الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد – تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen – Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

En : **Génie Mécanique**

Spécialité : **Energie renouvelable en mécanique**

Par : **SEMDANI MOHAMED EL AMINE & OUDJAMA MOUSSA OUSSAMA**

Sujet

« Étude, conception et optimisation d'un système solaire hybride photovoltaïque/thermique pour le chauffage et l'électricité dans une école »

Soutenu publiquement, le 28 septembre 2026, devant le jury composé de :

GHERNAOUT M. EL AMINE	PR	Université de Tlemcen	Président
MOSTEFAOUI AMINA	MCB	Université de Tlemcen	Examinatrice
MOKHTARI LILA	MCA	Université de Tlemcen	Encadreuse
ROSTANE BRAHIM	Pr	Université de Tlemcen	Co-Encadreur

Année universitaire : **2025 /2026**

Remerciements

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire et à l'aboutissement de notre formation universitaire.

Nous adressons tout particulièrement nos sincères remerciements à nos encadrants, Mme MOKHTARI LILA et M. ROSTANE BRAHIM, pour leur disponibilité, leurs conseils, leur accompagnement et leurs orientations tout au long de la réalisation de ce travail. Leurs remarques et leurs recommandations ont été précieuses pour améliorer la qualité de notre étude.

Nous remercions également M. GHERNAOUT MOHAMED EL AMINE, Président du jury, ainsi que Mme MESTEFAOUI AMINA, Examinatrice, pour l'intérêt porté à notre travail, le temps consacré à son évaluation et les remarques qui contribueront à son amélioration.

Nous adressons également nos remerciements à l'ensemble des enseignants et du personnel de notre établissement pour la qualité de l'enseignement, les connaissances transmises et le soutien apporté durant notre parcours universitaire.

Enfin, nous exprimons notre reconnaissance la plus sincère à nos familles et à nos proches pour leur soutien moral, leur patience, leurs encouragements et leur présence tout au long de notre parcours. Nous remercions également toutes les personnes qui nous ont aidés, directement ou indirectement, à mener ce travail à son terme.

Dédicace

Nous tenons particulièrement à remercier nos parents qui ont été nos premières sources de forces, de confiance et d'espérance. Nos remerciements vont en premier lieu à nos parents pour tous les sacrifices, la patience et l'amour que vous nous avez donnés. Aucun mot ne peut rendre compte de notre reconnaissance envers vous.

Nous remercions aussi nos frères et sœurs pour leur amour, leurs encouragements et les moments partagés qui ont consenti un accompagnement plus agréable à ce cheminement.

Merci à nos familles qui nous ont entourés de leur amour et de leur soutien dans les temps de joie comme dans les temps de souffrance.

Merci à nos amis pour leur présence, leurs encouragements et tous les souvenirs que nous avons tissés ensemble.

Merci encore à nos enseignants et encadreurs pour les conseils reçus, la disponibilité dont ils ont fait preuve et les connaissances qu'ils nous ont inculquées durant notre formation.

Et finalement à toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail et ont su nous encourager à aller jusqu'au bout.

À toutes et à tous nous dédions humblement cet ouvrage.

الملخص

تتناول هذه الدراسة إمكانية توظيف الطاقات المتجددة، وخاصة الطاقة الشمسية، لتلبية جزء من الاحتياجات الطاقوية للمؤسسات التعليمية في الجزائر.

وتركز الدراسة على تصميم نظام شمسي هجين يجمع بين التحويل الكهروضوئي والتحويل الحراري لتزويد ثانوية بكاي عبد الله بالطاقة الكهربائية والحرارية.

تستعرض الدراسة المبادئ الفيزيائية للإشعاع الشمسي ومكونات الأنظمة الكهروضوئية والحرارية والعوامل المؤثرة في مردودها، مثل الإشعاع ودرجة الحرارة والتوجيه والخسائر الحرارية والكهربائية.

كما تعتمد الدراسة على دراسة المورد الشمسي واحتياجات المؤسسة لتحديد خصائص التجهيزات وأبعادها المناسبة.

تم استخدام برنامجي PVsyst وT*SOL لمحاكاة أداء الأنظمة وتقييم إنتاج الطاقة ومدى تغطية الاحتياجات السنوية.

شملت الدراسة الحرارية إنتاج الماء الساخن الصحي وتدفئة المباني، مع مقارنة بين المجمعات الشمسية المسطحة ذات الدوران السائل والمجمعات الهوائية.

أظهرت المحاكاة الحرارية أن نظام المجمعات السائلة حقق نسبة تغطية شمسية إجمالية قدرها 60.7 %، مقابل 50.8 % لنظام المجمعات الهوائية.

كما ساهم النظامان في تقليل استهلاك الغاز الطبيعي وانبعاثات ثاني أكسيد الكربون.

أما النظام الكهروضوئي، فقد تم تصميمه اعتماداً على معطيات استهلاك الكهرباء للمؤسسة، مع مراعاة خصائص الشبكة والخسائر ومشكلة الطاقة التفاعلية.

وتبرز الدراسة أهمية الجمع بين التحليل الحراري والكهربائي وتحسين تصميم الأنظمة الشمسية لتحقيق كفاءة طاقوية أفضل وتقليل الاعتماد على مصادر الطاقة التقليدية.

الكلمات المفتاحية : الطاقات المتجددة؛ الطاقة الشمسية؛ الإشعاع الشمسي؛ المورد الشمسي؛ النظام الشمسي الهجين.

Abstract

This study investigates the integration of renewable energies, particularly solar energy, to cover part of the energy requirements of educational institutions in Algeria.

It focuses on the design of a hybrid solar system combining photovoltaic and thermal conversion to provide electrical and thermal energy for Bekkaï Abdallah High School.

The study presents the physical principles of solar radiation, the components of photovoltaic and thermal systems, and the factors affecting their efficiency, such as solar irradiation, temperature, orientation, and thermal and electrical losses.

It also examines the solar potential of the studied region to determine the appropriate characteristics and sizing of the equipment.

The PVsyst and T*SOL software programs were used to simulate system performance and evaluate energy production and annual demand coverage.

The thermal study addresses domestic hot water production and building heating, comparing flat-plate liquid circulation collectors with air collectors.

The thermal simulation results show that the liquid-based collector system achieves an overall solar fraction of 60.7 %, whereas the air-collector system reaches 50.8 %.

Both systems also contribute to reducing natural gas consumption and carbon dioxide emissions.

The photovoltaic system was sized using the school’s electrical consumption data, while considering grid characteristics, potential losses, and reactive-power issues.

The study therefore highlights the importance of jointly analyzing thermal and electrical requirements and optimizing solar systems to improve energy efficiency and reduce dependence on conventional energy sources.

Keywords: Renewable energies; Solar energy; Solar radiation; Solar resource; Hybrid solar system.

Résumé

Cette étude porte sur l'intégration des énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire, afin de couvrir une partie des besoins énergétiques des établissements scolaires en Algérie.

Elle s'intéresse à la conception d'un système solaire hybride combinant la conversion photovoltaïque et la conversion thermique pour assurer une production électrique et thermique destinée au lycée Bekkaï Abdallah.

L'étude présente les principes physiques du rayonnement solaire, les composants des systèmes photovoltaïques et thermiques, ainsi que les facteurs influençant leur rendement, tels que l'irradiation, la température, l'orientation et les pertes thermiques et électriques.

Elle examine également le potentiel solaire de la région étudiée afin de déterminer les caractéristiques et le dimensionnement appropriés des équipements.

Les logiciels PVsyst et T*SOL ont été utilisés pour simuler le fonctionnement des systèmes et évaluer leur production énergétique ainsi que la couverture des besoins annuels.

L'étude thermique concerne la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage des bâtiments, avec une comparaison entre les capteurs plans à circulation de liquide et les capteurs à air.

Les résultats de la simulation thermique montrent que le système à capteurs hydrauliques atteint une fraction solaire globale de 60,7 %, tandis que celle du système à capteurs à air est de 50,8 %.

Les deux systèmes contribuent également à réduire la consommation de gaz naturel et les émissions de dioxyde de carbone.

Le système photovoltaïque a été dimensionné à partir des données de consommation électrique de l'établissement, en tenant compte des caractéristiques du réseau, des pertes éventuelles et des problèmes liés à l'énergie réactive.

L'étude souligne ainsi l'importance d'une analyse conjointe des besoins thermiques et électriques et de l'optimisation des systèmes solaires afin d'améliorer l'efficacité énergétique et de réduire la dépendance aux sources d'énergie conventionnelles.

Mots-clés : Énergies renouvelables ; Énergie solaire ; Rayonnement solaire ; Gisement solaire ; Système solaire hybride .

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES **10**
LISTE DES TABLEAUX **13**
NOMENCLATURE **14**
INTRODUCTION **17**
CHAPITRE 1 : Etude bibliographiques **20**
I.1. Etat de l'art 21
I.1.1. Le Soleil, Source d'energie Primaire 21
I.1.2. Le Gisement Solaire et Potentiel Énergétique 22
I.1.3. Le Spectre du Rayonnement Solaire et la Traversée Atmosphérique 23
I.1.4. Les Composantes du Rayonnement Solaire au Sol 24
I.1.5. La Géométrie Solaire et les Angles d'Orientation 25
I.1.6. Potentiel et Ressources Solaires en Algérie et dans la Région de Tlemcen 26
I.2. Système Photovoltaïque 27
I.2.1. Origine et Principe Physique de l'Effet Photovoltaïque 27
I.2.2. De la Cellule Solaire au Champ Photovoltaïque 28
I.2.3. Classification des Technologies de Cellules Solaires 29
I.2.4. Caractéristiques Électriques et Facteurs d'Influence 29
I.2.5. Composants Essentiels d'une Installation Photovoltaïque 30
I.2.6. Typologies et Architectures des Installations PV 31
I.3. Énergie Solaire Thermique 31
I.3.1. Principe de la Conversion Héliothermique 31
I.3.2. Typologie et Technologie des Capteurs Solaires Thermiques 32
I.3.3. Moteurs et Composants de la Boucle Thermique 33
I.3.4. Le Système de Stockage Thermique 33
I.3.5. Régulation, Circulateurs et Systèmes d'Appoint 34
I.3.6. Applications de l'Énergie Thermique : ECS et Chauffage 35
I.4. Synthèse et Comparaison des Technologies Solaires (PV vs Thermique) 36
I.4.1. Comparaison des Rendements, Surfaces et Stockage 36
I.4.2. Tableau Récapitulatif et Comparatif Comprehensive 37
I.4.3. Synergie et Complémentarité dans les Bâtiments 37
CHAPITRE 2 : ÉTUDE ET CONCEPTION D'UN SYSTÈME SOLAIRE HYBRIDE THERMIQUE/PHOTOVOLTAÏQUE POUR LYCÉE BEKKAÏ ABDALLAH **38**
II.1. Présentation de l'établissement d'étude 39
II.1.1. Localisation de l'établissement 39
II.1.2. Présentation générale de l'établissement 39
II.1.3. Description des bâtiments 39

II.1.4. Occupation de l'établissement 40
II.2. Étude thermique 40
II.2.1. Contexte et objectifs de la simulation 40
II.2.2. Approche méthodologique adoptée 40
II.2.3. Introduction à l'outil T*SOL 41
II.2.4. Paramétrage de la simulation (données d'entrée) 42
II.2.4.1. Présentation de l'établissement et du site d'étude 42
II.2.4.2. Informations sur le projet de construction 43
II.2.4.3. Informations sur le maître d'œuvre 44
II.2.4.4. Description de la variante de simulation 44
II.2.4.5. Localisation et données météorologiques du site 45
II.2.4.6. Définition de la consommation en eau chaude sanitaire (ECS) 46
II.2.4.7. Configuration de la boucle de circulation ECS 47
II.2.4.8. Définition des périodes d'exploitation 48
II.2.4.9. Définition des besoins thermiques pour le chauffage 49
II.2.4.10. Évaluation des gains thermiques 50
II.2.4.11. Programmation et régime d'intermittence du chauffage 51
II.2.4.12. Sélection du système et schéma hydraulique 52
II.2.4.13. Configuration du champ de capteurs solaires 53
II.2.4.14. Orientation et inclinaison du champ de capteurs 54
II.2.4.15. Caractéristiques de la tuyauterie du circuit primaire 55
II.2.4.16. Analyse détaillée des composants de l'installation 56
II.2.4.17. Variante 2 : simulation d'un système à capteurs à air (LK-TWW) 57
II.2.4.18. Choix du type de système et critères de filtrage 58
II.2.4.19. Définition des paramètres géométriques de l'immeuble 59
II.2.4.20. Paramétrage de l'enveloppe thermique et du type de construction 60
II.2.4.21. Profil d'utilisation et paramètres de ventilation 61
II.2.4.22. Configuration du système de chauffage et raccordement solaire 62
II.2.4.23. Exécution du calcul et génération des résultats 62
II.3. Étude photovoltaïque 63
II.3.1. Paramétrage du système PV 63
II.3.1.1. Définition du site et données météo 64
II.3.1.2. Orientation et inclinaison du champ photovoltaïque 65
II.3.1.3. Sélection et caractérisation du module photovoltaïque 66
II.3.1.4. Configuration des paramètres de pertes du champ PV 67
II.3.1.5. Définition des besoins de l'utilisateur 68
II.3.1.6. Configuration des conditions de connexion au réseau et de gestion de l'énergie 69

II.3.1.7. Finalisation du processus et exécution de la simulation globale 70
CHAPITRE 3 : RÉSULTATS ET INTERPRÉTATIONS 71
III.1. Introduction 72
III.2. Résultats de la simulation thermique (T*SOL) 72
III.2.1. Bilan énergétique annuel Variante 1 (capteurs hydrauliques) 72
III.2.2. Taux de couverture solaire (fs) obtenu Variante 1 75
III.2.3. Bilan énergétique annuel Variante 2 (capteurs à air) 75
III.2.4. Analyse des diagrammes hebdomadaires (production vs. besoins) 78
III.2.5. Comportement du système en période d'inactivité (été) 79
III.3. Résultats de la simulation photovoltaïque (PVsyst) 81
III.3.1. Analyse du cas d'étude et problématique du facteur de puissance 81
III.3.2. Calcul détaillé de l'énergie active consommée 83
III.3.3. Méthodologie de dimensionnement sous PVsyst 84
III.3.4. Production annuelle du champ PV (20,16 kWc) 89
III.3.5. Bilan des pertes du système 92
III.3.6. Taux d'autoconsommation et taux de couverture 93
III.4. Analyse comparative des deux variantes thermiques 95
III.4.1. Comparaison graphique mensuelle des performances 95
III.4.2. Tableau comparatif (couverture solaire, rendement, coût) 98
III.4.3. Avantages et limites de chaque variante 99
III.4.4. Variante recommandée pour le lycée 100
III.5. Analyse économique et environnementale 100
III.5.1. Économies d'énergie réalisées (kWh/an) 101
III.5.2. Réduction des émissions de CO_2 101
III.5.3. Temps de retour sur investissement (TRI) 102
III.6. Conclusion 102
CONCLUSION GÉNÉRALE 104
BIBLIOGRAPHIE 106
ANNEXES 108
Annexe A — Rapport T*SOL, Variante 1 (capteurs plans) 109
Annexe B — Rapport T*SOL, Variante 2 (capteurs à air) 118
Annexe C — Rapport PVsyst, système photovoltaïque couplé au réseau (20,16 kWc) ... 128

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1: L'irradiance ou le spectre solaire au sommet de l'atmosphère terrestre (AM0) et au niveau du sol (AM1.5D et AM1.5G) 24
Figure 1.2: Composantes du Rayonnement Solaire Incident sur une Surface (Direct, Diffus et Réfléchi) 25
Figure 1.3: Représentation des Angles de la Géométrie Solaire et de la Trajectoire Apparente 26
Figure 1.4: Principe de Conversion Photovoltaïque au sein d'une Jonction P-N 27
Figure 1.5: Architecture Générale d'un Système Photovoltaïque Autonome / Hybride avec Stockage 30
Figure 1.6: Typologie et Comparaison des Capteurs Solaires Thermiques (Non Vitré, Plan Vitré et Tubes sous Vide) 32
Figure 1.7: Schéma Hydraulique d'une Installation Solaire Thermique pour Eau Chaude Sanitaire (ECS) 33
Figure 1.8: Synthèse Comparative entre la Conversion Photovoltaïque et Héliothermique 35
Figure 2.1: Présentation générale du projet 41
Figure 2.2: Détails du projet de construction 42
Figure 2.3: Identification du maître d'œuvre et cadre du projet 43
Figure 2.4: Création et désignation de la variante de référence 43
Figure 2.5: Paramètres météorologiques du site de Souahlia 44
Figure 2.6: Paramétrage de la demande en ECS pour le lycée 45
Figure 2.7: Configuration de la boucle de circulation ECS 46
Figure 2.8: Calendrier d'exploitation pour la préparation d'ECS 47
Figure 2.9: Paramétrage des besoins de chauffage du lycée 48
Figure 2.10: Paramétrage des apports solaires passifs et des gains internes 49
Figure 2.11: Configuration des périodes d'exploitation et d'abaissement nocturne 50
Figure 2.12: Interface de filtrage et sélection du schéma hydraulique de référence 51
Figure 2.13: Dimensionnement et sélection de la surface de captage 52
Figure 2.14: Paramètres d'implantation géométrique des capteurs 53
Figure 2.15: Configuration du réseau de canalisations et de l'isolation 54
Figure 2.16: Menu de définition et arborescence des composants du système 55
Figure 2.17: Schéma de principe de l'installation solaire thermique à air 56
Figure 2.18: Interface de filtrage et sélection de la variante à capteurs à air 57
Figure 2.19: Saisie des dimensions structurelles du bâtiment pour la variante 2 58
Figure 2.20: Configuration des propriétés thermophysiques des parois et des ouvertures 59
Figure 2.21: Scénarios d'utilisation et de confort thermique du bâtiment 60
Figure 2.22: Paramétrage du système de chauffage conventionnel et du raccordement solaire 61

