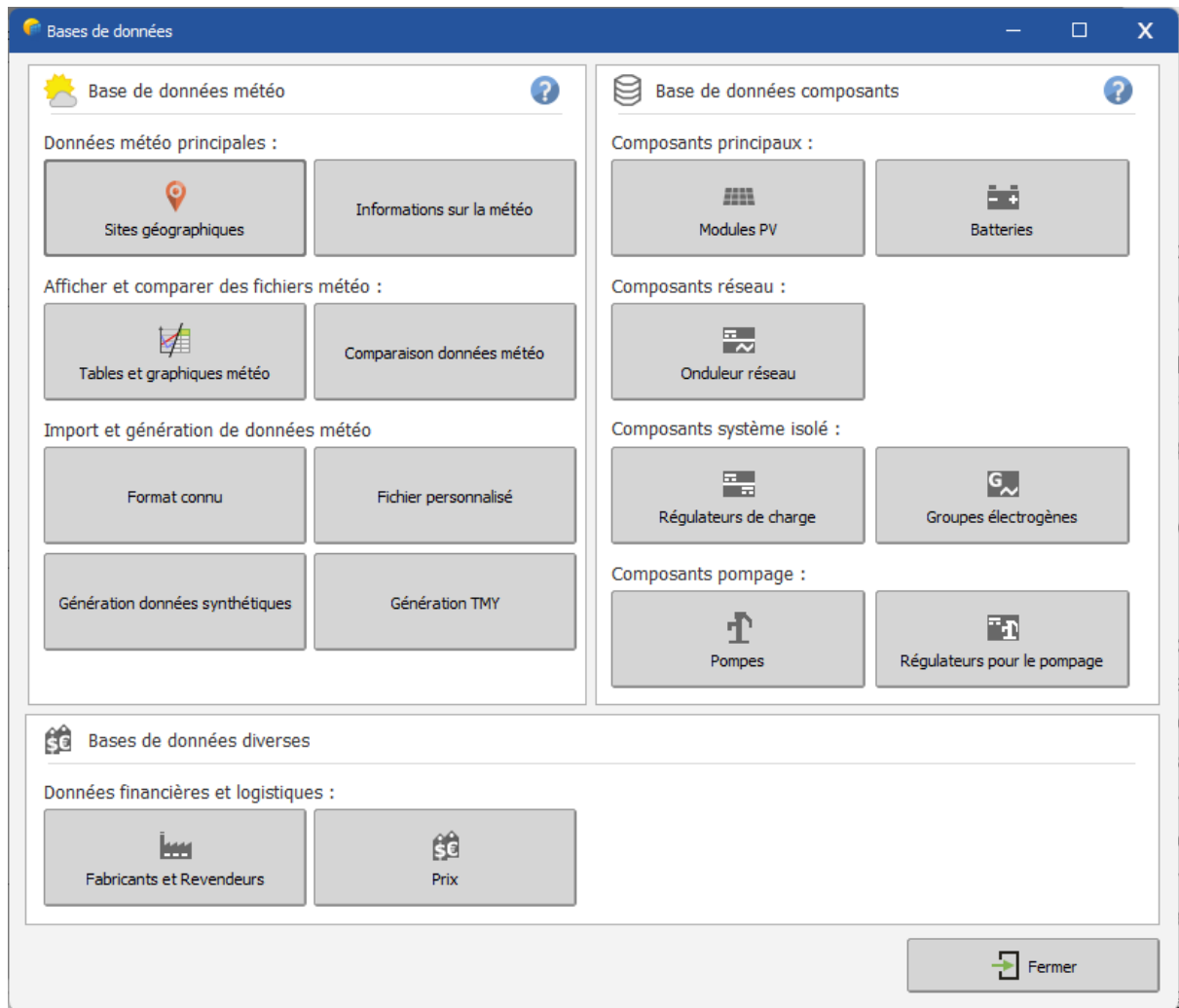
- **Isolé avec batteries** : réservé aux systèmes non connectés au réseau, où un stockage est obligatoire. La production que vous ne pouvez pas utiliser ou stocker sera limitée.
- **Pompage**: couramment utilisé dans certaines régions où les panneaux solaires alimentent une pompe pour puiser de l'eau d'un puits ou d'un lac, qui est ensuite stockée dans un réservoir surélevé pour être utilisée ultérieurement à diverses fins.

Projets récents: permettront de retrouver et de modifier rapidement vos projets récents.

1.2 Utilitaires


La section Utilitaires de PVsyst offre une gamme d'outils et de fonctions conçus pour améliorer la compréhension et la précision de l'analyse de votre système photovoltaïque.

- **Bases de données**: vous pouvez y trouver tous les sites et composants déjà enregistrés dans PVsyst. Vous pouvez également générer de nouveaux sites, importer des données météorologiques et créer de nouveaux composants.



- **Outils:** vous disposez de paramètres avancés pour la géométrie solaire et les instruments d'optimisation électrique.
- **Données mesurées:** il est possible d'ajouter des données mesurées et de comparer les simulations avec les mesures.

1.3 Documentation

Dans la section Documentation, vous avez un accès direct à l'aide de PVsyst, le manuel de référence complet pour PVsyst, également accessible depuis pvsyst.com/help. Tout au long du logiciel, une aide en ligne contextuelle est disponible via la touche F1 et des petites icônes en forme de point d'interrogation dans les fenêtres et les dialogues, offrant des informations plus spécifiques dans certains cas. En appuyant sur la touche F1 ou en cliquant sur l'icône de point d'interrogation , vous accédez à l'outil d'aide PVsyst, où vous trouverez des articles utiles avec des informations précises, des explications et des descriptions pas à pas sur l'utilisation des différentes fonctions du logiciel PVsyst.

Vous trouverez également un accès au forum PVsyst où vous pouvez poser vos questions, et les collaborateurs de PVsyst ainsi que d'autres utilisateurs de PVsyst vous guideront.

Dans les chaînes vidéo de PVsyst, vous trouverez des vidéos éducatives et des tutoriels. Vous trouverez également ici des manuels et des tutoriels imprimables pour les utilisateurs.

1.4 Barre d'outils et Espace de travail

C'est depuis la page principale que les paramètres de votre espace de travail sont configurés.

Lorsque des fichiers sont enregistrés, ils seront automatiquement sauvegardés dans l'espace de travail, selon une structure de dossiers précise. Dans cet espace, vous trouverez également un ensemble de modèles avec la configuration adéquate, à utiliser, par exemple, pour définir un profil d'autoconsommation. Les composants PV seront sauvegardés dans **ComposPV**, les fichiers de projet dans **Projects**, etc...

- Sous **Fichier**, vous trouverez notamment des options pour importer et exporter des projets et des composants.
- **Pré-dimensionnement** est un outil de simulation simple et basique pour les petits projets simplifiés.
- Vous pouvez démarrer un nouveau projet via l'onglet **Projet**. Ici, vous trouverez également un quatrième type de projet non visualisé dans la fenêtre de conception et de simulation des projets : le **projet de réseau DC**, destiné à certains cas d'utilisation pour les entreprises de transport public. Depuis l'onglet **Projet**, vous pouvez également **charger** un projet dans votre espace de travail ou un projet DEMO défini par PVsyst, qui présente diverses fonctionnalités et exemples d'utilisation.
- Dans les **Options**, vous trouverez **Préférences**, où vous pouvez définir, par exemple, les informations utilisateur, les unités par défaut et les clés API possibles pour certains fournisseurs de fichiers météo. Dans les **Paramètres avancés**, presque toutes les valeurs par défaut et les seuils générant des messages d'erreur peuvent être modifiés, mais uniquement par des experts.
- **La langue** peut être changée dans cet onglet, ou en appuyant sur la touche F9.
- Dans le menu **Licence**, vous trouverez toutes les informations concernant votre compte, votre clé d'activation, etc...
- **L'Aide** vous guidera vers les différentes options de documentation disponibles.

2 Ma première simulation

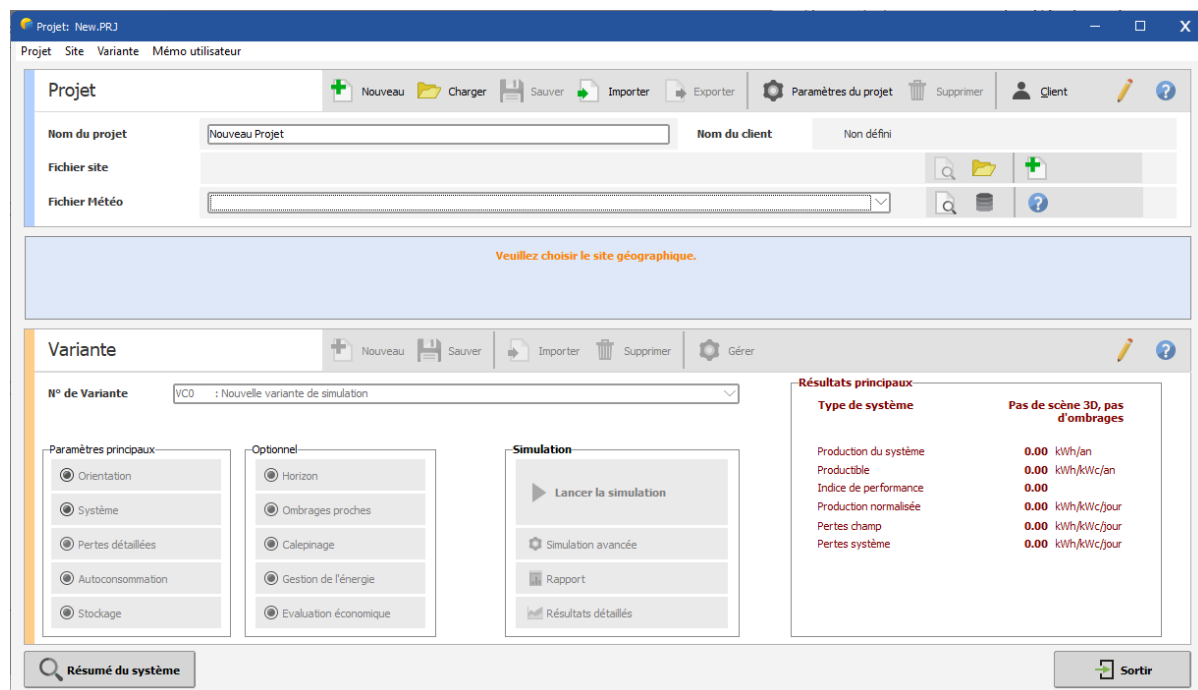
Pour ce premier tutoriel explicatif, nous choisissons un système connecté au réseau, mais la majorité des étapes et des informations seront également pertinentes pour les systèmes autonomes et les systèmes de pompage.

Le flux de travail dans PVsyst consiste à travailler avec des Projets et des Variantes. Cela illustre également la hiérarchie du logiciel.

Le **Projet** contient le site géographique de votre système, la référence à un fichier de données météorologiques et certains paramètres généraux comme la définition de

l'albédo et des paramètres spécifiques à ce projet. Le projet est l'objet central permettant les définitions de base dans lesquelles vous pourrez ensuite construire différentes variantes de votre système.

La **Variante du système** contient toutes les définitions détaillées de votre système, ce qui aboutira à un calcul de simulation. Ces définitions incluent le choix et le nombre de panneaux solaires et d'onduleurs, la disposition géométrique et les ombrages éventuels, les connexions électriques, différents scénarios économiques, etc...



2.1 Définition du projet

En cliquant sur *Système couplé au réseau* sur la page d'accueil, PVsyst ouvrira automatiquement le projet le plus récent. (Il est possible de modifier le comportement par défaut pour l'ouverture de nouveaux projets. Allez dans "Paramètres - Préférences - Valeurs par défaut," puis modifiez la section "Chargement automatique des projets").

Vous pouvez démarrer un nouveau projet en cliquant sur **Nouveau**. Vous pouvez charger des projets existants via l'option **Charger** et importer ou exporter des projets via les options **Importer** et **Exporter**. Vous avez également la possibilité de définir un **Client** pour le projet et de choisir ensuite si vous souhaitez imprimer les informations de l'entreprise dans le rapport.

Dans les **Paramètres du projet**, vous pouvez définir des paramètres et préférences globaux pour le projet. Notez la différence entre les paramètres de projet ici, qui affectent uniquement ce projet spécifique, et les *Paramètres avancés* de la page principale, qui s'appliqueront à tous les projets de votre espace de travail.

Paramètres du projet

Albédo | Conditions de conception | Autres limitations | Préférences

Paramètres dépendants du site

Températures de réf. pour conception du champ selon les voltages d'entrée de l'onduleur

Température basse pour limite de Voltage Absolu: -10 °C [Défaut] ✓

Température de fonctionnement en hiver pour VmppMax: 20 °C ✓

Température de fonctionnement habituelle sous 1000 W/m²: 50 °C ✓

Température de fonctionnement en été pour VmppMin: 60 °C ✓

Autres paramètres de conception

Voltage max. du champ

IEC (habituellement 1000V)

UL (habituellement 600 V)

Valeur μ Voc

Depuis modèle une-diode

Depuis spécification

Perte limite de surcharge: 3.0 % ✓

Modèle de transposition pour ce projet

Modèle de Hay (robuste)

Modèle Perez-Ineichen (sophistiqué)

Puissance de référence pour pertes AC

PNomPV(ac) aux STC

PNom (onduleurs)

Traitement du circumsolaire

Inclus dans diffus

Traitement séparé

Annuler OK

Dans les paramètres du projet, vous pouvez définir, par exemple, l'albédo éloigné, c'est-à-dire l'albédo autour de votre site (l'albédo sous les panneaux sera défini dans la fenêtre du système pour les panneaux bifaciaux). Dans les conditions de conception, vous pouvez définir, entre autres, la température minimale possible sur votre site pour générer un message d'avertissement pour la limite de tension absolue, ainsi que d'autres températures pertinentes pour générer des graphiques dans l'outil de dimensionnement (notez que la simulation utilisera les températures de votre site ; ces valeurs sont là pour vous aider à définir votre système).

Dans le Projet, vous devez d'abord définir le nom du projet, choisir votre site et définir un fichier de données météorologiques. Le fichier du site contient les coordonnées de votre projet, utilisées pour calculer la position du soleil à chaque heure de l'année civile. Le fichier de site créé inclura également des données météorologiques mensuelles de secours, utilisées pour des calculs rapides et approximatifs dans la partie conception du programme.


Il existe deux façons de définir un site de projet : vous pouvez soit choisir un site dans la liste 📁, soit créer un nouveau site en saisissant le nom ou en utilisant la carte interactive 📍. Vous pouvez également importer un site si vous avez des données provenant d'une autre source ou d'un autre projet.

Dans la boîte de dialogue *Coordonnées géographiques*, vous pouvez vérifier les coordonnées du site choisi et les trajectoires solaires correspondant à ce site. Les trajectoires solaires illustrent la position du soleil à chaque heure tout au long de l'année.

Lors de la création d'un site géographique, vous pouvez importer directement des **données météorologiques** depuis une liste de fournisseurs de données, tels que Meteonorm, PVGIS, Solcast, Solar Anywhere et Salargis. Pour que l'import fonctionne, une connexion Internet active est nécessaire. Les imports sont automatiques en fonction des coordonnées de votre site.

Il vous appartient, en tant qu'utilisateur, d'évaluer quel fournisseur de données météorologiques est le plus précis pour votre projet. Pour certains fournisseurs, une licence supplémentaire est requise. Les données Meteonorm sont incluses avec la licence PVsyst ; elles utilisent des données terrestres et satellites et exploitent des moyennes mensuelles pour créer des valeurs horaires synthétiques à l'aide de modèles stochastiques. Les données TMY (Année Météorologique Typique), quant à elles, sont des fichiers de données météorologiques horaires construits à partir de séries de données réelles mesurées sur au moins 10 ans, selon plusieurs critères statistiques.

Les données importées sont en valeurs horaires, puis moyennées et affichées sous forme de valeurs mensuelles. Selon la source de données météorologiques, vous pouvez également obtenir *la variabilité annuelle de l'irradiation globale horizontale*, c'est-à-dire les fluctuations naturelles de l'énergie solaire reçue sur une surface horizontale d'une année sur l'autre, qui peuvent être utilisées pour calculer des analyses statistiques telles que P50 et P90 des prévisions de rendement énergétique des systèmes solaires photovoltaïques.

En cliquant sur **OK**, vous serez invité à sauvegarder le site géographique et les données météorologiques horaires synthétiques générées (si votre source météorologique est basée sur des données synthétiques). En cliquant sur **Ouvrir** , un résumé de vos données météorologiques sera disponible. Notez que PVsyst étiquette une année générique comme étant 1990.

Paramètres du site géographique, nouveau site

Coordonnées Géographiques | Météo mensuelle | Carte interactive

Site: **Genève (Suisse)**

Source des données:

	Irradiation globale horizontale kWh/m ² /mois	Irradiation diffuse horizontale kWh/m ² /mois	Température °C	Vitesse du vent m/s	Turbidité Linke [-]	Humidité relative %
Janvier	34.6	19.4	2.0	2.29	2.429	80.9
Février	56.7	29.8	2.7	2.50	2.610	74.8
Mars	105.8	42.7	6.8	2.80	2.957	68.5
Avril	145.0	57.0	10.7	2.59	3.278	65.8
Mai	172.1	81.5	14.7	2.39	3.376	67.3
Juin	193.0	73.1	19.0	2.30	3.263	66.1
Juillet	196.1	79.1	21.1	2.20	3.132	62.5
Août	166.8	72.0	20.2	1.90	3.045	66.3
Septembre	123.1	52.3	15.7	2.10	2.927	73.8
Octobre	74.8	37.0	11.5	1.90	2.833	79.5
Novembre	38.3	22.7	6.1	2.11	2.604	82.4
Décembre	26.2	18.0	2.8	2.30	2.442	81.6
Année	1332.5	584.4	11.1	2.3	2.908	72.5

Irradiation globale horizontale variabilité d'une année sur l'autre: 3.5%

Données requises:
 Irradiation globale horizontale
 Température ext. Moyenne


Données supplémentaires:
 Irradiation diffuse horizontale
 Vitesse du vent
 Turbidité Linke
 Humidité relative


Unités d'irradiation:
 kWh/m²/jour
 kWh/m²/mois
 MJ/m²/jour
 MJ/m²/mois
 W/m²
 Indice de clarté Kt

Importer | Exporter la ligne | Exporter le tableau | Nouveau site | Imprimer | Annuler | OK

3 Orientations

Pour définir l'orientation, vous devez choisir le **type de champ**. Il existe trois catégories de types de champ : **Plans à orientation fixe**, **Plans à suivi sur un axe** et **Plans à suivi sur deux axes**.

Vous pouvez définir plusieurs types de champ en cliquant sur  Ajouter une orientation en haut de la boîte de dialogue. Pour définir une orientation, choisissez le type de champ dans la liste déroulante. L'en-tête affichera le nom de cette orientation. Si la case à droite est cochée, cela définira un nom en fonction des paramètres principaux de l'orientation ; cependant, vous pouvez donner un nom personnalisé.

Type de champ: 

Nom:

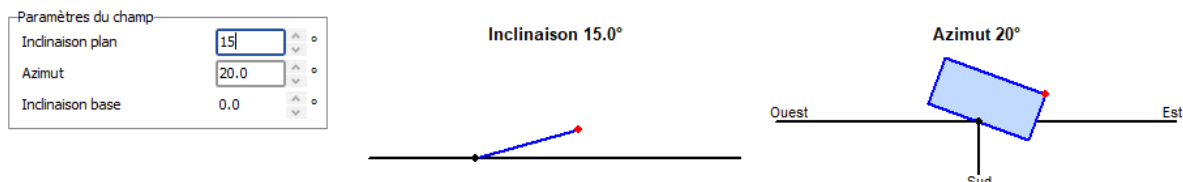
Les types de champ ont en commun que vous devez définir l'inclinaison et l'azimut du plan. En général, l'inclinaison du plan est définie comme l'angle entre le plan du collecteur et l'horizontale. L'azimut du plan est l'angle entre le plan du collecteur et la direction vers l'équateur. Dans l'hémisphère nord, cela signifie que l'azimut est mesuré à partir du sud (vers l'équateur), avec des valeurs positives vers l'ouest (dans le sens antihoraire) : sud = 0°, ouest = 90°, nord = 180° et est = -90°. Dans l'hémisphère sud, l'azimut est mesuré à partir du nord (vers l'équateur), avec des valeurs négatives vers l'est (dans le sens horaire) : nord = 0°, ouest = 90°, sud = 180° et est = -90°.

3.1 Orientations fixe

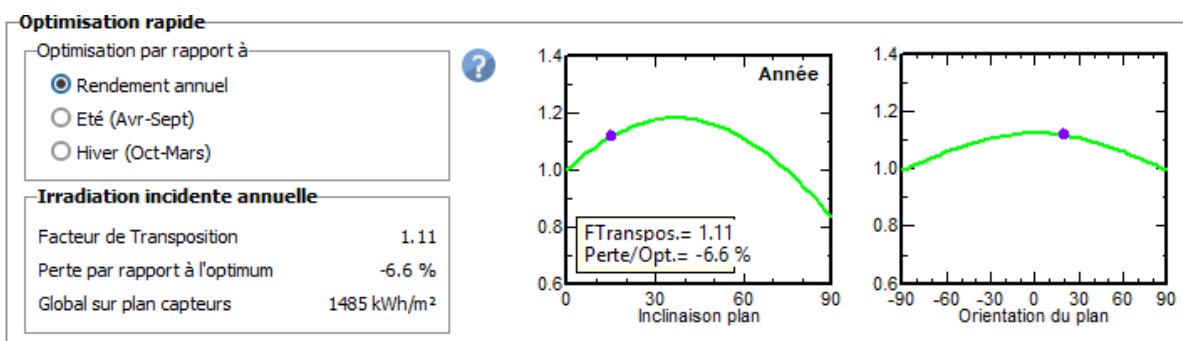
3.1.1 Plan incliné fixe

Il s'agit du type d'orientation le plus simple, il définit l'inclinaison et l'azimut du plan.

Si des tables (champs rectangulaires) sont définies dans la scène 3D, la base de ces tables peut être inclinée par rapport à l'horizontale : c'est l'**angle d'inclinaison de la base**, généralement appelé **pente du terrain** dans la scène 3D. Dans ce cas, l'orientation réelle du plan est modifiée.

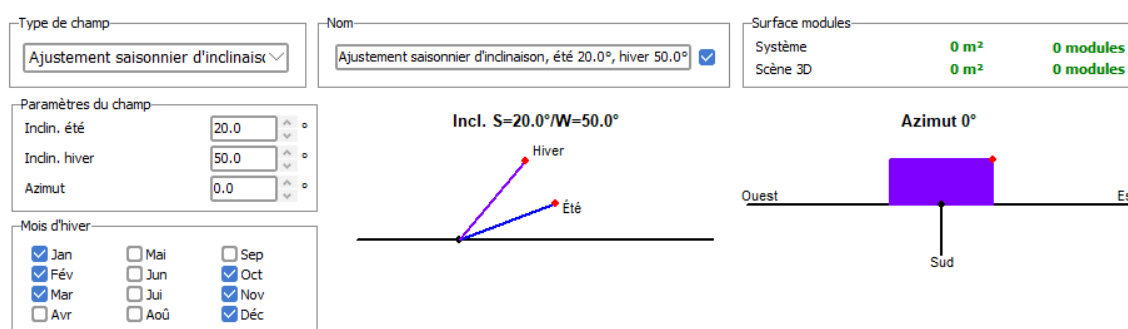


Dans la définition des plans fixes, PVsyst affiche un outil d'optimisation rapide, indiquant le rendement énergétique en fonction de l'inclinaison et de l'azimut. Il s'agit d'une estimation approximative visant à évaluer comment votre choix d'orientation (point violet) affectera le rendement par rapport à l'optimum. Cela peut montrer le rendement annuel, estival ou hivernal..



3.1.2 Ajustement saisonnier d'inclinaison


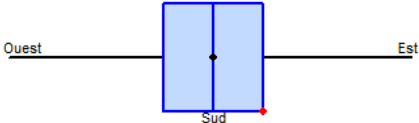
Dans le réglage d'inclinaison saisonnier, vous avez la possibilité d'optimiser la production photovoltaïque en modifiant l'inclinaison des tables en fonction de la saison. Cette option permet de définir deux saisons avec une inclinaison de plan correspondante, et vous devez spécifier les mois pour les positions d'hiver et d'été.



3.1.3 Dômes

Les dômes correspondent à un système avec deux rangées de tables opposées. Dans ce cas, PVsyst crée automatiquement une seconde orientation pour la partie opposée de la rangée.

L'espacement entre les deux rangées de dômes est généralement très réduit, de sorte qu'aucune irradiance significative ne peut atteindre le sol sous le dôme. Par conséquent, une telle configuration n'est pas adaptée aux systèmes bifaciaux.

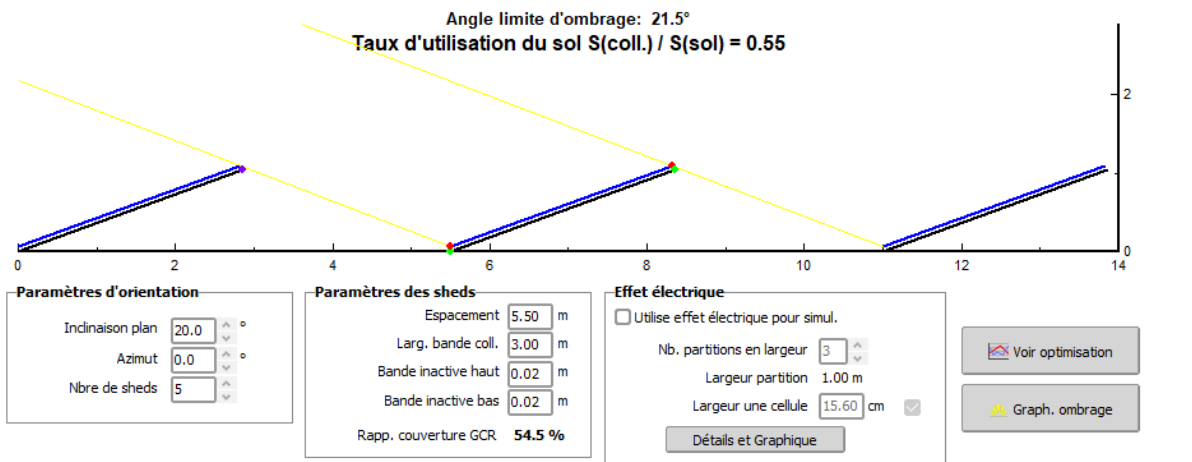
Type de champ Dômes	Nom Dôme face avant, Incl. 10.0°, Azim. 90.0°	Surface modules Système 0 m ² 0 modules Scène 3D 0 m ² 0 modules
Dôme face avant Inclinaison plan 10.0 Azimut 90.0 Inclinaison base 0.0	Inclinaison 10.0° 	Azimut 90° 
Dôme face arrière Inclinaison plan 10.0 ° Azimut -90.0 ° Inclinaison base 0.0 °		

3.1.4 Sheds illimités

Les rangées illimitées sont une extension de l'orientation de plan incliné fixe, qui ajoute des paramètres géométriques définissant la disposition des tables (en rangées régulièrement espacées).

Cela permet l'application d'un modèle 2D simplifié d'ombrage mutuel basé sur ces paramètres. Cette approche est généralement plus rapide que la définition d'une scène d'ombrage en 3D et peut donc être utilisée, par exemple, dans des études préliminaires. Les "sheds illimités" font référence à la représentation en 2D, où les extrémités des rangées sont ignorées dans les calculs.

Outre l'orientation, ce mode spécifie des paramètres décrivant le système photovoltaïque, tels que le nombre de rangées et des paramètres comme la largeur de la bande collectrice (active), les bandes mécaniques inactives en haut et en bas, et l'espacement. Le nombre de rangées est nécessaire pour le calcul, car la première rangée n'est pas ombragée. La **largeur de la bande collectrice** est la largeur de votre zone sensible. Par exemple, si vous avez une rangée de modules mesurant 1 x 1,5 m, si les panneaux sont placés en mode paysage, cette largeur sera de 1 m ; en mode portrait, elle sera de 1,5 m. La **bande inactive** fait référence à une structure physique dépassant des modules, qui créera des ombres. L'**espacement** est la distance entre les rangées.



Le **taux de couverture au sol (GCR)** et l'**angle limite** (l'angle du profil à partir duquel vous commencez à avoir des ombrages mutuels) sont calculés en fonction des paramètres que vous choisissez et affichés en haut de la fenêtre. Étant donné qu'il y a des ombrages, cet outil propose également des options avancées pour définir le nombre de partitions pour le calcul des effets d'ombrage électrique.

3.1.5 Pare-soleils illimités

Il est possible de définir un nombre illimité de pare-soleils sur une façade. Les paramètres des rangées de pare-soleils sont définis de manière similaire à ceux des sheds illimités.

3.2 Définitions des plans suiveurs

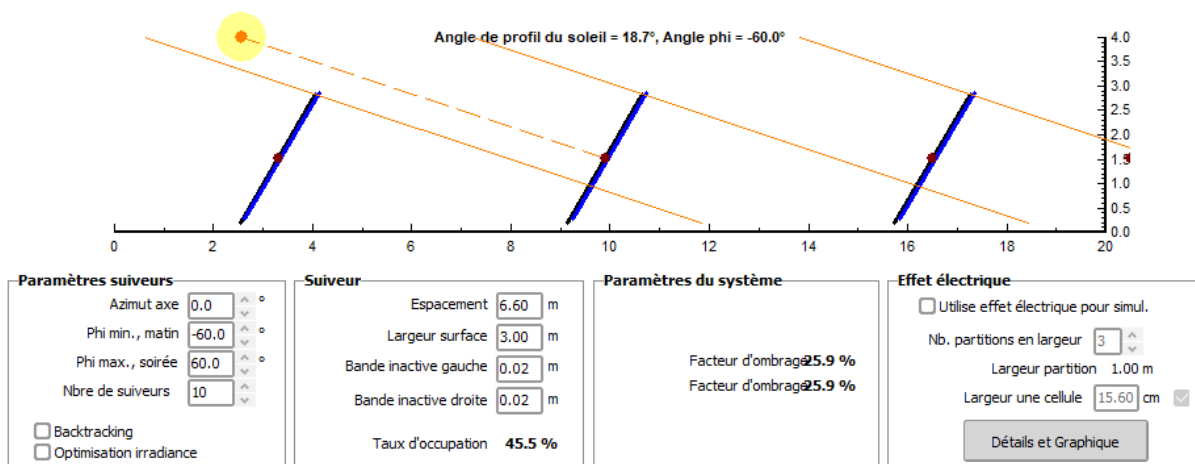
3.2.1 Suiveurs illimités, axe horizontal

De manière similaire aux sheds illimités, vous pouvez définir des "suiveurs illimités" pour une étude paramétrique d'un système de suiveur photovoltaïques, sans utiliser la construction de scène 3D.

L'azimut de l'axe se réfère à l'orientation de l'axe, où un azimut de 0 correspond à un axe orienté du nord au sud. L'angle de rotation autour de l'axe est appelé Phi. Des limites mécaniques sur l'amplitude de Phi sont nécessaires. Phi 0 correspond à un axe horizontal ; le phi minimum est l'angle le plus bas autorisé (dans le sens anti-horaire à partir de l'axe horizontal) et le phi maximum est, au contraire, l'angle le plus élevé autorisé (dans le sens horaire à partir de l'axe horizontal).

L'option de backtracking empêchera l'ombrage entre les rangées de panneaux en ajustant leur angle d'inclinaison en fonction de la position du soleil. L'option d'optimisation de l'irradiance évaluera l'angle de suivi optimal sur la base du modèle de transposition : l'angle est ajusté pour obtenir le meilleur résultat de transposition de GlobInc, en tenant compte des composantes directe et diffuse.

Les autres paramètres sont les mêmes que pour les "sheds illimités". Notez que les paramètres d'ombrage électrique ne sont visibles que lorsque le backtracking n'est pas activé, car par définition, il n'y a pas d'ombrages mutuels en mode backtracking.



By dragging the sun, you have the opportunity of visualizing the tracker's behavior according to the sun position. This tool will show, namely, the behavior of the backtracking mode.

3.2.2 Suiveur, horizontal et axe incliné

Comme pour les "Suiveurs Illimités", vous devez définir l'orientation de l'axe et les angles limites de suivi. Vous avez également la possibilité d'ajouter une inclinaison de l'axe. Vous devez définir les limites de Phi (amplitude mécanique), la stratégie de backtracking, et le mode de calcul du suivi (calcul astronomique ou optimisation de l'irradiance) à utiliser pendant la simulation. Un paramètre supplémentaire, *Mise en sécurité vent*, définit une position de sécurité de repos, à activer pendant la simulation lorsque la vitesse du vent est trop élevée.

Lors de la définition d'un ensemble de suiveurs, la construction dans la scène 3D est obligatoire, car c'est le seul moyen de calculer les pertes d'ombrage mutuel.

Angles de l'axe et limitations

Inclinaison axe: 20.0 °

Azimut axe: -15.0 °

Phi min.: -60.0 °

Phi max.: 60.0 °

Ecart central: 0 cm

Comportements spéciaux:

Backtracking

Optimisation irradiance

Mise en sécurité vent

Inclin. axe 20.0°

Azimut axe -15°

Limites rotation phi -60°/60°

Plan suiveur, axe incliné

Phi est l'angle de rotation autour de l'axe, Phi=0 lorsque le plan est dans la direction de l'axe

Définissez les limites de course (Phi min. vers l'est, Phi max. vers l'ouest).

3.2.3 Suiveur, axe vertical

Avec des suiveurs à axe vertical, le collecteur est maintenu à une inclinaison fixe mais tourne en fonction de l'azimut solaire. Cette configuration peut être utilisée avec des arrangements en "parabole", lorsqu'un grand support rotatif maintient plusieurs rangées de modules ; ce cas particulier est possible car l'axe de rotation d'une rangée peut être

décalé par rapport au collecteur. L'inclinaison du plan et les limites mécaniques d'azimut du suiveurs doivent être définies.

Limites sur inclin. et rotation

Inclinaison plan: 20.0

Azimut min.: -120.0

Azimut max.: 120.0

Comportements spéciaux

Backtracking

Vue profil: incl. 20.0°

Limites azimut -120°/120°

Plan suiveur, axe vertical

Les capteurs sont montés avec inclinaison fixe, sur un support tournant autour d'un axe vertical.

Définissez l'inclinaison, et les limites de course en azimut.

NB : Le backtracking est difficile à concevoir, et n'est pas encore implémenté.

3.2.4 Pare-soleils suiveurs

Il est possible de définir un pare-soleil suiveur. Vous devez spécifier l'orientation de la façade ainsi que l'inclinaison minimale et maximale. Optimiser l'équilibre entre la protection solaire et la production photovoltaïque est un défi. La stratégie de backtracking est probablement la seule approche raisonnable pour opérer des trackers avec pare-soleil.

Angles de l'axe et limitations

Orient. façade: 0.0

Inclinaison min.: 5.0

Inclinaison max.: 80.0

Comportements spéciaux

Backtracking

Limites incl. 5.0°/80.0°

Orient. façade 0°

3.2.5 Suiveur, axe horizontal Est/Ouest

Le suivi horizontal Est/Ouest fait référence à un système où l'axe de rotation est généralement orienté est/ouest. Avec une orientation de l'axe à 0° dans l'hémisphère nord, les panneaux seront orientés vers le sud, et l'inclinaison minimale et maximale définira les amplitudes mécaniques pour suivre la hauteur du soleil en direction sud, c'est-à-dire principalement les variations saisonnières. Cette configuration est disponible dans PVsyst, bien qu'elle ne soit utilisée que dans des situations très spécifiques.

Axis and limiting angles

Axis orientation: 0.0

Min. tilt: -30.0

Max. tilt: 80.0

Special Behaviors

Backtracking

Tilt limits -30.0°/80.0°

Axis azimuth 0°

Tracking plane, horizontal E-W axis

Horizontal axis orientation is defined as azimuth = 0 for E-W axis.

Please define the mechanical stroke limit tilts:

Minimum tilt (up to -90° =vertical north)

Maximum tilt (up to 90° =vertical south)

3.3 Plans suiveurs deux axes

3.3.1 Suiveur deux axes

Les trackers solaires à deux axes ajustent à la fois l'inclinaison et l'orientation des panneaux solaires pour rester perpendiculaires aux rayons du soleil tout au long de la journée. Vous devez définir les limites d'amplitude pour l'inclinaison et l'azimut.

Limites angles de rotation

Inclinaison min.

Inclinaison max.

Azimut min.

Azimut max.

Limites incl. -10.0°/80.0°

Limites azimut -150°/150°

Plan suiveur, deux axes

Veuillez définir les limites de course :

Inclin. min (jusqu'à -90° = vertical nord)

Inclin. max (jusqu'à +90° = vertical sud)

Azimut min. (vers l'est, jusqu'à -180°)

Azimut max. (vers l'ouest, jusqu'à +180°)

3.3.2 Suiveur deux axes, cadre Nord/Sud et Est/Ouest

Il existe des scénarios spécifiques pour les systèmes de suivi à 2 axes. Le plan est toujours perpendiculaire aux rayons du soleil, mais l'orientation du tracker dans ce plan peut varier. Cela peut entraîner des ombrages mutuels différents. Vous devez définir ici les paramètres liés à l'orientation. Les caractéristiques du cadre mécanique (taille, largeur, etc.) seront définies lors de la création de la représentation du champ en 3D. Le backtracking peut être effectué entre les trackers au sein d'un cadre, mais pas entre les cadres adjacents.

Cadre orientable

Inclinaison axe

Azimut axe

Phi cadre min.

Phi cadre max.

Limites incl. 10.0°/80.0°

Azimut axe 0°

Cadre orientable

Cette configuration ne peut être définie qu'avec les ombrages 3D.

Cet outil 3D permet de définir la géométrie du cadre et des sheds, et de la contrôler visuellement.

Sheds sur le cadre

Min. inclin./cadre

Max. inclin./cadre

Comportements spéciaux

Backtracking ?

Limites rotation phi -60°/60°

Azimuth de l'axe = 0°

Cadre orientable

Inclin. min. cadre: 10.0

Inclin. max. cadre: 80.0

Azim. perp. à l'axe: 0.0

Suiveurs sur le cadre

Phi min.: -60.0

Phi max.: 60.0

Comportements spéciaux

Backtracking

Limites incl. 10.0°/80.0°

Azimet axe 0°

Limites rotation phi -60°/60°

Cadre orientable

Cette configuration ne peut être définie qu'avec les ombrages 3D.

Cet outil 3D permet de définir la géométrie du cadre et des sheds, et de la contrôler visuellement.

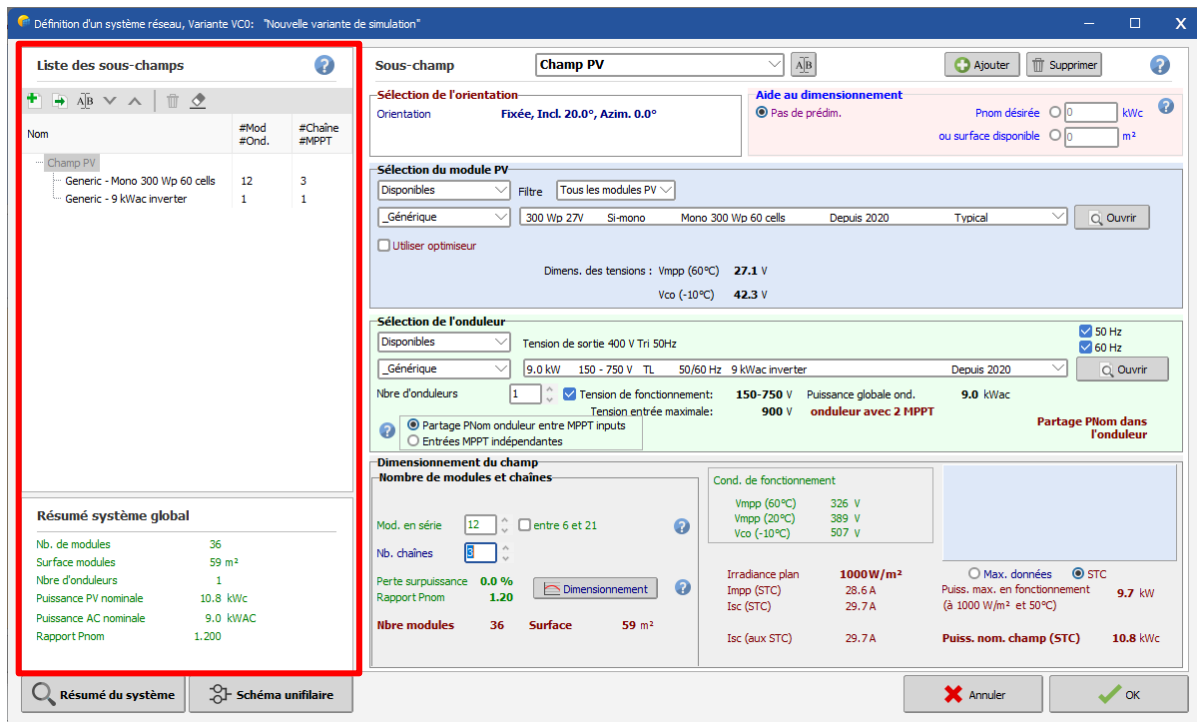
4 Système

Dans les projets connectés au réseau, le système est défini comme l'ensemble des composants constituant le champ photovoltaïque, c'est-à-dire les modules PV, les onduleurs et la conception du champ, ici séparés par différentes couleurs de fond.

4.1 Liste des sous-champs

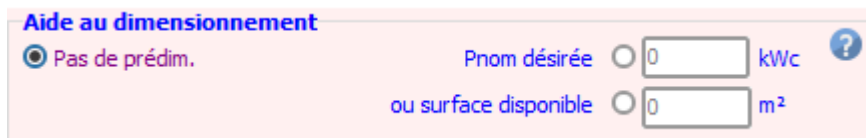
Le système est organisé en un ensemble de sous-champs : un sous-champ est constitué de :

- Un modèle de module PV, choisi dans la base de données,
- Un modèle d'onduleur, choisi dans la base de données,
- Le nombre d'entrées de l'onduleur,
 - soit des onduleurs complets,
 - soit le nombre d'entrées MPPT,
- Le nombre de modules en série et le nombre de chaînes de modules.
 - Le nombre de chaînes devrait idéalement être un multiple du nombre d'entrées MPPT. Cependant, PVsyst acceptera un nombre impair de chaînes et les distribuera de la manière la plus équilibrée possible entre les entrées MPPT. Un avertissement sera émis si le déséquilibre est trop important, et il est recommandé de préciser la distribution pour un système équilibré.
- Dans certains cas, des dispositifs supplémentaires peuvent être ajoutés au sous-champ, comme par exemple des optimiseurs de modules ou de chaînes.



Vous pouvez gérer (ajouter, copier, renommer, déplacer et supprimer) dans la liste située à gauche de la fenêtre.

Une aide au pré-dimensionnement est disponible dans le coin supérieur droit de la fenêtre du système. Cet outil propose un dimensionnement automatique de chaque sous-champ, où vous pouvez spécifier soit la puissance nominale souhaitée, soit la surface disponible pour vos modules.



En raison de cette organisation en sous-champs, toutes les chaînes de modules connectées à l'entrée d'un onduleur (ou d'une entrée MPPT) sont homogènes : modules et onduleurs identiques, même nombre de modules en série, même orientation. Ces exigences d'homogénéité dans PVsyst sont une règle générale pour toute installation réelle. Par exemple, il n'est pas recommandé de connecter un nombre différent de modules en série sur une même entrée d'onduleur, car cela pourrait avoir des conséquences négatives sur les conditions de fonctionnement de votre système (notamment pour la recherche du MPP). De même, il n'est pas conseillé de mélanger différents modèles de modules sur une entrée MPPT. Étudier des champs avec différents types de modules (par exemple un mélange de classes de puissance) n'est actuellement pas possible dans PVsyst.

Chaque sous-champ sera associé à une orientation. Normalement, tous les modules d'un sous-champ doivent être dans la même orientation. Mélanger des modules PV de différentes orientations dans une même chaîne n'est pas acceptable, car vous pourriez avoir des pertes de courant importantes dues à des irradiances différentes (le courant

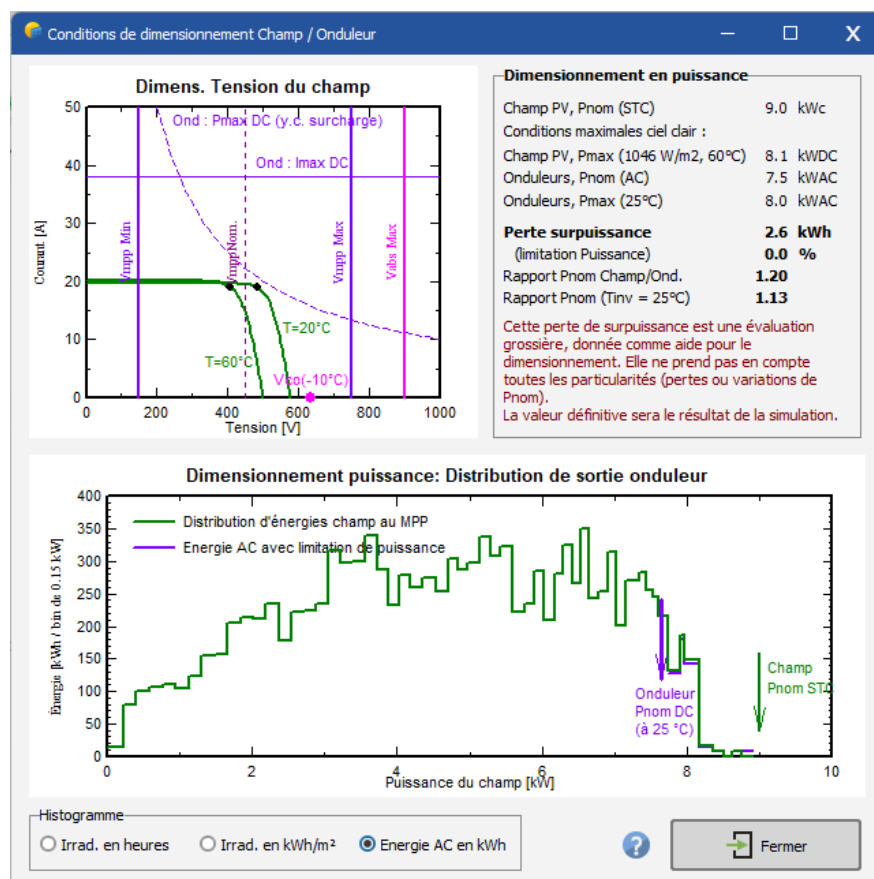
d'une chaîne est déterminé par la cellule la plus faible). Cependant, vous pouvez mélanger des chaînes de différentes orientations, car le désaccord de tension (chaînes en parallèle) est généralement très faible. PVsyst permet la création de sous-champs avec deux orientations sur une même entrée d'onduleur.

4.2 Dimensionnement du champ

Les panneaux photovoltaïques ont un coefficient de température, qui indique comment leur tension et leur courant de sortie changent avec les variations de température. En général, lorsque la température augmente, la tension de sortie des panneaux diminue.

La tension au point de puissance maximale (VMPP) varie avec la température en raison du coefficient de température ; il est donc essentiel de prendre en compte la température lors du dimensionnement de la tension pour le système PV.

Performance de l'onduleur : l'onduleur convertit l'énergie en courant continu produite par les panneaux PV en courant alternatif pour l'utilisation dans le système électrique. Les onduleurs ont également des limites de température et des considérations d'efficacité. Si la tension n'est pas correctement dimensionnée en fonction des conditions de température, l'onduleur peut ne pas fonctionner de manière optimale, entraînant une réduction de la production d'énergie, voire des dommages potentiels à l'onduleur.



Lors de la conception du champ, le nombre de modules en série doit respecter les exigences suivantes :

- Rester au-dessus de la tension de fonctionnement minimale de l'onduleur, V_{min} , dans la plage MPPT (c'est-à-dire à la température de fonctionnement maximale du module, 60 °C par défaut).
- Rester en dessous de la tension de fonctionnement maximale de l'onduleur (c'est-à-dire à la température de fonctionnement minimale du module, 20 °C par défaut).
- Ne pas dépasser la tension d'entrée absolue maximale de l'onduleur (c'est-à-dire V_{oc} à la température minimale, -10 °C par défaut).
- Ne pas dépasser la tension maximale du système spécifiée pour le module photovoltaïque.

En cliquant sur "Dimensionnement", vous accédez à un outil spécifique qui regroupe toutes les contraintes relatives au dimensionnement d'un système particulier.

- **Pour le nombre de modules en série et les chaînes :** le diagramme supérieur affiche la courbe I/V de l'ensemble PV, ainsi que la plage MPPT, les limites de tension, de puissance et de courant de l'onduleur. Le petit point noir doit rester à l'intérieur des limites de sécurité. Dans les paramètres du projet, ces valeurs peuvent être modifiées si nécessaire ; cela n'affectera pas la simulation, mais seulement le dimensionnement et la courbe I/V.
- **Pour le dimensionnement de l'onduleur :** Le deuxième graphique, appelé graphique de distribution de la puissance de sortie du système, illustre la répartition annuelle de la puissance générée par le système photovoltaïque. L'axe horizontal affiche les intervalles de puissance, tandis que l'axe vertical montre l'énergie totale produite dans chaque intervalle. Ce graphique met en évidence les plages de puissance les plus fréquentes, offrant des indications pour optimiser le dimensionnement de l'onduleur et évaluer les pertes potentielles dues à la surcharge.

Le dimensionnement optimal de l'onduleur est basé sur la perte de surcharge acceptable sur l'année. Cela conduit généralement à surdimensionner le rapport de puissance (puissance nominale du champ PV par rapport à la puissance nominale AC de l'onduleur) par un facteur de 1,25. Notez qu'il s'agit d'une première estimation approximative et que vous pourrez ensuite définir différentes pertes, comme les ombrages proches et lointains. Des outils spécialisés sont également disponibles pour évaluer diverses pertes dues au câblage, à la qualité des modules, aux écarts entre modules, à l'encrassement, au comportement thermique, au montage mécanique, à l'indisponibilité du système, etc..

4.3 Fonctionnalité Multi MPPT et Partage de puissance

La technologie MPPT, acronyme de "Maximum Power Point Tracking" (Suivi du Point de Puissance Maximum), permet à un onduleur solaire de suivre indépendamment le point de puissance maximum pour chaque chaîne ou groupe de panneaux. Ainsi, en cas de chaînes de longueurs différentes, de panneaux orientés différemment sur le site, d'ombrage partiel dû à des objets proches ou de salissures, le multi-MPPT permet au

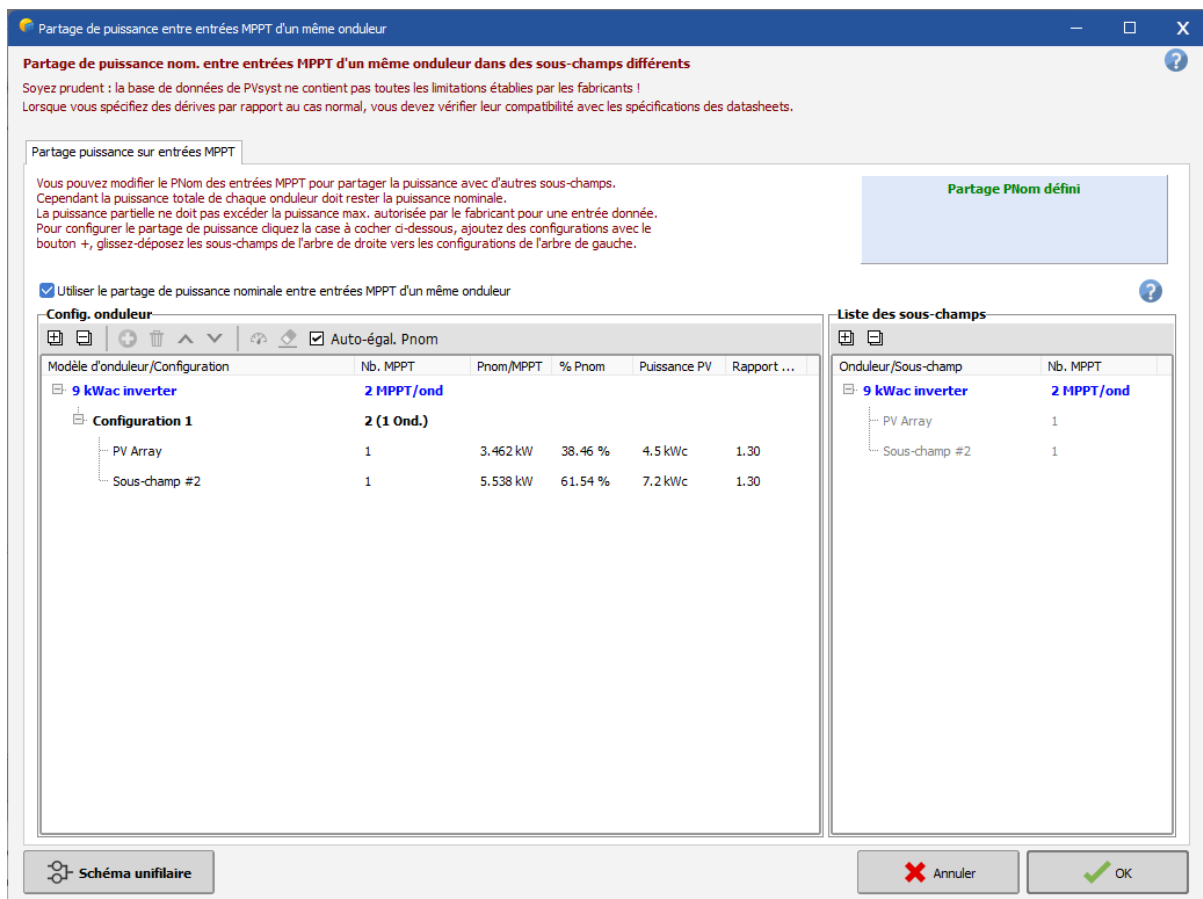
système de réduire l'impact en ajustant le fonctionnement des chaînes affectées sans perturber les autres.

En choisissant l'option de *Partage de Pnom onduleur entre MPPT inputs* dans l'onduleur, PVsyst répartira automatiquement la puissance de manière égale sur les entrées MPPT. Si vous avez différentes configurations à l'entrée des onduleurs Multi-MPPT, vous devez définir un sous-ensemble pour chaque type de configuration.

The screenshot shows the 'Définition d'un système réseau, Variante VCO: "First simulation"' window. It is divided into several sections:

- Liste des sous-champs:** A table listing sub-fields like 'PV Array' and 'Sous-champ #2' with their respective module and MPPT chain counts.
- Sous-champ PV Array:**
 - Sélection de l'orientation:** Fixed, Tilt 25.0°, Azim. 20.0°.
 - Aide au dimensionnement:** Options for 'Pas de prédim.', 'Pnom désirée', and 'ou surface disponible'.
 - Sélection du module PV:** Filtered by 'Tous les modules PV', showing '300 Wp 27V Si-mono Mono 300 Wp 60 cells Depuis 2020 Typical'.
 - Sélection de l'onduleur:** 'Générique' model, 9.0 kW, 150-750 V TL, 50/60 Hz, 9 kWac inverter. It shows 'Nb. d'entrées MPPT' set to 1 and 'Partage Pnom' selected.
 - Dimensionnement du champ:** Shows 'Mod. en série' as 15 and 'Nb. chaînes' as 1. It displays 'Perte surpuissance' at 0.1% and 'Rapport Pnom' at 1.30.
 - Cond. de fonctionnement:** Lists Vmpp (60°C) as 407 V, Vmpp (20°C) as 486 V, and Vco (-10°C) as 634 V.
 - Irradiance plan:** 1000 W/m². Shows Impp (STC) as 9.5 A and Isc (STC) as 9.9 A.
 - Puiss. max. en fonctionnement:** 4.1 kW (à 1000 W/m² et 50°C).
 - Puiss. nom. champ (STC):** 4.5 kWc.
- Résumé système global:**
 - Nb. de modules: 39
 - Surface modules: 63 m²
 - Nbre d'onduleurs: 1
 - Puissance PV nominale: 11.7 kWc
 - Puissance AC nominale: 9.0 kWac
 - Rapport Pnom: 1.300

En sélectionnant *entrées MPPT indépendantes*, il est possible de prendre en compte chaque entrée MPPT individuellement. Sous la sélection du modèle d'onduleur, on choisit ainsi un nombre donné d'entrées au lieu d'un nombre d'onduleurs. Si l'onduleur a la capacité de répartir une partie de la puissance nominale entre les entrées MPPT, cela peut être configuré dans la fenêtre de *Partage Pnom*. Le partage de puissance garantit que la puissance générée par chaque contrôleur MPPT est efficacement distribuée entre les différentes chaînes ou groupes de panneaux en assignant chaque sous-ensemble à un groupe de partage de puissance.



À gauche de la fenêtre de partage de puissance, vous avez la configuration de l'onduleur. En faisant glisser un sous-champ de la liste de droite vers la fenêtre de configuration de l'onduleur, vous pouvez associer des sous-ensembles au même onduleur. Un résumé des caractéristiques des sous-champs apparaîtra, incluant le nombre de MPPT, la puissance nominale pour chaque MPPT, le pourcentage de la puissance nominale totale de l'onduleur, la puissance PV installée dans le sous-champs, ainsi que le ratio de puissance nominale dans le sous-ensemble. Le partage de puissance sera automatiquement équilibré si "Auto-égalisation Pnom" est coché. Vous avez également l'option de répartir et/ou ajuster manuellement la puissance attribuée à chaque sous-champo en décochant cette option. En cliquant sur l'icône de poids, le ratio Pnom est équilibré, et en cliquant sur la gomme, le ratio Pnom est réinitialisé.

5 Pertes détaillées

Plusieurs paramètres sont initialisés par PVsyst avec des valeurs par défaut raisonnables pour la première simulation, mais que vous devriez modifier en fonction des spécificités de votre système afin d'ajouter plus de précision à la simulation. Ces paramètres sont accessibles via le bouton "Pertes détaillées" dans le tableau de bord du projet.

5.1 Paramètres thermiques

Le comportement thermique de l'ensemble est calculé à chaque étape de la simulation par un équilibre thermique, qui établit la température de fonctionnement instantanée utilisée pour la modélisation des modules PV.

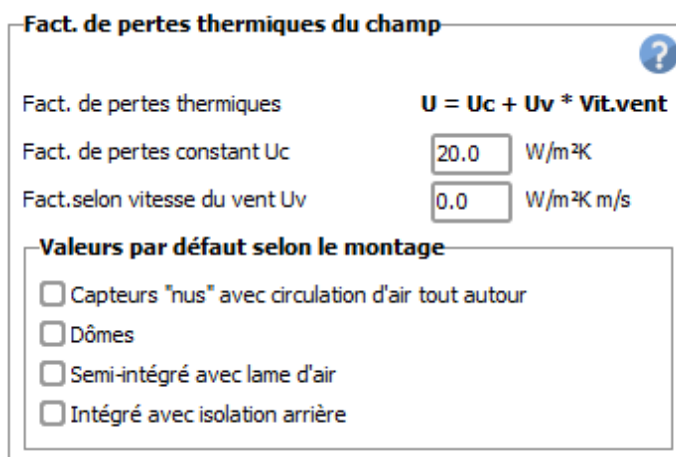
L'équilibre thermique prend en compte le facteur de perte thermique :

$$U = U_c + U_v \cdot \text{VitesseVent} \text{ [W/m}^2 \cdot \text{K]}$$

En pratique, nous conseillons de ne pas utiliser la dépendance au vent, car la vitesse du vent est généralement mal définie dans les données météorologiques, et le paramètre U_v est peu connu. Par conséquent, nous mettons $U_v = 0$ et incluons un effet moyen du vent dans le terme constant.

D'après nos propres mesures sur plusieurs systèmes, PVsyst propose :

- $U_c = 29 \text{ W/m}^2\text{K}$ pour une circulation d'air totalement libre autour des collecteurs (collecteurs indépendants).
- $U_c = 27 \text{ W/m}^2\text{K}$ pour les dômes, un fabricant a mesuré la valeur U sur plusieurs installations (hauteur d'environ 40 à 70 cm au-dessus du sol)
- $U_c = 20 \text{ W/m}^2\text{K}$ pour les modules semi-intégrés avec un conduit d'air à l'arrière.
- $U_c = 15 \text{ W/m}^2\text{K}$ pour les modules intégrés (dos isolé), car une seule surface participe au refroidissement par convection/radiation.



Fact. de pertes thermiques du champ

Fact. de pertes thermiques **$U = U_c + U_v \cdot \text{Vit.vent}$**

Fact. de pertes constant U_c W/m²K

Fact. selon vitesse du vent U_v W/m²K m/s

Valeurs par défaut selon le montage

- Capteurs "nus" avec circulation d'air tout autour
- Dômes
- Semi-intégré avec lame d'air
- Intégré avec isolation arrière

L'effet de perte thermique est montré sur le diagramme de perte de l'ensemble dans le rapport final.

Le 'facteur NOCT standard' (Nominal Operating Cell Temperature) est la température que le module atteint en équilibre pour des conditions environnementales et opérationnelles très spécifiques. Il peut souvent être trouvé avec les spécifications du module fournies par les fabricants. Il n'a pas de réelle pertinence pour la simulation car les conditions pour lesquelles il est spécifié sont loin d'une opération réaliste du module. PVsyst ne le mentionne que pour être complet et pour comparaison avec les spécifications du fabricant.

5.2 Pertes ohmiques

La résistance ohmique du câblage induit des pertes ($R \cdot I^2$) entre la puissance disponible des modules et celle aux bornes de l'ensemble. Ces pertes peuvent être caractérisées par un seul paramètre R défini pour l'ensemble global.

5.2.1 CircuitDC: pertes ohmiques pour le champ

Le programme propose une fraction de perte de câblage global par défaut de 1,5 % par rapport aux conditions de fonctionnement STC. Cependant, vous disposez d'un outil spécifique pour établir et optimiser les pertes ohmiques via le bouton de *calcul détaillé*. Cet outil demande la longueur moyenne des fils pour les boucles de chaînes et entre les boîtes de jonction intermédiaires et l'onduleur et aide à déterminer les sections de fils.

Circuit DC : pertes ohmiques pour le champ

Spécifié par

Rés. de câblage globale 378.1 mΩ Calculée

Frac. de pertes aux STC 1.50 % Défaut

Calcul détaillé

Chute de tension de la diode série 0.0 V Défaut

NB : rappelez-vous que la perte de câblage se comporte comme le carré du courant. Par conséquent, fonctionner à demi-puissance entraînera seulement un quart de la perte relative. La perte effective pendant une période donnée sera fournie comme résultat de simulation et affichée sur le diagramme de pertes. Elle est généralement de l'ordre de 50-60 % de la perte relative spécifiée ci-dessus lors du fonctionnement au MPP.

Dans les anciennes installations photovoltaïques, il était courant d'inclure une diode de blocage en série avec chaque chaîne pour prévenir le courant inverse des chaînes voisines en cas de déséquilibre. Cependant, cette approche est maintenant considérée comme inutile. Même lorsqu'une chaîne est fortement ombragée, sa tension reste généralement proche de sa tension en circuit ouvert (Voc), rendant la diode inefficace. De plus, ces diodes étaient sujettes à des défaillances, souvent non détectées. Autant que nous le sachions, l'utilisation de diodes de blocage dans les systèmes modernes a été largement abandonnée, et la chute de tension à travers la diode en série peut être laissée à 0.

5.2.2 Pertes AC après l'onduleur

Il est également possible d'inclure les pertes entre la sortie de l'onduleur et le point d'injection (compteur d'énergie). Il suffit de définir la distance, et la perte apparaîtra également dans le diagramme de pertes.

Pertes AC après l'onduleur

Circuit AC : onduleur au point d'injection (par onduleur)

Définir perte ohmique du circuit AC

Long Ond. => Injection m Section câbles

Frac. de pertes aux STC % ?

STC: Pac = 8.83 kW, Vac = 230 V Mono, I = 38.4 A

Chute de tension aux STC 1.2 V (0.52 %)

Cuivre
 Alu

Utilise un ou plusieurs transfos MT

Utilise un transfo HT

Dans de nombreuses grandes installations photovoltaïques (de l'ordre du MWc), le transformateur ne fait pas partie de l'onduleur, mais est un dispositif externe directement connecté au réseau de Moyenne Tension (MT) ou même de Haute Tension (HT).

- Un ou plusieurs transformateurs de Moyenne Tension pour l'ensemble du système. PVsyst répartira de manière égale la puissance de sortie de tous les onduleurs entre tous les transformateurs.
- Un transformateur de Moyenne Tension dans chaque sous-champ. Les propriétés du transformateur peuvent varier d'un sous-champ à l'autre, mais chaque sous-champ doit avoir un transformateur.
- Il est possible d'ajouter un transformateur de Haute Tension qui élève la tension avant le point d'injection.

Notez que, lorsqu'on inclut des transformateurs, la distance de l'onduleur au point d'injection correspond plutôt à la distance de l'onduleur au transformateur.

Pertes AC après l'onduleur

Perte câbles AC onduleur - transfo MT (par onduleur)

Définir perte ohmique du circuit AC

Longueur onduleur => transfo MT m Section câbles

Frac. de pertes aux STC % ?