Figure 2.23: Interface de clôture de la simulation et accès aux différents modules de résultats 62
Figure 2.24: Interface de saisie des coordonnées géographiques du site de Ghazaouet sous PVsyst 63
Figure 2.25: Matrice des variables météorologiques mensuelles moyennes générée par Meteonorm 8.1 63
Figure 2.26: Interface PVsyst de configuration de l'orientation du champ PV et validation graphique de l'optimisation géométrique 64
Figure 2.27: Interface PVsyst de sélection des modules et de dimensionnement électrique du champ photovoltaïque 65
Figure 2.28: Interface générale de configuration et de saisie des différents paramètres de pertes du champ PV 66
Figure 2.29: Interface de définition des besoins de l'utilisateur sous PVsyst 68
Figure 2.30: Interface PVsyst de gestion de l'énergie et de paramétrage des conditions de couplage au réseau électrique 69
Figure 2.31: Étape finale de validation et exécution de la simulation numérique sous l'interface PVsyst 70
Figure 3.1: Schéma du bilan énergétique — Variante 1 (T*SOL) 74
Figure 3.2: Schéma du bilan énergétique Variante 2 (T*SOL) 77
Figure 3.3: Part de l'énergie solaire par rapport à la consommation d'énergie Variante 1 (base hebdomadaire) 78
Figure 3.4: Part de l'énergie solaire par rapport à la consommation d'énergie Variante 2 (base hebdomadaire) 79
Figure 3.5: Température maximale journalière dans le capteur — Variante 1 80
Figure 3.6: Ventilation du bâtiment Variante 2 (répartition mensuelle des flux liés à l'air) 81
Figure 3.7: Interface principale du logiciel PVsyst 84
Figure 3.8: Interface des principaux champs d'un projet photovoltaïque 85
Figure 3.9: Identification des coordonnées géographiques du projet étudié 85
Figure 3.10: Données météorologiques du site géographique du cas étudié 86
Figure 3.11: Interface des principaux champs après l'identification du nom du projet et du fichier météo 86
Figure 3.12: Identification de l'orientation et l'inclinaison des panneaux photovoltaïques pour la période hivernale 87
Figure 3.13: Dimensionnement des principaux composants de l'installation photovoltaïque connectée au réseau 87
Figure 3.14: Interface des principaux champs après l'identification des paramètres principaux du projet 88
Figure 3.15: Calcul du taux d'investissement et des charges du projet 88
Figure 3.16: Productions normalisées de l'installation photovoltaïque 90
Figure 3.17: Indice de performance de l'installation photovoltaïque 91
Figure 3.18: Bilans et résultats principaux de l'installation photovoltaïque 91

Figure 3.19: Diagramme des pertes — Système photovoltaïque (PVsyst) 92
Figure 3.20: Confrontation mensuelle entre consommation active facturée et production PV injectée (5 mois disponibles) 94
Figure 3.21: Rendement système mensuel Variante 1 vs Variante 2 95
Figure 3.22: Taux de couverture totale mensuel Variante 1 vs Variante 2 96
Figure 3.23: Émissions de CO_2 évitées mensuellement Variante 1 vs Variante 2 97
Figure 3.24: Énergie solaire utile mensuelle — Variante 1 vs Variante 2 98

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1: Comparaison Synthétique entre les Technologies Solaires Photovoltaïques et Thermiques 35
Tableau 2.1: Caractéristiques générales du Lycée Bekkaï Abdallah 39
Tableau 2.2: Surfaces de toiture des bâtiments du Lycée Bekkaï Abdallah 39
Tableau 3.1: Paramètres de simulation Variante 1 (T*SOL) 73
Tableau 3.2: Bilan énergétique annuel Variante 1 (T*SOL) 73
Tableau 3.3: Détail des flux énergétiques du schéma de bilan Variante 1 74
Tableau 3.4: Paramètres de simulation Variante 2 (T*SOL) 76
Tableau 3.5: Bilan énergétique annuel Variante 2 (T*SOL) 76
Tableau 3.6: Détail des flux énergétiques du schéma de bilan Variante 2 77
Tableau 3.7: Tableau récapitulatif des principaux éléments des factures d'électricité pour le lycée étudié 81
Tableau 3.8: Quantité et prix de la puissance active consommée 83
Tableau 3.9: Paramètres de simulation Système photovoltaïque (PVsyst) 89
Tableau 3.10: Résultats annuels de production Système photovoltaïque 89
Tableau 3.11: Bilan mensuel de production Système photovoltaïque (PVsyst) 90
Tableau 3.12: Cascade des pertes du système photovoltaïque 93
Tableau 3.13: Confrontation mensuelle production PV / consommation active facturée (5 mois disponibles) 94
Tableau 3.14: Tableau comparatif des deux variantes thermiques 99
Tableau 3.15: Économies d'énergie annuelles par système 101
Tableau 3.16: Émissions de CO_2 évitées par système 101
Tableau 3.17: Temps de retour sur investissement par système 102

NOMENCLATURE

Symboles et grandeurs

➤**fs** : Taux de couverture solaire (fraction solaire), rapport énergie solaire utile / besoins énergétiques [%]

➤**fs,ECS ; fs,chauffage ; fs,total** : Taux de couverture solaire de l'ECS, du chauffage, et total [%]

➤η_{champ} : Rendement de conversion global du champ de capteurs, E_{champ} / $E_{irradiation}$ [%]

➤$\eta_{conversion}$: Rendement global de la chaîne de conversion PV, E_{Grid} / $E_{champ,nominale}$ [%]

➤$E_{irradiation}$: Irradiation reçue sur la surface des capteurs [kWh]

➤E_{champ} : Énergie utile du champ de capteurs [kWh]

➤$E_{solaire,utile}$; $E_{solaire,ECS}$; $E_{solaire,chauffage}$; $E_{solaire,totale}$: Énergie solaire utile totale, pour l'ECS, pour le chauffage [kWh]

➤$E_{besoins,totaux}$; $E_{consommation,totale}$: Consommation énergétique annuelle totale du bâtiment (ECS + chauffage) [kWh]

➤$E_{fournie,ECS}$; $E_{fournie,chauffage}$: Énergie fournie pour l'ECS ; pour le chauffage [kWh]

➤$E_{champ,nominale}$: Énergie nominale du champ PV selon l'efficacité STC [kWh]

➤E_{Grid} : Énergie injectée dans le réseau (sortie onduleur) [kWh ou kWh/an]

➤**EArray** : Énergie effective en sortie du champ PV (virtuelle au MPP) [kWh]

➤**GlobInc** : Irradiation globale incidente sur le plan des capteurs [kWh/m²]

➤**GHI** : Irradiation globale horizontale [kWh/m²/an]

➤**FTranspos.** : Facteur de transposition (plan horizontal → plan des capteurs) [sans unité]

➤**IAM** : Facteur d'angle d'incidence (Incidence Angle Modifier) [%]

➤**PR** : Indice de performance de l'installation (Performance Ratio) [% ou sans unité]

➤P_{nom} : Puissance nominale du champ photovoltaïque [kWc]

➤**Pnom (DC:AC)** : Rapport de dimensionnement puissance champ PV / puissance onduleur [sans unité]

➤**Productible** : Productible spécifique, E_{Grid} / P_{nom} [kWh/kWc/an]

➤**U ; Uc ; Uv** : Facteur de pertes thermiques du champ PV, U = Uc + Uv × Vvent ; composante constante ; composante liée au vent [W/(m²·K)] ; [W/(m²·K) par m/s]

➤**Vvent** : Vitesse du vent [m/s]

➤**A/V** : Coefficient de compacité du bâtiment (surface déperditive / volume) [m^{-1}]

➤**EA ; ER** : Énergie active ; énergie réactive [kWh]

➤**ER/EA** : Facteur de puissance = (énergie réactive / énergie active) × 100 [%]

➤**TRI** : Temps de retour sur investissement [années]

➤**LCOE** : Coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Energy) [DZD/kWh]

➤**IRR ; MIRR** : Taux de rentabilité interne ; taux de rentabilité interne modifié [%]

➤**HT ; TTC ; TVA** : Hors taxes ; toutes taxes comprises ; taxe sur la valeur ajoutée (19 %) [DA]

➤**vol/h** : Taux de renouvellement d'air [volume/heure]

➤**Gb ; Gd ; Gr ; Gg** : Rayonnements solaires direct, diffus, réfléchi (albédo) et global reçus sur une surface [W/m²]

➤**δ** : Déclinaison solaire, angle entre la direction du Soleil et le plan de l'équateur [°]

➤**H** : Angle horaire, écart angulaire entre le méridien du lieu et celui du Soleil [°]

➤**φ** : Latitude du lieu [°]

➤**h** : Hauteur solaire, angle entre les rayons solaires et le plan de l'horizon [°]

➤**Az** : Azimut solaire [°]

➤**θi ; θz** : Angle d'incidence sur la surface du capteur ; angle zénithal [°]

➤**λ** : Longueur d'onde du rayonnement [µm]

➤**Eg** : Énergie de la bande interdite (gap) du semi-conducteur [eV]

➤**Icc ; Vco** : Courant de court-circuit ; tension en circuit ouvert d'un module PV [A ; V]

➤**G** : Éclairement solaire incident [W/m²]

➤**Tcell** : Température de cellule [°C]

➤**Tcapteur ; Tballon** : Températures mesurées à la sortie des capteurs ; au fond du ballon de stockage [°C]

Acronymes

➤**ECS** : Eau chaude sanitaire

➤**PV** : Photovoltaïque

➤**MT/BT** : Moyenne tension / basse tension

➤**SSC** : Système solaire combiné (chauffage + ECS)

➤**LK-TWW** : Configuration T*SOL à capteurs à air (chauffage + ECS)

➤**CISOL** : Échangeur de chaleur du circuit solaire

➤**A6** : Schéma hydraulique T*SOL « Installation de ballon pour ECS + chauffage »

➤**STC** : Conditions de test standard (Standard Test Conditions)

➤**NOCT** : Température nominale de fonctionnement de la cellule (Nominal Operating Cell Temperature)

➤**LID** : Dégradation initiale induite par la lumière (Light-Induced Degradation)

➤**MPP ; MPPT** : Point de puissance maximale ; suivi du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking)

➤**DC ; AC** : Courant continu ; courant alternatif

➤**DIN EN 12977** : Norme sur les installations solaires thermiques assemblées à façon (indicateur d'économie d'énergie relative)

➤**V1 ; V2** : Variante 1 (capteurs plans à liquide) ; Variante 2 (capteurs à air)

➤**DA ; DZD** : Dinar algérien

➤**ADEME** : Agence de la transition écologique (France), citée comme organisme de référence pour T*SOL

➤**Sonelgaz** : Société nationale de l'électricité et du gaz (Algérie)

➤**AM** : Masse d'air optique (Air Mass) : AM0 hors atmosphère, AM1 au zénith, AM1,5 condition de test standard

➤**UV ; LV ; IR** : Domaines ultraviolet, visible et infrarouge du spectre solaire

➤**mono-Si ; poly-Si ; a-Si** : Silicium monocristallin ; polycristallin ; amorphe

➤**CdTe ; CIGS** : Tellurure de cadmium ; diséléniure de cuivre-indium-gallium (couches minces)

➤**PERC ; TOPCon ; HJT** : Technologies de cellules à haute efficacité (passivation arrière ; contact à oxyde tunnel ; hétérojonction)

➤**EVA** : Éthylène-acétate de vinyle, polymère d'encapsulation des modules

➤**ZCE** : Zone de charge d'espace de la jonction P-N

➤**CESI** : Chauffe-eau solaire individuel

➤**PV/T** : Système hybride photovoltaïque/thermique

Unités

➤**Wc ; kWc** : Watt-crête ; kilowatt-crête

➤**kWac** : Kilowatt en courant alternatif

➤**kWh ; MWh** : Kilowattheure ; mégawattheure

➤**W/(m·K) ; W/(m²·K)** : Conductivité thermique ; coefficient de transmission thermique

➤**K ; °C** : Kelvin (écart de température) ; degré Celsius

➤**m³ ; l/min ; kg** : Mètre cube ; litre par minute ; kilogramme

➤**W/m² ; kWh/m²** : Irradiance (puissance surfacique) ; irradiation (énergie surfacique)

➤**kWth** : Kilowatt thermique

➤**µm ; eV** : Micromètre ; électron-volt

INTRODUCTION

La transition énergétique mondiale, imposée par la raréfaction des ressources fossiles et par l'urgence climatique, place l'énergie solaire au cœur des stratégies de développement durable, en raison de son caractère abondant, gratuit et universellement accessible. Sa valorisation repose sur deux voies complémentaires : la conversion photovoltaïque, qui transforme directement le rayonnement en électricité, et la conversion héliothermique, qui le convertit en chaleur pour la production d'eau chaude sanitaire (ECS) et le chauffage des locaux. L'Algérie, grâce à sa position au cœur de la ceinture solaire mondiale, dispose d'un gisement exceptionnel, et la région de Tlemcen, où est implanté le Lycée Bekkaï Abdallah (commune de Souahlia), bénéficie d'un potentiel annuel favorable de 1 800 à 1 950 kWh/m². C'est dans ce contexte que s'inscrit ce mémoire, consacré à la conception et à la simulation numérique, sous T*SOL et PVsyst, d'un système solaire hybride thermique/photovoltaïque destiné à cet établissement, qui accueille environ 800 élèves pour un effectif total avoisinant 919 personnes.

Malgré ce potentiel reconnu, la valorisation du solaire dans les établissements scolaires publics algériens demeure marginale, faute d'une méthodologie de dimensionnement rigoureuse. Un système hybride combine en effet deux filières aux besoins, outils et indicateurs distincts, dont l'articulation exige une simulation dynamique au pas horaire pour éviter tout sous- ou surdimensionnement des équipements. Par ailleurs, l'analyse des factures d'électricité du lycée révèle un facteur de puissance anormalement élevé, imputable à son transformateur MT/BT, ce qui complique le dimensionnement du champ photovoltaïque et impose de dissocier l'énergie active de l'énergie réactive afin d'éviter tout surdimensionnement du matériel et toute aggravation des pénalités. Enfin, le choix entre capteurs à circulation de liquide et capteurs à air pour le volet thermique ne peut être arbitré qu'à partir de résultats de simulation comparés, portant sur le taux de couverture solaire, le rendement, le coût d'investissement et le comportement du système en période de stagnation estivale.

Ce travail repose sur trois hypothèses fondatrices. La première (H1) postule que le gisement solaire de la région de Souahlia/Ghazaouet, supérieur à 1 800 kWh/m² par an, suffit à assurer un taux de couverture significatif des besoins thermiques (ECS et chauffage) du lycée. La deuxième (H2) suppose que le dimensionnement du champ photovoltaïque doit reposer exclusivement sur l'énergie active réellement consommée, indépendamment de l'énergie réactive liée au transformateur MT/BT de l'établissement, afin d'éviter tout surdimensionnement du matériel et toute aggravation des pénalités facturées. La troisième (H3) avance que, parmi les deux configurations thermiques étudiées, l'une présente un compromis globalement plus favorable entre taux de couverture solaire, rendement système, impact environnemental et coût d'investissement, ce qui permet de formuler une recommandation technique pour l'établissement.

La démarche adoptée débute par une étude bibliographique portant sur le gisement solaire, les technologies photovoltaïques et les technologies solaires thermiques en chapitre 1. Elle se poursuit par la présentation du site d'étude et la caractérisation de ses besoins énergétiques, puis par la modélisation et le paramétrage détaillé des deux systèmes : sous T*SOL pour le volet

thermique, selon deux variantes technologiques, et sous PVsyst pour le champ photovoltaïque, à partir des données météorologiques du site et de l'analyse des factures d'électricité du lycée en chapitre 2. Ces modèles font ensuite l'objet d'une simulation numérique dynamique au pas horaire sur une année complète, dont les résultats sont comparés à travers plusieurs indicateurs énergétiques, environnementaux et économiques. La démarche s'achève par une discussion critique de ces résultats, qui aboutit à une recommandation technique argumentée pour le lycée en chapite 3, avant de conclure par la recommandation technique retenue en réponse à la question centrale de ce mémoire.

CHAPITRE 1 : Etude bibliographiques

I.1. Etat de l'art

La recherche de sources d'énergies durables, inépuisables et respectueuses de l'environnement figure parmi les fondements stratégiques majeurs du développement socio-économique mondial. Face à une raréfaction progressive des ressources fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon), et à des enjeux environnementaux prégnants comme le changement climatique et les émissions de gaz à effet de serre, il est plus que jamais nécessaire pour l'ensemble des nations de se tourner vers une transition énergétique irréversible. Dans l'ensemble des énergies renouvelables disponibles, l'énergie solaire bénéficie d'un statut particulièrement favorable et privilégié. En effet, l'immense flot d'énergie que le Soleil irradie vers la surface du Globe est la source d'énergie primaire la plus abondante et la mieux répartie dans l'espace. En effet, la quantité d'énergie solaire interceptée par notre atmosphère terrestre en une heure dépasse déjà la consommation mondiale d'énergie totale de l'humanité dans une année. L'exploitation directe et efficace de cette ressource naturelle repose sur deux voies technologiques principales et complémentaires : la conversion photovoltaïque qui réalise la conversion directe du rayonnement lumineux en énergie électrique continue ; et la conversion héliothermique (ou solaire thermique) qui capte le rayonnement pour le convertir en énergie calorifique elle-même valorisable pour le chauffage de l'eau, des locaux ou des fluides[1]

I.1.1. Le Soleil, Source d'energie Primaire

Le Soleil est une étoile naine jaune qui se trouve dans le cœur même de notre système Solaire, représentant environ 99,86 % de la masse totale du système. D'un point de vue physique, sa masse est d'environ 2×10^{30} kg (environ 333 000 fois la masse de la Terre), son rayon moyen est de 696 340 km (environ 109 fois le rayon terrestre), tandis que sa densité moyenne est de 1 400 kg/m³. Le Soleil aurait environ 4,6 milliards d'années et se trouverait actuellement au stade de la séquence principale de son évolution stellaire.[2]

La source de l'énergie lumineuse produite par le Soleil est localisée aussi au centre, où à très haute pression et très haute température (environ 15 millions de kelvins) est installé un vrai réacteur nucléaire naturel. Au cœur des très haute température au centre de ce réacteur, a lieu en permanence un processus de fusion thermonucléaire qui permet de produire mieux et à la place des noyaux d'hydrogène (protons) les noyaux d'hélium. Dans ce mécanisme de fusion (le cycle proton), de la masse initialement présente est convertie en énergie pure sous forme de photons très énergétiques (rayons gamma et X) selon la relation de masse – énergie.

La période de temps nécessaire pour que l'énergie produite mette des centaines de milliers d'années pour passer par les zones radiative et convective puis parvenir jusqu'à la surface visible du soleil qui est la photosphère, qui peut être considérée comme un corps noir à une température effective d'environ 5 777 kelvin, émet continuellement, sous forme de flux d'énergie

électromagnétique sur un grand spectre de longueurs d'onde, et cette énergie dans l'espace interplanétaire se propage à la vitesse de la lumière (300 000 km/s) pour parvenir aux 150 millions de kilomètres de distance que représente l'orbite de la Terre.