STC: Pac = 8.83 kW, Vac = 230 V Mono, I = 38.4 A

Chute de tension aux STC 1.2 V (0.52 %)

Cuivre
 Alu

Utilise un ou plusieurs transfos MT

Utilise un transfo HT

Ligne Moyenne Tension

Tension ligne MT kV

Longueur Transfo MT => injection m Section câbles

Frac. de pertes aux STC % ?

STC: Pac = 8.83 kW, Vac = 20.0 kV Mono, I = 0.44 A

Chute de tension aux STC 0.2 V (0.00 %)

Cuivre
 Alu

Transformateur externe, Moyenne tension

Transfo(s) MT, système complet

Nombre de transfos MT Déconnexion nocturne

Valeurs génériques

Pac(STC) de référence **8.83 kW**

Perte fer (val. constante) % kW défaut

Perte cuivre (résistive) % aux STC défaut

Résistance équivalente du transfo 3 x 211.6 mΩ

Spécification du transformateur

Utilise les spécifications du transfo

Puissance nominale kVA

Perte fer (à vide) kVA

Perte cuivre (résistive) à PNom kVA

Perte globale à PNom kVA

Efficacité globale à PNom %

Les principales pertes associées à un transformateur sont :

- Les pertes fer, principalement dues à l'hystérésis et aux courants de Foucault dans le noyau du transformateur, sont proportionnelles au carré du flux dans le noyau, c'est-à-dire au carré de la tension. Étant donné que la tension du réseau est constante, il s'agit donc d'une perte constante. Par défaut, PVsyst utilisera 0,1 % de la puissance nominale de référence.

- Déconnexion nocturne : la perte fer reste active et constante tant que le transformateur est connecté au réseau, et cela peut représenter une perte d'énergie significative. Dans les résultats de simulation, cela apparaîtra comme un rendement négatif du système E_Grid pendant la nuit. Il peut être économiquement avantageux de prévoir un interrupteur pour déconnecter le transformateur du réseau pendant la nuit. Pour activer ce comportement dans la simulation, veuillez cocher l'option "Déconnexion nocturne" à côté du nombre de transformateurs. Cette option est globale pour tous les transformateurs du système.
- Les pertes ohmiques, également appelées pertes cuivre, proviennent de la résistance des enroulements primaire et secondaire des bobines du transformateur. Celles-ci peuvent être représentées par une résistance équivalente unique R, et dans la simulation, cette perte sera calculée comme $R \cdot I^2$. Comme pour les pertes de câblage, cela signifie que la perte relative est proportionnelle au courant (ou à la puissance).

5.2.2.1 Pertes ohmiques AC : puissance de référence

PVsyst propose une valeur initiale générique de perte ohmique relative pour les premières étapes de développement du projet. Vous pouvez choisir la puissance de référence parmi les options suivantes :

- **PNomPV(ac)** : La puissance nominale de l'ensemble PV aux conditions STC (PNomPV [kWp]), ajustée par le rendement de l'onduleur. Il s'agissait de l'option par défaut dans PVsyst avant la version 7.2.
- **PNom(Inv)** : La puissance nominale de sortie de l'onduleur(s), sans appliquer de correction de température.

Ce choix est effectué pour chaque projet dans la boîte de dialogue des paramètres du projet.

Dans le menu principal *Paramètres > Préférences > Modèles physiques > Références de pertes AC*, vous pouvez définir la valeur initiale par défaut lors de la création d'un nouveau projet.

5.3 Qualité des modules – LID – Mismatch

5.3.1 Qualité des modules

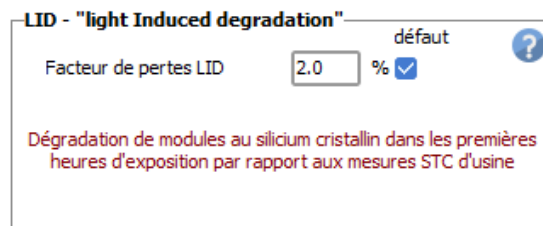
L'objectif de ce paramètre est de refléter la confiance que vous accordez à l'adéquation de la performance réelle de votre ensemble de modules par rapport aux spécifications du fabricant. Par défaut, PVsyst initialise la "Perte de Qualité des Modules" en fonction de la tolérance spécifiée par le fabricant des modules PV. PVsyst choisit un quart de la différence entre ces valeurs. Par exemple, avec une tolérance de -3...+3 %, la perte sera de 1,5 %, et avec un tri positif de 0..+3 %, elle sera de -0,75 % (c'est-à-dire une valeur de perte négative, représentant un gain). À noter que ce choix de prendre un quart entre la tolérance basse et haute est propre à PVsyst. Nous considérons généralement une option prudente (c'est-à-dire que les modules ne seront jamais meilleurs que ce qui est annoncé). Cela n'a pas d'autres raisons de fond.

5.3.2 LID – Light Induced Degradation (Dégradation Induite par la Lumière)

La LID (Dégradation Induite par la Lumière) est une perte de performance qui survient dans les toutes premières heures d'exposition au soleil, avec les modules en silicium cristallin. Elle peut notamment affecter la performance réelle par rapport aux données de test en usine fournies par certains fabricants de modules PV.

Il n'est pas clair comment cela influence les performances par rapport aux valeurs STC spécifiées. Si les modules sont classés selon leur test final en usine pour déterminer leur classe de puissance nominale, la LID représentera effectivement une perte par rapport aux STC.

La perte LID est liée à la qualité de la fabrication des wafers et peut être de l'ordre de 1 % à 3 % (voire plus).



Il est très difficile d'obtenir des données sur l'effet LID pour un échantillon de module donné. Cela n'est bien sûr jamais mentionné par les fabricants. Cela dépend de l'origine des wafers de silicium et peut varier d'un produit à l'autre, mais également en fonction des lots d'une production donnée. Comme cela n'est pas suffisamment établi, la perte LID n'est pas proposée par défaut dans PVsyst. Si vous la spécifiez explicitement, la valeur par défaut proposée est de 2 %.

L'effet LID se produit uniquement avec les wafers conventionnels dopés au bore de type p. Les technologies alternatives utilisant des wafers dopés de type n ne sont pas affectées.

5.3.3 Pertes de mismatch modules

Lors de l'installation de modules réels sur le terrain, les caractéristiques de chaque module ne sont jamais rigoureusement identiques. La perte due au *mismatch entre les modules* est principalement due au fait que, dans une chaîne de modules (ou de cellules), le courant le plus bas fixe le courant de l'ensemble de la chaîne. Ce paramètre agit comme une perte constante lors de la simulation. Elle est plus faible pour les modules à couches minces. Elle peut devenir presque nulle si les modules sont bien triés en fonction de leurs performances réelles (résultats de tests flash fournis par le fabricant).

PVsyst inclut un outil permettant de comprendre et d'estimer statistiquement la perte de puissance correspondante (Calcul détaillé). Cet outil commence par créer un échantillon statistique de modules, en définissant les valeurs Voc et Isc selon une distribution gaussienne ou carrée. Ensuite, il additionne les caractéristiques I/V de chaque module dans chaque chaîne (addition des tensions) puis rassemble les chaînes dans le tableau (addition des courants). Enfin, il trace la courbe I/V résultante du tableau et identifie la valeur MPP, qui est ensuite comparée à la valeur MPP d'un tableau composé de modules identiques.

Note: Il existe probablement une corrélation entre les pertes dues au mismatch entre les modules et les pertes dues à la qualité des modules ainsi qu'à la dégradation LID. La perte de qualité du module est plutôt liée à la moyenne de la distribution du module, tandis que le désaccord se réfère à la largeur de cette distribution.

5.3.4 Mismatch tension chaînes

Le mismatch entre les chaînes est lié aux différences de tension et implique un décalage sur les courbes I/V. Cela entraîne en général des pertes de puissance très faibles. Les raisons de ce mismatch de tension peuvent être ::

- La longueur du câble de chaîne qui peut varier d'une chaîne à l'autre, surtout dans les grands systèmes (onduleurs centralisés).
- Une température différente d'une partie à l'autre d'un grand système (plus froid sur les bords).
- Dans les grands systèmes, l'irradiance peut varier d'une partie à l'autre en cas de passages nuageux, etc.

Il s'agit d'un effet transitoire qui affecte généralement quelques secondes ou minutes dans l'heure. PVsyst néglige cet effet actuellement.

5.4 Pertes d'encrassement

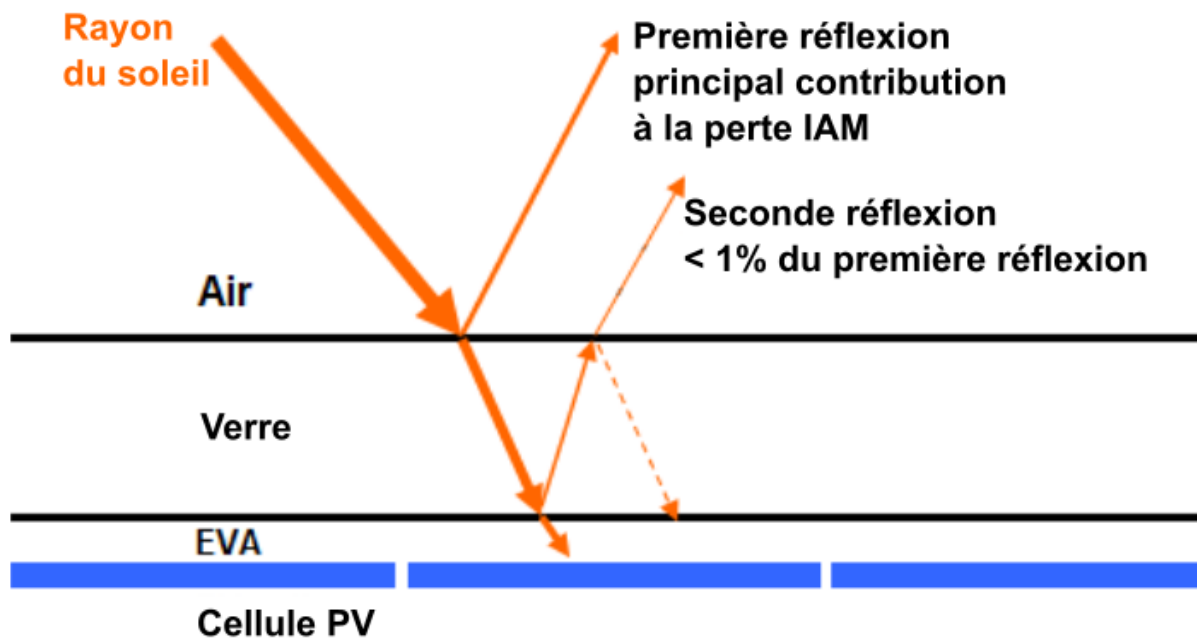
L'accumulation de saleté et son effet sur les performances du système est une incertitude qui dépend fortement de l'environnement du système, des conditions de pluie, etc. La perte due à l'encrassement peut devenir significative dans certains environnements industriels ou dans les climats désertiques. La perte due à l'encrassement peut être définie individuellement pour chaque mois afin de tenir compte du nettoyage périodique ou des périodes de pluie. Ce paramètre peut également être utilisé pour décrire l'effet de la neige recouvrant les panneaux.

The screenshot shows two configuration panels for soiling losses. The left panel, titled 'Fact. d'encrassement annuel', has a 'Facteur de perte annuelle' input field set to 4.8% and a 'Défaut' label with a question mark icon. Below it is a checked checkbox labeled 'Définir valeurs mensuelles'. The right panel, titled 'Val. d'encrassement mensuelles', displays a grid of monthly loss percentages: Jan. (15.0%), Fév. (1.0%), Mar. (1.0%), Avr. (1.0%), Mai (1.0%), Juin (2.0%), Jul. (3.0%), Aoû. (1.0%), Sep. (1.0%), Oct. (1.0%), Nov. (1.0%), and Déc. (30.0%). A button at the bottom of this panel is labeled 'Tous comme Janvier'.

5.5 Pertes IAM

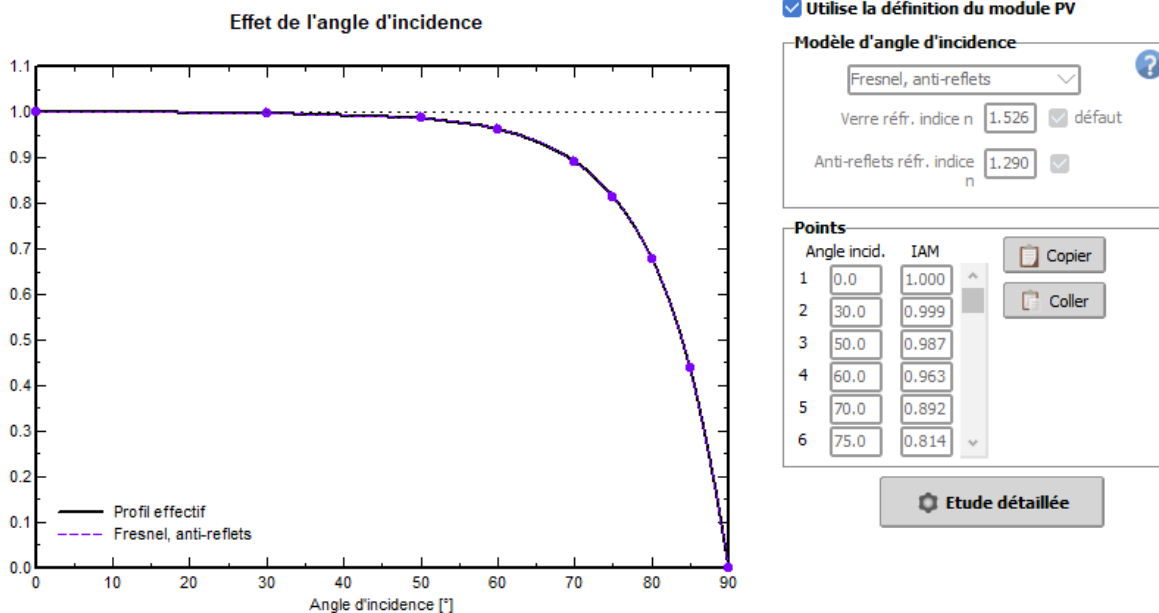
L'effet d'incidence (le terme désigné est IAM, pour "Incidence Angle Modifier") correspond à la diminution de l'irradiance atteignant réellement la surface des cellules PV, par rapport à l'irradiance en incidence normale. Cette diminution est principalement due aux réflexions sur le verre de couverture, qui augmentent avec l'angle d'incidence.

La perte de transmission (ρ) est un phénomène général, dû à la réflexion et à la transmission des rayons du soleil à chaque interface de matériau (air-verre, verre-EVA, EVA-cellule), ainsi qu'à une certaine absorption dans le verre. L'IAM ne concerne que la dépendance angulaire de cet effet, c'est-à-dire qu'il est normalisé à la transmission en incidence perpendiculaire (angle d'incidence de 0°).



PVsyst utilise une fonction IAM, qui décrit le déficit de transmission en fonction de l'angle d'incidence. Cette fonction est appliquée à la composante directe, ainsi qu'aux diffuses et à l'albédo, en utilisant une intégrale sur toutes les directions visibles, en supposant une distribution isotrope de l'irradiance diffuse.

En principe, ce phénomène obéit aux lois de Fresnel qui décrivent la transmission et les réflexions à l'interface de deux matériaux transparents avec des indices de réfraction différents. Il s'agit d'un comportement très général, dérivé des équations générales de Maxwell qui décrivent tous les phénomènes électriques. Ces lois permettent de calculer la lumière atteignant effectivement la surface de la cellule sous la couche protectrice (généralement en verre), en fonction de l'angle d'incidence. Il est possible d'ajouter un revêtement antireflet sur l'interface air-verre supérieure. Cette fine couche a un indice de réfraction plus faible que le verre, ce qui limite la première réflexion.



Le modèle IAM est défini avec les paramètres du module PV, page *Données additionnelles, IAM personnalisé*. Si la courbe IAM est fortement surestimée par rapport aux lois de Fresnel, un message d'avertissement s'affichera lors de l'ouverture du fichier .PAN. Une courbe IAM surestimée pourrait conduire à une surestimation de la production de votre système.

La courbe d'IAM est fortement surévaluée par rapport aux lois de Fresnel.

Dans les Données additionnelles, IAM personnalisé, vous pouvez modifier une courbe IAM surestimée en choisissant l'option Fresnel par défaut. Cette manipulation peut également être effectuée via la fenêtre des pertes détaillées, onglet Pertes IAM.

5.6 Auxiliaires

La consommation auxiliaire correspond à l'énergie nécessaire au fonctionnement du système, incluant des éléments tels que les ventilateurs, la climatisation, les dispositifs électroniques, l'éclairage ou tout autre usage énergétique. Cette consommation doit être soustraite de l'énergie PV produite avant son injection dans le réseau.

Elle est définie de manière globale **pour tout le système** et n'est prise en compte dans la simulation que si l'option "Consommation auxiliaire définie" est activée.

Energie des pertes auxiliaires ?

Consommations auxiliaires définies

Auxiliaires durant le fonctionnement (jour)

Pertes auxiliaires continues (ventilateurs, etc.) W
 ... à partir du seuil de puissance de sortie kW

Proportionnel à la puissance de sortie W/kW
 ... à partir du seuil de puissance de sortie kW

Pertes de nuit des auxiliaires

Consommation des auxiliaires de nuit hors pertes de nuit onduleur : W

L'énergie auxiliaire peut être des ventilateurs, air conditionné, monitoring ou autre accessoires électroniques, lumière, ou toute autre énergie qui sera soustraite de l'énergie vendue au réseau.

5.7 Aging

La dégradation des modules PV entraîne une perte progressive d'efficacité, que nous caractériserons par un *facteur de perte de dégradation*.

La simulation peut être exécutée pour une année spécifique de la durée de vie du système PV et appliquera la dégradation pour cette année. La dégradation signifie une diminution de la production du champ PV. Elle peut parfois avoir un effet "positif" sur le comportement global du système, ce qui peut atténuer légèrement les effets de la dégradation. Cela peut notamment se traduire par une diminution des pertes de surpuissance lorsque l'onduleur est fortement sous-dimensionné.

La garantie du fabricant doit être comprise comme une limite inférieure pour tout module PV individuel. Dans cet outil, nous définissons un taux de dégradation moyen (pour un ensemble de modules). Cette valeur de perte peut être bien inférieure à cette limite garantie. Certaines études expérimentales mentionnent des taux de dégradation de l'ordre de -0,3 %/an mesurés en moyenne sur plusieurs modules (et mesurés sur de très anciens modules fabriqués dans les années 80-90, avec de vieilles technologies). Les mesures de taux de dégradation à long terme sont relativement rares.

Note : Rien n'empêche de limiter la durée de vie des modules PV à 25 ans. Un système PV bien entretenu peut probablement rester opérationnel pendant des périodes beaucoup plus longues.

Utilisation dégradation dans la simulation

Utiliser dans la simulation

Paramètres dans la simulation

Simulation pour l'année no

Modules PV individuels: %

Facteur dégrad. global: %

Modèle

Paramètres de vieillissement modules PV

Facteur dégrad. moyen: %/an

Contributions Imp / Vmp: %

RMS dispersion sur Imp: %/an

RMS dispersion sur Vmp: %/an

Mémorise les valeurs Monte-Carlo

Valeurs Monte-Carlo

Mismatch 5 ans	0.21 %
Mismatch 10 ans	1.56 %
Mismatch 15 ans	2.26 %
Mismatch 20 ans	2.52 %
Mismatch 25 ans	4.38 %

Garde les valeurs de mismatch calculées

Utilisé dans cette évaluation

Sous-champ

15 Panneaux en série

2 Chaines en parallèle

Calcul Monte-Carlo

100 Essais

10 ans Evaluation aléatoire

1.56 % Perte mismatch moy.

1.03 % Perte mismatch, RMS

Garantie du module

Année 0	Garantie 98.0 % Pnom
Année 10	Garantie 91.0 % <input checked="" type="checkbox"/> Interpol. linéaire
Année 20	Garantie 84.0 % <input type="checkbox"/> Interpol. linéaire
Année 25	Garantie 80.0 % Pnom

Moyenne **-0.72 %/an**

Tracer

Courbe

Paliers

La dégradation initiale (habituellement -3%) peut correspondre au LID ou à la tolérance initiale.

De plus, tous les modules ne se dégraderont pas au même degré. Si vous avez une distribution des taux de perte autour de cette moyenne, cela entraînera une perte supplémentaire due au mismatch, qui augmentera avec le temps.

Dans PVsyst, vous pouvez spécifier la valeur RMS (écart-type) de cette distribution (supposée gaussienne), et le programme évaluera le mismatch en fonction de l'âge du système. Ce calcul est effectué en utilisant une méthode de Monte-Carlo (choix d'un grand nombre de distributions aléatoires), avec les hypothèses suivantes :

- Le taux de dégradation de chaque module est constant au fil des années.
- Le choix de la distribution est limité à 2 sigmas (95 % des valeurs), car de fortes divergences entraînent des pertes de mismatch très élevées.

Vous pouvez choisir de cocher la case *Garde les valeurs de mismatch calculées*, pour vous assurer que vous utilisez les mêmes valeurs générées par Monte-Carlo dans chaque simulation. Vous pouvez également les enregistrer en tant que modèle et appliquer la même distribution aléatoire à d'autres projets.

5.8 Indisponibilité du système

Il est parfois utile de prendre en compte les pannes du système ou les arrêts de maintenance dans les prévisions de production. Vous pouvez définir l'indisponibilité du système comme une fraction de temps ou un nombre de jours. Comme cela est généralement imprévisible, vous avez la possibilité de définir des périodes spécifiques d'indisponibilité du système et de générer ces périodes de manière aléatoire. La perte d'énergie effective dépend de la saison et des conditions météorologiques pendant les périodes d'indisponibilité. Par conséquent, la perte due à l'indisponibilité n'a qu'une signification statistique.

Indisponibilité du système

Probabilité d'indisponibilité: % Défaut

Durée d'Indisponibilité: jours/an

Nombre de périodes:

Périodes d'indisponibilité

Date/Heure début	Durée
<input type="text" value="29.04.1990"/> <input type="text" value="14:00:00"/>	<input type="text" value="58"/> heure
<input type="text" value="26.05.1990"/> <input type="text" value="07:00:00"/>	<input type="text" value="58"/> heure
<input type="text" value="23.12.1990"/> <input type="text" value="20:00:00"/>	<input type="text" value="58"/> heure

5.9 Correction spectrale

La correction spectrale tient compte des modifications du spectre solaire causées par la diffusion et l'absorption dans l'atmosphère. Ces changements dépendent de facteurs tels que la teneur en eau de l'atmosphère, les aérosols et la distance parcourue par la lumière dans l'atmosphère—exprimée en Masse d'Air (AM).

PVsys implémente plusieurs modèles pour décrire la correction spectrale :

1. **Le modèle CREST** : Utilisé pour les modules en silicium amorphe, cette correction est appliquée automatiquement lorsque la correction spectrale est activée.
2. **Correction spectrale pour les modules PV dans la base de données Sandia** : Cette correction est également appliquée automatiquement lorsque la correction spectrale est activée.
3. **Le modèle de correction spectrale FirstSolar** : Désactivé par défaut, mais il peut être activé par l'utilisateur.

Utiliser la correction spectrale dans la simulation

Modèle FirstSolar

Selon technologie module PV

C0: Ensemble de coefficients Défaut

C1:

C2: Données Météo Humidité relative disponible dans les variables météo. L'eau précipitable sera estimée à partir de ces valeurs.

C3:

C4: Panneaux PV Modèle de panneau PV: Mono 300 Wp 60 cells

C5:

NB: Ce modèle a été proposé par First Solar. Il est applicable principalement à la technologie CdTe.

PVsys n'endosse aucune responsabilité sur les résultats pour d'autres technologies. Nous considérons que la dépendance spectrale des technologies cristallines ou CIS est très faible, et ne nécessite pas de correction.

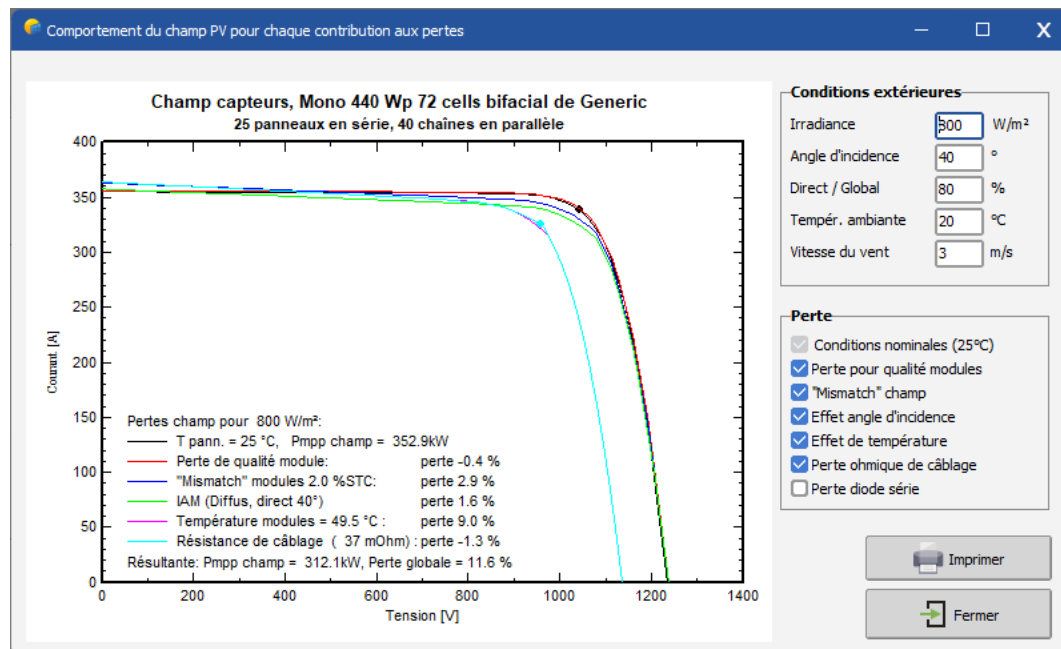
Lorsque la correction spectrale est activée, la simulation utilise par défaut l'ensemble de coefficients associé à la technologie du module PV. Il est cependant possible de modifier ce paramètre en décochant la case correspondante et en sélectionnant un autre ensemble de coefficients parmi ceux disponibles. Dans ce cas, l'ensemble de coefficients ne s'adaptera plus aux éventuels changements de module PV dans les définitions du système, et il revient à l'utilisateur de veiller à choisir un ensemble pertinent pour la simulation.

Le modèle de correction spectrale FirstSolar utilise la Masse d'Air (Air Mass) et la Colonne d'Eau Précipitable comme variables d'entrée. La masse d'air est calculée à partir de l'altitude et de la position du soleil, tandis que l'eau précipitable doit soit être présente dans le fichier de données météorologiques, soit être estimée à partir de l'humidité relative. Par conséquent, cette correction ne peut être appliquée dans la simulation que si l'eau précipitable ou l'humidité relative sont présentes dans les variables de données météorologiques. Pour les fichiers météorologiques horaires synthétiques créés avec PVsyst 6.7.4 ou une version ultérieure, l'humidité relative est toujours présente.

Si la correction spectrale est utilisée dans la simulation, cela sera mentionné dans le rapport final. Le résumé du système indiquera l'ensemble de coefficients utilisé, et le diagramme des pertes inclura une contribution intitulée "pertes spectrales".

5.10 Graphique pertes

Pour visualiser l'impact des pertes sur le comportement I/V du système PV, cliquez sur « Graph. pertes » situé en bas de la fenêtre des paramètres des pertes détaillés. Cela permet d'ouvrir une nouvelle fenêtre « Comportement du champ PV pour chaque contribution aux pertes ». Dans la nouvelle fenêtre en haut à droite, vous pouvez définir les conditions extérieures de l'ensemble. Dans le champ en dessous, sélectionnez le type de perte que vous souhaitez afficher. La courbe rouge indique les conditions nominales représentant la limite supérieure de la performance du système. Pour chaque perte sélectionnée, une courbe d'une couleur différente s'affichera.



6 Auto-Consommation

La fonction d'autoconsommation dans PVsyst permet aux utilisateurs d'évaluer la quantité d'énergie solaire générée par le système photovoltaïque qui est consommée localement au sein d'un bâtiment ou d'une installation spécifique. Cette analyse aide à

comprendre la proportion des besoins en électricité pouvant être couverte par l'énergie solaire. Ce type de système est connecté au réseau, et tout excédent d'énergie peut être réinjecté dans le réseau lorsqu'il n'est pas consommé par l'utilisateur.

Il existe différentes options pour définir le profil de charge :

- **Consommation constante fixe** : C'est la méthode la plus simple pour définir les besoins de l'utilisateur. Il suffit de spécifier une puissance constante ou une énergie annuelle.
- **Valeurs mensuelles** : Cette option permet de définir des moyennes mensuelles, que la simulation traitera comme constantes tout au long de chaque mois, sans modulation quotidienne.
 - Les valeurs sont définies en utilisant l'outil graphique dans l'onglet "valeurs mensuelles".
- **Profils quotidiens** : Cette option permet aux utilisateurs de définir des valeurs horaires qui peuvent être modulées selon 4 profils différents :
 - **Constante sur l'année**: Le même profil est utilisé tout au long de l'année.
 - **Modulation saisonnière**: Des profils quotidiens différents pour chaque saison.
 - **Normalisation mensuelle**: Un profil quotidien peut être défini pour chaque mois.
 - **Modulation hebdomadaire**: Des profils quotidiens distincts pour les "jours ouvrables" et les "week-ends".
- **Profils de probabilité** : Cette option permet d'établir la probabilité de consommer un certain niveau de puissance.
- **Consommateurs domestiques** : Cette option fournit une liste d'appareils électroménagers courants, incluant la puissance unitaire et la durée d'utilisation quotidienne.
- **Chargement de valeurs depuis un fichier CSV horaire/quotidien** : Cette option permet de définir des profils de charge personnalisés. Vous pouvez sélectionner un modèle dans une liste prédéfinie, qui peut être redimensionné pour correspondre à vos besoins de consommation spécifiques, ou télécharger votre propre profil en suivant le format requis.
 - La première colonne doit contenir la date. Pour les données infra-horaires, PVsyst les convertira automatiquement en valeurs horaires pour la simulation.
 - Le format de la date doit inclure le jour, le mois, l'année, l'heure et la minute.
 - La deuxième colonne doit contenir les valeurs de charge, avec l'unité spécifiée dans la deuxième ligne de cette colonne.
 - Le fichier doit être au format CSV avec des délimiteurs de type point-virgule.

En exécutant la simulation, nous obtiendrons des résultats concernant l'énergie non consommée qui est injectée dans le réseau, l'énergie consommée par l'utilisateur et

l'énergie tirée du réseau, représentant l'énergie nécessaire lorsque la production n'est pas suffisante, par exemple pendant la nuit.

7 Stockage

L'implémentation du stockage par batterie dans PVsyst inclut trois stratégies de stockage :

- **Augmentation de l'autoconsommation**
- **Limitation des pics de puissance** lorsque l'injection de puissance dans le réseau est limitée
- **Récupération en cas de réseau faible**, pour garantir l'approvisionnement en électricité en cas de défaillance du réseau

Chacune de ces stratégies a des contraintes spécifiques. Par exemple, l'augmentation de l'autoconsommation et la récupération en cas de réseau faible nécessitent la définition d'un profil horaire des besoins de l'utilisateur, tandis que la limitation des pics de puissance ne dépend pas d'un profil de besoins. L'énergie de la batterie ne sera pas utilisée pour alimenter le réseau, sauf dans le cas de la limitation des pics de puissance. Le moment de décharge de la batterie peut varier en fonction des stratégies, des optimisations de coûts, etc.

Le dimensionnement des différentes parties du système (champ photovoltaïque, pack de batteries, en fonction du profil de charge et du prix de l'électricité) est un problème complexe, propre à chacune de ces stratégies. PVsyst propose des règles de dimensionnement approximatives jusqu'à ce qu'une expérience suffisante soit acquise.

Après avoir sélectionné une stratégie, une fenêtre spécifique s'ouvrira pour le pack de stockage, ainsi que d'autres fenêtres pour la stratégie choisie. La fenêtre du pack de stockage reste la même pour toutes les stratégies. Pour spécifier l'ensemble de batteries, commencez par choisir la technologie de la batterie et sélectionnez une batterie spécifique dans la base de données. Ensuite, définissez le nombre de batteries en série et en parallèle pour configurer un pack de batteries avec les caractéristiques souhaitées. La configuration suggérée par PVsyst sera basée sur la taille de votre système, la stratégie, le profil de consommation, etc., et doit être considérée comme une suggestion plutôt qu'une configuration optimale.