L'énergie qui arrive sur notre planète est à l'origine de la dynamique globale de la biosphère : elle conditionne le bilan thermique de la planète, entraîne la circulation générale de l'atmosphère et des océans, alimente le cycle de l'eau (évaporation, condensation, précipitations) et permet la photosynthèse, qui est à la base de toute la chaîne alimentaire et de la génération de la biomasse. L'énergie solaire est indirectement à la source des ressources énergétiques fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) résultant de la décomposition des matières organiques végétales et animales (pré)historiques, de son fossilisation au cours de millions d'années. Ainsi, rechercher l'énergie solaire directement dans son flux inépuisable et constant, plutôt que de l'extraire d'un stock d'énergie solaire fossilisée finit, reste une voie d'avenir pour préserver la biosphère.[3]

La robustesse thermodynamique du rayonnement solaire fait qu'il constitue une ressource d'une remarquable prévisibilité annuelle malgré les éléments météorologiques aléatoires du court terme. Il s'agit là d'un lourd avantage pour la modélisation et le dimensionnement des centrales solaires, dont la capacité est basé sur les performances thermo-physiques conjoncturelles (flux, température d'entrée air aider, etc.) de l'installation elle-même systématiquement caractérisées par une formalisation astucieusement adaptée aux variabilités temporelles (journalières, saisonnières ou annuelles) mais bien plus encadrées que les fluctuations météorologiques, voire les aléas climatiques, capitales pour la prise en compte des différentes saisons pour les besoins en chaleur des bâtiments sanitaires et/ou pour le confort des usagers qui leur sont assignés.

I.1.2. Le Gisement Solaire et Potentiel Énergétique

On appelle gisement solaire tout l'ensemble des données quantitatives et qualitatives qui permettent de quantifier la quantité de rayonnement solaire reçue sur une surface donnée sur une période temporelle donnée (heure, jour, mois, année), le gisement solaire étant le potentiel énergétique d'un lieu géographique donné à être converti en électricité (ou en chaleur). En limite supérieure de l'atmosphère terrestre, sur une surface perpendiculaire aux rayons solaires, à distance moyenne Terre-Soleil, le flux énergétique solaire incident est quasiment constant, d'où la notion de « constante solaire » (ou constante d'irradiante solaire). Sa valeur moyenne normalisée est établie à 1.367 à 1.368 watts par mètre carré (W/m^2). La constante solaire est sujette à de très légères variations (environ ±3.3%) au cours de l'année, résultant de l'excentricité de l'orbite elliptique de la Terre en raison du périgée en janvier et de l'apogée en juillet.[4]

Pourtant, toute cette puissance théorique ne parvient pas au sol. En effet, lorsqu'il pénètre dans l'atmosphère, le rayonnement est soumis à des transformations physiques importantes du fait des interactions avec le milieu aérien. La quantité d'énergie réellement accessible au niveau du sol dépend largement de la latitude de l'observateur, du climat, de la saison, de la couverture nuageuse, de l'altitude et de la transparence de l'atmosphère. Les ingénieurs et physiciens utilisent des grandeurs après avoir quantifié précisément la ressource solaire : l'irradiance solaire (W/m^2) qui mesure la puissance instantanée reçue par unité de surface et l'irradiation solaire (kWh/m^2 ou MJ/m^2) qui correspond à l'énergie cumulée intégrée à l'issue d'une période donnée (journalier, mensuel ou annuel).

L'exploration sur la carte de la terre de la ressource solaire, aboutit à la mise en évidence d'une « ceinture solaire » terrestre, au coeur de laquelle se trouvent les latitudes comprises entre 15° et 35° de latitude Nord et de latitude Sud, où l'irradiation globale annuelle est souvent supérieure à 2000 à 2500 $kWh/m^2/an$. L'Afrique du Nord, à commencer par l'Algérie, se trouve dans une position géographique favorable au sein de cette ceinture solaire. Au nombre des instruments de mesures météorologiques, dédiés à la mesure du gisement solaire, se trouvent le pyranomètre (pour mesurer le rayonnement diffus et global sur plan horizontal), le pyrhéliomètre (pour la mesure du rayonnement direct normal monté sur un dispositif de suivi du soleil) et le pyranomètre à écran d'ombre (pour mesurer le rayonnement diffus).[5]

I.1.3. Le Spectre du Rayonnement Solaire et la Traversée Atmosphérique

Le rayonnement solaire présente un spectre étendu en tout ou partie du domaine des très grandes et des très courtes longueurs d'onde (rayons gamma et X, ultraviolets, etc…) aux grandes longueurs d'onde des ondes radio. Ainsi, environ 99 % de la puissance énergétique totale du rayonnement solaire est émise dans la bande spectrale comprise entre 0,25 μm (micromètre) et 4 μm.

Le Domaine Ultraviolet (UV) [0,25 μm < λ < 0,40 μm] : Représente environ 7-8 % de l'énergie totale émise en dehors de l'atmosphère. Les UV-C et UV-B sont largement absorbés par la couche d'ozone stratosphérique protégeant ainsi les organismes vivants

Le Domaine du Visible (LV) [0,40 μm < λ < 0,78 μm] : Concentrent environ 45-47 % de l'énergie solaire. C'est la bande de longueurs d'onde directement accessible aux cellules photosensibles de l'œil humain, indispensable à la photosynthèse des végétaux et parfaitement efficace pour la conversion photovoltaïque au silicium.

Le domaine infrarouge (IR) [0,78 μm < λ < 4,00 μm] : il représente environ 45 % à 46 % de l'énergie sollicitée. C'est le rayonnement thermique calorifique par excellence, provoquant la montée en température des corps exposés puis exploité en priorité par les capteurs solaires thermiques. A son passage atmosphérique, le faisceau solaire subit trois phénomènes physiques majeurs : l'absorption (des molécules d'ozone, de dioxyde de carbone, d'oxygène et de vapeur d'eau), la diffusion (diffusion de Rayleigh par les molécules gazeuses et diffusion de Mie par

les aérosols, poussières, gouttelettes) et la réflexion (par les nuages) permettant à l'intensité du flux solaire au sol d'être atténuée et de fortement affecter la répartition spectrale.

Pour mesurer l'épaisseur de la colonne d'atmosphère franchie par les rayonnements solaires, on définit la masse d'air optique (Air Mass, AM) : hors atmosphère, on note AM0 (pour les applications spatiales). Sur le sol (pour une direction du soleil au zénith, perpendiculaire), on note AM1. La norme standard industrielle pour le test de panneaux solaires sur le sol est de AM1,5 (correspondant à un angle d'inclinaison solaire de 48,2° par rapport à la verticale, avec un flux énergétique établi à 1 000 W/m²)[6]

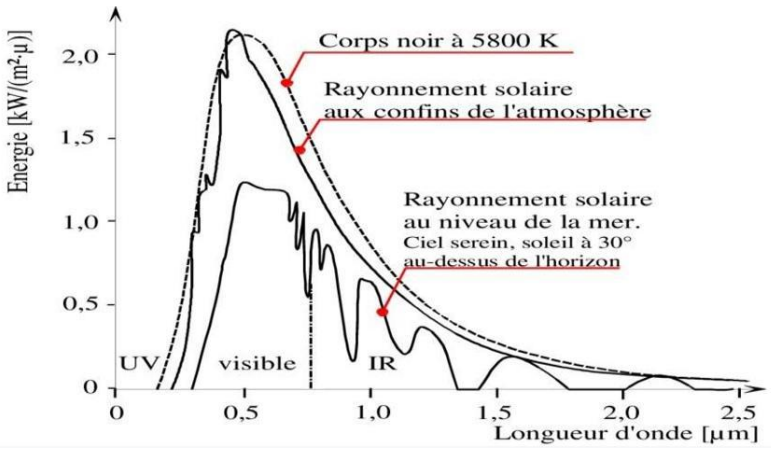


Figure 1.1: L'irradiance ou le spectre solaire au sommet de l'atmosphère terrestre (AM0) et au niveau du sol (AM1.5D et AM1.5G)

I.1.4. Les Composantes du Rayonnement Solaire au Sol

Au niveau du sol terrestre, le rayonnement solaire reçu sur une surface quelconque est la somme de trois composantes distinctes qui se superposent pour former le rayonnement solaire global :[7]

1. Le Rayonnement Direct (Gb) : Il est constitué par le flux de photons arrivant directement du disque solaire sans avoir subi de déviation ou de diffusion dans l'atmosphère. Il s'agit d'un rayonnement directionnel, parallèle et concentrable par des miroirs. Le rayonnement direct est maximal par ciel clair et devient nul par temps totalement couvert.

2. Le Rayonnement Diffus (Gd) : Il provient de l'ensemble de la voûte céleste. Il est issu des photons solaires ayant subi de multiples diffusions et réflexions sur les molécules de l'air, les aérosols, les gouttelettes d'eau et les nuages. Ce rayonnement n'a pas de direction privilégiée et éclaire les surfaces même à l'ombre.

3. Le Rayonnement Réfléchi ou Albédo (Gr) : Il résulte de la réflexion du rayonnement solaire direct et diffus incident sur le sol et les obstacles environnants situés en face du capteur. L'albédo dépend directement de la réflectivité de la surface du sol (sa valeur varie de 0,10 à 0,20

pour un sol sombre ou une forêt, 0,20 à 0,30 pour du sable clair ou du béton, et jusqu'à 0,80 à 0,90 pour de la neige fraîche).

4. Le Rayonnement Global (Gg) : Il représente la somme algébrique et vectorielle des trois composantes (directe, diffuse et réfléchie) tombant sur une surface de captation. C'est ce rayonnement global qui détermine la quantité totale d'énergie disponible pour la conversion énergétique.[8]

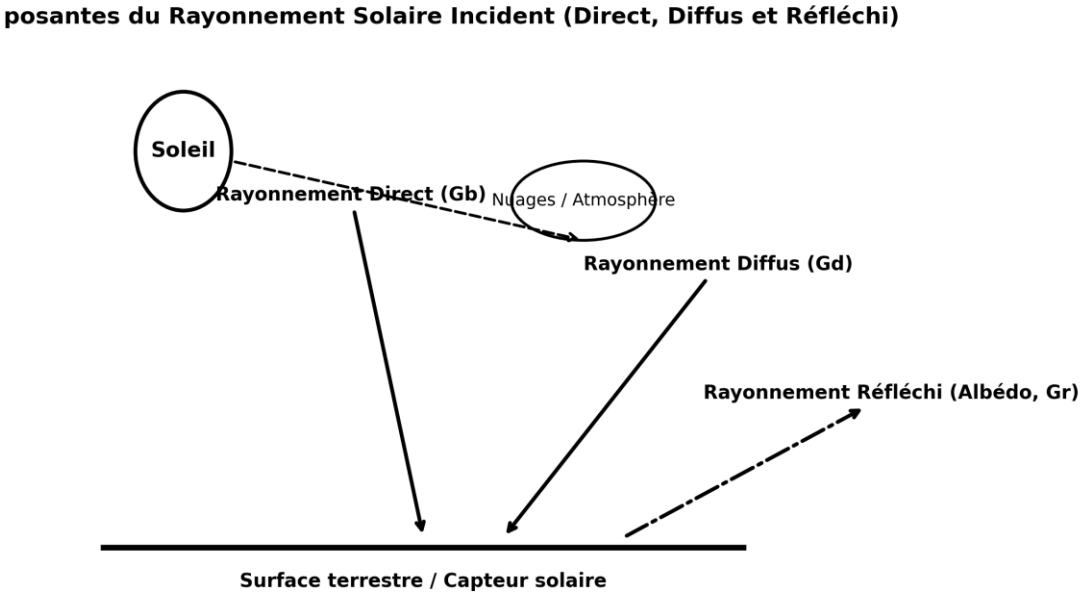


Figure 1.2: Composantes du Rayonnement Solaire Incident sur une Surface (Direct, Diffus et Réfléchi)

I.1.5. La Géométrie Solaire et les Angles d'Orientation

En raison de la rotation de la Terre autour de son propre axe (rotation quotidienne) et de sa révolution elliptique autour du Soleil (mouvement annuel), la position apparente du Soleil dans le ciel varie continuellement en fonction du temps et de la position géographique de l'observateur. La caractérisation précise de cette trajectoire fait appel aux paramètres de géométrie solaire :[9]

La Déclinaison Solaire (δ) : Angle formé par la direction du Soleil avec le plan de l'équateur terrestre. Elle varie au cours de l'année entre +23,45° au solstice d'été (21 juin) et -23,45° au solstice d'hiver (21 décembre), en passant par 0° aux équinoxes du printemps et de l'automne.

L'Angle Horaire (H) : Mesure l'écart angulaire entre le méridien du lieu et le méridien passant par le Soleil à l'instant considéré. L'angle horaire est nul au midi solaire vrai et varie de 15° par heure de temps solaire.

La Latitude du Lieu (φ) : Position angulaire du lieu par rapport à l'équateur (positive vers le nord et négative vers le sud).

La Hauteur Solaire (h) : Angle vertical formé entre la direction des rayons solaires et le plan de l'horizon local (varie de 0° au lever/coucher à sa valeur maximale au midi solaire).

L'Azimut Solaire (Az) : Angle horizontal formé entre la projection du rayon solaire sur le plan horizontal et la direction du sud vrai (ou du nord selon la convention adoptée).

L'Angle d'Incidence (θi) : Angle formé entre le rayon solaire incident et la normale (perpendiculaire) à la surface du capteur. Le captage d'énergie est maximal lorsque cet angle d'incidence est nul (θi = 0°), c'est-à-dire quand les rayons solaires frappent perpendiculairement le panneau.[10]

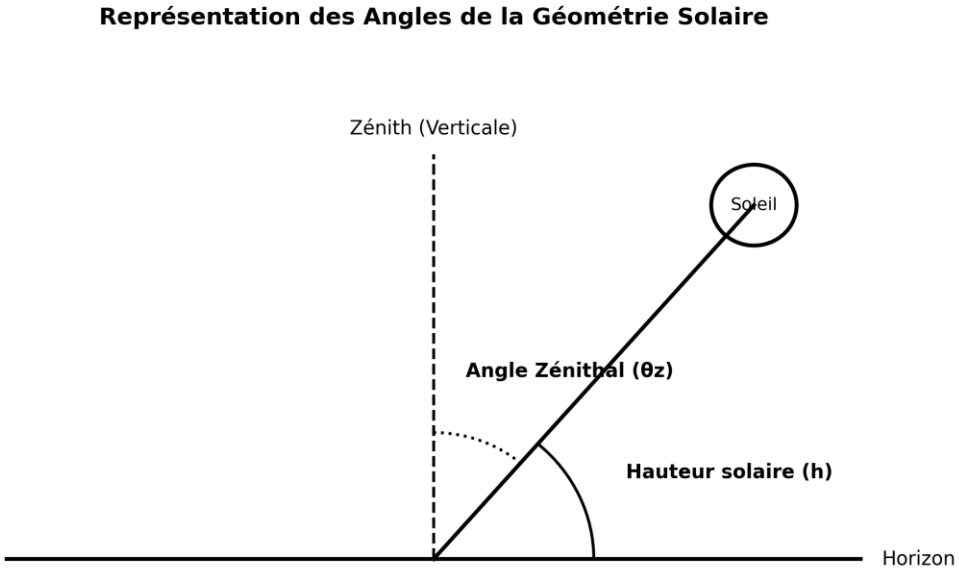


Figure 1.3: Représentation des Angles de la Géométrie Solaire et de la Trajectoire Apparente

I.1.6. Potentiel et Ressources Solaires en Algérie et dans la Région de Tlemcen

L'Algérie, en rapport de son emplacement géographique dans le bassin méditerranéen bénéficiant et en plein cœur de la ceinture saharienne a l'un des gisements solaires les plus importants et vastes au monde. Avec plus de 2,38 millions de km², le territoire national puise quotidiennement d'énergie solaire l'équivalent d'1 700 à 2 650 kWh/m²/an. On distingue trois grands domaines solaires en Algérie : la bande côtière du Nord (ensoleillement annuel 1 700 à 1 900 kWh/m²/an), les Hauts Plateaux (1 900 à 2 100 kWh/m²/an), et le Grand Sud Saharien (dépassant 2 200 à 2 650 kWh/m²/an avec des longueurs d'insolation annuelle 3 500 à 3 900 heures ou plus). Pour la région de Tlemcen (Nord-Ouest algérien, site de Chetouane /

Mansourah), les données climatiques disponibles indiquent quant à elles un potentiel solaire global annuel très favorable entre 1 880 à 1 950 kWh/m²/an sur plan horizontal, plus de 2 130 à 2 150 kWh/m²/an préalablement servis par une surface de captage inclinée à l'angle optimal local d'environ 30° à 32° orientée plein Sud. L'abondance de cette ressource solaire justifie clairement le développement et la mise en œuvre de systèmes solaires de conversion électrique et thermique.