Système réseau avec gestion du stockage

Type de système - Stratégie de stockage
 Autoconsommation

Pack de batteries Autoconsommation

Définition du pack de batteries

Trier les batteries selon tension capacité fabricant

_Générique 25.6 V 180 Ah Li-LFP Battery module Li-Ion, 26V 180 Ah

Toutes les techno. La batterie sélectionnée est une module

1	<input checked="" type="checkbox"/> modules en série	Nombre de modules	4	Tension du pack batteries	26 V
4	<input checked="" type="checkbox"/> modules en parallèle	Nombre d'éléments	1856	Capacité globale (C10)	720 Ah
100.0	% Etat d'usure initial (nb. de cycles)			Energie stockée (80% DOD)	14.7 kWh
100.0	% Etat d'usure initial (statique)			Poids total	220 kg
				Nbre de cycles à 50 % DOD	3125
				Energie totale stockée durant la vie de la batterie	28494 kWh

Température batterie en opération

Mode tempér. Fixée (local tempéré)

Température fixée 20 °C

La température est importante pour la durée de vie de la batterie
 Une augmentation de 10 °C diminue la durée de vie "statique" d'un facteur 2

Information système

PNom du champ PV	9.00 kWc
Production PV journalière (jour clair, été)	66.2 kWh
Puissance utilisateur maximum	1.84 kW
Besoins journaliers moyens des utilisateurs	19.2 kWh

Ce pack de batteries représente environ :

Durée de charge en plein soleil	1.6 heures
Décharge sous consommation moyenne	18.5 heures
Décharge sous consommation maximale	8.0 heures

Résumé du système Annuler OK

Sur le côté droit de la configuration de la batterie, vous pouvez voir plusieurs chiffres qui résument les propriétés du pack de batteries.

- La tension du pack de batteries sera arrondie à une valeur entière.
- La capacité globale (C10) d'une batterie fait référence à la capacité totale de stockage d'énergie de la batterie lorsqu'elle est déchargée sur une période de 10 heures. Dans ce contexte, "C10" indique la quantité d'énergie, en ampères-heures (Ah), que la batterie peut fournir en continu pendant 10 heures avant que sa tension ne tombe en dessous d'un seuil spécifié. Cette valeur aide à caractériser les performances de la batterie sous un taux de décharge modéré, couramment utilisé pour évaluer les systèmes de stockage.
- L'énergie stockée à 80 % de profondeur de décharge (DOD) fait référence à la quantité d'énergie qui peut être extraite d'une batterie lorsqu'elle est déchargée jusqu'à 80 % de sa capacité totale. Dans ce contexte, ce terme met en avant l'énergie utilisable de la batterie lorsque 80 % de sa capacité est utilisée, laissant 20 % en réserve. L'état de charge (SOC) peut être défini dans la fenêtre suivante. Si vous modifiez la décharge minimale (OFF) par défaut de 20 %, la DOD dans la fenêtre du pack de stockage s'adaptera en conséquence. Pour les batteries lithium-ion, le cycle de charge ne doit jamais atteindre 100 % de DOD, car une décharge profonde ou une surcharge réduit la durée de vie de la batterie ou peut même causer des dommages irréversibles.

- Le poids total est également affiché à titre informatif, pour donner une idée approximative de la taille physique de la batterie.
- La ligne suivante indique le nombre de cycles qui peuvent être effectués à une profondeur de décharge de 50 %, avant que la batterie n'atteigne la fin de sa vie.
- Enfin, vous pouvez lire l'énergie totale pouvant être stockée tout au long de la durée de vie de la batterie.

Dans le cadre en bas à gauche, vous pouvez choisir la température de fonctionnement de la batterie qui sera utilisée dans la simulation. La température de la batterie est utilisée dans le modèle de vieillissement de la batterie. Une augmentation de 10 °C de la température de fonctionnement réduit la durée de vie « statique » de la batterie par un facteur de deux. Dans le cadre d'informations sur le système, vous trouverez des informations supplémentaires sur le système défini ainsi que des estimations sur le comportement du pack de batteries.

7.1 Self-consumption with storage

La stratégie d'autoconsommation avec stockage a pour objectif d'augmenter l'autoconsommation en stockant l'excédent d'énergie, qui peut être consommé lorsque la production n'est pas suffisante pour répondre aux besoins de l'utilisateur. L'énergie excédentaire des générateurs photovoltaïques peut également être injectée dans le réseau lorsque les batteries sont entièrement chargées. Cependant, dans cette stratégie, l'énergie stockée dans les batteries sera uniquement utilisée pour l'autoconsommation et ne sera jamais injectée dans le réseau. Le profil de charge doit être défini à l'avance, et la charge des batteries commencera dès qu'il y aura un excédent de production photovoltaïque..

Par défaut, PVsyst fixe les seuils de charge maximale et minimale de la batterie de manière à ce que, lorsqu'elle atteint 95 % de sa capacité, la charge s'arrête, et lorsque la capacité tombe à 20 %, la décharge s'arrête.

Dans les conditions de fonctionnement, une explication est fournie sur le processus de charge et de décharge des batteries. Vous avez également l'option d'autoriser ou non l'injection d'énergie solaire dans le réseau.

Dans les paramètres d'entrée de charge de la batterie, PVsyst propose une valeur par défaut pour la puissance de charge maximale, basée sur la puissance de charge possible à l'irradiance maximale et la durée de charge en conditions de plein soleil. Augmenter la puissance de charge maximale réduira le temps de charge complète. La batterie ne doit pas être chargée trop rapidement : pour les batteries lithium-ion, une charge complète en 1 heure est le minimum raisonnable pour ne pas compromettre la durée de vie de la batterie. Toute puissance excédentaire sera injectée dans le réseau.

Par défaut, PVsyst fixe la puissance de décharge maximale en fonction du profil de charge prédéfini en autoconsommation. Pour optimiser la durée de vie de la batterie, veuillez consulter la fiche technique pour connaître la durée de décharge adéquate sans endommager la batterie. Par exemple, si vous réduisez la puissance de décharge et augmentez la durée de décharge des batteries, lorsque vous aurez besoin de plus de puissance, votre système la puisera dans le réseau.

Système réseau avec gestion du stockage

Type de système - Stratégie de stockage
 Autoconsommation

Autoconsommation

Pack de batteries Autoconsommation

Seuils SOC pour la batterie

Max. SOC pour charge (OFF) 95 %

Min. SOC pour décharge (OFF) 20 %

Cond. de fonctionnement

Charge: Lorsqu'il y a un excès de puissance solaire
 La puissance peut atteindre la puissance du champ PV, moins la puissance de l'utilisateur à ce moment-là.

Décharge: Dès que l'utilisateur a besoin de puissance
 La puissance peut atteindre la puissance maximum demandée par l'utilisateur, particulièrement la nuit

Autorise l'injection solaire dans le réseau

Chargeur de batterie

Puissance max. de charge 8.0 kW

=> Durée de charge complète 1.8 heures

Info: PNom du champ PV 9.00 kWc

Puissance de sortie max. (ciel clair) 8.07 kWac

Efficacité maximale 97.0 %

Efficacité EURO (équivalent) 95.0 %

Onduleur batterie - utilisateur

Puissance max. de décharge 1.7 kW

=> Durée de décharge complète 8.9 heures

Info: Puissance max. de l'utilisateur 1.58 kW

Puissance moyenne utilisateur 0.68 kW

Efficacité maximale 97.0 %

Efficacité EURO 95.0 %

Résumé du système

Annuler OK

7.2 Absorption des pointes de puissance

Si la capacité d'injection dans le réseau est restreinte par l'opérateur, un système de batteries peut emmagasiner l'énergie excédentaire produite durant les périodes de forte production et la libérer quand la production photovoltaïque (PV) tombe sous la limite d'injection autorisée. Par ailleurs, il est impossible d'utiliser la stratégie de lissage des pics de consommation (peak shaving) en même temps qu'un profil d'autoconsommation.

En mode de fonctionnement, vous devez définir une limite de puissance pour le réseau ainsi qu'une stratégie de décharge. Quatre options s'offrent à vous :

- La première option, qui est également l'option par défaut, est « *Dès qu'il y a besoin puissance* ». Avec cette option sélectionnée, la batterie commencera à injecter de l'énergie dans le réseau dès que la puissance AC générée sera inférieure à la limite de puissance du réseau.
- La deuxième option est « *après le coucher du soleil* ». Dans ce cas, l'injection dans le réseau ne commence que lorsque la production PV est nulle en fin de journée.
- La troisième option est « *à partir d'une heure spécifiée* ». Si vous sélectionnez cette option, un champ apparaîtra, vous permettant de saisir une heure de la

journée. L'injection de la batterie dans le réseau ne se fera qu'à partir de cette heure.

- La quatrième et dernière option est « *durant une plage horaire spécifiée* ». Avec cette option, deux champs apparaîtront, vous permettant de saisir des heures spécifiques de la journée. La décharge de la batterie ne sera possible qu'entre ces deux valeurs.

7.3 Support de réseau non fiable

Cette option concerne les régions où le réseau n'est pas fiable (nombreuses coupures dues au délestage). Cette stratégie nécessite la définition d'un profil de consommation et d'un calendrier d'indisponibilité du réseau.

L'énergie PV est stockée dans une batterie et restituée à l'utilisateur lorsque le réseau est indisponible. Techniquement, cela est loin d'être simple, car les onduleurs solaires habituels pour l'alimentation du réseau nécessitent la présence du réseau pour fonctionner. Il peut exister plusieurs solutions pour éviter ce problème.

Pour les flux d'énergie :

- Lorsque la puissance solaire est suffisante pour couvrir les besoins de l'utilisateur, le surplus est utilisé pour charger la batterie. Si la batterie est pleine,

l'excédent sera injecté dans le réseau si cela est autorisé ; sinon, cette énergie sera perdue (c'est-à-dire que l'onduleur fonctionnera à un niveau d'énergie réduit).

- Lorsque la puissance solaire est insuffisante (ou pendant la nuit), l'utilisateur peut être alimenté par la batterie. Cependant, il est nécessaire de conserver une réserve de stockage en cas d'indisponibilité du réseau. Il faut donc définir une limite de profondeur de décharge (DOD) pour l'utilisation de l'énergie dans tous les cas, et une autre pour compléter le réseau lorsqu'il est en panne.
- En cas de défaillance du réseau, le commutateur doit s'ouvrir immédiatement, et l'utilisateur sera alimenté par l'énergie solaire + la batterie via l'onduleur SA.
- Le dispositif de contrôle doit être capable de limiter la puissance de l'onduleur solaire si l'injection dans le réseau n'est pas autorisée.

Vous devez d'abord définir l'indisponibilité du réseau. Cela peut être fait :

- soit en spécifiant la fraction de temps d'indisponibilité, le nombre de périodes et la durée minimale / maximale de chaque période. Le programme peut alors proposer une distribution aléatoire des périodes d'indisponibilité tout au long de l'année.
- soit en définissant une séquence horaire d'indisponibilité pour toute l'année dans un fichier CSV (msExcel).

Type de système - Stratégie de stockage
Support de réseau non fiable

Autoconsommation

Pack de batteries | Support de réseau non fiable | Indisponibilité du réseau

Mode de définition
 Définis comme périodes aléatoires Voir le graphique
 Défini par un fichier

Paramètres pour indisponibilité aléatoire
 Probabilité d'indisponibilité: 5.0 % 18.3 jours
 Durée minimum: 1 heures
 Durée maximum: 20 heures
 Nombre de périodes: 42
 Initialisation nbres aléatoires: 1
 En fixant une valeur initiale, on utilise une même série de nombres aléatoires
 Une valeur nulle changera la série aléatoire à chaque exécution.

Résultats principaux
 Nombre de périodes: 42 Durée moyenne: 8.9 h
 Durée totale: 375 hours Durée min.: 1 h
 15.6 days Durée max.: 20 h

Périodes d'indisponibilité

No. période	Date/Heure début	Durée
1	08.01.1990 13:00	1 heures
2	12.01.1990 19:00	5 heures
3	22.01.1990 02:00	16 heures
4	23.01.1990 04:00	14 heures
5	30.01.1990 10:00	2 heures
6	04.02.1990 14:00	6 heures
7	21.02.1990 03:00	11 heures
8	24.02.1990 20:00	6 heures

La capacité du pack de batteries est étroitement liée aux besoins de l'utilisateur. Idéalement, l'énergie restante en dessous du niveau supérieur de l'état de charge (SOC) devrait permettre de couvrir les besoins maximum pour la plus longue période d'indisponibilité. Vous pouvez évidemment diminuer cette capacité, au risque d'un défaut d'alimentation.

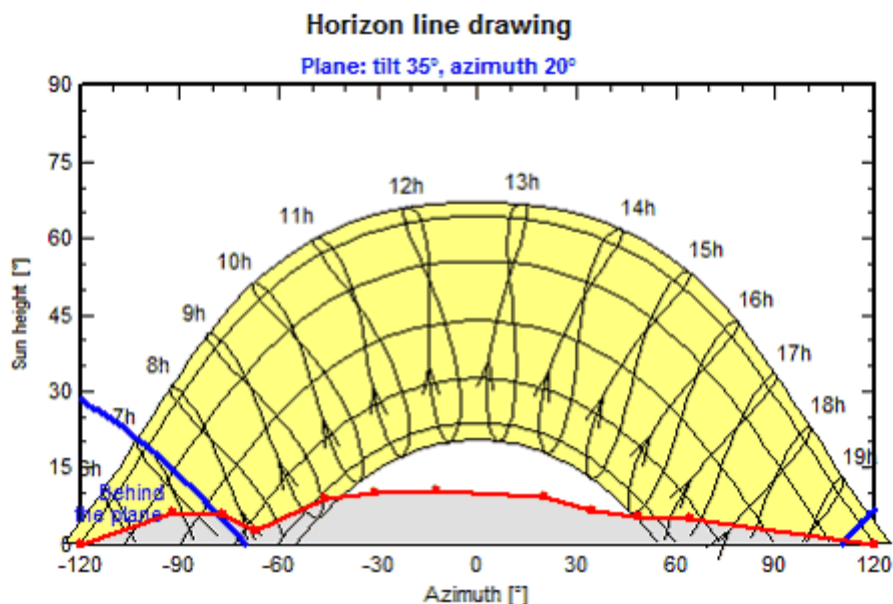
Vous pouvez choisir de définir l'indisponibilité comme des périodes aléatoires ou en lisant un fichier. En cliquant sur « Afficher le graphique », vous pouvez visualiser les périodes d'indisponibilité tout au long de l'année.

8 Horizon

Le profil d'horizon est adapté aux objets d'ombrage situés suffisamment loin de votre système PV, de sorte que les ombrages peuvent être considérés comme globaux sur l'ensemble de votre installation. C'est le cas lorsque la distance de l'objet d'ombrage est supérieure à environ 10 fois la taille du système PV. Le profil d'horizon est une courbe définie par un ensemble de points (Hauteur, Azimut).

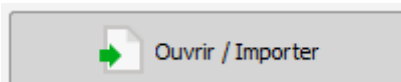
Les ombrages lointains fonctionnent en mode ON/OFF : c'est-à-dire qu'à un moment donné, le soleil est ou n'est pas présent sur le champ. Lorsque le soleil est derrière l'horizon, la composante directe devient nulle. L'effet sur la composante diffuse sera expliqué ci-dessous.

En cliquant sur le bouton « Horizon », un graphique des trajectoires du soleil pour le site du projet s'ouvrira.



Le profil d'horizon peut être défini manuellement par un ensemble de points (Azimut/Hauteur) en degrés. Ces points peuvent provenir de mesures sur site (en utilisant des instruments de géomètre tels qu'une boussole et un inclinomètre). Ils peuvent être importés à partir de plusieurs sources, soit sous forme de fichier, soit

depuis des sources web en cliquant :

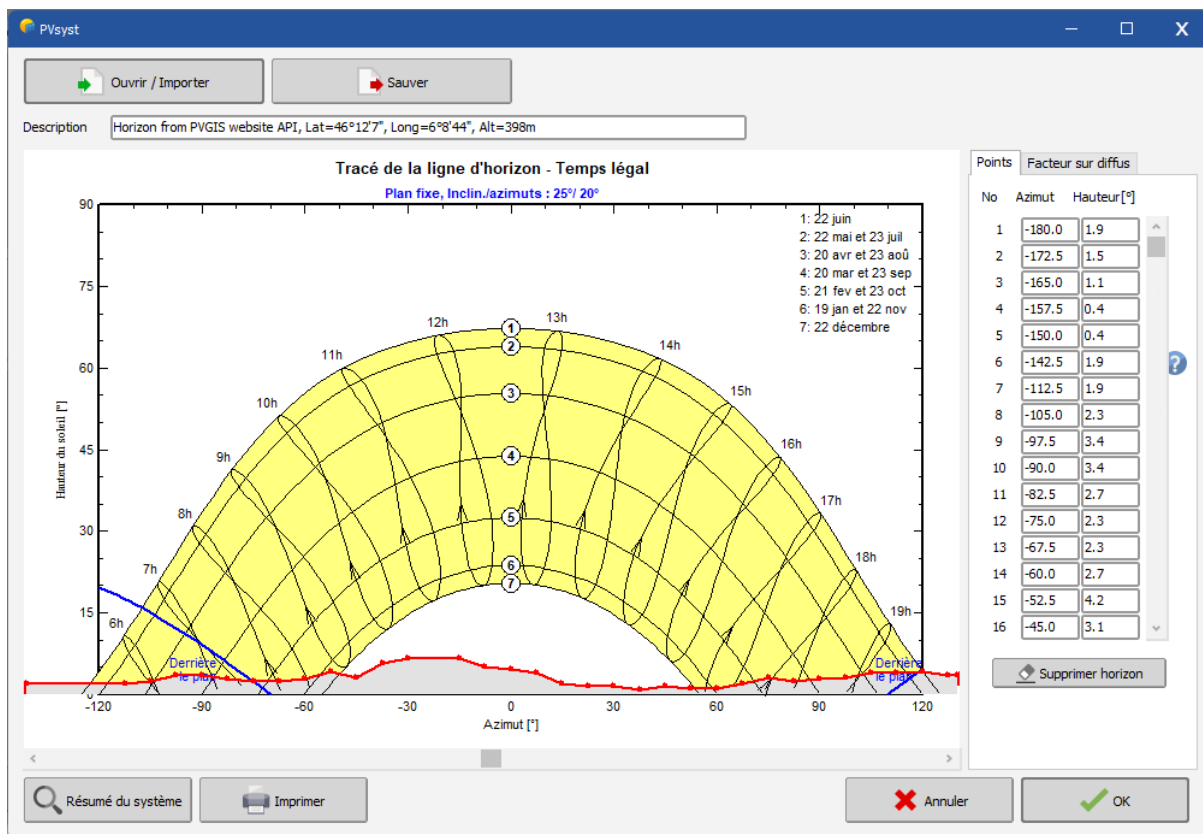


Un fichier interne de PVsyst est une ligne d'horizon déjà enregistrée dans votre espace de travail. Un fichier CSV standard peut être tout fichier texte contenant des données correctement structurées. PVsyst reconnaîtra les fichiers comme des profils d'horizon valides s'ils répondent aux caractéristiques suivantes :

- Fichier au format texte ou CSV, contenant des colonnes séparées par des virgules, points-virgules, tabulations ou espaces.
- En-têtes/commentaires :
 - Toutes les lignes contenant du texte sont considérées comme des lignes de commentaire.
 - Une ligne de commentaire contenant un texte tel que « Latitude 25,3°, Longitude 44,1° » sera utilisée comme commentaire pour l'horizon généré. Ce commentaire peut ensuite être édité manuellement.
- Données :
 - Une ligne par point défini. Chaque point est défini par une valeur d'Azimut et une valeur de Hauteur, exprimées en degrés.
- Avant l'importation, il est possible de définir la référence angulaire de votre fichier en sélectionnant la direction de rotation de l'azimut, soit dans le sens horaire, soit dans le sens antihoraire, ainsi que l'angle d'azimut Nord.
- Le logiciel Meteonorm génère des profils d'horizon, que vous pouvez également importer dans PVsyst. Le nom de fichier de ces profils contient les coordonnées exactes du site évalué.

La ligne d'horizon peut également être importée directement depuis des sources web (avec une connexion Internet active) :

- Le service gratuit PVGIS fournit des horizons dans le monde entier. Ce service est complètement intégré dans PVsyst, le téléchargement manuel du profil depuis la page web n'est pas nécessaire. Choisissez simplement « PVGIS Horizon From WEB » et appuyez sur le bouton Importer depuis le web.
- Le service web Meteonorm inclus pour les profils d'horizon fournit également des horizons dans le monde entier.

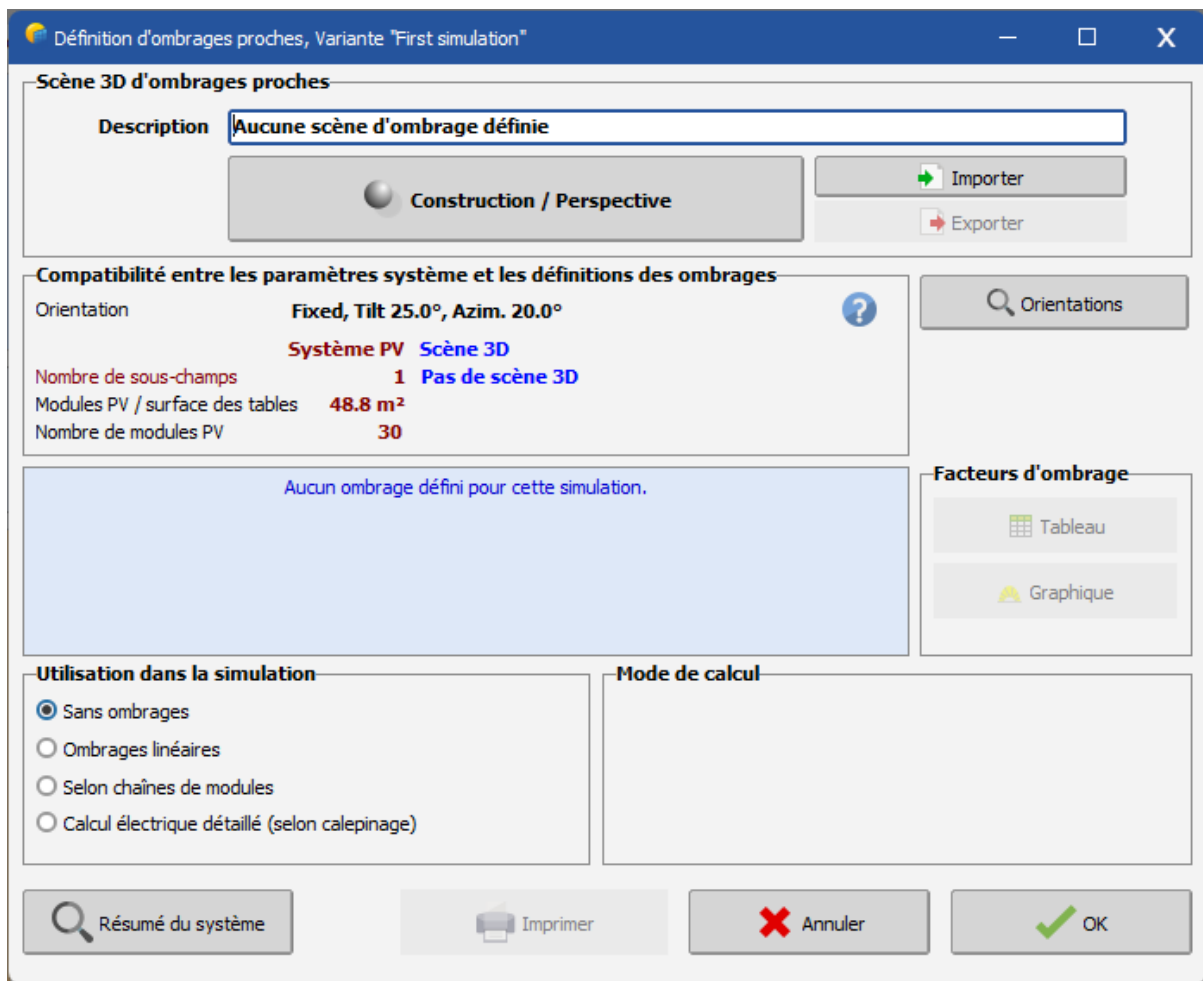


Pour les profils d'horizon établis à l'aide d'une grille géo-référencée (comme PVGIS et Meteonorm), l'emplacement exact doit être soigneusement défini. Vous pouvez éditer la latitude et la longitude dans cette fenêtre pour être aussi précis que possible : gardez à l'esprit qu'un degré de latitude correspond à 111 km, la deuxième décimale à 1,1 km, et la quatrième décimale à 11 m. La quatrième décimale peut encore avoir un impact important dans les zones à forte pente.

9 Ombrages proches

La fenêtre « Ombrage Proche » est le principal dialogue permettant d'accéder à l'éditeur 3D pour construire des scènes représentant les ombrages à proximité. Cette fonctionnalité est essentielle pour simuler l'impact des ombrages sur les modules photovoltaïques (PV), permettant ainsi de calculer les pertes d'énergie qui en résultent.

Le bouton « Construction/Perspective » est l'élément clé pour accéder à l'éditeur de scène 3D. Cela permet de définir les objets environnants susceptibles de créer des ombrages, tels que des bâtiments, des arbres ou d'autres obstacles, afin de modéliser avec précision l'environnement des modules PV.

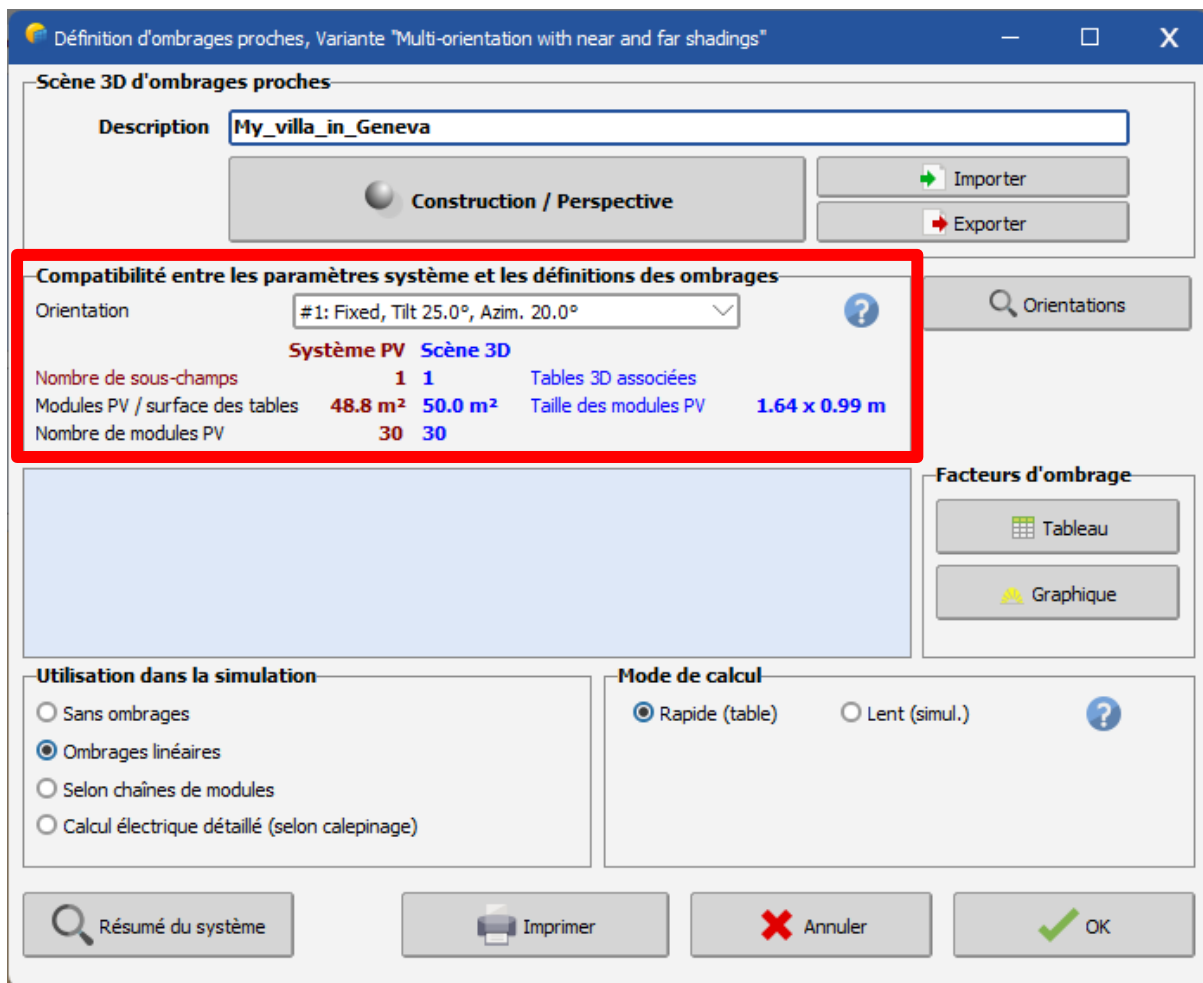


Il est important de noter que l'objectif principal de l'ombrage proche est de représenter précisément les pertes d'irradiance dues aux objets environnants et d'aider à optimiser l'installation des panneaux solaires pour minimiser ces pertes. Lors de la définition des objets susceptibles de créer des ombrages ainsi que de la topographie, il est conseillé de ne pas entrer dans trop de détails et d'éviter de passer du temps à dessiner chaque objet avec précision. Plus la scène 3D est détaillée, plus le logiciel prendra de temps pour calculer l'ombrage sur la scène PV. Il est donc préférable de garder le dessin simple et représentatif du projet afin d'assurer des calculs efficaces.

9.1 Compatibilité entre la Scène 3D et l'Orientation du Système

Une fois la scène 3D construite, le programme vérifiera la compatibilité de cette construction avec les paramètres du système PV précédemment définis, tels que l'orientation et la disposition des modules. Cela garantit une simulation cohérente et fiable des pertes dues aux ombrages proches.

Dans cette section, plusieurs informations importantes permettent de contrôler la compatibilité entre la scène 3D et la définition du système, ainsi que l'orientation.



Tout d'abord, il y a une liste déroulante pour les différentes orientations existantes. Ensuite, des informations sur le nombre de sous-champs, la surface des modules PV existants, et enfin, le nombre total de modules PV sont affichées.

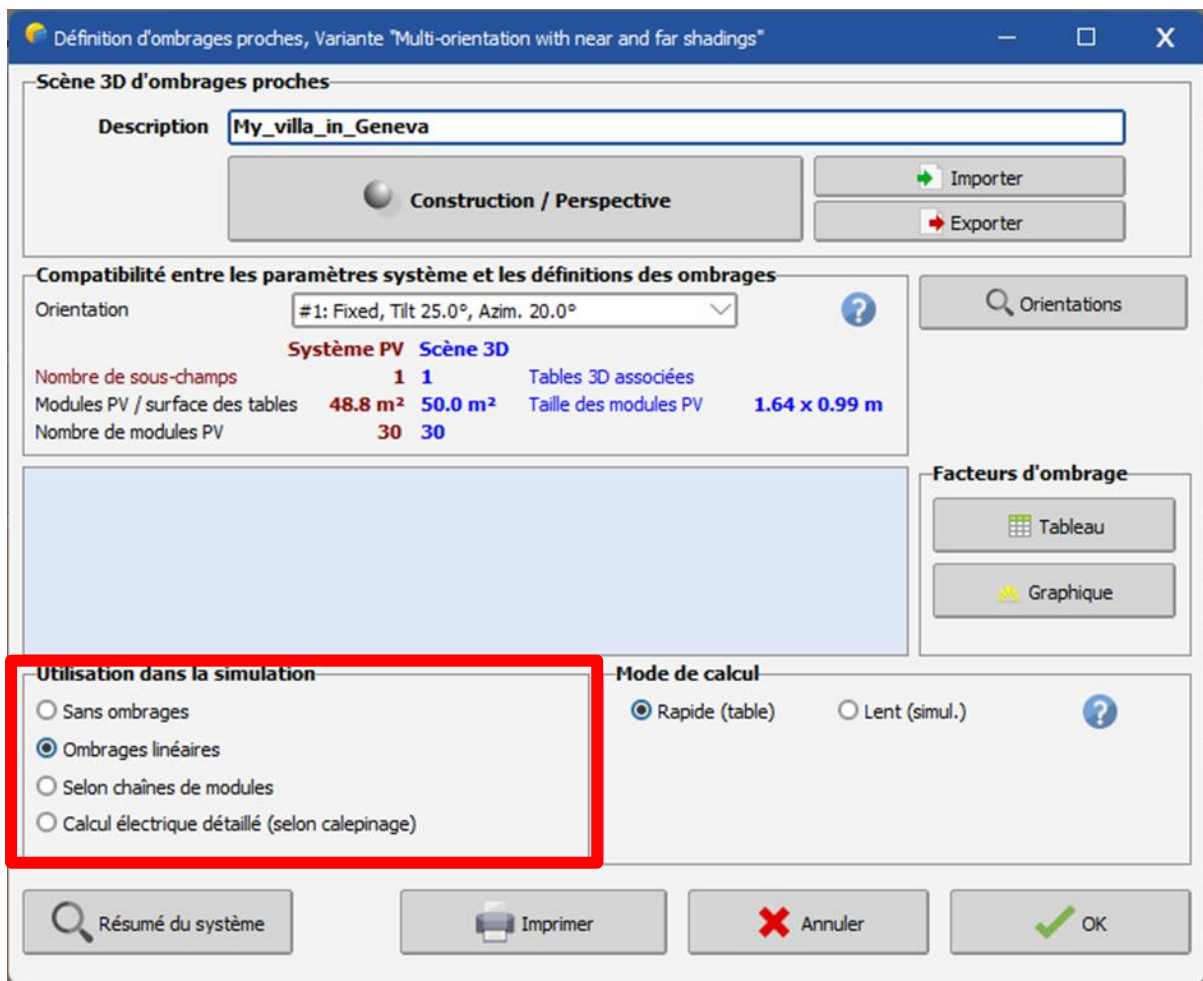
Il est obligatoire que l'orientation de la scène 3D corresponde à la définition de l'orientation. Si une incompatibilité est détectée, le programme vous demandera si vous souhaitez mettre à jour la définition de l'orientation pour correspondre à la scène 3D.