Ce gisement exceptionnel fait de la région de Tlemcen un cadre d'expérimentation et de déploiement privilégié pour les systèmes énergétiques solaires applicables aux bâtiments éducatifs et résidentiels.[11]

I.2. Système Photovoltaïque

I.2.1. Origine et Principe Physique de l'Effet Photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est le phénomène par lequel la lumière (énergie photonique) est convertie directement en électricité (courant continu) dans le matériau semi-conducteur. Ce phénomène physique a été découvert pour la première fois en 1839 par le physicien français Alexandre-Edmond Becquerel, lors d'expériences sur des électrodes métalliques intégrées dans un électrolyte. Dans la physique de l'état solide, les matériaux semi-conducteurs (ex. silicium) possèdent une configuration électronique avec une bande de valence (occupée par les électrons de liaison) et une bande de conduction, séparées par une bande interdite d'énergie, le gap (Eg = 1,12 eV pour le silicium cristallin). Lorsque le photon du rayonnement solaire arrive en surface de la cellule, si son énergie est supérieure ou égale à celle du gap du semi-conducteur, il est absorbé. L'énergie du photon est alors transférée à un des électrons de la bande de valence qui, étant excité, franchit le gap et monte à la bande de conduction. Le saut d'énergie occasionne alors également la création d'une paire électron-trou libre (un électron libre, de charge négative dans la bande de conduction et un trou libre chargé positif dans la bande de valence).[12]

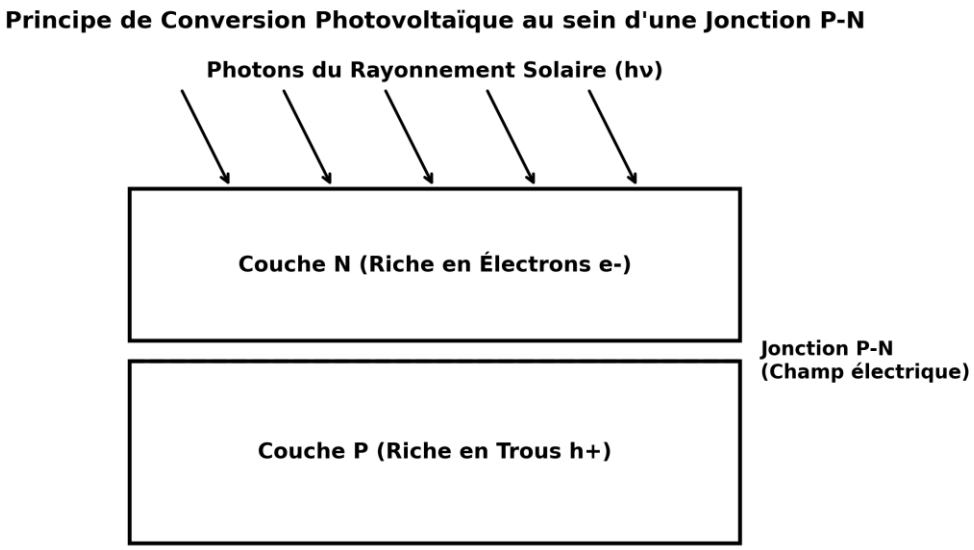


Figure 1.4: Principe de Conversion Photovoltaïque au sein d'une Jonction P-N

I.2.2. De la Cellule Solaire au Champ Photovoltaïque

En vue de séparer les charges positives et négatives générées par la lumière et d'éviter ainsi leur recombinaison par effet thermique, on crée une jonction P-N au sein du semi-conducteur par dopage sélectif. La zone P est dopée avec des atomes accepteurs d'électrons (type bore), tandis que la zone N l'est par des atomes donneurs (type phosphore). Le contact de ces deux zones fait apparaître une zone de charge d'espace (ZCE) avec un champ électrique interne, permanent. Ce dernier agit comme un filtre : il propulse les électrons libres dans la région N et les trous libres dans la région P. En soudant les grilles métalliques des faces avant et arrière à un circuit électrique extérieur, les électrons sont dans ce circuit sous forme de courant continu pour alimenter la charge électrique.[13]

Au cas où existe une cellule photovoltaïque élémentaire unique à base de silicium qui fournit une très faible tension continue (environ 0,5 à 0,6 volt) et un courant proportionnel à sa surface exposée. Pour atteindre des tensions et des puissances exploitables pour les appareils électriques domestiques, plusieurs cellules sont interconnectées en série (pour élever la tension) et en parallèle (pour élever l'intensité du courant) pour former un 'module' ou 'panneau solaire photovoltaïque'.

Les modules sont ensuite encapsulés sous verre trempé étanche avec des polymères de protection (EVA) pour résister aux intempéries (pluie, grêle, humidité, variations thermiques). Plusieurs modules assemblés sur des structures mécaniques porteuses forment un 'champ photovoltaïque'.

I.2.3. Classification des Technologies de Cellules Solaires

On distingue aujourd'hui plusieurs grandes familles et générations de technologies photovoltaïques :[14]

1. Silicium Monocristallin (mono-Si) : Fabriqué à partir d'un monocristal pur de silicium (procédé Czochralski). Les cellules présentent un aspect bleu foncé ou noir très uniforme. C'est la technologie industrielle la plus performante, atteignant des rendements de conversion commerciaux de 19 % à 24 % et une excellente longévité (supérieure à 25-30 ans).

2. Silicium Polycristallin (poly-Si) : Obtenu par refusion et refroidissement de blocs de silicium comportant plusieurs cristaux. Les cellules présentent un aspect bleu hétérogène à paillettes. Leur rendement commercial varie entre 15 % et 18 %, pour un coût de fabrication légèrement inférieur.

3. Technologies à Couches Minces (Thin Films) : Elles utilisent de très fines couches de matériaux photosensibles déposées sur des substrats flexibles ou rigides (silicium amorphe a-Si, Tellure de Cadmium CdTe, ou Diséléniure de Cuivre-Indium-Gallium CIGS). Elles offrent des rendements de 10 % à 16 % et une bonne tolérance aux fortes températures.

4. Cellules Bifaciales Innovantes : Conçues pour absorber la lumière solaire sur leurs deux faces (face avant directe et face arrière captant le rayonnement réfléchi par l'albédo du sol). Elles permettent de dégager un surcroît de production énergétique de +5 % à +25 % selon la réflectivité du sol environnant.

5. Technologies de Haute Efficacité (PERC, TOPCon, HJT) : Les structures modernes PERC (Passivated Emitter and Rear Cell), TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) et HJT (Hétérojonction) intègrent des couches de passivation avancées qui réduisent considérablement la recombinaison des porteurs de charge aux surfaces, repoussant le rendement des modules commerciaux au-delà de 22 % à 25 %.

I.2.4. Caractéristiques Électriques et Facteurs d'Influence

Le comportement électrique d'un module photovoltaïque est caractérisé par sa courbe courant-tension I(V) et sa courbe puissance-tension P(V). On définit les paramètres fondamentaux suivants :[15]

Le Courant de Court-Circuit (Icc) : Courant maximal généré lorsque la tension aux bornes du module est nulle. Il est directement proportionnel à l'éclairement solaire incident.

La Tension en Circuit Ouvert (Vco) : Tension maximale aux bornes du module en l'absence de courant extérieur débité.

Le Point de Puissance Maximale (MPP) : Point de la courbe I(V) où le produit de la tension par le courant reaches sa valeur maximale. La puissance crête (Wc ou Wp) désigne la

puissance maximale fournie sous les conditions standards de test STC (éclairement de 1 000 W/m², température de cellule de 25 °C et spectre AM 1.5).

L'Influence de l'Éclairement (G) : Le courant débité par le module diminue linéairement lorsque l'éclairement solaire baisse, tandis que la tension varie très peu.

L'Influence de la Température (Tcell) : Lorsque la température des cellules augmente (sous l'effet de l'insolation), la tension en circuit ouvert chute de manière significative (environ -0,35 % à -0,45 % par degré Celsius), provoquant une réduction directe du rendement électrique du panneau. D'où l'intérêt fondamental de refroidir les modules.[16]

I.2.5. Composants Essentiels d'une Installation Photovoltaïque

Un système photovoltaïque complet ne se limite pas aux panneaux solaires ; il intègre plusieurs équipements d'électronique de puissance et de sécurité :

Le Champ Photovoltaïque : Ensemble des panneaux solaires interconnectés captant la lumière et fournissant l'énergie sous forme de courant continu.

Le Régulateur de Charge : Équipement électronique contrôlant la charge et la décharge du parc de stockage afin d'éviter les surcharges destructrices et les décharges profondes des batteries. Les régulateurs modernes intègrent la technologie MPPT (Maximum Power Point Tracking) pour extraire en permanence le maximum de puissance disponible.

Le Parc d'Accumulateurs (Batteries) : Indispensable dans les installations autonomes pour stocker l'énergie sous forme électrochimique pendant les heures d'ensoleillement et la restituer la nuit ou lors des jours nuageux (batteries au Plomb-Acide, Gel, AGM ou Lithium-ion).

L'Onduleur (Convertisseur DC/AC) : Organe central assurant la conversion du courant continu (DC) généré par les panneaux ou les batteries en courant alternatif sinusoïdal (AC 230V / 400V, 50Hz) compatible avec le réseau public et les appareils électroménagers.

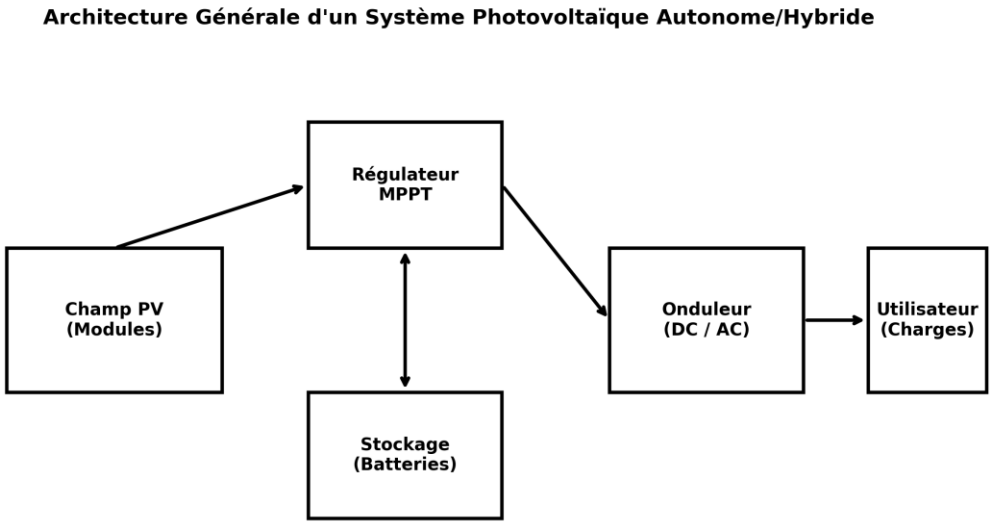


Figure 1.5: Architecture Générale d'un Système Photovoltaïque Autonome / Hybride avec Stockage

I.2.6. Typologies et Architectures des Installations PV

Selon l'application et le mode de raccordement, les installations photovoltaïques se classent en trois configurations principales :[17]

1. Systèmes Autonomes (Site Isolé / Stand-Alone) : Totalement indépendants du réseau électrique général. Ils sont équipés d'un parc de batteries de stockage et sont privilégiés pour l'électrification rurale décentralisée, les chalets, les stations de pompage solaire et les relais de télécommunication.

2. Systèmes Raccordés au Réseau (Grid-Connected) : Les panneaux injectent la totalité ou le surplus de l'électricité produite directement sur le réseau public via un onduleur réseau, sans nécessiter de batteries de stockage coûteuses.

3. Systèmes Hybrides : Associent le générateur photovoltaïque à une autre source de production (groupe électrogène diesel, éolienne ou réseau) avec ou sans batteries pour garantir une continuité de fourniture sans faille 24h/24.[18]

I.3. Énergie Solaire Thermique

I.3.1. Principe de la Conversion Héliothermique

La conversion héliothermique (ou solaire thermique) consiste à intercepter, par un corps noir (l’absorbeur), le rayonnement solaire, à l’absorber sous forme de chaleur calorifique, puis à transférer cette chaleur à un fluide caloporteur (eau, air ou eau glycolée) dans un circuit fermé. L’énergie thermique récupérée est ensuite soit stockée, soit directement utilisée pour satisfaire

les besoins de chauffage des locaux ou de production d'Eau Chaude Sanitaire (ECS). Le solaire thermique, à la différence du système photovoltaïque qui, grâce à la nature ondulatoire/photonique de la lumière, permet de libérer des électrons, repose sur le bilan thermique de la matière : l'énergie de l'irradiation incidente augmente l'agitation thermique des molécules de l'absorbeur et donc sa température. Le défi dans la conception des capteurs solaires thermiques est de maximiser la chaleur qui y est absorbée, en minimisant les pertes thermiques vers le milieu extérieur par conduction, convection et rayonnement.[19]

I.3.2. Typologie et Technologie des Capteurs Solaires Thermiques

Il existe aujourd'hui plusieurs types de capteurs solaires thermiques adaptés à différents niveaux de température et d'utilisation :

1. Capteurs Solaires Non Vitrés : L'élément absorbant en matière plastique noire (EPR, polypropylène) ou métallique, sans aucune protection et sans isolation arrière est constitué uniquement du circuit primaire (le fluide circulant directement dans les canaux de l'élément absorbant). Au regard des fortes pertes convectives et radiatives avec l'air ambiant, la température du fluide ne dépasse pas 20°C à 30°C. Ils sont tout particulièrement appropriés pour le chauffage des eaux de piscine en période estivale.

2. Capteurs Solaires Plans Vitrés : Cette technologie est la plus communément mise en œuvre et la plus éprouvée dans le secteur résidentiel et des bureaux. Le capteur consiste en un ceinture étanche isolé à l'arrière et sur ses cotes par de la laine de roche, ou du polyuréthane, un absorbeur métallique de surface traitée sélectivement avec un traitement à haute absorption (ex : chrome noir ou oxyde de titane), un serpentin de tubes cuivre où circule un liquide caloporteur, et une vitre en verre trempé à faible teneur en fer sur la face avant, créant un effet de serre en maintenant le rayonnement infrarouge réémis par l'absorbeur. Le fluide de chauffe peut atteindre une température de 40 °C à 80 °C, obtenant des rendements très élevés.

3. Capteurs Solaires à Tubes sous Vide : À la fois dotés de plusieurs tubes en verre borosilicaté à double paroi parallèles. L'intervalle entre ces deux tubes de verre est occupé par un vide poussé, plus précisément inférieure à 10^{-3} Pa, ce qui permet d'éliminer totalement toutes les déperditions thermiques par conduction et par convection gazeuse, dans ce type de dispositif. À l'intérieur de chacun des tubes, un absorbeur sélectif transfère la chaleur vers un caloduc (ou Heat Pipe). Cette technologie permet d'atteindre des températures très élevées (façonnant des températures entre 80 °C à plus de 120 °C) et la conserve en très bonne efficacité, même dans les climats les plus froids ou sous temps couverts.[20]

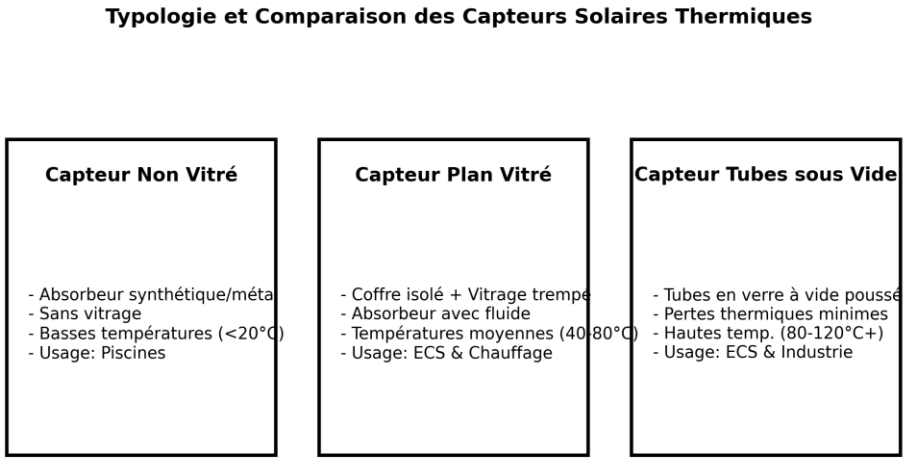


Figure 1.6: Typologie et Comparaison des Capteurs Solaires Thermiques (Non Vitré, Plan Vitré et Tubes sous Vide)

I.3.3. Moteurs et Composants de la Boucle Thermique

Au sein de la boucle primaire d'un système solaire thermique, plusieurs organes de transport, de protection (pour la circulation du fluide caloporteur) sont présents :[21]

- Absorbeur : plaque métallique (cuivre ou aluminium) exposée directement aux rayonnements et faisant l'objet de traitements de surfaces avec des revêtements sélectifs à très fort coefficient d'absorption dans le visible et à très faible coefficient d'émission dans l'infrarouge ;

- Fluide caloporteur : liquide portant les calories calorifiques des capteurs vers l'échangeur du ballon. Un mélange d'eau potable et de monopropylène glycol (antigel alimentaire) est généralement utilisé pour éviter tant la dégradation par le gel des conduites en hiver que les casseurs de surchauffe / vaporisation en été.

- Isolation thermique : matériau isolant (laine de roche, laine de verre, et mousse élastomère à forte tenue thermique) entourant l'absorbeur et les conduites de tuyauterie afin de limiter les pertes thermiques vers l'environnement extérieur.

I.3.4. Le Système de Stockage Thermique

La ressource solaire étant par nature intermittente et variable au cours de la journée, il existe un déphasage temporel direct entre le moment où l'énergie solaire est disponible (en milieu de journée) et le moment où la demande en Eau Chaude Sanitaire ou en chauffage est maximale (le matin et le soir). Le ballon de stockage solaire est l'élément central permettant de résoudre ce décalage. Le ballon solaire est une cuve en acier émaillé ou en acier inoxydable fortement isolée thermiquement par une couche de mousse de polyuréthane rigide d'épaisseur 50 à 100 mm. La

chaleur du fluide caloporteur de la boucle primaire est transmise à l'eau sanitaire contenue dans le ballon via un échangeur de chaleur (généralement un serpentin en cuivre ou en inox situé dans la partie inférieure du ballon). On exploite dans le ballon le phénomène physique de 'stratification thermique' : l'eau chaude, moins dense, monte naturellement vers le haut du ballon, tandis que l'eau froide, plus dense, reste en bas. L'eau chaude sanitaire destinée au puisage est ainsi toujours prélevée dans la zone la plus chaude au sommet du ballon, assurant un confort d'utilisation optimal.[22]

I.3.5. Régulation, Circulateurs et Systèmes d'Appoint

Pour fonctionner de manière autonome et sécurisée, l'installation solaire thermique s'appuie sur une centrale de régulation électronique différentielle :[23]

Le Régulateur Différentiel : Compare en permanence la température mesurée par la sonde placée à la sortie des capteurs solaires (Tcapteur) avec la température mesurée au fond du ballon de stockage (Tballon). Lorsque l'écart de température dépasse un seuil de déclenchement (typiquement 5 °C à 8 °C), le régulateur met en marche le circulateur. Si l'écart devient trop faible, le circulateur est arrêté pour éviter de refroidir le ballon.

Le Circulateur (Pompe de Circulation) : Pompe électrique assurant le balayage et la circulation forcée du fluide caloporteur dans la boucle primaire.

Le Système d'Appoint (Chaudière ou Résistance) : Indispensable pour garantir la fourniture d'eau chaude à la température souhaitée (50 °C à 60 °C) pendant les périodes d'ensoleillement insuffisant ou de forte consommation. L'appoint peut être assuré par une chaudière à gaz naturel, une chaudière à biomasse ou une résistance électrique intégrée dans la partie supérieure du ballon.

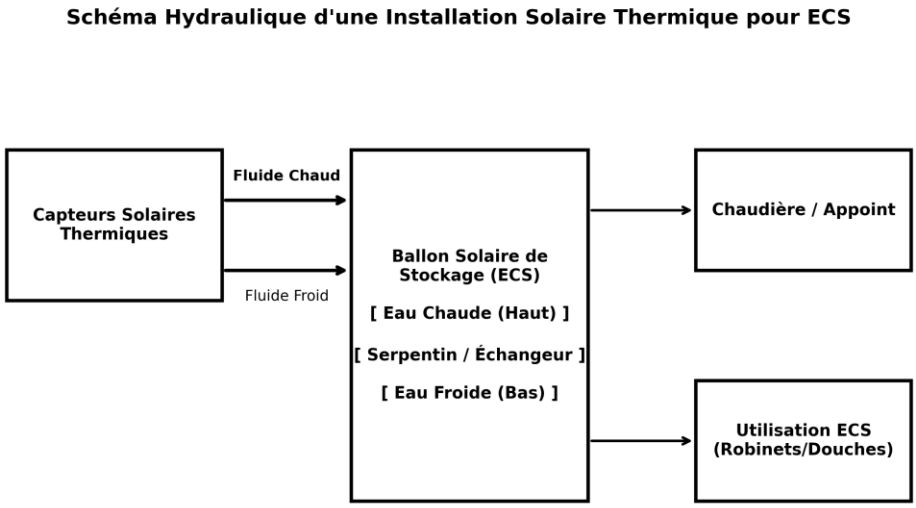


Figure 1.7: Schéma Hydraulique d'une Installation Solaire Thermique pour Eau Chaude Sanitaire (ECS)

I.3.6. Applications de l'Énergie Thermique : ECS et Chauffage

Les installations solaires thermiques couvrent plusieurs domaines d'application fondamentaux dans le bâtiment :

Le Chauffe-Eau Solaire Individuel (CESI) : Système destiné principalement à la couverture des besoins en Eau Chaude Sanitaire (ECS) d'une maison individuelle ou d'une école. Un CESI correctement dimensionné permet de couvrir 60 % à 80 % des besoins annuels en eau chaude sanitaire, économisant d'importantes quantités de gaz naturel ou d'électricité.[24]

Le Système Solaire Combiné (SSC) : Installation solaire de surface plus importante assurant à la fois la production d'Eau Chaude Sanitaire et le soutien au chauffage des locaux (via un plancher chauffant basse température ou des radiateurs basse température).

Les Installations Solaires Collectives : Déployées sur les toitures d'établissements d'enseignement (lycées, collèges), d'hôpitaux ou de complexes sportifs pour fournir d'importants volumes d'eau chaude sanitaire de manière centralisée.

I.4. Synthèse et Comparaison des Technologies Solaires (PV vs Thermique)

I.4.1. Comparaison des Rendements, Surfaces et Stockage

Bien que les systèmes photovoltaïques et thermiques utilisent la même ressource primaire — le rayonnement solaire —, leurs principes physiques, leurs performances et leurs domaines d'utilisation sont très différents :

Au niveau du Rendement de Conversion : Les capteurs solaires thermiques présentent un rendement de conversion héliothermique élevé (entre 50 % et 80 % sous bon ensoleillement), car la quasi-totalité du spectre solaire est transformée en chaleur. À l'inverse, les modules photovoltaïques affichent un rendement électrique plus limité (15 % à 24 %), car seules certaines longueurs d'onde du spectre possèdent l'énergie adéquate pour franchir la bande interdite du semi-conducteur.[25]

Au niveau de la Surface Nécessaire : À puissance énergétique récupérée équivalente, une installation solaire thermique nécessite environ 3 à 4 fois moins de surface de toiture qu'une installation photovoltaïque.

Au niveau du Stockage de l'Énergie : Le stockage de l'énergie thermique dans un ballon d'eau chaude est extrêmement simple, économique, fiable et écologique (simple transfert d'eau chaude). En revanche, le stockage de l'électricité photovoltaïque dans des batteries chimiques (Plomb ou Lithium) demeure coûteux, plus complexe et présente un impact environnemental plus important lors de la fabrication et du recyclage.

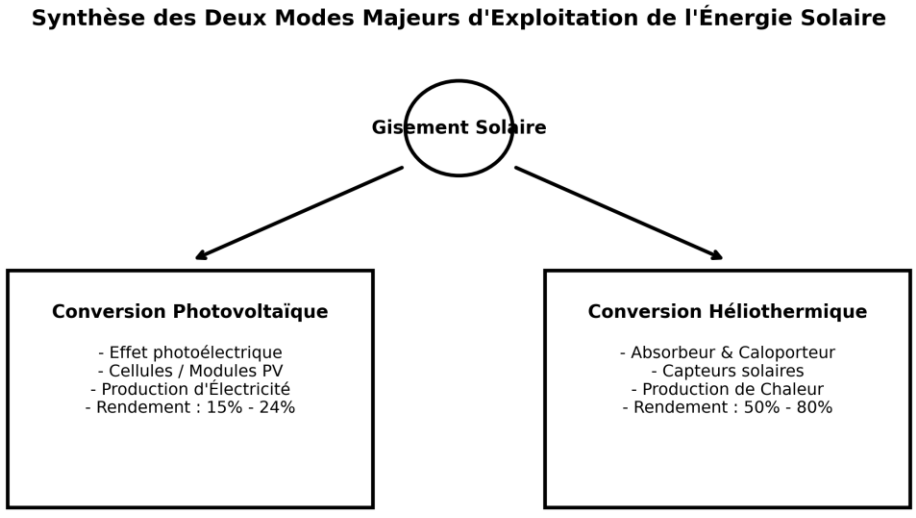


Figure 1.8: Synthèse Comparative entre la Conversion Photovoltaïque et Héliothermique

I.4.2. Tableau Récapitulatif et Comparatif Comprehensive

Le tableau 1.1 ci-dessous récapitule les principales caractéristiques techniques, énergétiques et opérationnelles des deux filières d'exploitation du rayonnement solaire :[26]

Tableau 1.1: Comparaison Synthétique entre les Technologies Solaires Photovoltaïques et Thermiques

Critère de Comparaison	Système Photovoltaïque (PV)	Système Solaire Thermique
Vecteur Énergétique Produit	Électricité (Courant continu DC / alternatif AC)	Chaleur (Fluide caloporteur / Eau chaude)
Principe de Conversion	Effet photoélectrique (Jonction P-N)	Absorbeur corps noir et effet de serre
Rendement de Conversion	15 % à 24 % (Silicium cristallin)	50 % à 80 % (Capteurs plans / tubes)
Moyen de Stockage	Batteries électrochimiques (Plomb, Lithium)	Ballon d'eau chaude sanitaire (ECS)
Emprise au Sol / Surface	Moyenne à élevée (~5-8 m²/kWc)	Faible à moyenne (~1.5-2.5 m²/kWth)
Durée de Vie Moyenne	25 à 30 ans (Panneaux solaires)	20 à 25 ans (Capteurs et ballon)
Applications Principales	Éclairage, pompage, équipements, réseau	Eau chaude sanitaire (ECS), chauffage

I.4.3. Synergie et Complémentarité dans les Bâtiments

Loin de s'opposer, les technologies solaires photovoltaïques et thermiques s'avèrent hautement complémentaires lorsqu'elles sont intégrées conjointement au sein d'un même bâtiment (comme une école, un lycée ou une habitation). Tandis que la surface de capteurs solaires thermiques pourvoit aux besoins fondamentaux en eau chaude sanitaire et soutient le réseau de chauffage, le champ photovoltaïque fournit l'électricité nécessaire à l'éclairage, aux équipements informatiques, aux régulateurs ainsi qu'aux circulateurs et pompes de la boucle thermique elle-même. Cette association stratégique permet de maximiser le taux de couverture solaire global de l'établissement, de réduire drastiquement la facture énergétique globale et d'atteindre les objectifs de bâtiments à haute performance énergétique et à faible empreinte carbone.[27]

CHAPITRE 2 : ÉTUDE ET CONCEPTION D'UN SYSTÈME SOLAIRE HYBRIDE THERMIQUE/PHOTOVOLTAÏQUE POUR le LYCÉE BEKKAÏ ABDALLAH

II.1. Présentation de l'établissement d'étude

II.1.1. Localisation de l'établissement

L'établissement étudié est le Lycée Bekkaï Abdallah, situé dans la commune de Souahlia, dans la wilaya de Tlemcen, au nord-ouest de l'Algérie. Sa localisation constitue un paramètre important pour l'étude du potentiel solaire et pour la détermination des conditions climatiques nécessaires au dimensionnement des systèmes photovoltaïque et solaire thermique.

Le site est localisé approximativement à 35,0428° de latitude Nord et 1,8836° de longitude Ouest. Ces coordonnées peuvent être utilisées comme données d'entrée dans les logiciels PVsyst et T*SOL afin de sélectionner les données météorologiques et solaires correspondant au site étudié.

II.1.2. Présentation générale de l'établissement

Le Lycée Bekkaï Abdallah constitue le site retenu pour l'étude de l'intégration d'un système solaire hybride photovoltaïque/thermique destiné à contribuer à la couverture d'une partie des besoins énergétiques de l'établissement. Le lycée accueille environ 800 élèves et dispose d'un personnel composé de 64 enseignants, 35 agents administratifs et 20 travailleurs.

L'établissement comprend quatre bâtiments, 24 classes, 6 laboratoires et un réfectoire. Les bâtiments comportent deux niveaux. Ces caractéristiques permettent d'identifier les principaux besoins énergétiques du site et les surfaces disponibles pour l'intégration des équipements solaires, comme le résume le Tableau 2.1.

Tableau 2.1: Caractéristiques générales du Lycée Bekkaï Abdallah

Caractéristique	Valeur
Nombre d'élèves	800
Nombre d'enseignants	64
Personnel administratif	35
Travailleurs / agents	20
Nombre de classes	24
Nombre de laboratoires	6
Nombre de bâtiments	4
Nombre de réfectoires	1
Nombre d'étages	2

II.1.3. Description des bâtiments

L'établissement est constitué de quatre bâtiments principaux. Les surfaces de toiture retenues pour l'étude sont présentées dans le Tableau 2.2

Tableau 2.2: Surfaces de toiture des bâtiments du Lycée Bekkaï Abdallah

Bâtiment	Surface de toiture (m²)
Bâtiment 1	286,24
Bâtiment 2	492,69
Bâtiment 3	471,43
Bâtiment 4	472,45
Total	**1 722,81**

La surface totale des toitures est donc de 1 722,81 m². Cette superficie représente la surface brute disponible. La surface réellement exploitable devra tenir compte des obstacles, des zones de circulation, des distances entre les rangées, des ombres éventuelles et des contraintes de sécurité.

II.1.4. Occupation de l'établissement

L'occupation de l'établissement constitue un paramètre essentiel pour l'évaluation des besoins énergétiques. Le lycée accueille environ 800 élèves et compte 64 enseignants, 35 agents administratifs et 20 travailleurs. L'effectif total est ainsi estimé à 919 personnes.

Les activités sont réparties entre les salles de classe, les laboratoires, les espaces administratifs et le réfectoire. La présence des élèves et du personnel pendant les heures de fonctionnement influence directement les consommations d'électricité, les besoins de chauffage et les besoins en eau chaude sanitaire.

II.2. Étude thermique

II.2.1. Contexte et objectifs de la simulation

L'incorporation des énergies renouvelables, en particulier du solaire thermique, exige une exactitude stricte dès l'étape de conception. L'inertie des systèmes de stockage et la variabilité de la ressource solaire rendent les calculs manuels statiques obsolètes.

Cette simulation vise à confirmer la faisabilité technique et la rentabilité économique du projet. Elle a pour objectifs précis :

de déterminer avec précision la superficie des capteurs et la capacité de stockage requise pour répondre aux besoins en eau chaude sanitaire (ECS) et/ou chauffage ;

pour réduire les risques d'impasse, de modéliser le fonctionnement du système durant les périodes de faible demande (par exemple : vacances d'été) ;

de mesurer les économies d'énergie et la diminution des émissions de CO2 en comparaison avec une solution traditionnelle.

II.2.2. Approche méthodologique adoptée

L'approche de la simulation repose sur un processus itératif comportant quatre phases principales :

Rassemblement des informations nécessaires : spécification de l'emplacement géographique (données météorologiques) et du profil de consommation (demande quotidienne, températures désirées).

Modélisation du système : choix d'un schéma hydraulique qui reflète la configuration réelle et sélection des pièces dans les bases de données des fabricants.

Simulation dynamique : réalisation des calculs par tranche horaire afin d'analyser les flux d'énergie sur une période annuelle complète (8760 heures).

Optimisation : réglage des paramètres (inclinaison, volume du ballon, débit de boucle) afin d'augmenter le taux de captation solaire tout en optimisant l'investissement.

II.2.3. Introduction à l'outil T*SOL

Dans le cadre de cette recherche, nous avons opté pour l'utilisation du logiciel T*SOL. Conçu par Valentin Software, cet outil de simulation thermique dynamique est parmi les plus reconnus par les agences d'études et les entités de certification (telles que l'ADEME).

Pourquoi choisir T*SOL ?

Base de données complète : il contient des milliers de références de capteurs (certifiés Solar Keymark) et de ballons, ce qui permet la simulation de produits réels disponibles sur le marché.

Précision des algorithmes : plutôt que d'adopter une méthode basée sur le ratio, T*SOL évalue les déperditions thermiques dans chaque section de conduite et l'efficacité en temps réel des capteurs selon l'orientation du rayonnement.

Rapports de résultats : l'outil génère des bilans énergétiques complets, incluant le taux de couverture solaire fs et le rendement global du système.

Taux de couverture solaire fs : ce paramètre, calculé par le logiciel, représente le rapport entre l'énergie fournie par le système solaire et la demande énergétique totale.

II.2.4. Paramétrage de la simulation (données d'entrée)

II.2.4.1. Présentation de l'établissement et du site d'étude

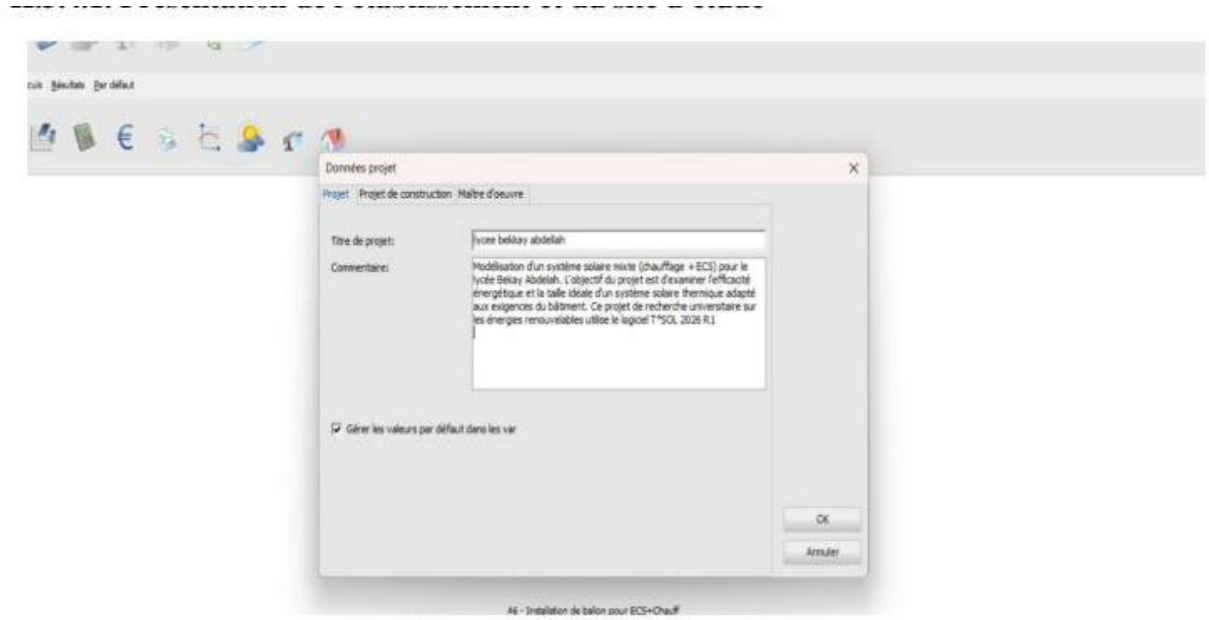


Figure 2.1: Présentation générale du projet

Dans cette capture d'écran, l'onglet « Projet » du logiciel T*SOL présente les données de base du projet de simulation. Le titre du projet est « lycée bekkay abdellah », ce qui indique que l'étude est spécifiquement dédiée à cet établissement scolaire.

Le commentaire associé fournit des précisions sur le contenu et les buts du projet : il s'agit de la modélisation d'un système solaire mixte, conçu pour assurer simultanément le chauffage des locaux et la production d'eau chaude sanitaire (ECS) pour le lycée. L'objectif principal de ce travail est d'examiner l'efficacité énergétique du système et de déterminer sa taille idéale (dimensionnement optimal) afin qu'il soit parfaitement adapté aux exigences thermiques du bâtiment

II.2.4.2. Informations sur le projet de construction

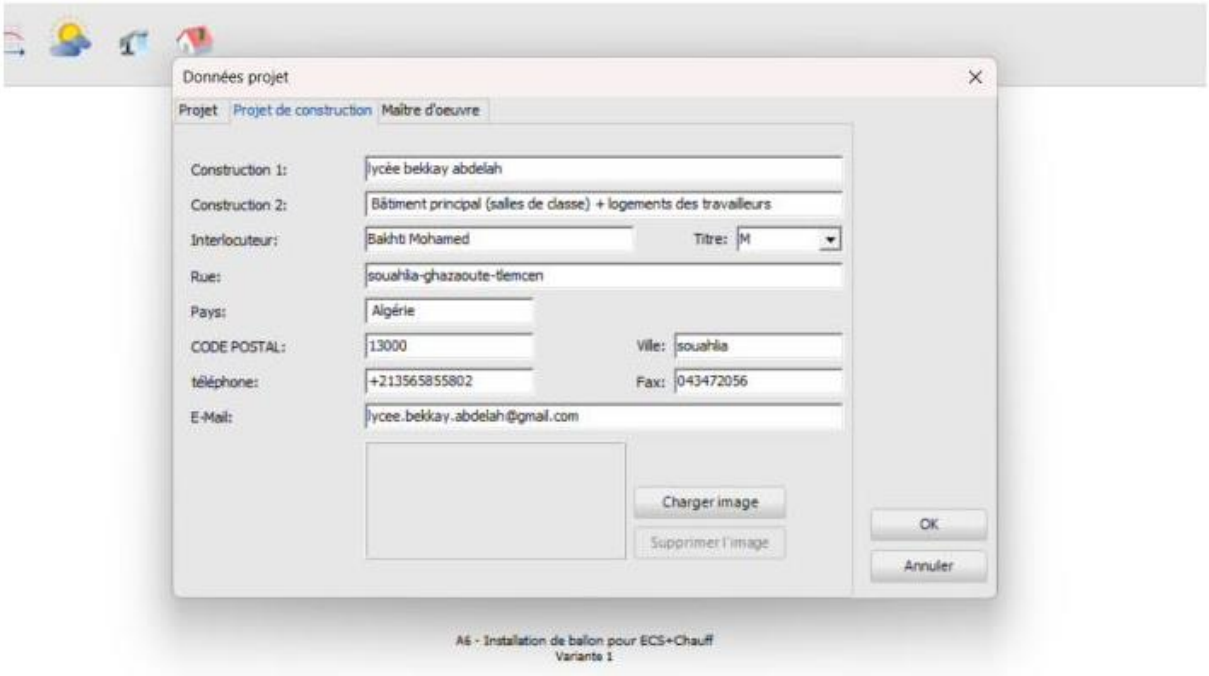


Figure 2.2: Détails du projet de construction

Cette image illustre l'onglet « Projet de construction », où nous avons spécifié le lieu de l'étude. Le projet porte sur le « lycée bekkay abdellah », qui se trouve exactement à Souahlia, au sein de la wilaya de Tlemcen.