Concernant la surface des modules PV, le logiciel accepte une tolérance pour les différences entre la définition du système et la scène 3D. Cette tolérance prend en compte les légères variations pouvant survenir lors de la construction de la scène tout en garantissant des surfaces cohérentes.

Enfin, le nombre total de modules PV doit être proche entre la définition du système et la scène 3D, avec une petite tolérance acceptée.

9.2 Simulation Parameter

Trois paramètres calculent les pertes liées aux ombrages :



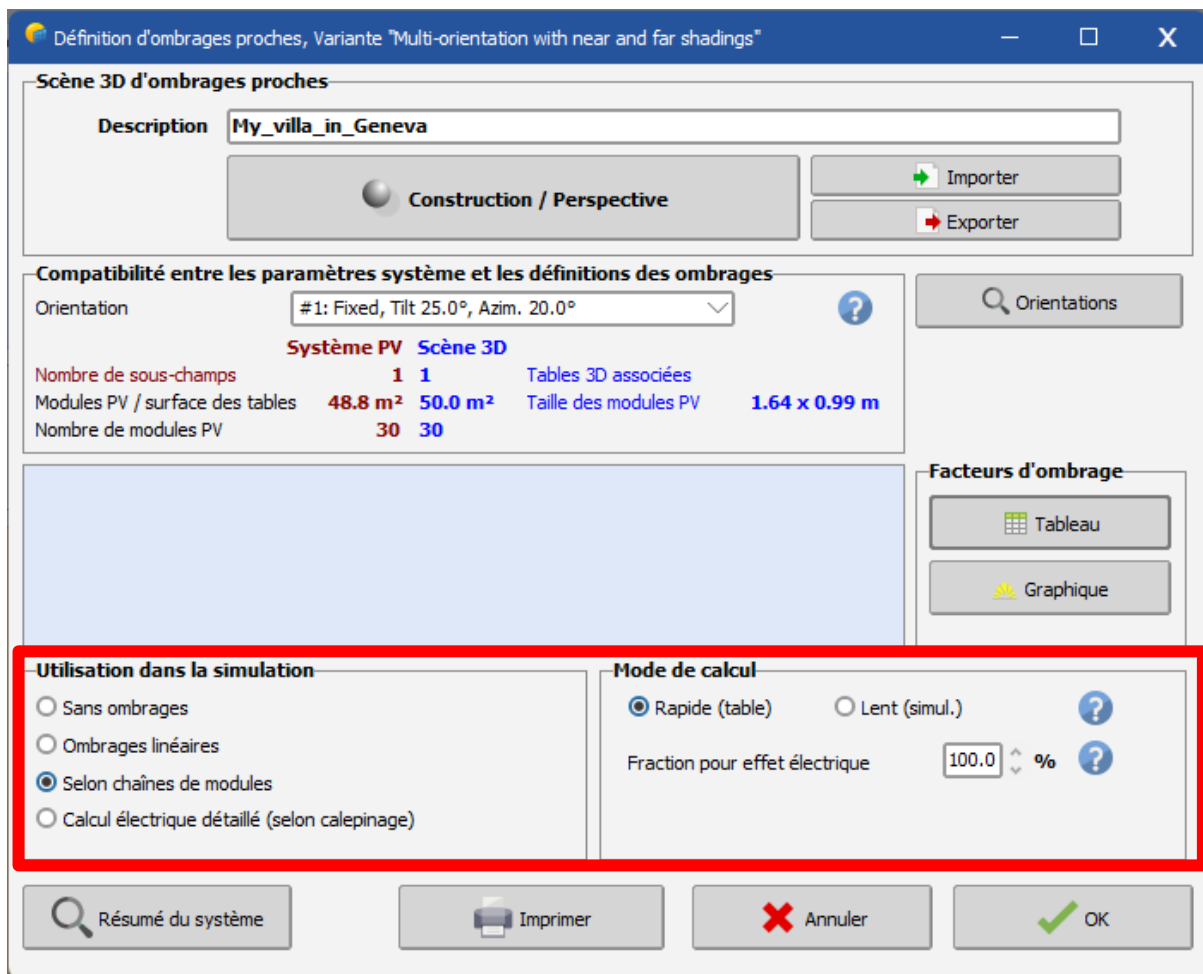
Ombrage

Linéaire

Ce mode ne prend en compte que le déficit d'irradiance sur le champ PV sans effet électrique. Il représente une limite inférieure des pertes totales dues aux ombrages. Vous pouvez exécuter cette simulation rapidement (en interpolant les valeurs à partir de la table des facteurs d'ombrage à chaque étape) ou de manière plus précise mais plus lente, en calculant le facteur d'ombrage complet à chaque étape de la simulation..

Selon chaînes de modules

Pendant la création de la scène 3D, vous pouvez regrouper les modules en chaînes distinctes. Avec cette option, un facteur d'ombrage est calculé pour chaque chaîne, et les pertes électriques liées aux ombrages de chaque chaîne sont estimées individuellement. Cela permet une estimation plus détaillée des effets électriques qu'un simple calcul d'ombrage linéaire.



Pour un résultat plus précis, vous pouvez spécifier la fraction de l'effet électrique, allant du calcul « purement linéaire » (fraction pour effet électrique de 0 %) à un effet électrique complet (fraction pour effet électrique de 100 %).

Le modèle de partition estime les pertes électriques mais ne prend pas en compte les diodes de dérivation des modules.

Calcul électrique détaillé (selon calepinage)

Enfin, après avoir spécifié une configuration détaillée de l'« agencement des modules » dans la scène 3D, vous pouvez effectuer des calculs d'ombrage basés sur des pertes électriques détaillées. L'outil « disposition des modules » est conçu pour des calculs précis des pertes par défaillance d'appariement dues aux ombrages.

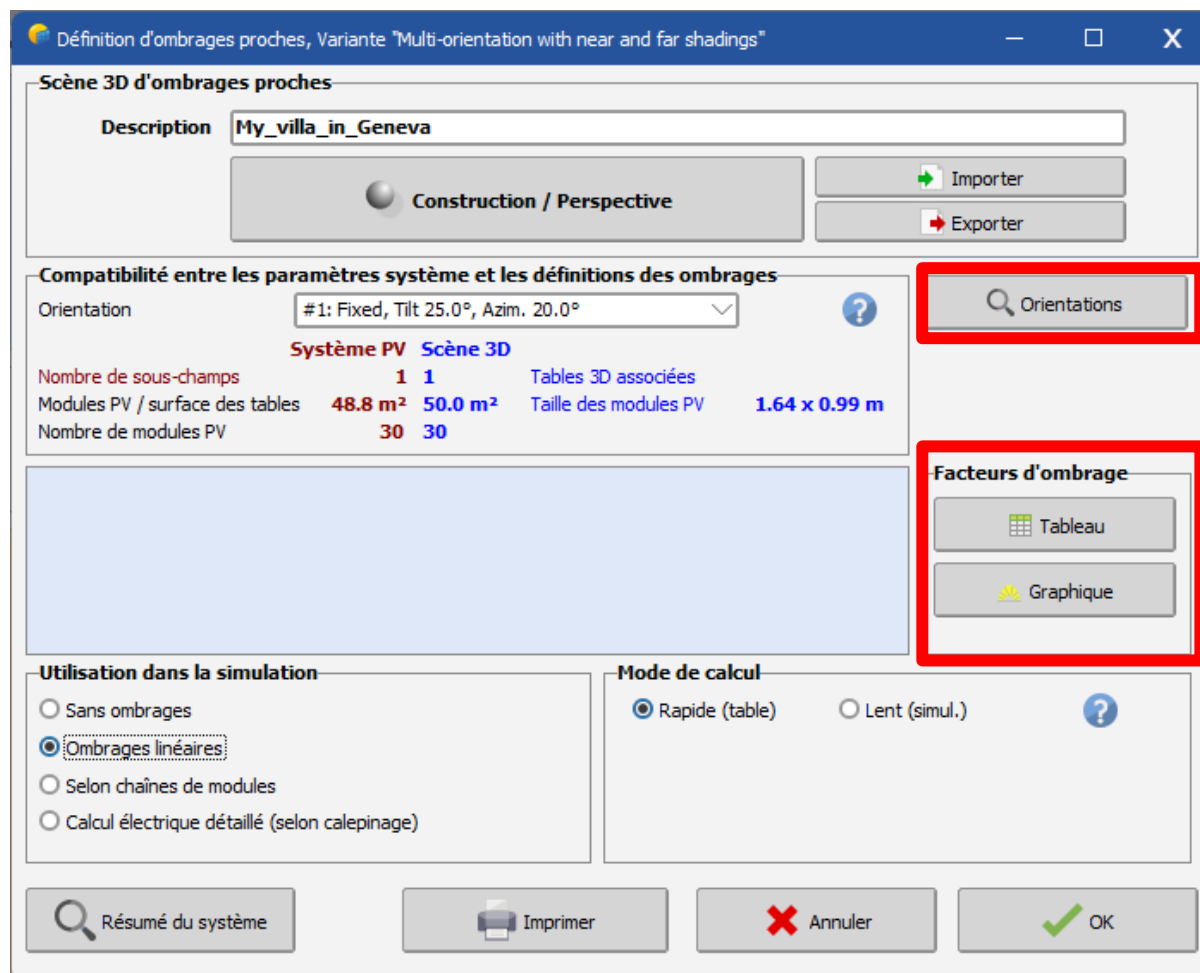
Ce type de simulation nécessite une description précise de la position de chaque module PV dans la scène 3D ainsi que de l'interconnexion des modules en chaînes, conformément aux onduleurs définis dans la section « Système ». Cela permet une modélisation très précise des effets d'ombrage sur chaque module, y compris les pertes dues aux différences de courant entre les chaînes.

L'avantage de ce modèle est qu'il calcule l'ombrage sur les chaînes connectées aux onduleurs et prend en compte les diodes de dérivation, qui contournent les zones ombragées et réduisent ainsi les pertes de puissance. Ce modèle permet un calcul des pertes électriques liées aux ombrages plus précis que le modèle de partition.

9.3 Orientations, tableau, boutons de graphique

Orientations

Le bouton « Orientation » ouvre la fenêtre de gestion des orientations sans avoir à quitter cette fenêtre, permettant d'effectuer des opérations supplémentaires de gestion des orientations.



Tableau

Le bouton Tableau vous permet de construire la table des facteurs d'ombrage, qui calcule le facteur d'ombrage pour différentes directions d'où provient la lumière du soleil.

Ce processus calcule les facteurs de la lumière diffuse et de l'albédo, qui restent les mêmes tout au long de l'année. Ensuite, vous pouvez visualiser le diagramme Iso-ombrage et lancer la simulation.

Si vous avez configuré une partition en chaînes de modules lors de la construction de votre modèle 3D, deux tables seront générées en même temps : une pour le facteur d'ombrage « irradiance » ou « linéaire » standard, et une autre basée sur les chaînes de modules.

Table du facteur d'ombrage (linéaire), pour la composante directe, Orient. #1

Fermer Imprimer Exporter Aide

Recalculer

Afficher: Table linéaire

Orientation du plan: Plan incliné fixe #1: Fixed, Tilt 25.0°, Azim. 20.0°

Séparé Total

Table du facteur d'ombrage (linéaire), pour la composante directe, Orient. #1

Azimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.005	0.003	0.000	0.000	0.004	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.020	0.000	0.013	0.025	0.029	0.025	0.007	0.000	0.053	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	Derrière	Derrière	Derrière	0.000	0.000	0.000	0.107	0.011	0.051	0.069	0.079	0.072	0.032	0.013	0.140	0.006	0.000	0.000	0.000	Derrière
10°	Derrière	Derrière	Derrière	Derrière	Derrière	0.000	0.171	0.067	0.215	0.164	0.158	0.172	0.210	0.059	0.205	0.006	Derrière	Derrière	Derrière	Derrière
0°	Derrière	Derrière	Derrière	Derrière	Derrière	0.606	0.435	0.547	0.313	0.225	0.315	0.529	0.530	0.713	Derrière	Derrière	Derrière	Derrière	Derrière	Derrière

Facteur d'ombrage sur le diffus: 0.033 et pour l'albédo: 0.382

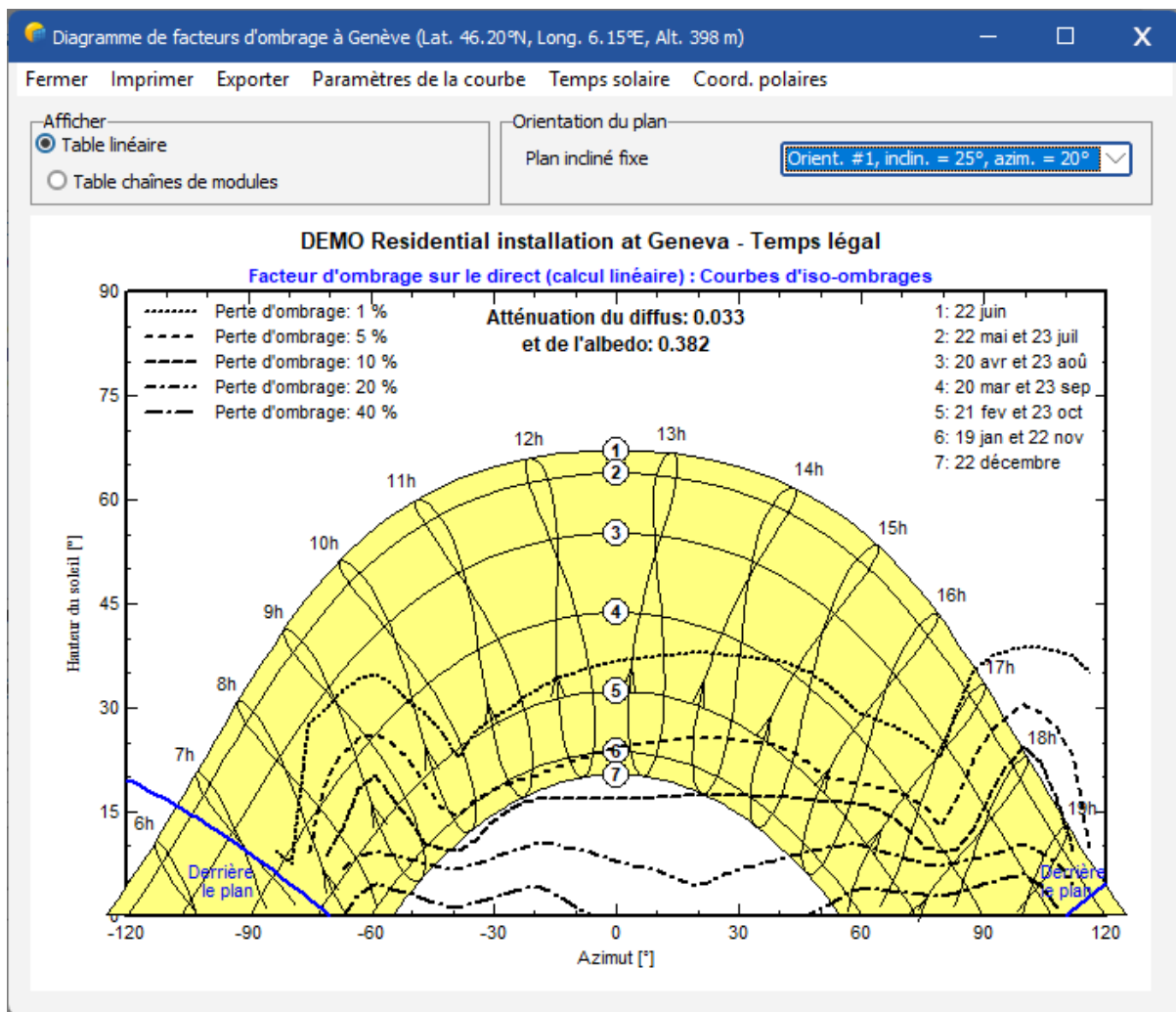
Le Facteur d'Ombrage représente la proportion de la surface sensible du champ PV qui est ombragée par rapport à sa surface totale, pour une orientation spécifique du soleil (où 0 signifie aucun ombrage et 1 signifie entièrement ombragé).

Calculer cela à chaque étape de la simulation pourrait être long. Pour remédier à cela, le programme crée des tables avec des valeurs de Facteur d'Ombrage pré-calculées à des intervalles de 10° pour la hauteur du soleil et de 20° pour l'azimut. Ces tables permettent une interpolation rapide pour déterminer le Facteur d'Ombrage dans n'importe quelle direction du soleil, une méthode appelée « mode de calcul rapide ».

Il est possible de calculer le Facteur d'Ombrage à chaque étape de la simulation pour éviter les erreurs dues à l'interpolation, ce qui est appelé « mode de calcul lent ». Dans ce cas, les tables pré-calculées ne sont pas utilisées pour déterminer l'ombrage sur les composantes directe et circumsolaire.

Graphique

Le diagramme iso-ombrage représente visuellement la table des facteurs d'ombrage. Il affiche les lignes de contour pour des facteurs d'ombrage spécifiques, superposées aux trajectoires que le soleil parcourt dans le ciel.



Les lignes bleues sur le diagramme marquent les points où les rayons du soleil sont parallèles à la surface.

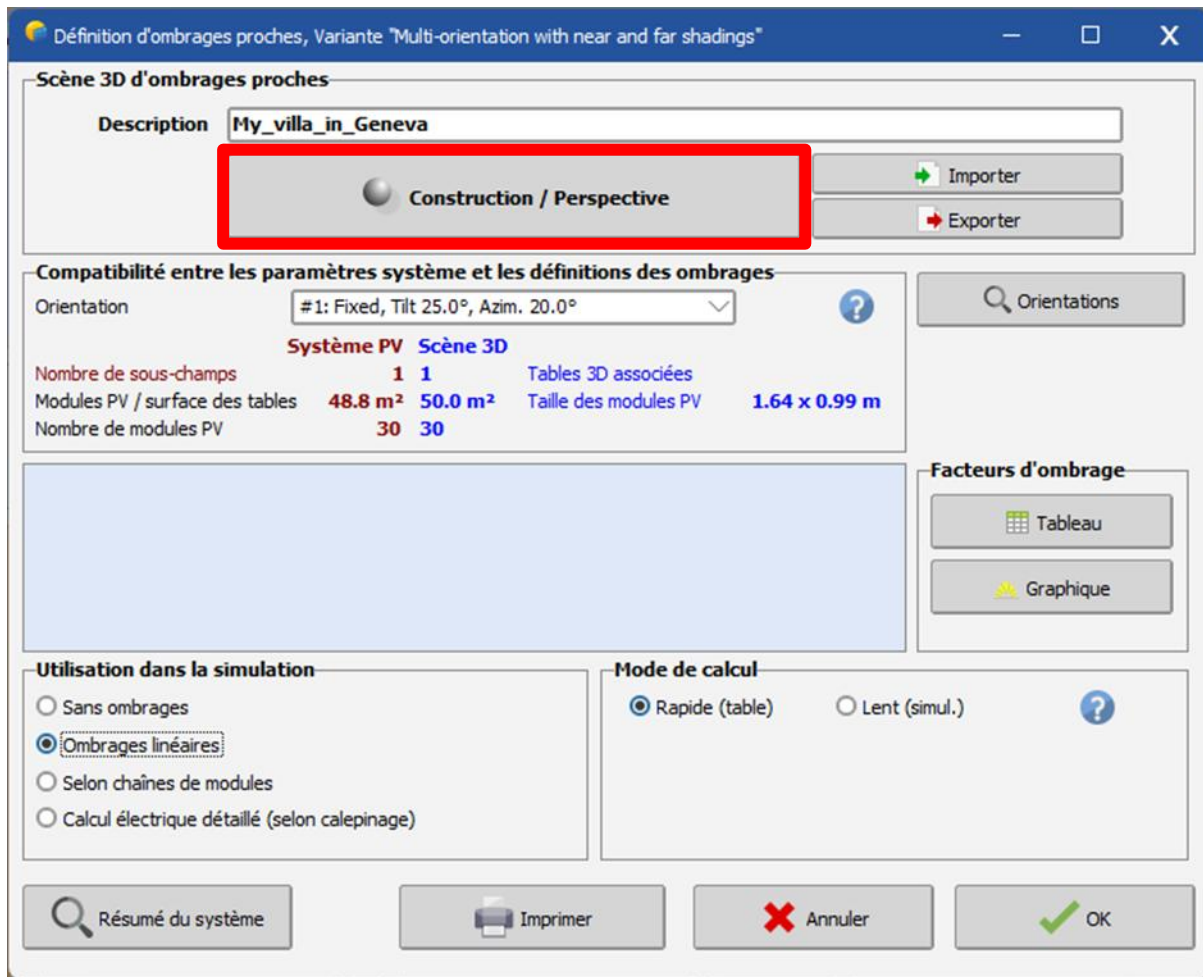
Ce diagramme offre une vue d'ensemble concise de la manière dont l'ombrage varie en fonction des saisons et des moments de la journée tout au long de l'année.

L'aspect irrégulier des lignes est dû aux interpolations entre les points de calcul discrets.

Rappelez-vous que ce facteur de perte s'applique à la composante directe atteignant le plan PV. Lorsque l'angle d'incidence est élevé, même des facteurs de perte importants agiront sur une composante d'irradiance très faible, entraînant des effets raisonnables sur l'efficacité globale.

9.4 Construction/Perspective, scène 3D

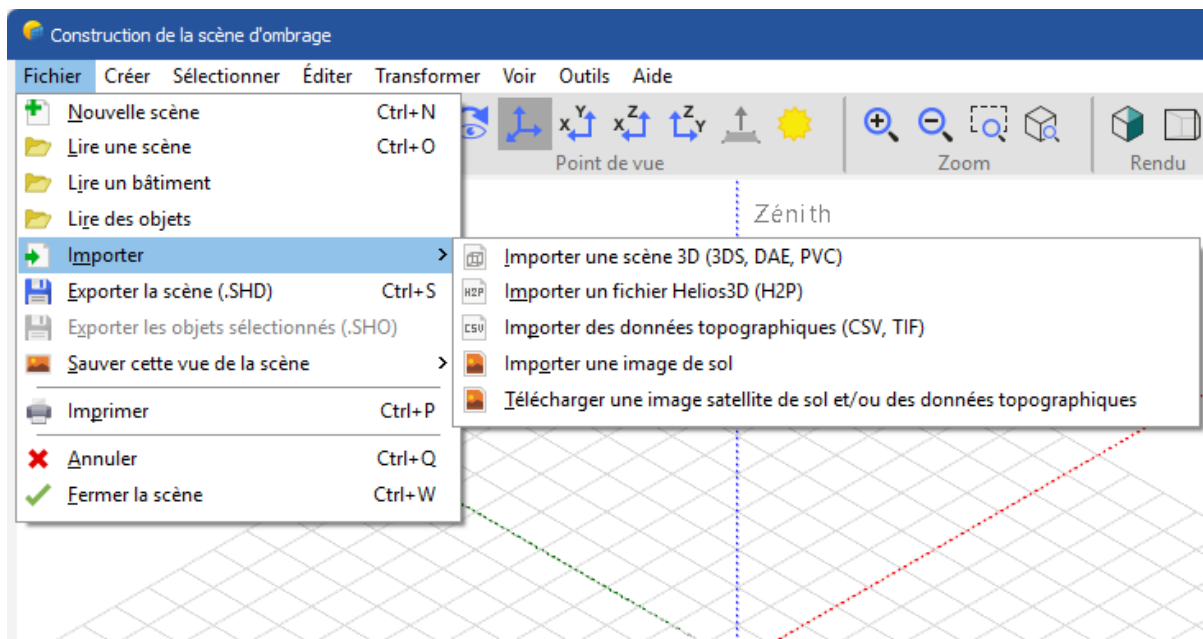
En cliquant sur le bouton « Construction/Perspective », une nouvelle fenêtre s'ouvre où se trouve la scène 3D.



Pour commencer, plusieurs stratégies s'offrent à vous pour créer une scène 3D dans PV.

Première stratégie : Vous pouvez créer vos tables PV ainsi que les objets qui projettent des ombres sur les tables PV.

Deuxième stratégie : Vous pouvez importer une scène 3D créée avec un autre logiciel. Les formats suivants sont pris en charge pour l'importation : 3DS, DAE, PVC, H2P.



Vous trouverez plus d'informations dans le tutoriel « Export de scène 3D vers PVsyst ».

Troisième stratégie : Cette stratégie consiste à combiner les première et deuxième stratégies. Vous pouvez importer une scène PV, puis la modifier dans PVsyst en ajoutant des objets supplémentaires susceptibles de créer des ombrages.

Il est également possible d'importer une topographie avec une image satellite de votre site, spécifiée dans la section « Projet ».

Menu Fichier

Plusieurs actions sont disponibles :

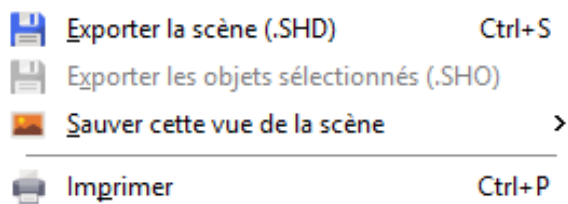
	Nouvelle scène	Ctrl+N
	Lire une scène	Ctrl+O
	Lire un bâtiment	
	Lire des objets	

Nouvelle scène: Permet de créer une nouvelle scène en effaçant la précédente.

Lire une scène: Charge une scène précédemment exportée à l'aide de la fonction « Exporter la Scène ».

Lire un bâtiment: Charge un bâtiment exporté avec la fonction « Exporter l'Élément Sélectionné ».

Lire des objets: Charge un objet exporté avec la fonction « Exporter l'Élément Sélectionné ».



Exporter la scène: Permet d'exporter l'ensemble de la scène pour la sauvegarder pour de futurs projets.

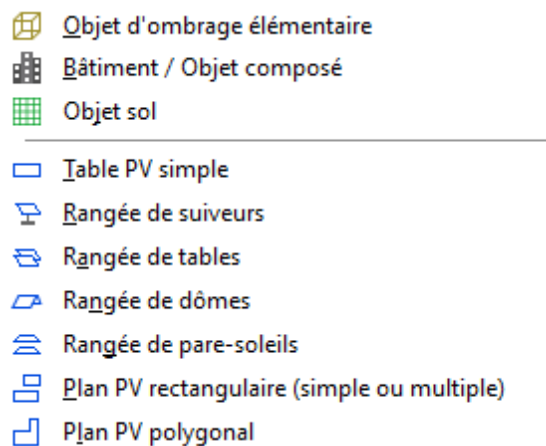
Exporter les objets sélectionnés: Exporte l'objet sélectionné pour une réimportation ultérieure.

Sauver cette vue de la scène: Enregistre la vue de la scène pour la conserver comme image.

Imprimer: Imprime la scène 3D.

9.5 Menu Créer

Le menu « Créer » est divisé en deux sections principales :

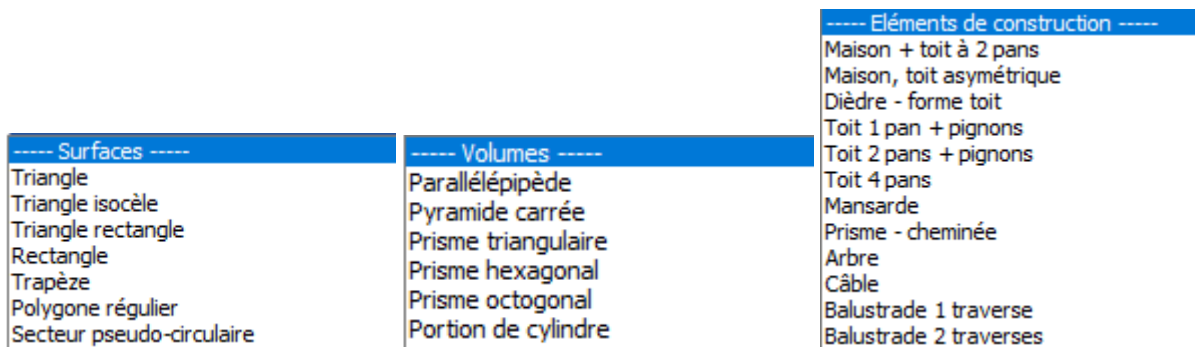


Création d'Objets

La première section est dédiée à la création des différents objets de la scène. PVsyst permet de créer une variété d'objets en 2D et 3D pour représenter des éléments tels que des bâtiments, des arbres, des toits, et d'autres obstacles architecturaux. Vous pouvez choisir parmi une bibliothèque d'objets de base (formes en 2D et 3D, éléments de construction) et les assembler pour créer des objets plus complexes. Il est également possible de personnaliser la topographie du terrain en créant des objets de sol spécifiques. Les objets créés peuvent être ajustés en termes de dimensions et de position pour s'adapter à la disposition de votre installation PV.

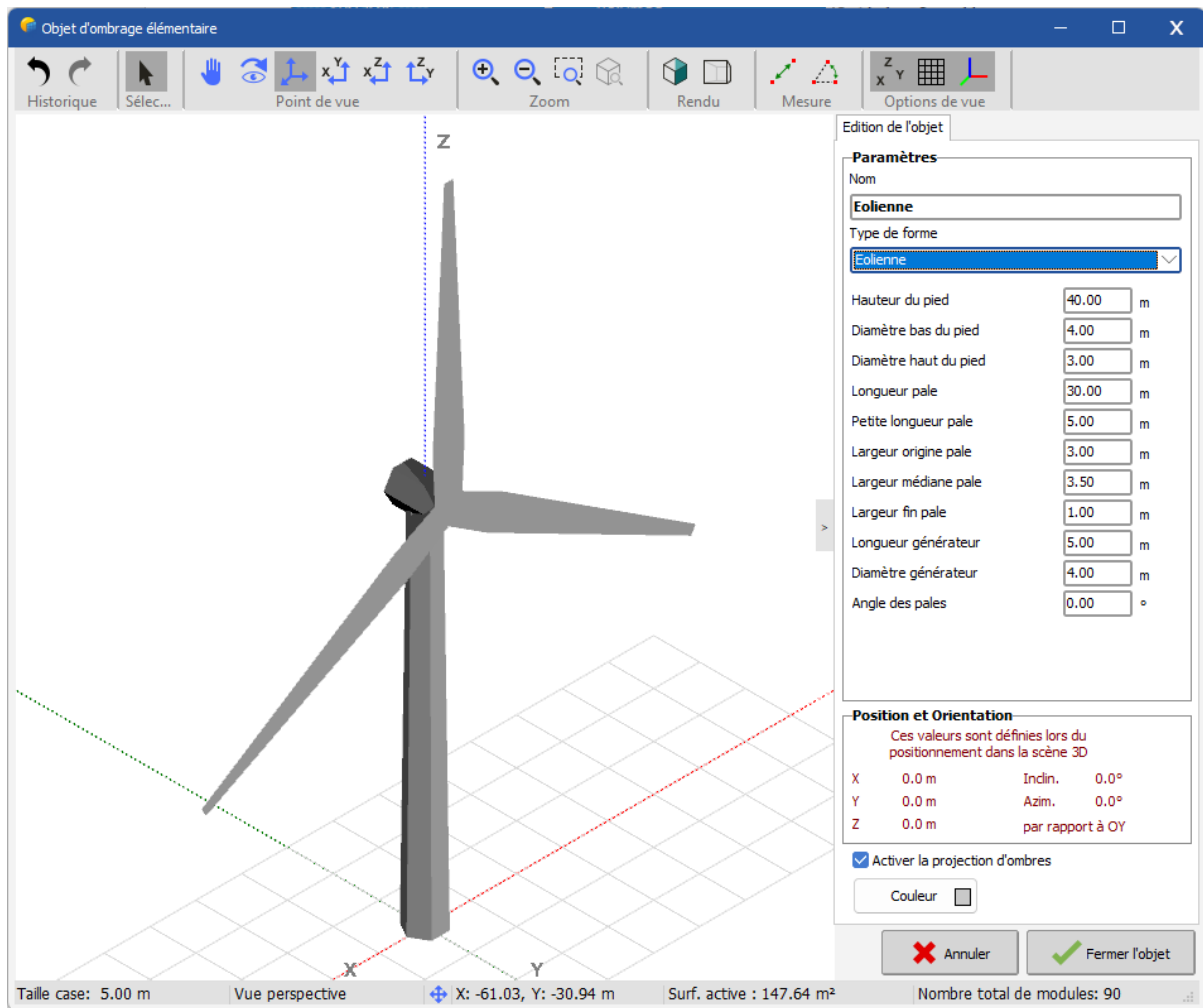
Dans les types de formes, plusieurs modèles sont disponibles :

Tout d'abord, il y a les modèles de surfaces, qui sont des formes 2D simples et élémentaires, ainsi que des modèles de surfaces, qui sont des modèles 3D élémentaires.