L'importance de cette captation réside dans la distinction claire des besoins thermiques : nous avons pris en compte le bâtiment principal (les salles de classe) et les résidences des travailleurs. Comme mentionné dans la méthodologie au début de ce chapitre, cette localisation exacte est essentielle. Elle offre au programme T*SOL la capacité de récupérer les données météorologiques précises par le biais de Meteonorm, garantissant ainsi que le système solaire à venir sera idéalement proportionné pour satisfaire aux exigences véritables du lycée.

II.2.4.3. Informations sur le maître d'œuvre

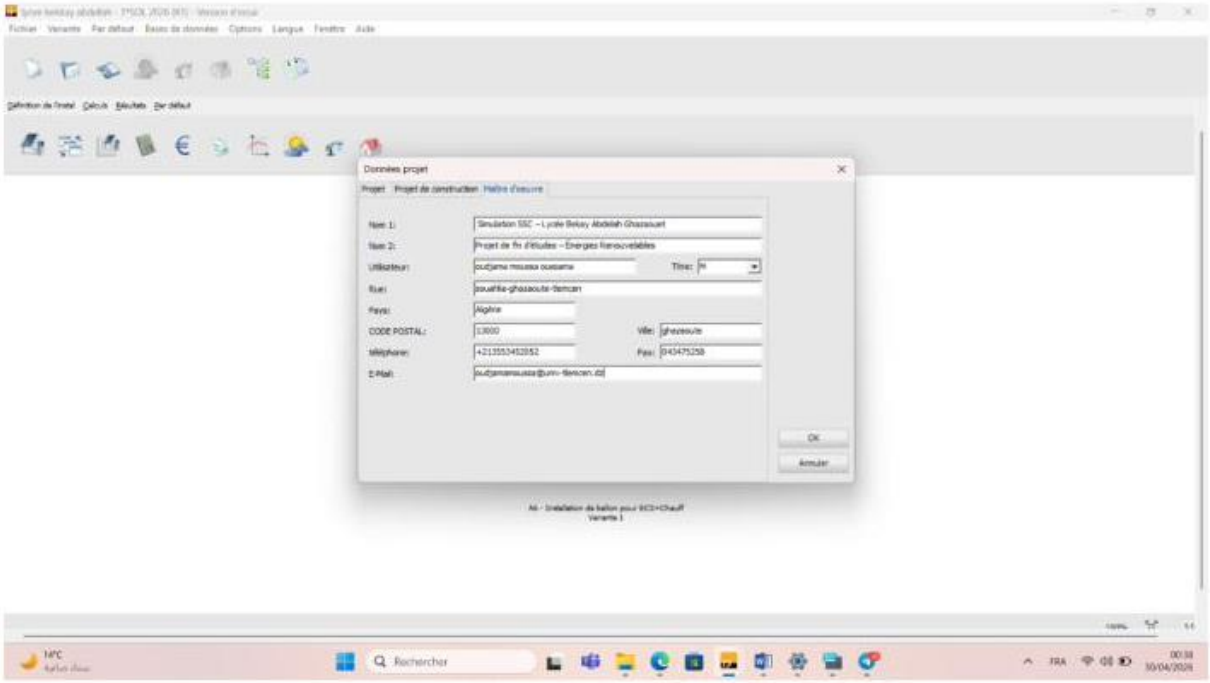


Figure 2.3: Identification du maître d'œuvre et cadre du projet

Oudjama Moussa Oussama est l'utilisateur inscrit, affilié à l'université de Tlemcen. Cette partie sert à officialiser le document de simulation en y ajoutant les informations professionnelles requises pour le suivi du projet. Elle valide le caractère académique et scrupuleux de la recherche, qui a pour objectif de suggérer une solution de chauffage solaire combiné (SSC) améliorée pour cette école localisée à Souahlia.

II.2.4.4. Description de la variante de simulation

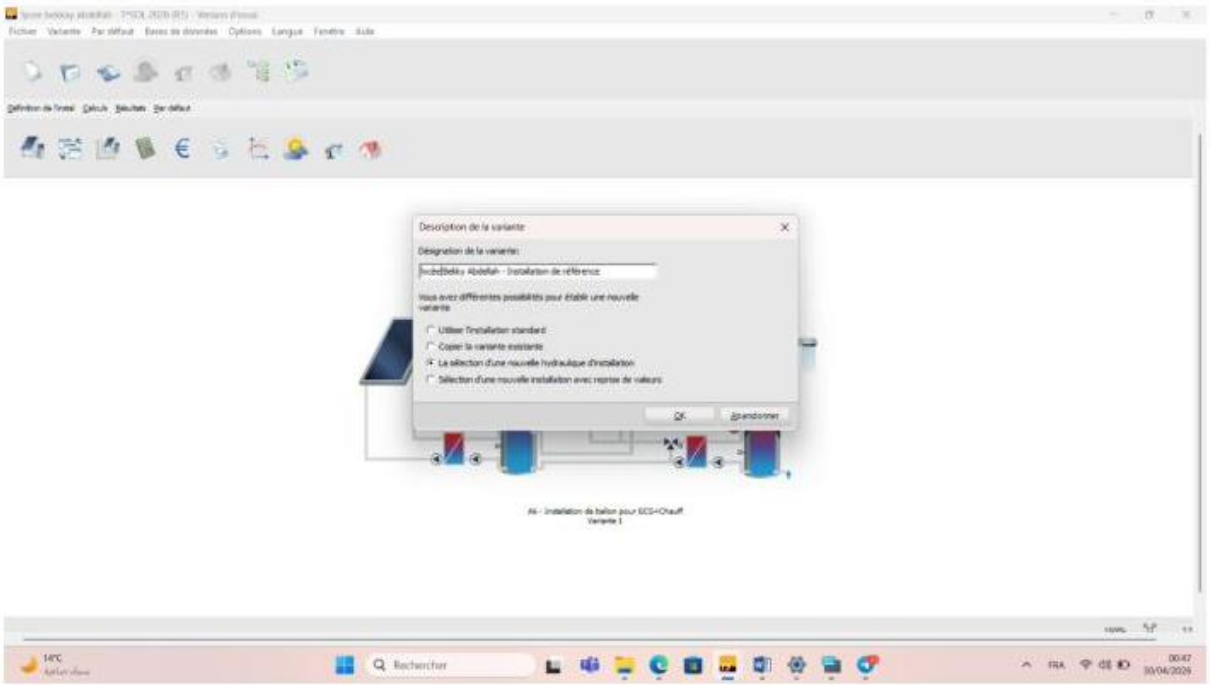


Figure 2.4: Création et désignation de la variante de référence

Cette capture d'écran illustre l'étape de configuration de la variante de calcul dans le logiciel T*SOL 2023 (R2). Nous avons désigné cette première mise en place comme « lycée Bekkaï Abdallah – Installation de référence », dans le but de servir de référence comparative pour les améliorations futures.

Dans le cadre de ce projet, nous avons opté pour l'option « le choix d'un nouveau système hydraulique d'installation ». Ceci nous autorise à établir manuellement le schéma technique le plus approprié aux exigences combinées (chauffage + ECS) du lycée, qui correspond à la configuration A6. Il est essentiel d'adopter cette méthode sur mesure pour assurer que le calibrage des pompes, des échangeurs et du réseau de capteurs corresponde précisément à l'infrastructure existante du bâtiment évoquée précédemment.

II.2.4.5. Localisation et données météorologiques du site

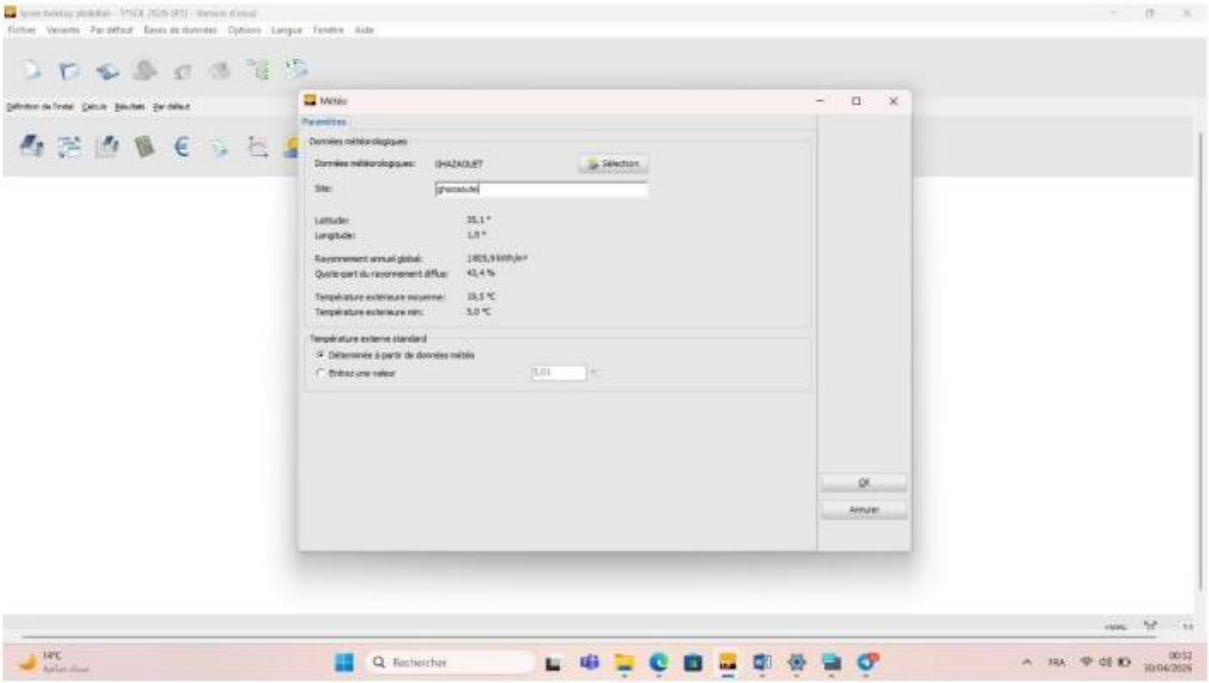


Figure 2.5: Paramètres météorologiques du site de Souahlia

Cette phase implique l'importation des données climatiques propres à la zone où le projet est situé. Nous avons choisi la station météorologique de Souahlia (35,04° N ; 1,89° O) pour le lycée Bekkaï Abdallah. Selon la capture d'écran du logiciel T*SOL, l'emplacement offre un potentiel solaire très favorable avec une irradiation annuelle totale de 1 821,094 kWh/m². Ces informations sont indispensables pour l'évaluation des pertes du système de stockage et pour la détermination de la taille du chauffage, car elles donnent au logiciel la capacité de simuler avec précision les exigences thermiques effectives du bâtiment chaque heure tout au long de l'année.

II.2.4.6. Définition de la consommation en eau chaude sanitaire (ECS)

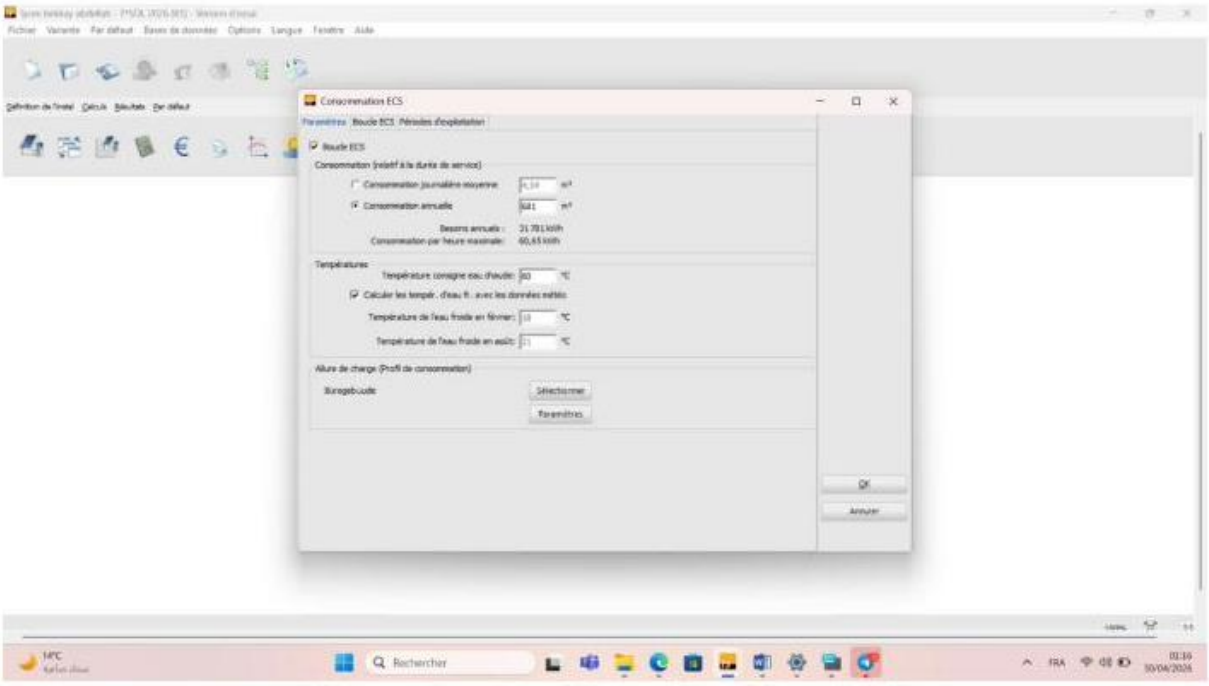


Figure 2.6: Paramétrage de la demande en ECS pour le lycée

Durant cette étape, nous avons établi le profil de consommation thermique du lieu. Les données introduites dans le programme T*SOL 2023 (R2) offrent une évaluation rigoureuse de l'énergie requise pour assurer le fonctionnement adéquat de l'établissement :

Volume de consommation : nous avons défini une consommation annuelle de 681 m³, ce qui correspond à une consommation journalière moyenne de 4,54 m³. Ces valeurs reflètent les besoins cumulés du lycée et des logements de fonction.

Besoins énergétiques : le logiciel calcule automatiquement que ces besoins représentent une charge de 33 313,59 kWh par an.

Températures de référence : la température de consigne pour l'eau chaude a été fixée à 60 °C, afin de respecter les normes d'hygiène et de confort. La température de l'eau froide est calculée dynamiquement par le logiciel, oscillant entre 16,5 °C en février et 20,5 °C en août.

Profil de charge : le profil « Bürogebäude » (bâtiment administratif) a été sélectionné pour modéliser la répartition horaire de la demande, ce qui est le plus proche du rythme d'activité d'un établissement scolaire.

II.2.4.7. Configuration de la boucle de circulation ECS

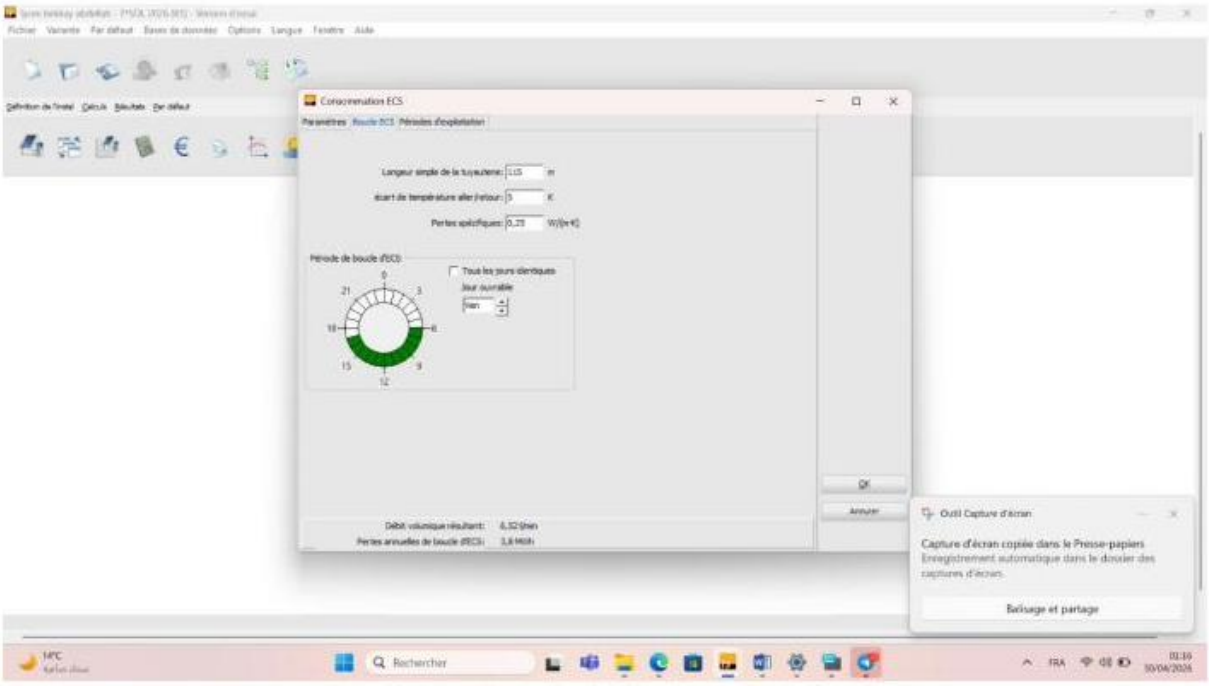


Figure 2.7: Configuration de la boucle de circulation ECS

Pour garantir une simulation fidèle à la réalité, nous avons incorporé les paramètres de distribution d'eau chaude sanitaire dans le lycée. La circulation continue de l'eau assure la préservation de sa température aux différents points de prélèvement :

Caractéristiques du réseau : nous avons renseigné une longueur simple de tuyauterie de 115 m, avec des pertes spécifiques estimées à 0,25 W/(m·K). L'écart de température entre l'aller et le retour est fixé à 5 K.