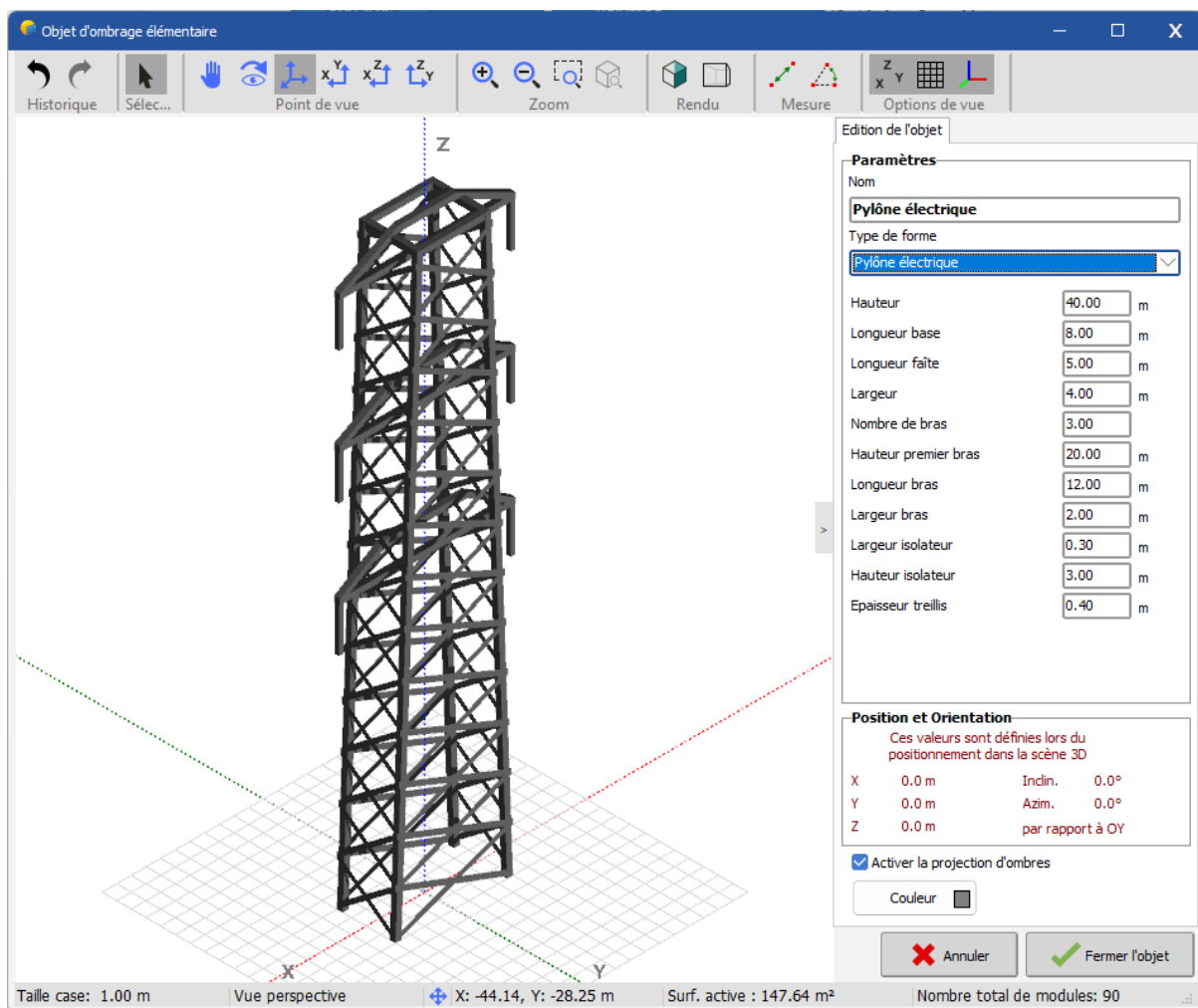


Dans cette liste, les objets de construction sont basiques, avec les arbres comme exemple de modèle utile.

Enfin, il existe des formes spéciales, comme **une éolienne**.



et un **pylône électrique**.



Création d'éléments PV

La deuxième partie du menu « Créer » concerne la création d'éléments photovoltaïques. Cela inclut la création de différents types de champs PV, tels que :








-  **Table PV simple**
-  **Rangée de suiveurs**
-  **Rangée de tables**
-  **Rangée de dômes**
-  **Rangée de pare-soleils**
-  **Plan PV rectangulaire (simple ou multiple)**
-  **Plan PV polygonal**

Table PV simple: Une zone rectangulaire destinée à accueillir des modules PV.

Rangée de suiveurs: Une ou plusieurs tables qui suivent le soleil pour maximiser la réception de l'irradiance.

Rangée de tables: Plusieurs tables placées les unes derrière les autres, couramment utilisées dans les installations au sol.

Rangée de dômes: Groupes de tables dans une configuration opposée Est-Ouest.

Rangée de pare-soleils: Tables alignées verticalement, adaptées pour les façades.

Plan PV rectangulaire : Rectangles sensibles sans cadre, pouvant être créés en plusieurs instances dans le même plan.












Plan PV polygonal: Un champ de toute forme, dessiné à la souris, offrant une flexibilité maximale.

Pour chaque type de champ PV, vous pouvez définir des paramètres spécifiques tels que l'orientation, le nombre de tables, la disposition, l'espacement entre les tables, etc. Ces paramètres peuvent être ajustés pour répondre aux besoins de votre installation et optimiser la production d'énergie.

Les objets et champs PV créés peuvent ensuite être intégrés dans la scène 3D pour simuler avec précision les effets d'ombrage et d'autres facteurs environnementaux sur votre installation.

9.6 Menu Editer

Dans le menu « Editer », plusieurs outils vous permettent de manipuler un objet de la scène.

 <u>D</u> éfaire	Ctrl+Z
 <u>R</u> efaire	Ctrl+Y
 <u>C</u> opier	
 <u>C</u> oller	
 <u>E</u> diter un objet	Ctrl+M
 <u>S</u> upprimer l'objet sélectionné	Del
 <u>D</u> éplacer la sélection	Ctrl+B
 <u>P</u> ivoter la sélection	Ctrl+R
 <u>O</u> rienter la scène globale	Ctrl+Alt+R
 <u>M</u> odification groupée	Ctrl+G
 <u>D</u> éfinir altitude auto.	

Défaire: Annule les actions, accessible avec le raccourci "CTRL+Z".

Refaire: Rétablit une action annulée, accessible avec le raccourci "CTRL+Y".

Copier: Copie un élément, accessible avec le raccourci "CTRL+C".

Coller: Colle un élément copié, accessible avec le raccourci "CTRL+V".

Editer un objet: Permet de modifier un objet de la scène en double-cliquant dessus.

Supprimer l'objet sélectionné: Supprime l'objet sélectionné, accessible avec le raccourci "Delete".

Déplacer la sélection: Déplace l'élément sélectionné, également accessible depuis le menu principal.

Pivoter la sélection: Fait pivoter l'élément sélectionné, également accessible depuis le menu principal.







Orienter la scène globale: Applique une rotation d'azimut à tous les objets de la scène.

Modification groupée: Ouvre la fenêtre « Liste et gestion des objets » pour des modifications groupées, accessible avec "CTRL+G".

Définir altitude auto.: Définit l'altitude automatique d'un objet en fonction d'un autre objet, utile pour définir automatiquement l'altitude d'un objet PV sur une surface.

9.7 Menu Transformer

Le menu Transformer permet de changer la surface d'un objet en surface PV.

-  Transformer en faces PV
-  Transformer en objets
-  Convertir les tables fixes en suiveurs
-  Transformer les tables PV sélectionnées en rangées de tables
-  Transformer les tables PV sélectionnées en une seule rangée de tables
-  Transformer en objet sol

Transformer en faces PV: Les faces sélectionnées peuvent être transformées en surface PV.

Transformer en objets: Convertit les surfaces PV en objets non PV.

Convertir les tables fixes en suiveurs: Convertit la table PV sélectionnée en tracker.






Transformer les tables PV sélectionnées en rangées de tables: Convertit une table PV unique en un champ de tables PV.







Transformer les tables PV sélectionnées en une seule rangée de tables: Convertit plusieurs tables PV individuelles en une seule rangée de tables.




Transformer en objet sol: Convertit un objet en objet de sol.

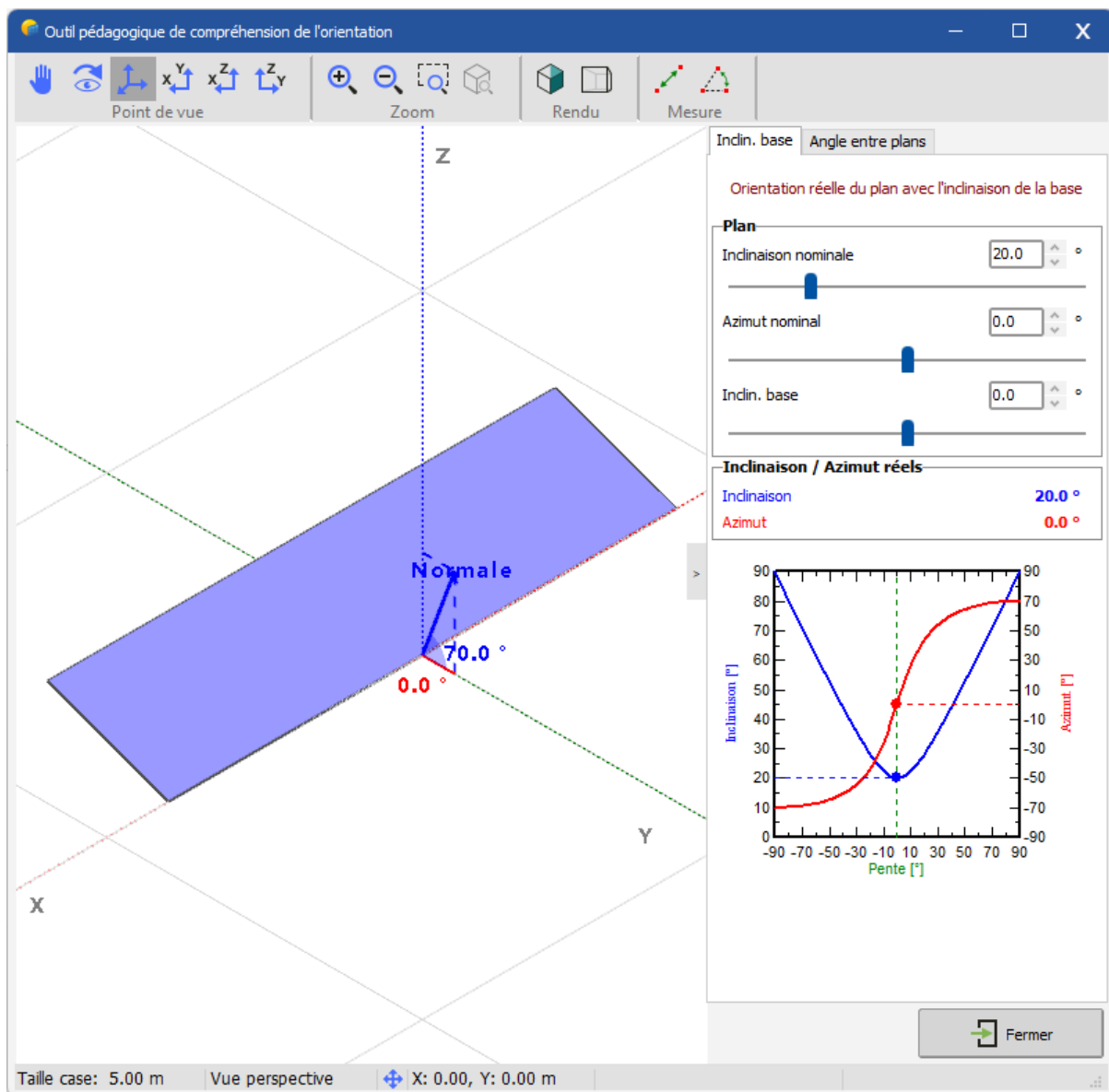
9.8 Menu Outils

Outil pédagogique de compréhension de l'orientation: Cet outil ouvre une ressource pédagogique pour comprendre l'orientation des tables PV.

-  Mesurer une distance Ctrl+L
-  Mesurer un angle Ctrl+K
-  Outil pédagogique de compréhension de l'orientation
-  Analyse des ombrages des objets fins
-  Définition de l'ombrage diffus des suiveurs

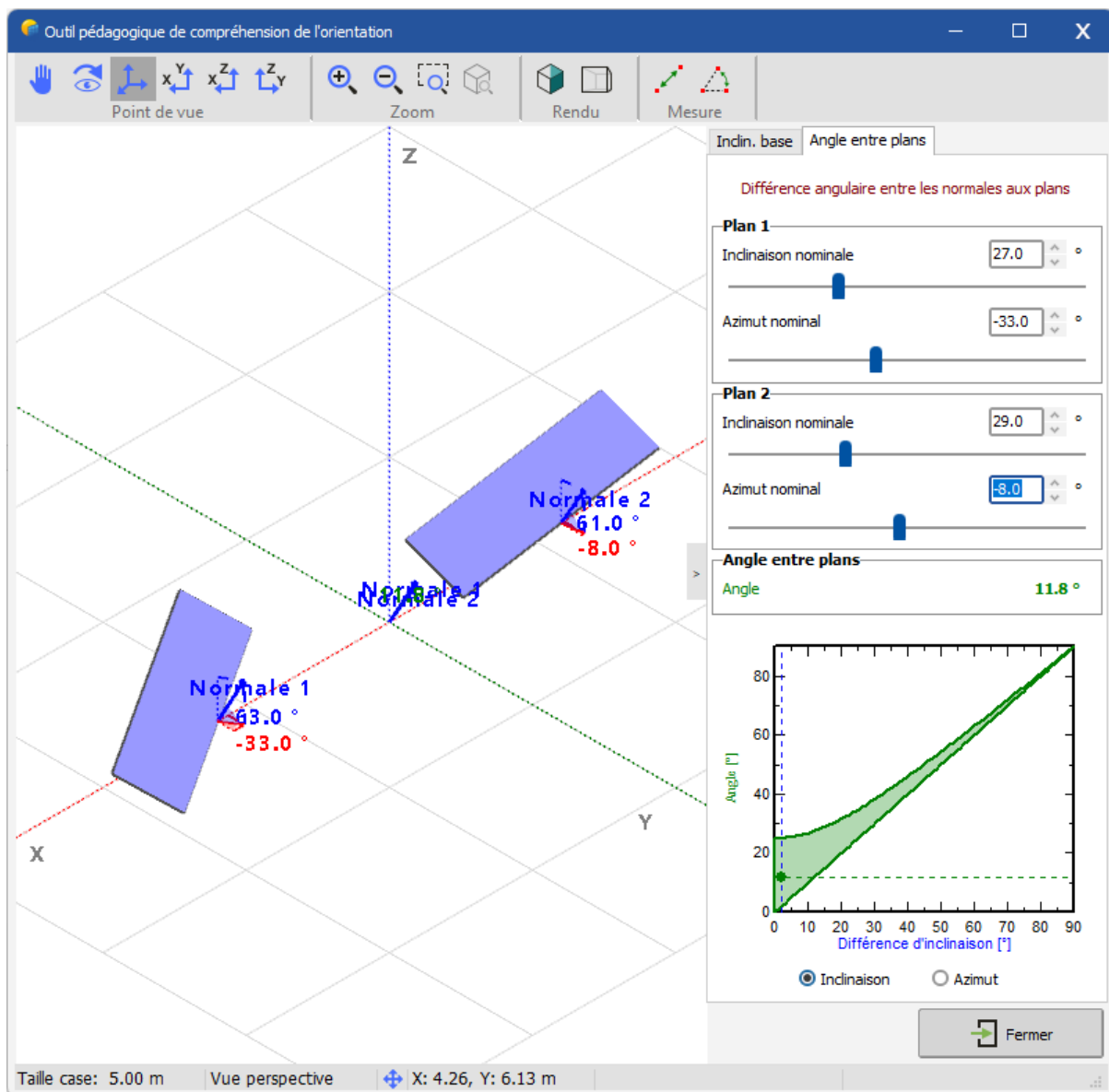
-  Résumé de la scène d'ombrage
-  Liste et gestion des objets Ctrl+G
-  Altitude automatique
-  Gestion des orientations Ctrl+Shift+O
-  Gestion du backtracking
-  Zones de tables

-  Vérifier la validité de la scène
-  Désactiver la vérification de l'interpénétration des champs
-  Utiliser les calculs d'ombrage partiels



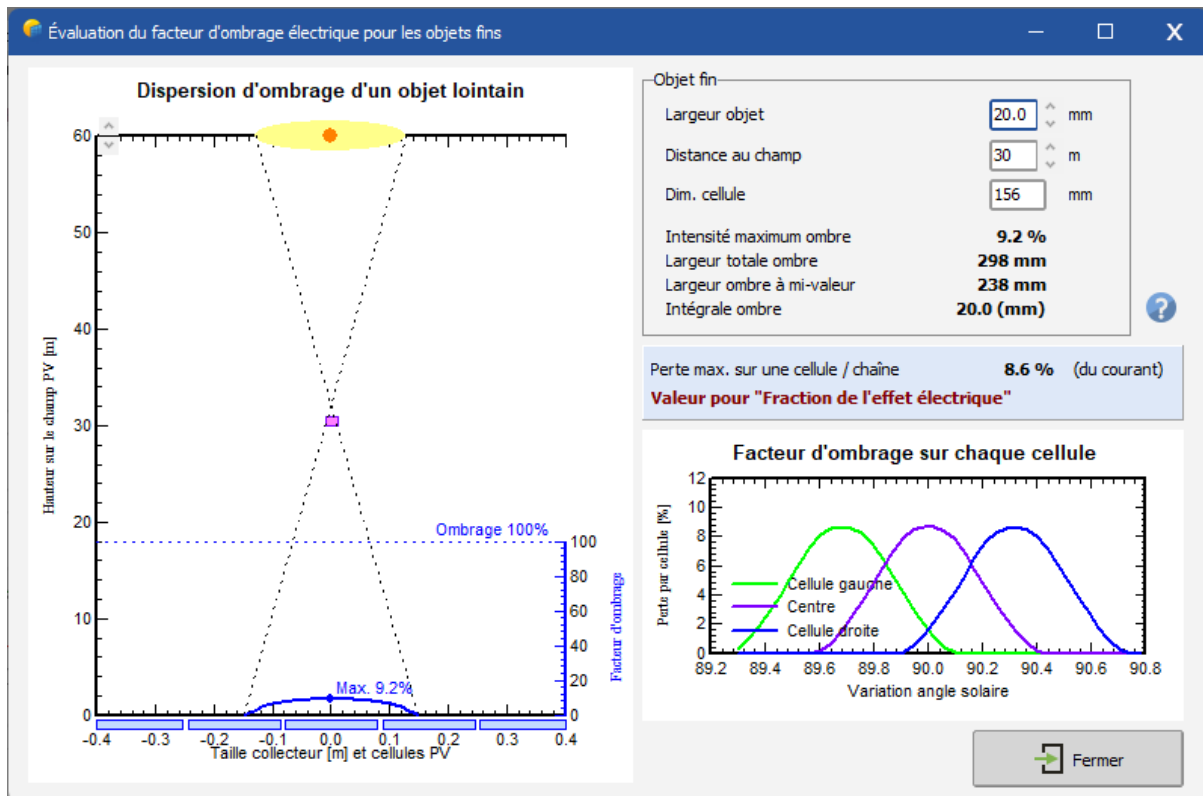
Dans l'onglet **Inclinaison de base**, les utilisateurs peuvent visualiser une table PV avec une orientation initiale et appliquer une inclinaison de base, telle que la pente du sol, pour voir l'inclinaison et l'azimut résultants. Les utilisateurs peuvent expérimenter en saisissant une « Inclinaison Nominale », un « Azimut Nominal » et en ajustant l'« Inclinaison de Base », pouvant représenter la pente du terrain, pour observer l'inclinaison et l'azimut finaux après application de l'inclinaison de base.

L'onglet **Angle entre plans** aide les utilisateurs à comprendre la valeur de l'angle entre les normales de deux plans de tables PV en ajustant leurs orientations. Les utilisateurs peuvent expérimenter pour voir la différence d'angle entre deux plans PV, qui s'affiche dans la zone « Angle entre les plans ».



Analyse des ombrages d'objets fins :

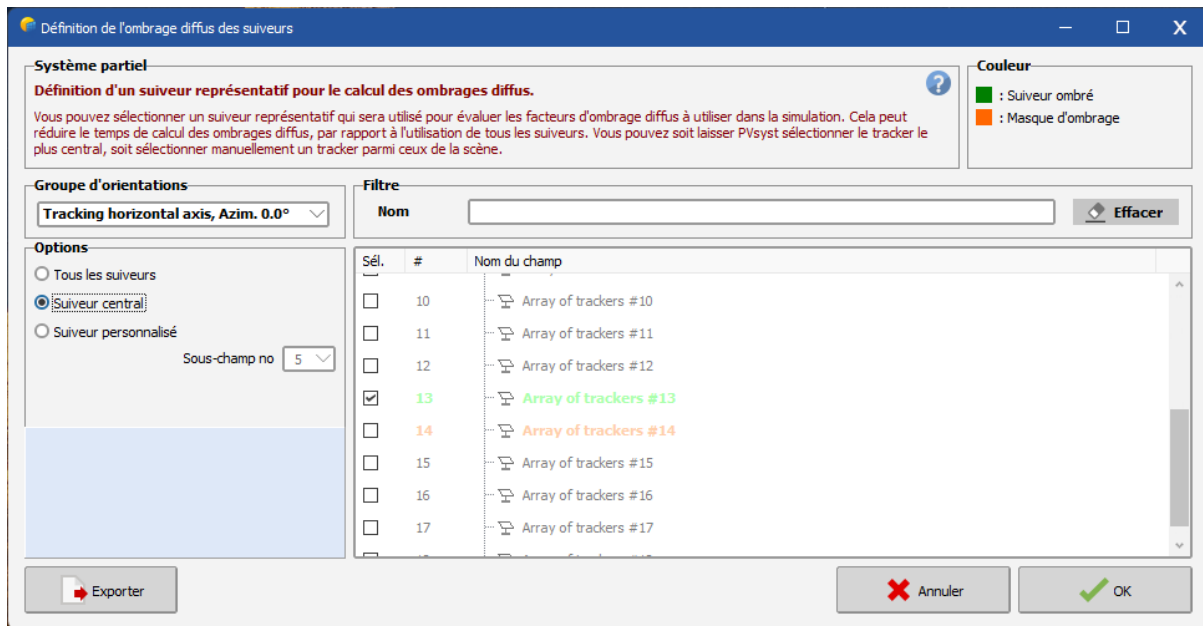
Cet outil démontre l'effet d'un ombrage fin sur une surface PV. Les utilisateurs peuvent saisir des variables telles que la largeur d'un objet étroit, la distance entre l'objet et la surface PV, ainsi que la taille de la cellule PV. Cet outil calcule et affiche le pourcentage maximal d'ombrage sur une cellule PV en fonction de ces paramètres.



Définition de l'ombrage diffuse des suiveurs :

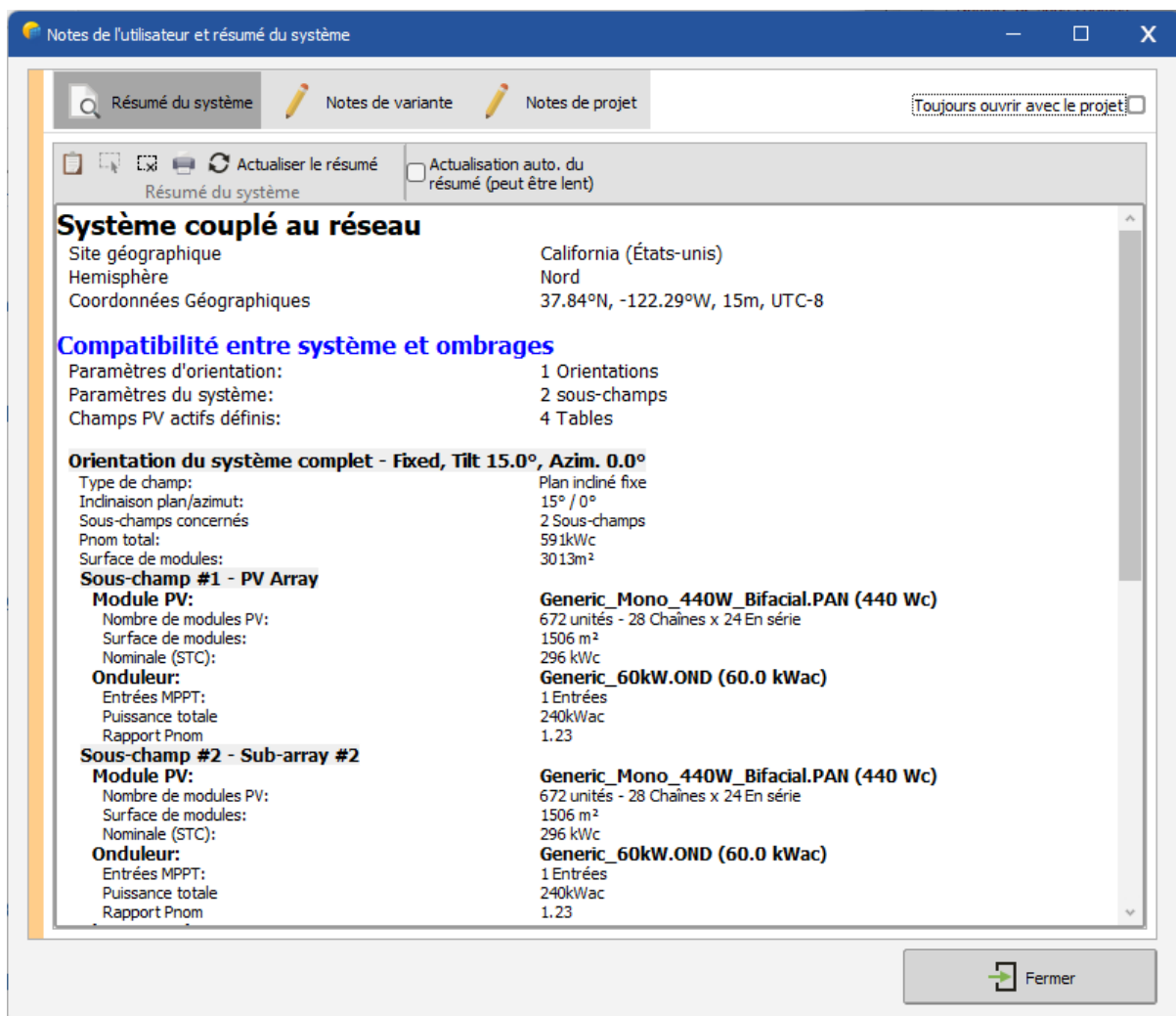
Dédié aux suiveurs de champs PV, cet outil définit la contribution de la lumière diffuse sur les tables PV. Les utilisateurs peuvent configurer un suiveur représentatif pour calculer les facteurs d'ombrage à utiliser dans les simulations, réduisant ainsi le temps de calcul de l'ombrage diffus par rapport à l'utilisation de tous les suiveurs. Les options incluent :

- Sélectionner le tracker central dans la scène,
- Sélectionner un suiveur manuellement
- Sélectionner tous les suiveurs



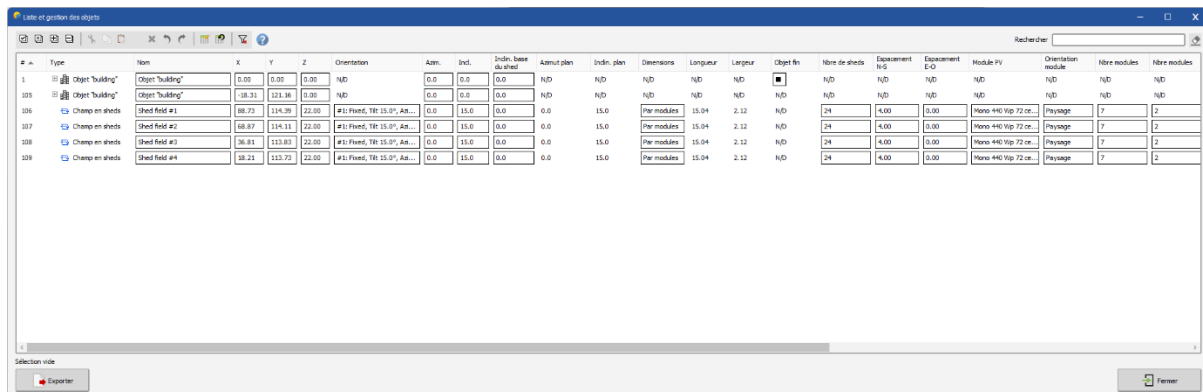
Résumé de la scène d'ombrage:

Ouvre une fenêtre d'information répertoriant tous les objets dans la scène du projet.



Liste et gestion des objets (Ctrl+G) :

Ouvre une fenêtre répertoriant tous les objets de la scène pour une modification facile.

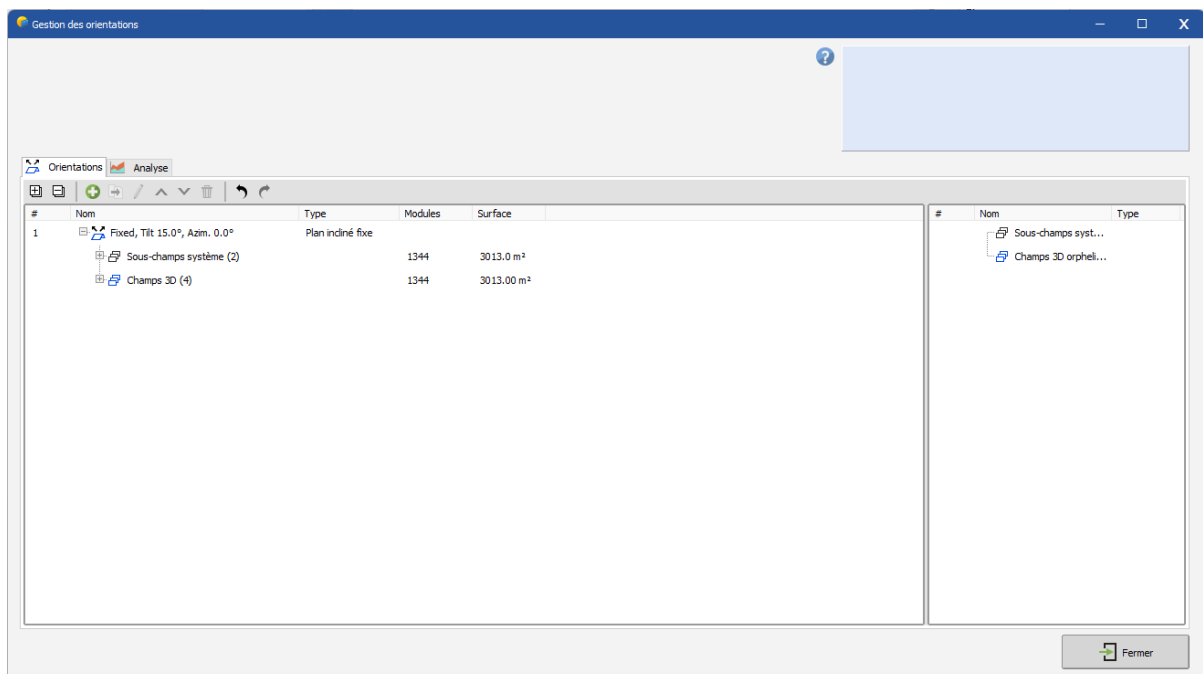


#	Type	Nom	X	Y	Z	Orientat	Azim.	Incl.	Inclin. base du shed	Azmut plan	Inclin. plan	Dimensions	Longueur	Largeur	Objet fin	Nbre de sheds	Espacement N-S	Espacement E-O	Module PV	Orientat module	Nbre modules	Nbre modules
1	Objet 'building'	Objet 'building'	0.00	0.00	0.00	ND	0.0	0.0	0.00	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
105	Objet 'building'	Objet 'building'	10.31	121.36	0.00	ND	0.0	0.0	0.00	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
106	Champ en sheds	Shed field #1	88.73	114.39	22.00	#1:Fixed, Tilt 15.0°, Az...	0.0	15.0	0.00	0.0	15.0	Par modules	15.04	2.12	ND	24	4.00	0.00	Mono 440 Wp 72 ce...	Paysage	7	2
107	Champ en sheds	Shed field #2	68.97	114.11	22.00	#1:Fixed, Tilt 15.0°, Az...	0.0	15.0	0.00	0.0	15.0	Par modules	15.04	2.12	ND	24	4.00	0.00	Mono 440 Wp 72 ce...	Paysage	7	2
108	Champ en sheds	Shed field #3	36.81	113.83	22.00	#1:Fixed, Tilt 15.0°, Az...	0.0	15.0	0.00	0.0	15.0	Par modules	15.04	2.12	ND	24	4.00	0.00	Mono 440 Wp 72 ce...	Paysage	7	2
109	Champ en sheds	Shed field #4	18.21	113.73	22.00	#1:Fixed, Tilt 15.0°, Az...	0.0	15.0	0.00	0.0	15.0	Par modules	15.04	2.12	ND	24	4.00	0.00	Mono 440 Wp 72 ce...	Paysage	7	2

Altitude automatique: Ouvre un outil permettant de placer automatiquement des objets PV au-dessus d'autres objets.

Gestion des orientations (Ctrl+Shift+O):

La fenêtre de **gestion des orientations** permet aux utilisateurs de visualiser la liste des orientations de la scène et de vérifier la cohérence entre la scène 3D et la définition du système. Les utilisateurs peuvent examiner la correspondance des surfaces PV et le nombre de modules entre les définitions, réattribuer des orientations existantes à de nouvelles, et visualiser les orientations orphelines pour les réattribuer.



#	Nom	Type	Modules	Surface
1	Fixed, Tilt 15.0°, Azim. 0.0°	Plan incliné fixe		
	Sous-champs système (2)		1344	3013.0 m²
	Champs 3D (4)		1344	3013.00 m²

#	Nom	Type
	Sous-champs syst...	
	Champs 3D orpheli...	

Gestion du backtracking

L'outil de gestion de backtracking de PVsyst optimise la stratégie de backtracking pour minimiser les ombrages mutuels entre les suiveurs PV. Il identifie deux suiveurs de référence pour calculer l'angle de backtracking pour tous les suiveurs de la scène. Cet outil est accessible dans l'éditeur 3D de PVsyst et aide les utilisateurs à sélectionner des paramètres optimaux en fonction des distances entre les suiveurs, prenant en charge les configurations irrégulières et minimisant les pertes électriques dues aux ombrages.

Lors de la définition d'une stratégie de backtracking, PVsyst identifie deux suiveurs de référence pour établir la relation de backtracking (largeur et distance des suiveurs). Pendant la simulation, le même angle de backtracking s'applique à tous les suiveurs sur la base de ce point de référence.

Dans les scènes 3D, les suiveurs sont souvent définis indépendamment dans un logiciel de CAO externe, mais PVsyst les regroupe en tables, ce qui rend nécessaire l'identification d'une paire de suiveurs de référence pour effectuer les calculs complets de backtracking.

Comportements spéciaux

Backtracking

Mode : Automatique

Le calcul du backtracking est basé sur l'interaction entre les suiveurs voisins, et en particulier sur le rapport largeur/espacement du suiveur.

Vous pouvez spécifier un (champ de) suiveur(s) servant de référence pour tous les suiveurs, ou entrer les longueurs de référence manuellement. Pour réduire les ombrages mutuels, vous pouvez choisir la paire avec la valeur largeur/espacement la plus élevée (GCR).

Couleur

- Principal
- Secondaire
- GCR élevé

Groupe d'orientations

Tracking horizontal axis, Azim. 0.0°

Paramètres de référence backtracking

Automatique

Espaceur: 12.00 m

Largeur collecteurs: 4.28 m

Bande inactive gauche: 0.00 m

Bande inactive droite: 0.00 m

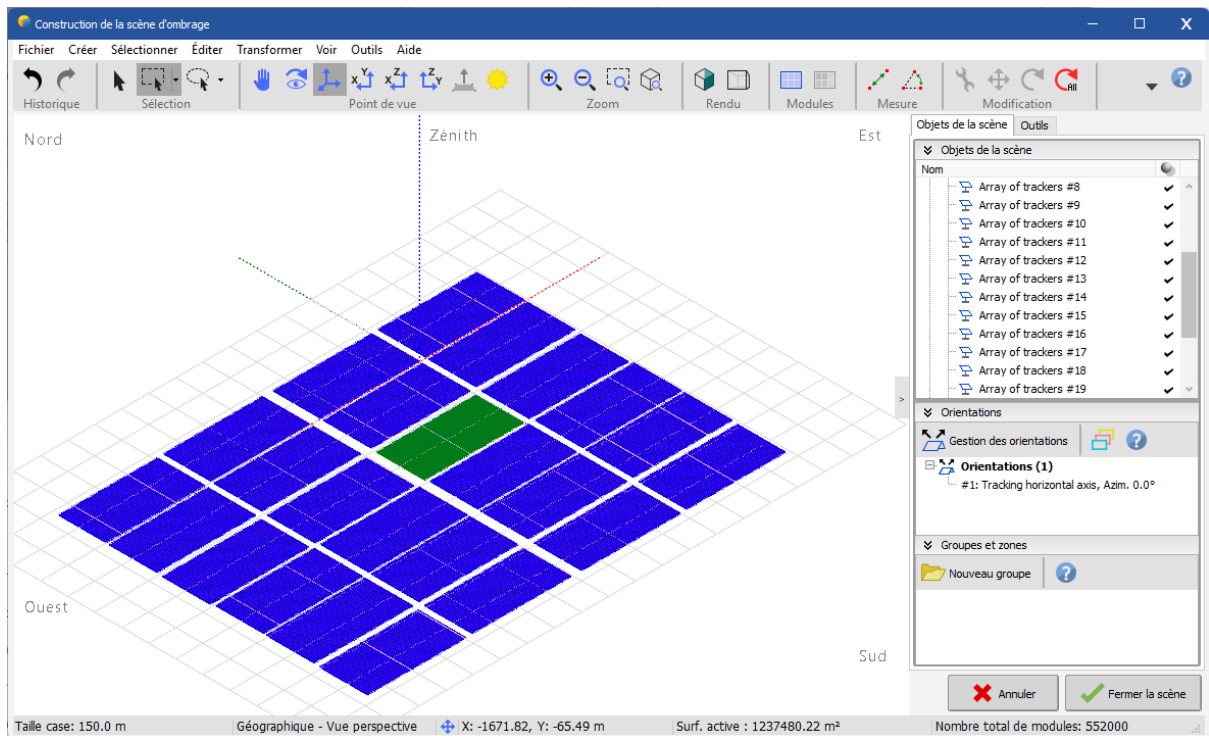
GCR de backtracking: 35.7 %

Tableau des trackers

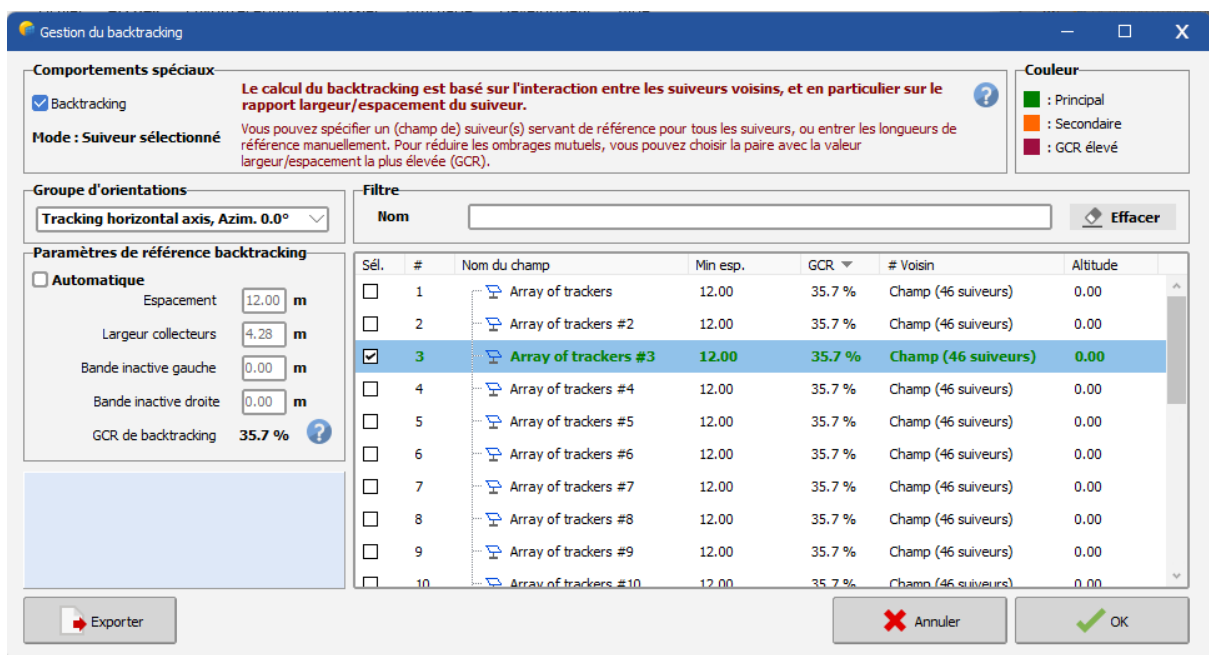
Sél.	#	Nom du champ	Min esp.	GCR	# Voisin	Altitude
<input type="checkbox"/>	1	Array of trackers	12.00	35.7 %	Champ (46 suiveurs)	0.00
<input type="checkbox"/>	2	Array of trackers #2	12.00	35.7 %	Champ (46 suiveurs)	0.00
<input type="checkbox"/>	3	Array of trackers #3	12.00	35.7 %	Champ (46 suiveurs)	0.00
<input type="checkbox"/>	4	Array of trackers #4	12.00	35.7 %	Champ (46 suiveurs)	0.00
<input type="checkbox"/>	5	Array of trackers #5	12.00	35.7 %	Champ (46 suiveurs)	0.00
<input type="checkbox"/>	6	Array of trackers #6	12.00	35.7 %	Champ (46 suiveurs)	0.00
<input type="checkbox"/>	7	Array of trackers #7	12.00	35.7 %	Champ (46 suiveurs)	0.00
<input type="checkbox"/>	8	Array of trackers #8	12.00	35.7 %	Champ (46 suiveurs)	0.00
<input type="checkbox"/>	9	Array of trackers #9	12.00	35.7 %	Champ (46 suiveurs)	0.00
<input type="checkbox"/>	10	Array of trackers #10	12.00	35.7 %	Champ (46 suiveurs)	0.00

Exporter Annuler OK

Cet outil répertorie les distances entre les suiveurs voisins par ordre décroissant. La sélection d'un suiveurs avec le plus haut ratio de couverture au sol (GCR) permet de mettre en évidence un suiveur voisin recommandé (surligné en orange) auquel l'associer. Les utilisateurs peuvent définir automatiquement les paramètres de référence pour le backtracking ou sélectionner des champs de suiveurs spécifiques dans la liste.



La série de trackers sélectionnée apparaît en vert, à la fois dans la scène et dans la liste.



Vérifier la Validité de la Scène : Vérifie la validité de la scène 3D.

Désactiver la Vérification d'Interprétation du Champ : Parfois, des objets touchent les surfaces PV dans la scène, malgré un espacement minimal, comme un toit et un module PV. PVsyst signale cela comme une erreur d'interpénétration 3D, que l'on peut ignorer en désactivant ce paramètre. Utilisez cette option avec précaution, car les calculs d'ombrage peuvent être affectés.

Utiliser des Calculs d’Ombrage Partiels : Calcule l’ombrage sur toute la scène pour une petite zone PV sélectionnée. Cela réduit le temps de calcul pour les grandes scènes gourmandes en ressources et est utile pour les scènes d’ombrage homogènes.

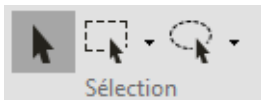
9.9 Menu Principal

Ce chapitre explique le menu principal visible dans la fenêtre de la scène 3D.



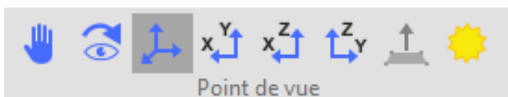
Historique: Les actions telles que la création, la sélection ou la modification d'objets sont enregistrées, permettant d’annuler/rétablir.

- **Annuler :** Ctrl+Z
- **Rétablir :** Ctrl+Y



Sélection:

- **Sélection par défaut :** Appuyez sur Échap pour désélectionner un objet.
- Cliquez sur n'importe quel objet pour le sélectionner ; cliquez sur les arêtes en vue technique pour sélectionner un objet.
- **Sélection par rectangle :** Shift+Ctrl+R
 - Cliquez et faites glisser pour dessiner un rectangle de sélection.
 - Vous pouvez spécifier si vous souhaitez sélectionner tous les objets touchant le rectangle, ou seulement ceux à l'intérieur.
- **Sélection par lasso :** Ctrl+L
 - Cliquez et faites glisser pour dessiner une zone de sélection.
 - Vous pouvez spécifier si vous souhaitez sélectionner tous les objets touchant la zone, ou seulement ceux à l'intérieur.
- Ajouter à la sélection : Maintenez **Shift** enfoncé.
- Retirer de la sélection : Maintenez **Ctrl** enfoncé.
- Tout sélectionner : **Ctrl+A**



Point de vue

Déplacer la vue : Cliquez et faites glisser pour déplacer le point de vue.

Faire pivoter la caméra : Cliquez et faites glisser pour pivoter autour de la cible actuelle.

Vue en perspective : F2

Vue de dessus : F3

Vue de face : F4

Vue latérale : F5

Vue du soleil : F6 - Aligne la vue sur la position actuelle du soleil ; ajustez dans l'outil

Position du soleil

Position du Soleil donnée par

Par heure 21/12/2015 08:03:05

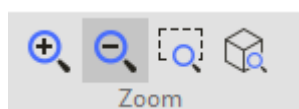
Ou par

Hauteur 30

Azimut 20

- 30 min + 30 min - 10 jours + 10 jours Appliquer

«Tool » à droite



Zoom Options

Zoom avant : F7

Zoom arrière : F8

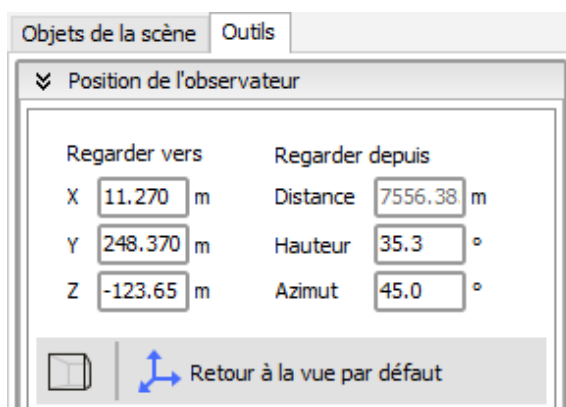
Zoom par rectangle : Cliquez et faites glisser pour définir la zone de visualisation.

Ajuster le zoom : Ctrl+F - Zoom pour voir tous les objets sélectionnés.

Tous ces outils sont également accessibles dans le menu Voir.

	Perspective Standard	F2
	Vue de dessus	F3
	Vue de face	F4
	Vue de profil	F5
	Vue depuis la position du soleil	F6
<hr/>		
	Zoom avant	F7
	Zoom arrière	F8
<hr/>		
	Position de l'observateur	
	Centrer sur l'objet sélectionné	Ctrl+F
	Retour à la vue par défaut	Ctrl+Shift+D
<hr/>		
	Sauver cette vue pour le rapport	
	Charger la vue du rapport	
<hr/>		
	Options de rendu	>
	Options de vue	>
<hr/>		
	Dessin des ombres	F11
	Animation des ombrages sur une journée	F12

Outils supplémentaires



Position de l'observateur : Ouvre l'onglet «outils» à droite, permettant un point de vue précis pour l'observateur.



Centrer sur l'objet sélectionné : Centre la vue sur l'objet sélectionné.



Retour à la vue par défaut

Retour à la vue par défaut : Réinitialise la position de l'observateur vers la position par défaut, en regardant vers l'origine de la scène (X=0 ; Y=0 ; Z=0).

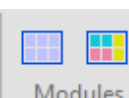


Rendu

Options de rendu

Vue technique / Vue réaliste :

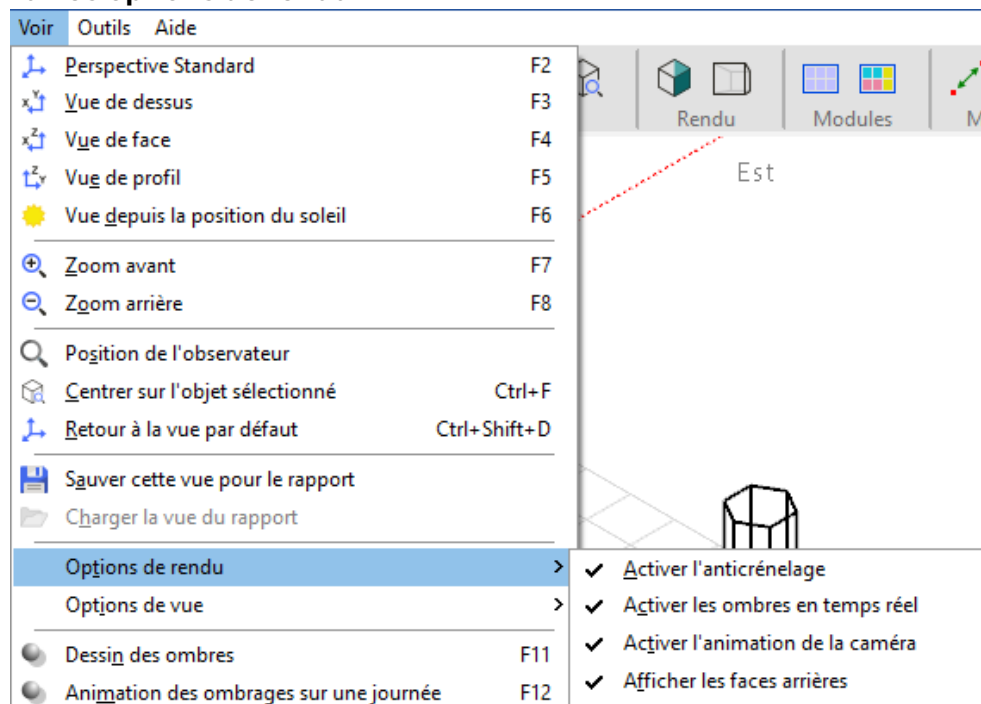
- Vue technique :
 - Affiche les objets en fil de fer ; sélectionnables uniquement par les arêtes. Les couleurs sont définies en fonction du type d'objet et de l'état de sélection, sans éclairage ou ombres en temps réel.
- Vue réaliste :
 - Les objets apparaissent plus réalistes ; sélectionnables sur toute partie visible. Les couleurs sont personnalisables pour chaque objet, avec éclairage en temps réel.
- **Projection perspective / orthogonale**
 - Projection orthogonale : C'est la vue par défaut, recommandée lors de la construction de la scène.
 - Projection en perspective : Fournit une vue plus réaliste de la scène, utile pour créer des vidéos d'ombre ou des rapports.



Modules

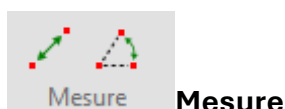
Chaînes de modules : Affiche les chaînes de modules définies dans la disposition des modules.

Autres options de rendu



Dans le menu "Vue / Options de rendu", vous pouvez activer/désactiver les éléments suivants :

- **Activer l'anticrénelage** : Adoucit les arêtes des objets. La disponibilité peut dépendre de votre matériel et peut réduire les performances.
- **Activer les ombres en temps réel** : Permet de visualiser les ombres en temps réel. L'activation de cette option peut réduire les performances.
- **Activer l'animation de la caméra** : Anime la transition lors du changement de vue. L'activation de cette option peut légèrement réduire les performances.
- **Afficher les faces arrière** : Affiche ou masque les faces arrière des objets, c'est-à-dire celles qui ne sont pas orientées vers le point de vue. Les masquer augmente les performances.



Mesure

Mesurer une distance : Ctrl+L - Cliquez pour définir le point de départ, puis cliquez de nouveau pour définir le point d'arrivée. Maintenez Ctrl pour s'aligner sur un sommet de l'objet.

Mesurer un angle : Ctrl+K - Cliquez pour définir le sommet, puis les points n°1 et n°2. Maintenez Ctrl pour s'aligner sur un sommet de l'objet.



Modification

Modifier les objets : Ctrl+M

Déplacer les objets : Ctrl+B

Faire pivoter les objets : Ctrl+R








Faire pivoter toute la scène : Ctrl+Alt+R

Additional Tools



Dessin: Dessiner des objets avec la souris

L'outil de dessin à main levée vous permet de créer des objets directement dans la scène en utilisant la souris. Cet outil permet actuellement de dessiner les objets suivants :

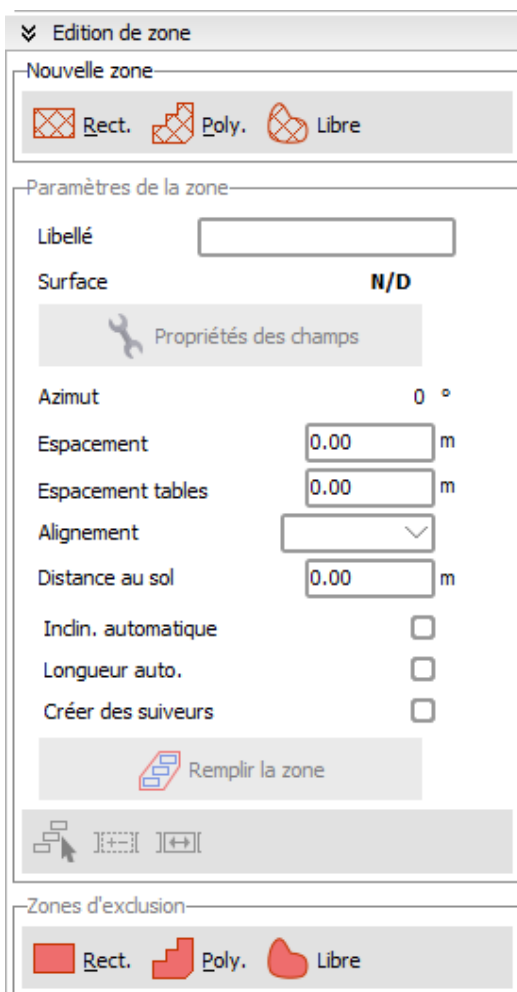
- | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|--------------------------------------------------------------|
|  T riangle | • | Triangle |
|  P arallélépipède | • | Parallélépipède |
|  M aison + toit à 2 pans | • | Maison |
|  A rbre | • | Arbre |
|  C âble | • | Câble |
|  P olygon extrudé | • | Polygon extrudé (en définissant le contour 2D et la hauteur) |
|  T able PV simple | • | Table PV rectangulaire |


Pour commencer, cliquez sur le bouton pour ouvrir le menu de sélection d'objets et choisissez le type d'objet souhaité. Suivez ensuite les instructions dans l'info-bulle pour chaque objet.





Zones de champ : Dans la scène d'ombrage, vous pouvez définir des zones qui seront remplies avec des tables photovoltaïques. Ces zones sont définies sur le plan X-Y, comme tracées au sol, avec des tables placées dynamiquement dans la scène. Les tables sont positionnées en fonction des objets sur lesquels elles reposent ; ainsi, si une zone est dessinée sur un toit, les tables seront positionnées à la bonne altitude. Cela s'applique également aux zones sur des topographies. Vous pouvez spécifier si vous souhaitez que les tables s'inclinent automatiquement en fonction de l'objet sur lequel elles se trouvent.

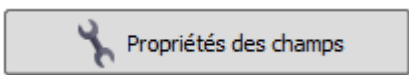
Création de zones : Pour créer ou modifier des zones, cliquez sur l'outil Zone, puis trouvez la section "Édition de zones" sur le côté droit de la fenêtre.



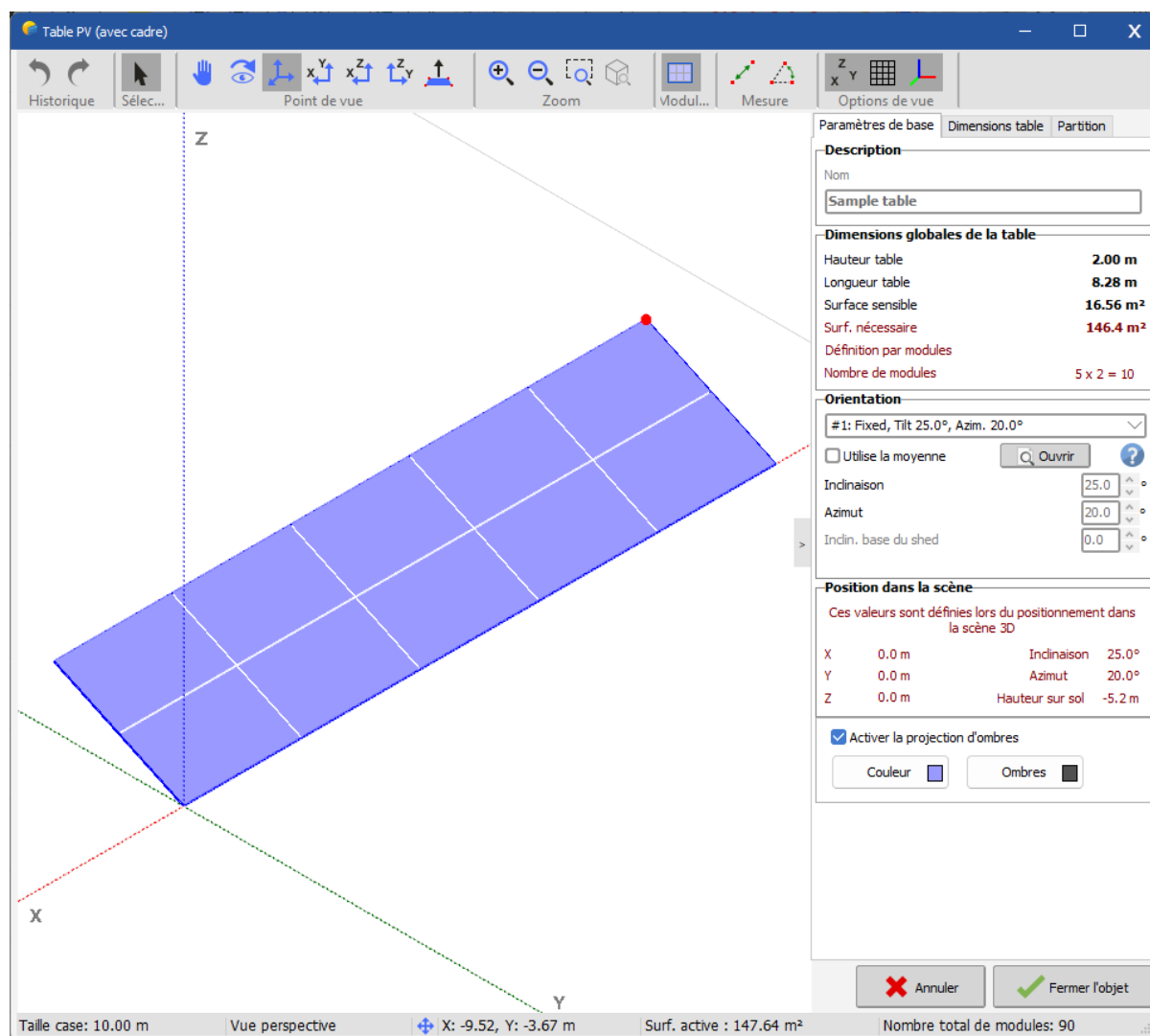
Le bouton  pour créer une zone rectangulaire vous permet de définir les coins supérieurs gauche et inférieur droit du rectangle dans la scène.

Le bouton  pour créer une zone polygonale vous permet de définir de nouveaux points en cliquant avec le bouton gauche dans la scène. Pour terminer la définition de la zone, faites un clic droit.

Le bouton  pour dessiner une zone libre vous permet de cliquer et de faire glisser la souris. Faites un clic droit pour terminer la définition de la zone.

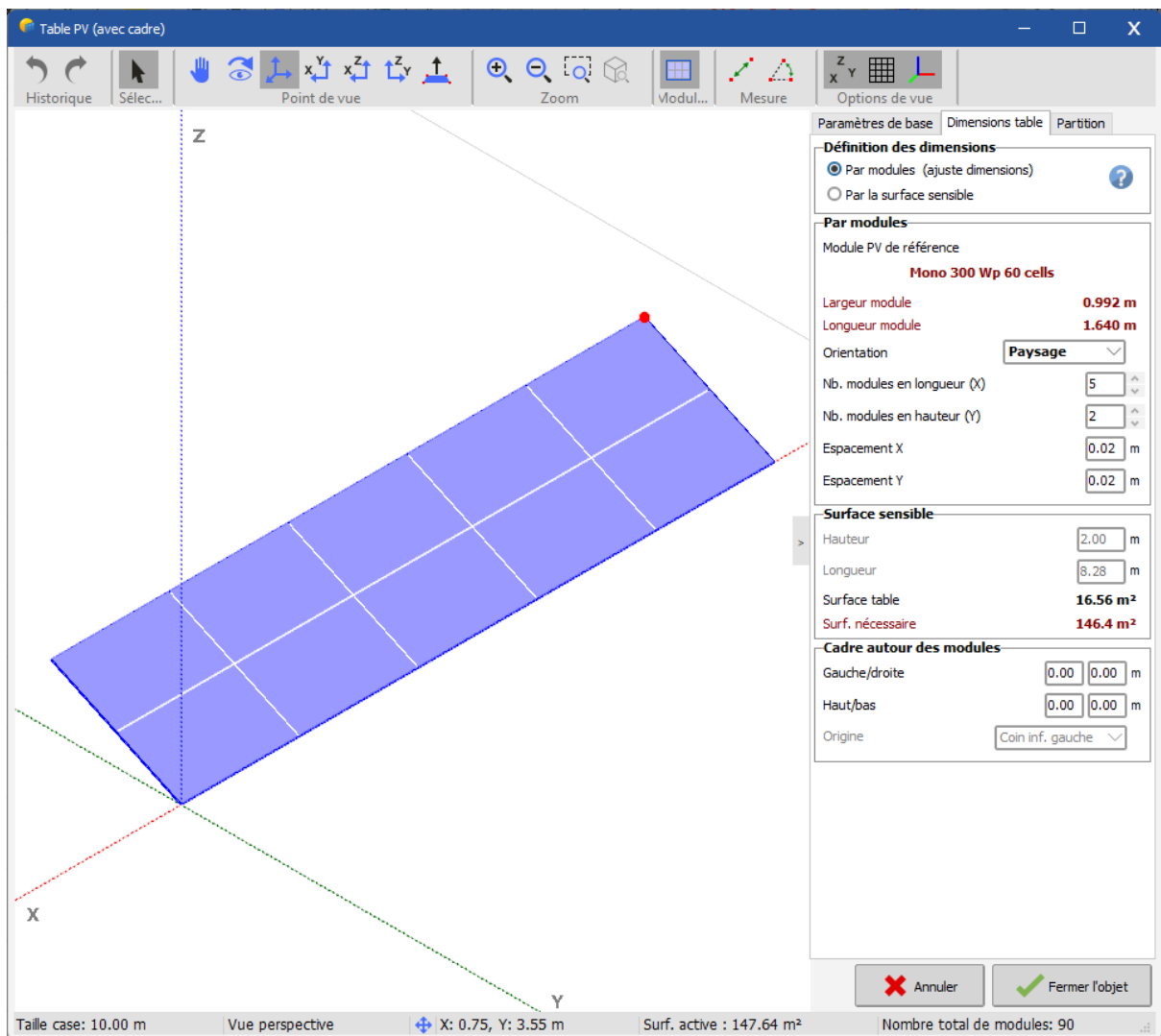
Ce bouton  ouvre la boîte de dialogue d'édition du champ de tables pour définir les paramètres des tables générées dans la zone.