Période de fonctionnement : comme l'illustre le diagramme circulaire, la boucle de circulation est active principalement durant les heures d'occupation du lycée, soit de 06h00 à 09h00 et de 12h00 à 18h00. Cette programmation permet d'économiser de l'énergie en évitant de faire circuler l'eau chaude inutilement durant la nuit.

Impact énergétique : le logiciel calcule un débit volumique résultant de 6,52 l/min. Les pertes annuelles de la boucle d'ECS sont estimées à 3,8 MWh, une valeur non négligeable qui doit être couverte par le champ de capteurs solaires.

II.2.4.8. Définition des périodes d'exploitation

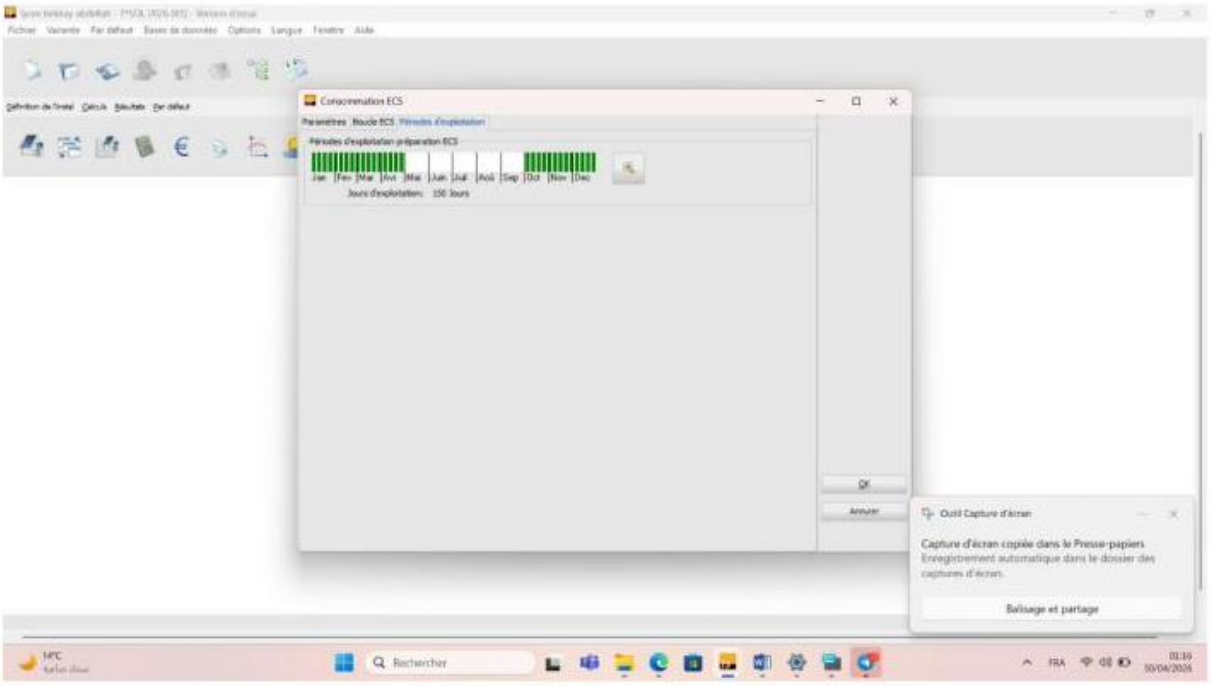


Figure 2.8: Calendrier d'exploitation pour la préparation d'ECS

Moduler l'emploi du temps opérationnel est une action essentielle pour représenter fidèlement le débit d'activité véritable de l'établissement. Dans cette simulation, nous avons mis en place des contraintes sévères qui correspondent au calendrier scolaire de l'Algérie :

Rythme hebdomadaire : la consommation d'eau chaude sanitaire est configurée sur 5 jours par semaine. Les jours de fermeture hebdomadaire (vendredi et samedi) ont été exclus, ce qui réduit la charge thermique globale et permet d'analyser le comportement du stockage durant les week-ends.

Calendrier annuel et vacances : le système est considéré comme étant à l'arrêt (consommation nulle) durant une période prolongée allant de juin à septembre, couvrant ainsi les examens de fin d'année et les grandes vacances d'été. L'exploitation effective se concentre donc sur les mois de forte demande thermique : d'octobre à mai.

Gestion de la surchauffe : cette configuration est cruciale pour le dimensionnement. Durant les mois de juin, juillet et août, le rayonnement solaire est à son maximum alors que la demande est inexistante. Cette précision permet de valider les dispositifs de sécurité du système (vase d'expansion, inclinaison des capteurs) pour éviter toute dégradation du fluide caloporteur durant ces périodes d'inactivité.

II.2.4.9. Définition des besoins thermiques pour le chauffage

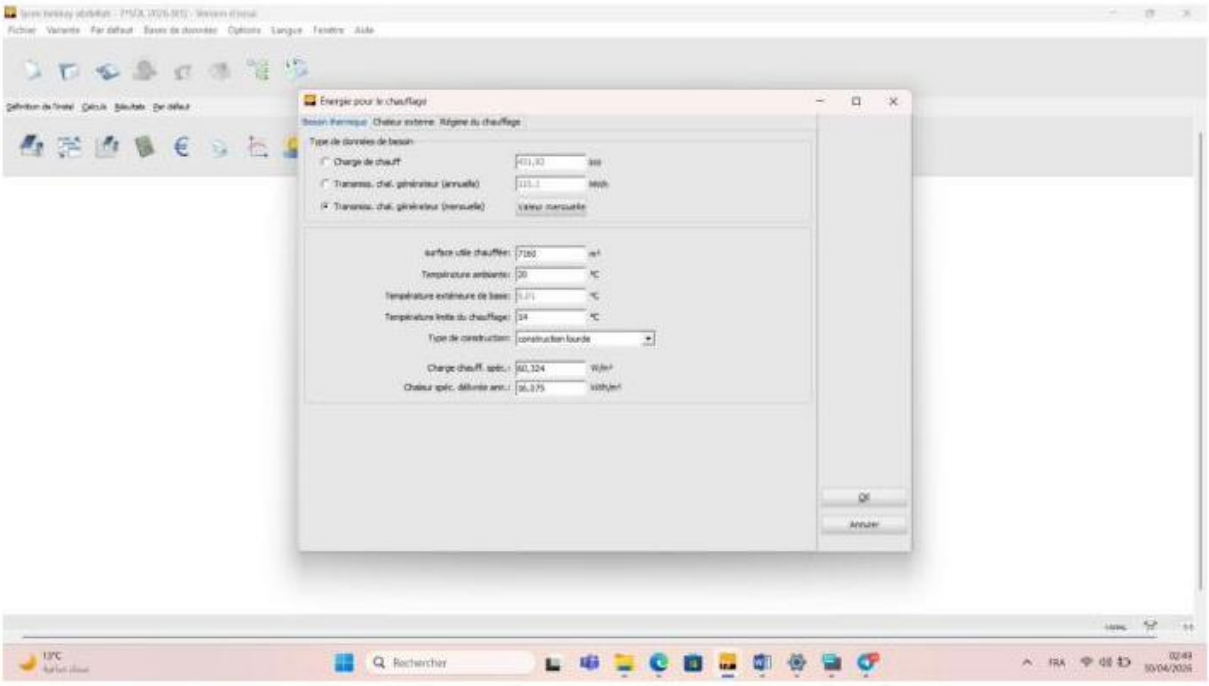


Figure 2.9: Paramétrage des besoins de chauffage du lycée

En parallèle à la demande en ECS, nous avons paramétré les besoins de chauffage des bâtiments du lycée dans T*SOL 2023 (R2). Cette phase consiste à modéliser la consommation d'énergie associée au maintien du confort thermique dans les salles de classe et les habitations :

Surface et structure : la surface utile chauffée totale est de 7 160 m². Nous avons opté pour un type de « construction lourde », ce qui correspond à l'inertie thermique des bâtiments scolaires en maçonnerie, permettant de mieux conserver la chaleur.

Consignes de température : la température ambiante intérieure a été fixée à 20 °C. La simulation s'appuie sur une température extérieure de base de 5,1 °C et une température limite de chauffage de 14 °C, seuil en dessous duquel le système se met automatiquement en marche.

Indicateurs de charge : le logiciel calcule une charge de chauffage de 75 kW, avec une charge spécifique de 10,475 W/m². L'énergie totale annuelle délivrée pour le chauffage est estimée à 12,8 MWh.

Performance annuelle : la chaleur spécifique délivrée annuellement est de 1,787 kWh/m², ce qui servira de base pour évaluer la part que le système solaire combiné pourra couvrir.

II.2.4.10. Évaluation des gains thermiques

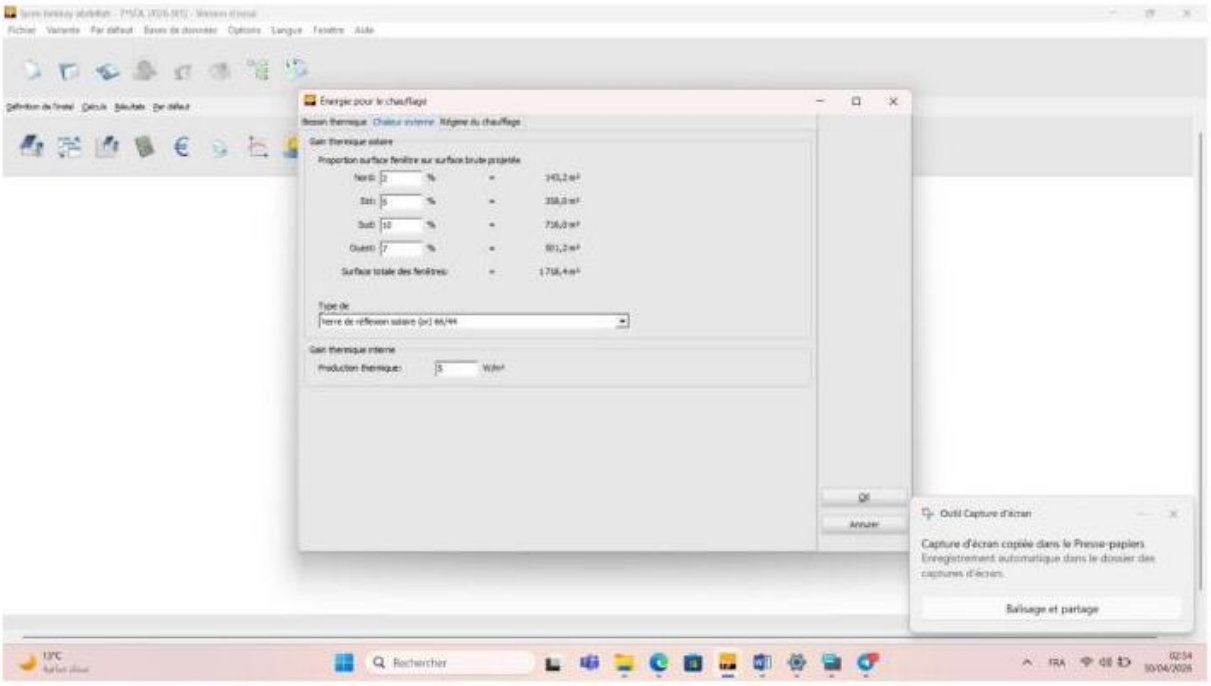


Figure 2.10: Paramétrage des apports solaires passifs et des gains internes

Afin d'améliorer la précision de la simulation thermique du bâtiment, nous avons indiqué les gains de chaleur qui diminuent naturellement la demande en chauffage du lycée :

Gains thermiques solaires (apports passifs) : nous avons défini la proportion des surfaces vitrées par rapport à la surface brute pour chaque orientation afin que le logiciel calcule l'énergie solaire pénétrant par les fenêtres. Les valeurs retenues sont de 2 % au Nord, 5 % à l'Est, 10 % au Sud (orientation privilégiée) et 7 % à l'Ouest, pour une surface totale de fenêtres de 1 718,4 m².

Propriétés du vitrage : le type de vitrage sélectionné est un « verre de réflexion solaire (or) 66/44 ». Ce choix technique influence directement le coefficient de transmission énergétique et, par conséquent, le bilan thermique hivernal et estival.

Gains thermiques internes : la production thermique interne, issue de l'occupation humaine (élèves, personnel) et des équipements (éclairage, informatique), a été fixée à 5 W/m².

II.2.4.11. Programmation et régime d'intermittence du chauffage

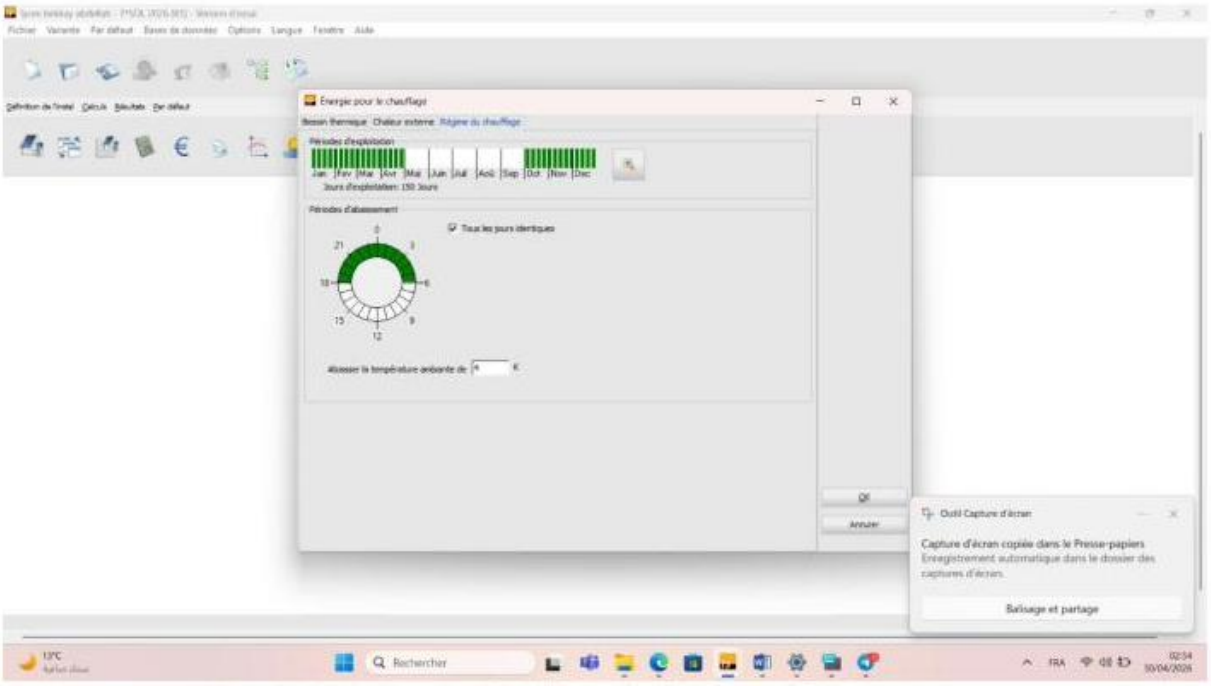


Figure 2.11: Configuration des périodes d'exploitation et d'abaissement nocturne

Pour achever la modélisation de la demande en chaleur, nous avons établi le profil temporel du système de chauffage pour représenter fidèlement l'usage réel du lycée :

Périodes d'exploitation annuelle : le chauffage est configuré pour fonctionner sur une période de 150 jours. Comme illustré sur le calendrier, le système est actif durant les mois les plus froids (de janvier à avril, puis d'octobre à décembre), avec un arrêt total durant la période estivale et les vacances de fin d'année.

Périodes d'abaissement (gestion de l'intermittence) : afin d'optimiser la consommation d'énergie, un régime d'abaissement nocturne a été mis en place. Le diagramme circulaire montre que le chauffage fonctionne à plein régime durant les heures d'occupation (de 06h00 à 18h00). En dehors de ces heures (la nuit), la consigne de température ambiante est abaissée de 4 K (soit une température intérieure réduite à 16 °C au lieu de 20 °C).

Uniformité du profil : cette configuration est appliquée de manière identique pour tous les jours d'exploitation, garantissant une stabilité dans la gestion thermique des salles de classe et des logements.