Onglet **Paramètres de Base** : L'onglet initial permet les ajustements suivants :



- **Description:** Définit un label personnalisé pour la zone.
- **Dimensions globales de la table:** Résume les dimensions de la table.
- **Orientation:** Permet de choisir l'orientation pour la génération de la table.

Onglet **Dimensions table** : L'onglet Dimensions table comprend une section dédiée aux modules photovoltaïques. Lors de la configuration d'un champ, spécifiez le module PV associé. Une table ne peut contenir que des modules PV de la même taille.



Définition des dimensions

- Par modules (ajuste dimensions) ?
- Par la surface sensible

Définition des dimensions:

- **Par Modules** : Cette option recommandée définit une zone exactement adaptée au nombre de modules souhaité, avec un espacement spécifique.
- **Par Zone Sensible** : Permet de spécifier la taille de la table PV souhaitée sans contraintes initiales. Plus tard, récupérez la taille exacte pour vos modules en sélectionnant « Par Modules ».

Les deux options peuvent être ajustées en déplaçant les points rouges avec la souris, les modules remplissant l'espace disponible à mesure que les dimensions sont modifiées.

Par modules

Module PV de référence
Mono 300 Wp 60 cells

Largeur module **0.992 m**
Longueur module **1.640 m**

Orientation **Paysage** ▾

Nb. modules en longueur (X) ▲▼

Nb. modules en hauteur (Y) ▲▼

Espacement X m

Espacement Y m

La section « par modules » affiche des informations concernant le module PV choisi dans la définition du système.

Elle permet de sélectionner l'orientation du module en « Paysage » ou « Portrait ».

Elle vous permet également de définir le nombre de modules que la table PV contiendra, ainsi que leur espacement.

Après avoir terminé cette configuration, revenez à la section de **modification de zone** :


Nouvelle zone

Rect. Poly. Libre

Paramètres de la zone

Libellé

Surface **32.81 m²**

 Propriétés des champs

Azimut °

Espacement m

Espacement tables m


Alignement **Centré** ▾


Distance au sol m

Inclin. automatique

Longueur auto.

Créer des suiveurs

 Remplir la zone



Zones d'exclusion

Rect. Poly. Libre

Espacement: Distance entre les bases des tables dans les rangées consécutives.

Espacement tables: Distance entre les tables consécutives dans la même rangée.


Alignement: Définit l'alignement des tables dans chaque rangée de la zone définie.

Distance au sol: Définit la hauteur des plans PV par rapport au sol.

Inclin. automatique: L'activation de cette option annule le paramètre d'inclinaison, permettant aux tables d'adopter l'inclinaison de la surface sur laquelle elles se trouvent.

Longueur automatique: L'activation de cette option annule le paramètre de longueur, en étendant une table unique dans chaque rangée pour s'adapter à la zone.

Créer des suiveurs: Lorsqu'elle est activée, remplit la zone avec des suiveurs.

Le bouton  «Remplir la zone» calcule l'espace requis pour les tables PV en fonction des paramètres

spécifiés.



Après le positionnement des tables, les boutons suivants permettent d'autres modifications :



Sélectionner toutes les tables.

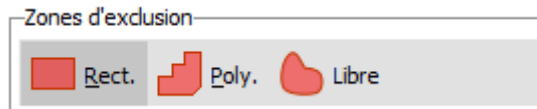


Ajouter ou retirer des tables.



Déplacer les tables le long de leur axe.

Zone d'exclusion : Enfin, il est possible de définir des zones d'exclusion où des tables



ne seront pas ajoutées.

Ces zones peuvent être

dessinées comme décrit précédemment.

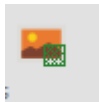


Image de sol: Rouvre une section permettant le réglage de l'échelle de l'image et des ajustements de l'opacité.

Image du sol

ground-6893C8A941C2464FA653223A966BB06E

Échelle de l'image

X1 - Origine

X / Ouest m

Y / Sud m

X2 - 2ème point sur l'axe

X / Ouest m

Y / Sud m

Autres paramètres

Distance X1 -> X2 m

Largeur de l'image m

Éditer

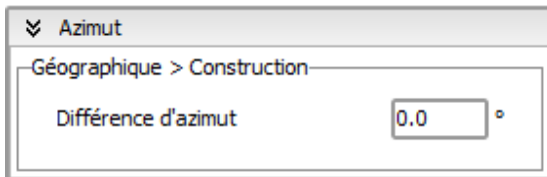
Opacité Afficher/Cacher

? Rogner



Référence géographique/bâtiment:

Pour simplifier la construction de systèmes complexes, vous pouvez utiliser un cadre de référence associé au bâtiment. Ce cadre aligne les coordonnées (X, Y, Z) avec le plan architectural. Il permet également de faire pivoter la scène en fonction des coordonnées géographiques. Vous avez la possibilité de changer de système de coordonnées grâce aux boutons spécifiques sur la barre d'outils de l'éditeur 3D. La section de référence pour la construction comprend :



Cet outil modifie l'azimut de toute la scène.

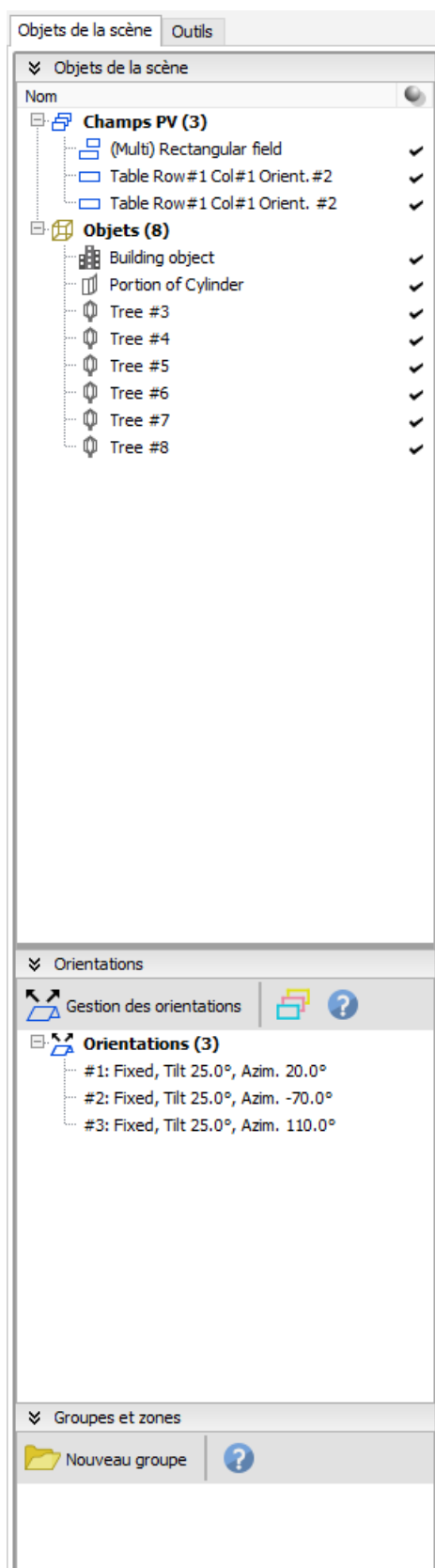
Orientations de Référence Globales

Le système de référence global pour la scène d'ombrage s'aligne avec les points cardinaux :

Hémisphère Nord : la direction X est à l'ouest, la direction Y est au sud, et Z pointe vers le haut (zénith). Les azimuts des champs PV sont définis par rapport au sud (OY) et sont orientés positivement dans le sens horaire vers l'ouest.

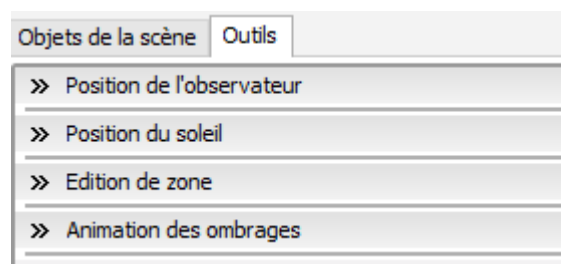
Hémisphère Sud : X pointe vers l'est, Y vers le nord. Les azimuts sont mesurés à partir du nord (OY) et orientés positivement dans le sens antihoraire vers l'ouest.

Dans la fenêtre de la scène 3D, la section de droite contient deux onglets :



Objets de la scène : Voir les objets de scène, les orientations existantes, et les groupes créés, permettant la sélection de zones.

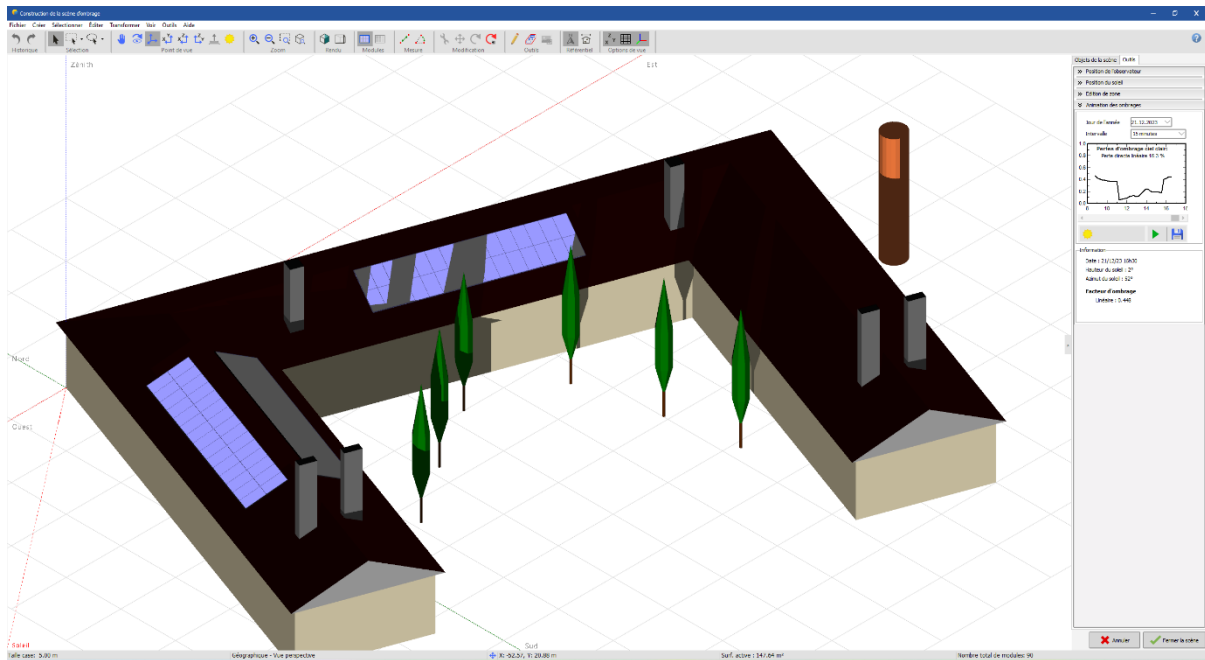
Outils: Accéder à divers outils mentionnés précédemment.



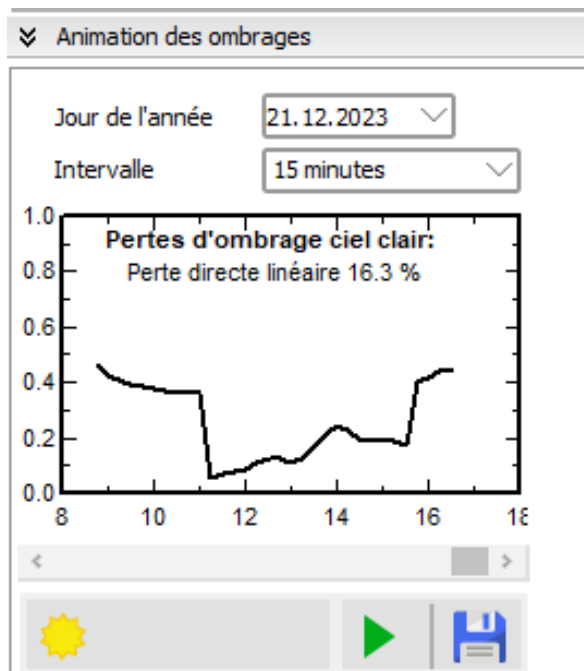
Animation des ombrages:


Cet outil affiche l'animation des ombres dans la scène pour une date donnée. Par défaut, il est réglé sur le 21 décembre, jour de la hauteur solaire la plus basse dans l'hémisphère nord. L'intervalle peut être ajusté pour un résultat d'ombre plus précis.


Cliquer sur cette icône  démarre l'animation des ombres.



Par exemple, l'ombrage linéaire sur les surfaces des modules photovoltaïques le 21 décembre est de 16,3 %.



L'icône du soleil  verrouille la vue sur la position du soleil, et la barre de défilement horizontale vous permet de naviguer à travers les heures de la journée, ajustant

simultanément la position du soleil. L'icône d'enregistrement  permet de créer une vidéo de l'animation qui peut être sauvegardée.

10 Gestion de l'énergie

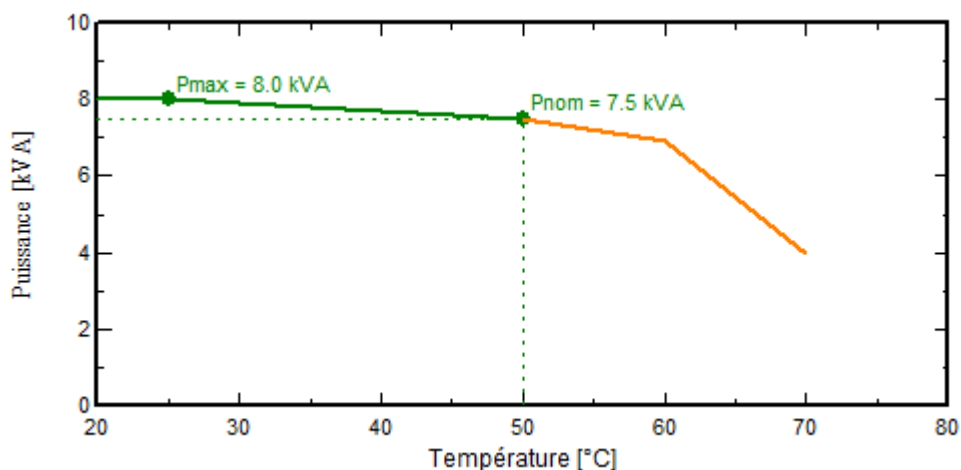
Dans PVsyst, la gestion de l'énergie comprend des fonctions liées à la température de l'onduleur, au facteur de puissance, à la limitation de la puissance du réseau, ainsi qu'à l'analyse du rendement énergétique P50/P90. Ces fonctionnalités aident collectivement les utilisateurs à optimiser et à gérer la performance énergétique des systèmes photovoltaïques dans PVsyst.

10.1 Température onduleur

Les onduleurs sont responsables de la conversion de l'électricité en courant continu (DC) produite par les panneaux solaires en électricité en courant alternatif (AC) utilisable sur le réseau. L'efficacité de l'onduleur diminue à mesure que sa température augmente. Des températures plus élevées peuvent entraîner des pertes accrues lors du processus de conversion, conduisant à une baisse de la production de puissance AC. En choisissant précisément l'approche du modèle de température pour la simulation de la température de l'onduleur, vous pouvez estimer et évaluer plus précisément l'efficacité de l'onduleur, la performance du système, ainsi que sa sécurité et sa fiabilité. Le profil de température de l'onduleur et l'évaluation des limites peuvent être trouvés dans le fichier onduleur PVsyst (.OND file) sous l'onglet *paramètres de sortie*.

Puissance AC maximale f(température)

Puiss. AC nom.	7.5 kVA	jusqu'à	<input type="text" value="50"/>	°C	
<input checked="" type="checkbox"/>	Autorise surpuissance				
Puiss. AC max.	8.0 kVA	à	<input type="text" value="25"/>	°C	
<input checked="" type="checkbox"/>	Limitation de température élevée				
limite puissance #1	<input type="text" value="6.9"/>	kWac	à	<input type="text" value="60"/>	°C
Limite puiss. abs.	<input type="text" value="4.0"/>	kWac	à	<input type="text" value="70"/>	°C



Dans la simulation, la température de l'onduleur est, par défaut, définie comme étant la température ambiante extérieure (pour une installation en extérieur). Cette approche peut être ajustée dans la section Température de l'onduleur sous la gestion de l'énergie.

La température de référence de l'onduleur peut être paramétrée dans les paramètres système de sortie de plusieurs façons ::

- Par la température ambiante extérieure, souvent recommandée par les fabricants pour une installation en plein air.
- Par la température ambiante extérieure avec un décalage spécifié.
- Par une température fixe accompagnée d'une augmentation linéaire proportionnelle à la puissance (en fonction de l'irradiance incidente). Cette option est utile pour les onduleurs installés en intérieur ou lorsque le refroidissement est imparfait.

Température onduleur pour évaluation de PNom

Température ambiante extérieure (installation extérieure) ?

Température ambiante extérieure avec décalage
Augmentation de température °C

Température fixée (Intérieur)
Température de base °C
Augmentation selon GlobInc °C / 1000 W/m²

10.2 Facteur de puissance

Le contrôle du facteur de puissance dans les systèmes photovoltaïques est un aspect crucial de la gestion moderne des réseaux, car il permet d'optimiser l'interaction entre la production d'énergie solaire et la stabilité du réseau.

Dans les circuits à courant alternatif (AC), la puissance peut être comprise sous trois formes distinctes : la puissance active, la puissance réactive et la puissance apparente.

- **Puissance Active** (P_{active}): Il s'agit de la puissance réelle qui effectue un travail utile, comme produire un mouvement ou de la chaleur. C'est la puissance qui se traduit directement en consommation d'énergie, mesurée en kilowatts (kW). Dans un circuit AC, la puissance active est calculée en multipliant les valeurs efficaces de la tension et du courant, puis en multipliant par le cosinus de l'angle de phase φ entre eux :

$$P_{active} = U_{eff} * I_{eff} * \cos(\varphi)$$

- **Puissance Réactive** ($P_{reactive}$): Il s'agit d'une puissance "virtuelle", représentant l'énergie temporairement stockée et libérée par des dispositifs inductifs (moteurs, transformateurs) ou capacitifs. La puissance réactive, exprimée en kilovoltampères réactifs (kVAr), ne contribue pas à la consommation réelle

d'énergie (elle ne produit ni chaleur ni mouvement). Elle est calculée en utilisant le sinus de l'angle de phase φ :

$$P_{reactive} = U_{eff} * I_{eff} * \sin(\varphi)$$

- **Puissance Apparante** ($P_{apparent}$): Il s'agit de l'effet combiné de la puissance active et de la puissance réactive. Elle représente la puissance totale circulant dans le circuit, mesurée en kilovoltampères (kVA), et est le produit de la tension et du courant, indépendamment de leur différence de phase :

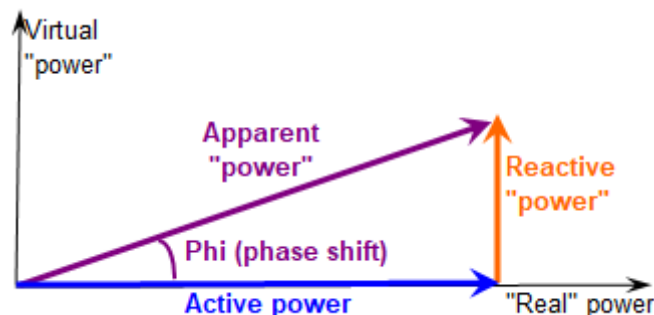
$$P_{apparent} = U_{eff} * I_{eff}$$

La relation entre la puissance active et la puissance apparente est quantifiée par le facteur de puissance (PF), qui est simplement le cosinus de l'angle de phase (φ). Le facteur de puissance est essentiel car il indique l'efficacité de l'utilisation de la puissance électrique :

$$PF = \cos(\varphi) = \frac{P_{active}}{P_{apparent}}$$

Dans les systèmes photovoltaïques, les onduleurs convertissent le courant continu (DC) provenant des panneaux solaires en courant alternatif (AC) pour l'intégration au réseau. Avec la technologie moderne des onduleurs, il est possible de contrôler l'angle de phase entre la tension et le courant. Cela permet à l'onduleur de générer de la puissance réactive sans consommation d'énergie supplémentaire. En ajustant le déphasage entre la tension et le courant, les systèmes photovoltaïques peuvent répondre aux besoins du réseau en puissance réactive sans compromettre leur production d'énergie active.

La puissance réactive joue un rôle essentiel dans la compensation des charges réactives, généralement introduites par les moteurs ou les transformateurs dans le réseau. Cette compensation est souvent une exigence imposée par les gestionnaires de réseau pour maintenir la stabilité du réseau. En ajustant l'angle de phase (φ), les onduleurs peuvent soit "absorber" soit "générer" de la puissance réactive, selon les besoins du réseau :



Puissance réactive en retard: Lorsque le courant est en retard par rapport à la tension, avec un angle de phase positif, $\varphi > 0$. Définir un facteur de puissance (PF) en retard dans votre onduleur signifie que l'onduleur injectera de la puissance réactive dans le réseau pour aider à compenser la demande de puissance réactive des charges inductives, telles que les moteurs et les transformateurs.

Puissance réactive en avance: Lorsque le courant est en avance par rapport à la tension, avec un angle de phase négatif, $\varphi < 0$. Définir un PF en avance dans votre onduleur signifie que l'onduleur absorbera de la puissance réactive du réseau (ou la "consommer"), contribuant ainsi à contrebalancer l'excès de puissance réactive généré par les charges capacitatives.

Lorsque les onduleurs doivent produire de la puissance réactive, cela n'affecte pas directement la production d'énergie active. Cependant, en fonction de la définition de la puissance nominale de l'onduleur (PNom) comme puissance active (kW) ou puissance apparente (kVA), la capacité de l'onduleur à gérer les surcharges peut être affectée. Si PNom est basée sur la puissance apparente, la puissance active maximale disponible sera réduite par un facteur correspondant au facteur de puissance :

$$P_{Nom(active)} = P_{Nom(apparent)} * \cos(\varphi)$$

Les gestionnaires de réseau peuvent imposer des limites de puissance basées sur la puissance active ou apparente. Si la limite est fixée sur la puissance apparente, les systèmes photovoltaïques devront ajuster le facteur de puissance pour s'y conformer, ce qui pourrait réduire la quantité d'énergie active livrée au réseau.

Lorsque le facteur de puissance diminue (c'est-à-dire que plus de puissance réactive est produite), le courant dans le système doit augmenter pour maintenir le même niveau de puissance active. Puisque les pertes ohmiques dans les câbles et les transformateurs sont proportionnelles au carré du courant, cela entraîne des pertes d'énergie accrues dans le système :

$$I_{eff(apparent)} = \frac{I_{eff(active)}}{\cos(\varphi)}$$

Dans les simulations PVsyst, le facteur de puissance est un paramètre ajustable, généralement fixé pour une période donnée ou spécifié mensuellement. Les résultats de la simulation se concentrent sur **l'énergie active** (en kWh), mais lorsqu'un facteur de puissance est défini, **l'énergie apparente** (en kVAh) est également calculée :

$$E_{GridApp} = \frac{E_{Grid}}{\cos(\varphi)}$$

L'énergie apparente sera toujours supérieure à l'énergie active en raison de l'inclusion de la puissance réactive.

Facteur de puissance (Cos(phi))

Utilise Facteur de puissance

Fact de Puiss. = Cos(Phi) Avance

Tan(phi) (annuel) Retard

Définir valeurs mensuelles ?

PNom onduleur: mode de limitation

Mode de limitation PNom selon les spécifications de l'onduleur :

Limite PNom définie comme puissance apparente

Dérogation du mode PNom (déconseillé)

Limite forcée comme puissance apparente [kVA]

Limite forcée comme puissance active [kW]

La puissance nominale des onduleurs peut être définie comme puissance active ou puissance apparente :

- Dans le cas d'une puissance nominale active, l'énergie réactive ne se fait pas au détriment de la puissance active.
- Dans le cas d'une puissance nominale apparente, l'énergie réactive peut se faire au détriment de la puissance active lorsqu'on s'approche du seuil maximal de puissance.

L'option "Forcer comme puissance apparente/active" obligera tous les onduleurs à fonctionner dans ces conditions. Cela signifie que les onduleurs peuvent ne plus fonctionner comme indiqué dans la fiche technique. Cette option a été conservée ici pour des raisons de compatibilité avec les anciennes versions < 7.3.3 et pour des tests éventuels. Elle n'est pas recommandée.

10.3 Limitation de puissance réseau

Pour maximiser la production d'énergie, une stratégie consiste à surdimensionner l'installation photovoltaïque, en acceptant certaines pertes d'énergie pendant les heures de production maximale (réduction des pics). La fonctionnalité de limitation de puissance dans PVsyst vous permet de définir des limites sur la puissance que votre système PV injecte dans le réseau, en fonction des exigences du gestionnaire de réseau. Cela est souvent nécessaire lorsque les opérateurs de réseau demandent un seuil maximal pour éviter la surcharge.

La limitation de puissance doit se faire au niveau de l'onduleur en ajustant le point de fonctionnement sur la courbe I/V de l'installation PV, de manière à ne produire que la puissance nécessaire. L'onduleur s'assurera que la puissance de sortie correspond à la limite requise par le réseau.

Limitation Puissance

Active la limitation de puissance réseau ?

Limitation de puissance réseau **kVA**

Puissance AC installée effective 7.50 kWac

Puissance PV nominale 9.00 kWc

Rapport de puissance pour le réseau **1.500**

Limite appliquée au niveau de l'onduleur

Limite appliquée au point d'injection

Considère comme perte séparée

Facteur de puissance spécifié ?

Limite en puissance apparente

Limite en puissance active

Facteur de puissance = Cos(phi) Avance

ou Tan(phi) (annuel) Retard

Définir valeurs mensuelles

Dans le dialogue de limitation de puissance, vous pouvez définir une valeur de limitation pour le réseau qui sera appliquée tout au long de l'année. La limitation peut être définie :

- soit au niveau de l'onduleur : la puissance de l'onduleur est limitée à la valeur nominale, et la puissance injectée dans le réseau est ensuite réduite par les pertes définies après l'onduleur (auxiliaires, câblage AC, transformateur).
- soit au niveau du point d'injection : la puissance maximale délivrée au réseau correspond bien à la limite nominale, et l'onduleur devra fournir une puissance supérieure pour compenser les pertes après l'onduleur.

Cette limitation peut être requise :

- soit en tant que puissance active (exprimée en kW),
- soit en tant que puissance apparente [kVA] : dans ce cas, la puissance active effective [kW] est limitée à une valeur inférieure à la limite de puissance apparente [kVA]. Le Cos(Phi), spécifique à la limitation de réseau, peut être spécifié en valeurs annuelles ou mensuelles.

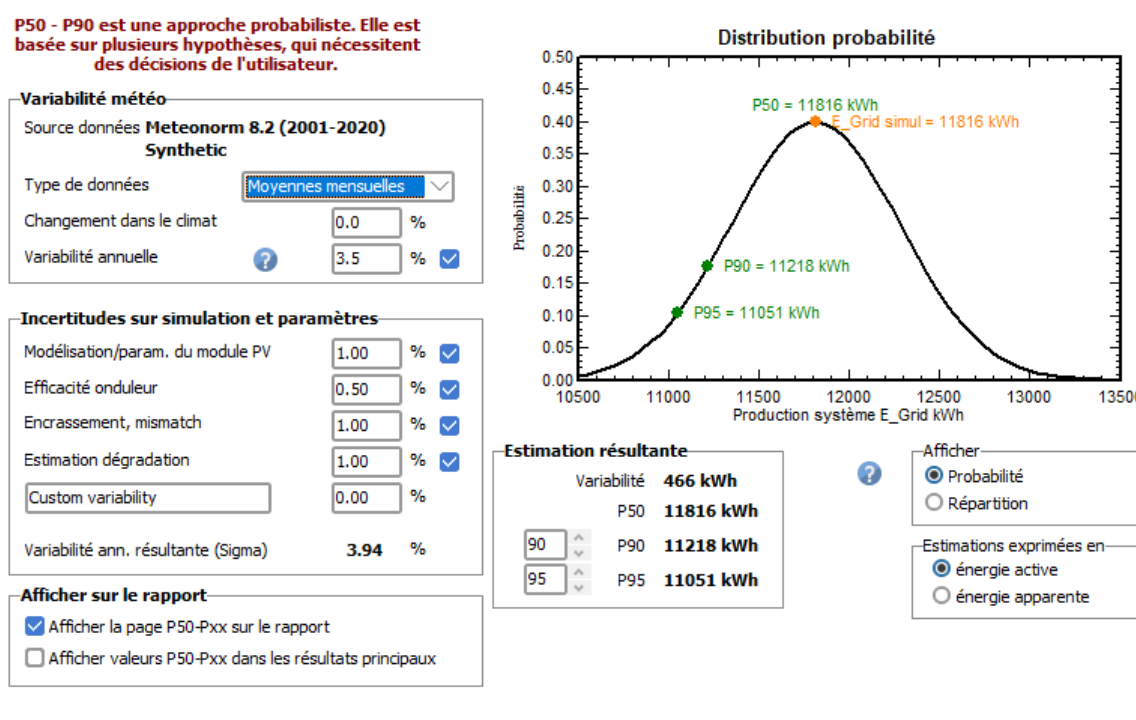
L'énergie excédentaire sera comptabilisée comme "Perte de l'onduleur due à la puissance nominale dépassée" ou, en cochant "Compter comme perte distincte", les résultats afficheront séparément la perte due à la limitation de l'onduleur lui-même et la perte (nommée EUnused) due à la condition supplémentaire de limitation du réseau.

Cela ne correspond pas exactement au comportement physique du système, qui limitera toujours au niveau de l'onduleur, mais vise à montrer explicitement la part des pertes de limitation dues à la restriction d'injection.

10.4 Estimation P50 - P90

L'évaluation P50 - P90 est une approche probabiliste pour interpréter les résultats de simulation sur plusieurs années. Cette approche suppose qu'au fil des années d'exploitation, la distribution des rendements annuels suivra une loi statistique, que l'on suppose être la distribution gaussienne (ou "normale").

La distribution normale/gaussienne décrit la tendance des données à se regrouper autour d'une valeur centrale, cette valeur étant la moyenne. Certaines données se situent donc en dessous de la moyenne et d'autres au-dessus. L'écart type Sigma décrit l'étendue de la distribution normale. Plus Sigma est grand, plus la distribution est étalée. À l'inverse, avec un Sigma plus petit, la distribution est moins étendue, accumulant davantage de données autour de la moyenne..



L'évaluation P50-P90 du potentiel de rendement énergétique d'un site indique un niveau de confiance statistique, signifiant qu'il y a une probabilité de 50 %, ou de 90 % respectivement, pour que la production d'une année donnée dépasse cette valeur.

La variabilité annuelle sera principalement dominée par la variabilité météorologique d'une année à l'autre. Plusieurs fournisseurs de données météorologiques peuvent désormais fournir des données sur plusieurs années (ensembles de 15 à 25 ans), que vous pouvez importer directement dans PVsyst (par exemple, SolarGIS, 3-Tiers Vortex, Soda-Helioclim ou autres). Si vous disposez de ces données météorologiques pour votre site, vous pouvez calculer la racine carrée moyenne (RMS) de la distribution annuelle de GlobInc. Vous disposez d'un outil pour cela dans PVsyst : utilisez "Bases de données > Comparer les données météorologiques", et choisissez les fichiers .MET

correspondants pour différentes années. Une option "Histogramme et Probabilités" montre la distribution gaussienne, la moyenne et la RMS.

Si les données utilisées représentent une moyenne sur plusieurs années (par exemple, des moyennes mensuelles ou des TMY), le résultat de la simulation peut être considéré comme une valeur moyenne, soit P50 (la moyenne de la distribution gaussienne). Cependant, si les données proviennent d'une année spécifique, elles ne peuvent pas être interprétées comme représentatives de P50. Dans ce cas, sans informations supplémentaires, il est difficile de calculer un indicateur P50-P90 fiable. Mais, si vous connaissez la moyenne habituelle du site, vous pouvez estimer l'écart entre cette année spécifique et la moyenne.

Des incertitudes supplémentaires dans le processus de simulation peuvent également être prises en compte, mais ces écarts doivent représenter une variabilité aléatoire d'une année à l'autre, et non une incertitude fixe.

Les estimations P50-P90 sont faites sur des valeurs annuelles. Calculer P90 pour des valeurs horaires, journalières, ou même mensuelles n'est pas significatif en raison de la grande variabilité des conditions météorologiques à court terme.