II.2.4.12. Sélection du système et schéma hydraulique

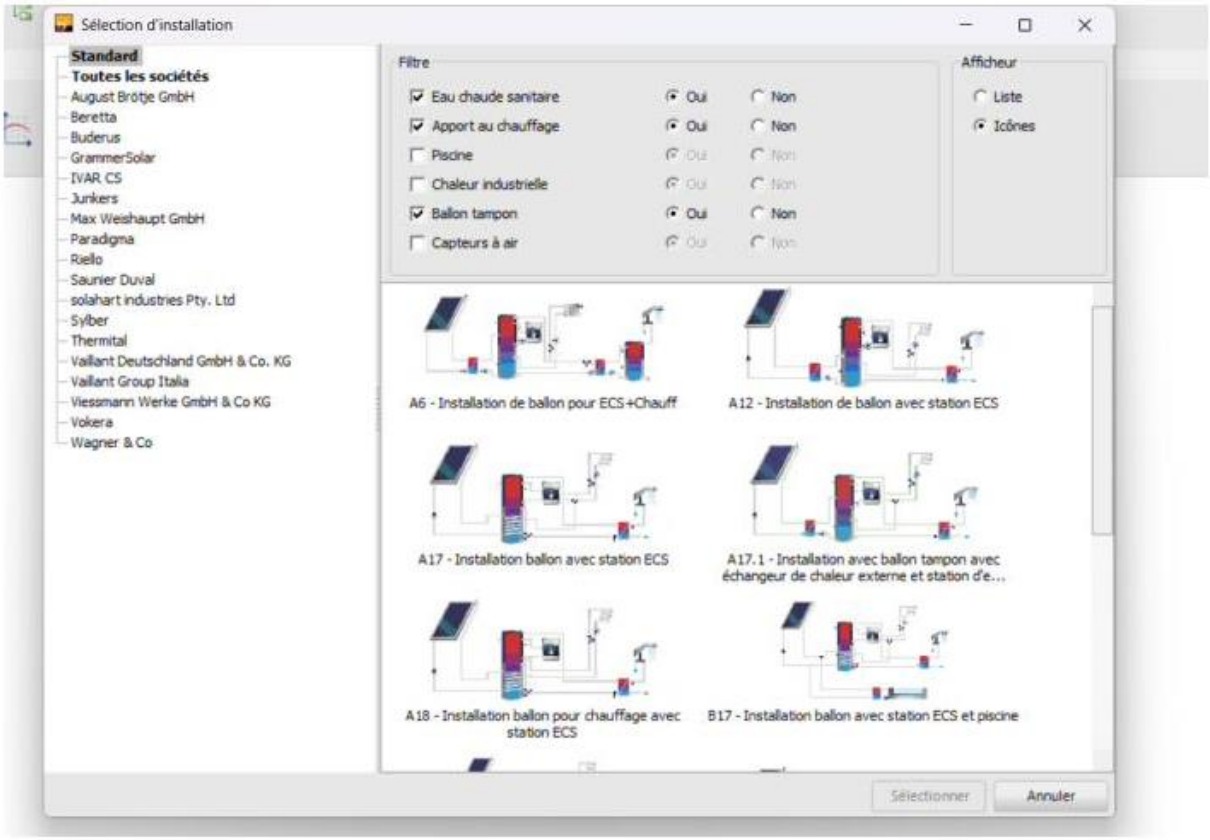


Figure 2.12: Interface de filtrage et sélection du schéma hydraulique de référence

Suite à l'établissement des charges thermiques du lycée, nous passons à la phase de choix du type d'installation à partir de la base de données T*SOL 2023 (R2). Cette phase consiste à sélectionner le modèle hydraulique qui servira de fondement à la simulation dynamique :

Critères de filtrage : afin de cibler les configurations répondant aux exigences spécifiques de l'établissement, nous avons activé les filtres pour un système assurant simultanément l'eau chaude sanitaire et l'apport au chauffage, tout en y intégrant un ballon tampon pour la gestion de l'intermittence thermique.

Technologie de captage : contrairement à la variante aérothermique, le choix s'est porté ici sur une technologie de capteurs hydrauliques conventionnels (liquide). Ce système utilise de l'eau glycolée comme fluide caloporteur pour assurer un transfert thermique à haute densité énergétique vers les ballons de stockage.

Schéma retenu : nous avons sélectionné le modèle « A6 – Installation de ballon pour ECS + Chauff. ». Ce schéma de principe intègre un ballon combiné (ou réservoir d'hydro-accumulation mixte), permettant de centraliser l'énergie solaire thermique captée afin de couvrir de manière fluide les deux types de besoins identifiés précédemment (les radiateurs et l'eau chaude sanitaire).

II.2.4.13. Configuration du champ de capteurs solaires

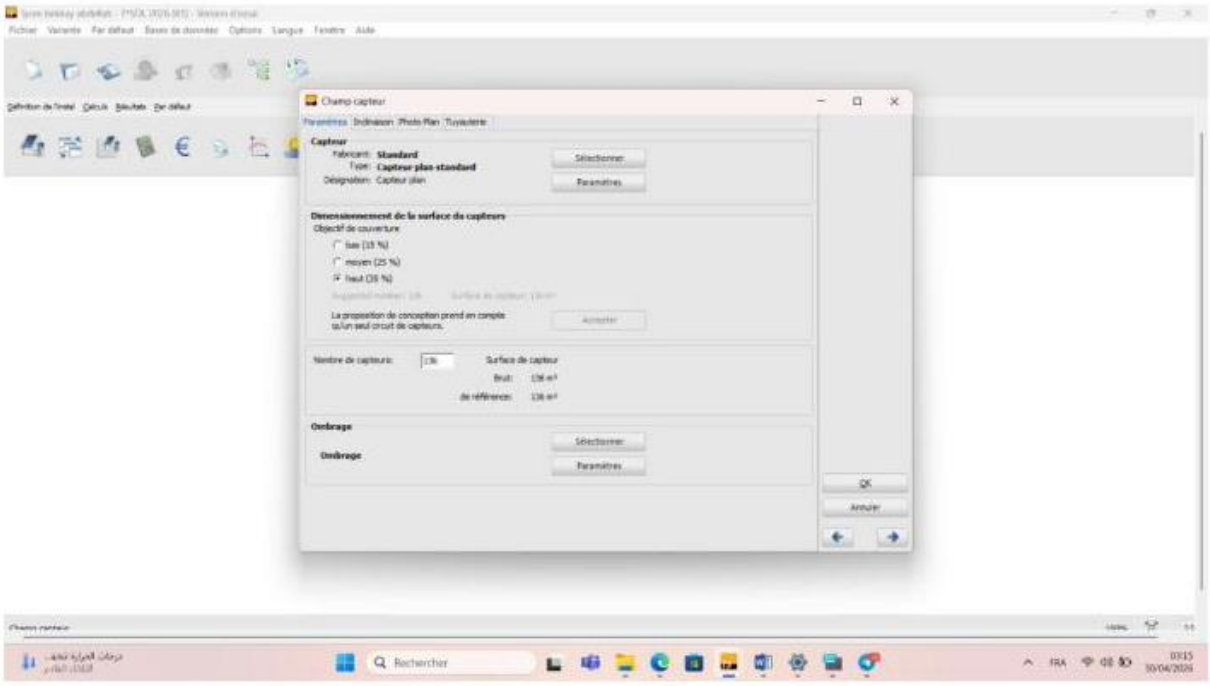


Figure 2.13: Dimensionnement et sélection de la surface de captage

L'évaluation de la superficie de captation se fait en fonction de l'objectif de couverture solaire désiré pour le lycée. Au cours de cette étape, nous avons paramétré les options suivantes dans le logiciel T*SOL :

Type de matériel : nous avons sélectionné un capteur plan standard. Ce choix offre un excellent compromis entre coût d'installation et rendement thermique pour les besoins mixtes (chauffage et ECS) de l'établissement.

Objectif de couverture : nous avons opté pour un objectif de couverture solaire « haut (35 %) ». Ce choix ambitieux vise à maximiser l'utilisation de l'énergie renouvelable pour couvrir une part significative des 45 978 kWh de besoins annuels identifiés.

Dimensionnement du champ : pour atteindre cet objectif, le logiciel préconise l'installation de 136 capteurs. Cela représente une surface brute totale de 136 m² (soit 1 m² de surface de référence par panneau).

Gestion de l'ombrage : à ce stade, aucune obstruction majeure n'a été paramétrée dans l'onglet « Ombrage », considérant que le champ de capteurs sera installé sur une zone dégagée (toiture du lycée) afin de bénéficier d'une exposition optimale.

Cette surface de 136 m² constitue le moteur thermique de notre installation, capable de transformer l'irradiation exceptionnelle de Souahlia en chaleur utile pour le bâtiment.

II.2.4.14. Orientation et inclinaison du champ de capteurs

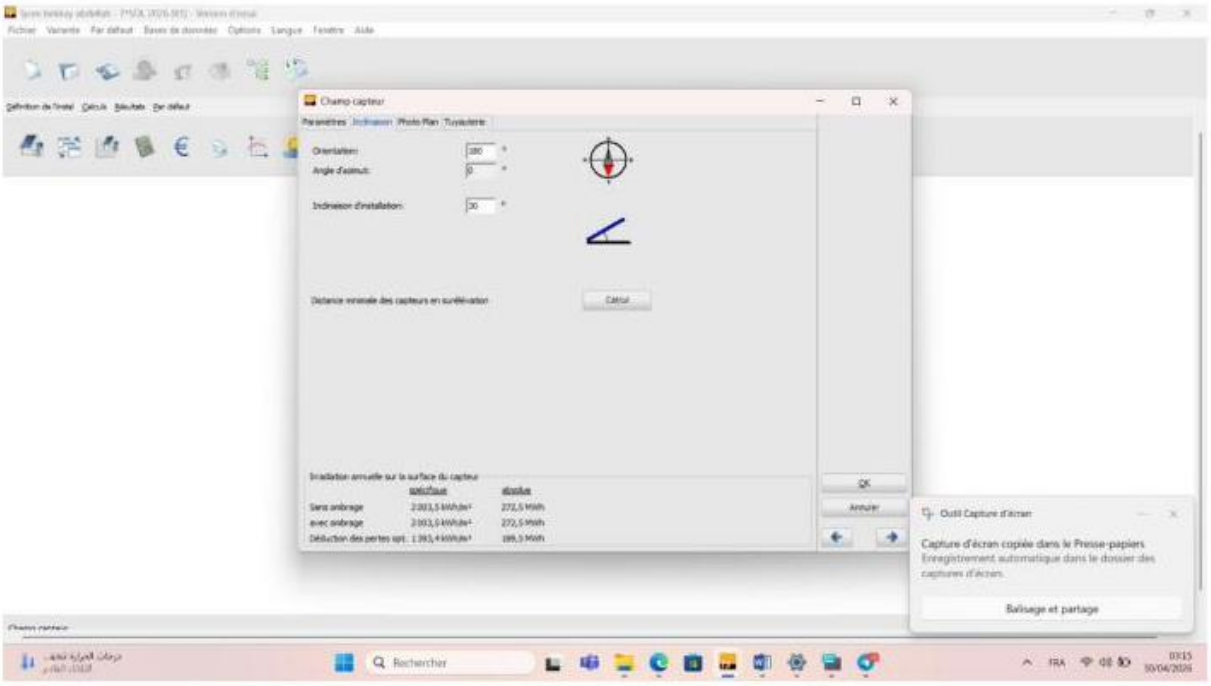


Figure 2.14: Paramètres d'implantation géométrique des capteurs

L'efficacité d'un système solaire thermique est étroitement liée à l'emplacement géométrique des capteurs par rapport au rayonnement incident. Les configurations saisies dans T*SOL concernant le lycée sont les suivantes :

Orientation (azimut) : nous avons choisi une orientation à 180° (soit un angle d'azimut de 0°), ce qui correspond au plein Sud. Cette orientation est optimale dans l'hémisphère Nord pour capter le maximum d'énergie sur l'ensemble de la journée.

Inclinaison de l'installation : l'angle d'inclinaison a été fixé à 30° par rapport à l'horizontale. Bien que cette valeur favorise la production estivale, elle offre un bon compromis pour couvrir les besoins annuels combinés du lycée.

Irradiation sur la surface du capteur : grâce à ces réglages, l'irradiation annuelle spécifique sur la surface inclinée atteint 2 021,88 kWh/m². En l'absence d'ombrage, cela représente une énergie absolue disponible de 275,0 MWh pour l'ensemble du champ de capteurs.

Pertes optiques : le logiciel calcule que, après déduction des pertes optiques, l'énergie réellement exploitable par le fluide est de 1 403,5 kWh/m², soit 190,9 MWh par an.

Ces données confirment la pertinence du choix géographique. L'énergie récupérable (190,9 MWh) est largement supérieure aux besoins cumulés de chauffage et d'ECS (environ 46,0 MWh), ce qui garantit un taux de couverture solaire élevé pour l'établissement.

II.2.4.15. Caractéristiques de la tuyauterie du circuit primaire

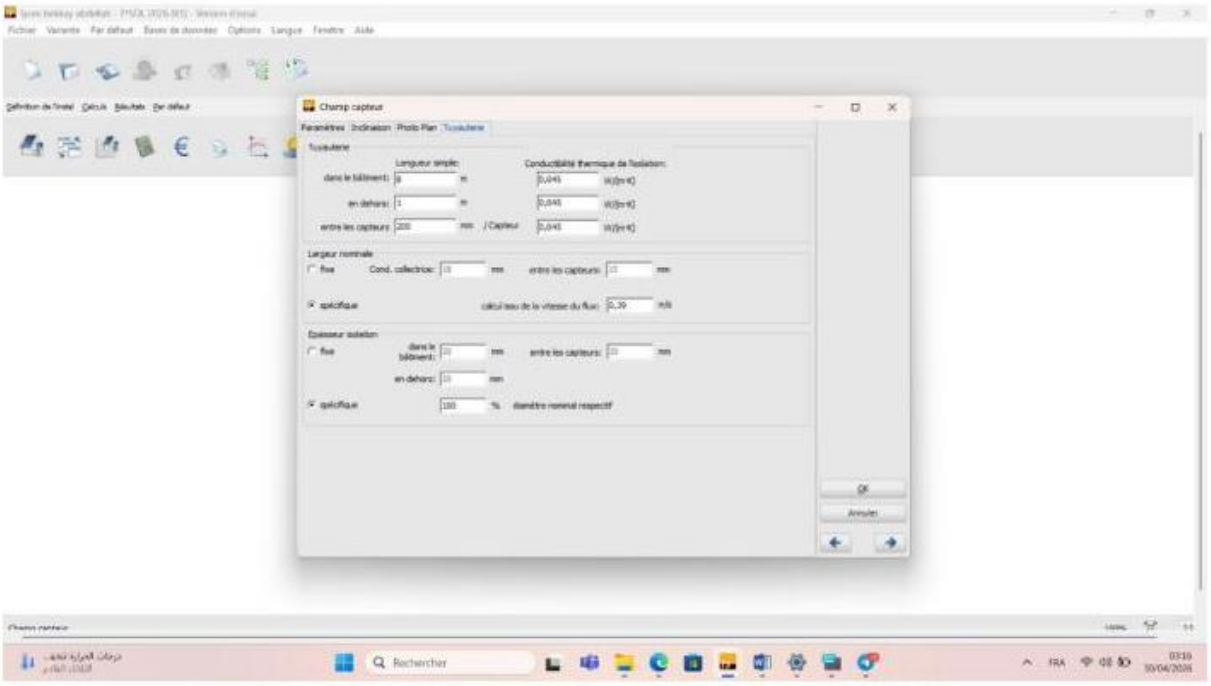


Figure 2.15: Configuration du réseau de canalisations et de l'isolation

Afin d'assurer une bonne conduction de chaleur du champ de capteurs vers le système de stockage, nous avons établi les caractéristiques physiques des tuyaux :

Linéaire de tuyauterie : le réseau est composé de 8 m de conduits à l'intérieur du bâtiment et de 1 m à l'extérieur. La distance entre les capteurs est fixée à 200 mm.

Isolation thermique : afin de minimiser les pertes calorifiques, une isolation avec une conductibilité thermique de 0,045 W/(m·K) a été sélectionnée pour l'ensemble du tracé. L'épaisseur de l'isolation est calculée de manière spécifique à 100 % du diamètre nominal respectif des tubes.

Dimensionnement hydraulique : le diamètre des conduites est déterminé par le logiciel sur la base d'une vitesse de flux de 0,39 m/s. Ce réglage permet d'assurer un débit suffisant pour transporter l'énergie tout en limitant la consommation électrique des circulateurs.

II.2.4.16. Analyse détaillée des composants de l'installation

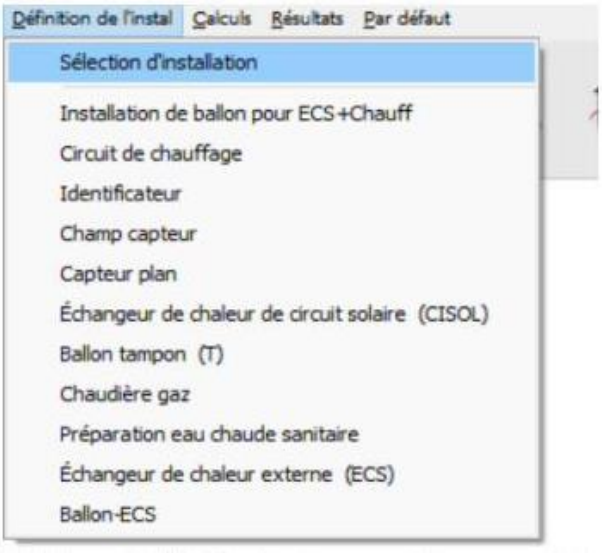


Figure 2.16: Menu de définition et arborescence des composants du système

Pour garantir une simulation fidèle à la réalité, chaque composant configuré dans l'interface logicielle joue un rôle précis dans le bilan énergétique du lycée :

Installation de ballon pour ECS + Chauff. : ce paramètre gère la priorité de transfert d'énergie entre le chauffage des locaux et la production d'eau chaude sanitaire. Il définit si le gisement solaire doit d'abord couvrir les besoins des douches ou ceux des radiateurs.

Circuit de chauffage : ce module permet de régler les températures de l'eau circulant dans l'établissement (départ et retour) ainsi que la puissance de la pompe de circulation pour assurer le confort thermique des 7 160 m².

Champ capteur : ce module regroupe les caractéristiques physiques globales de l'installation, notamment l'inclinaison de 30° et l'orientation plein Sud (azimut 0°) des 136 unités.

Capteur plan : il définit la fiche technique propre à un panneau standard, incluant ses coefficients de rendement et ses pertes thermiques.

Échangeur de chaleur de circuit solaire (CISOL) : c'est l'interface qui transfère les calories captées par le fluide caloporteur vers l'eau du système sans mélanger les deux fluides.

Ballon tampon (T) : il fait office de batterie thermique pour le chauffage, stockant l'eau chaude pour compenser l'intermittence du soleil et assurer le chauffage en soirée.

Chaudière gaz : il s'agit du système d'appoint qui garantit la continuité de service en s'activant uniquement lorsque l'énergie solaire est insuffisante pour maintenir les consignes de température.

Préparation eau chaude sanitaire : ce module assure le réglage de la température de sortie aux robinets (60 °C) et gère la sécurité sanitaire.

Échangeur de chaleur externe (ECS) : il transfère la chaleur stockée dans les ballons vers l'eau de consommation immédiate.

Ballon-ECS : c'est le réservoir de stockage spécifique à l'eau chaude sanitaire prête à être distribuée dans le lycée.

II.2.4.17. Variante 2 : simulation d'un système à capteurs à air (LK-TWW)

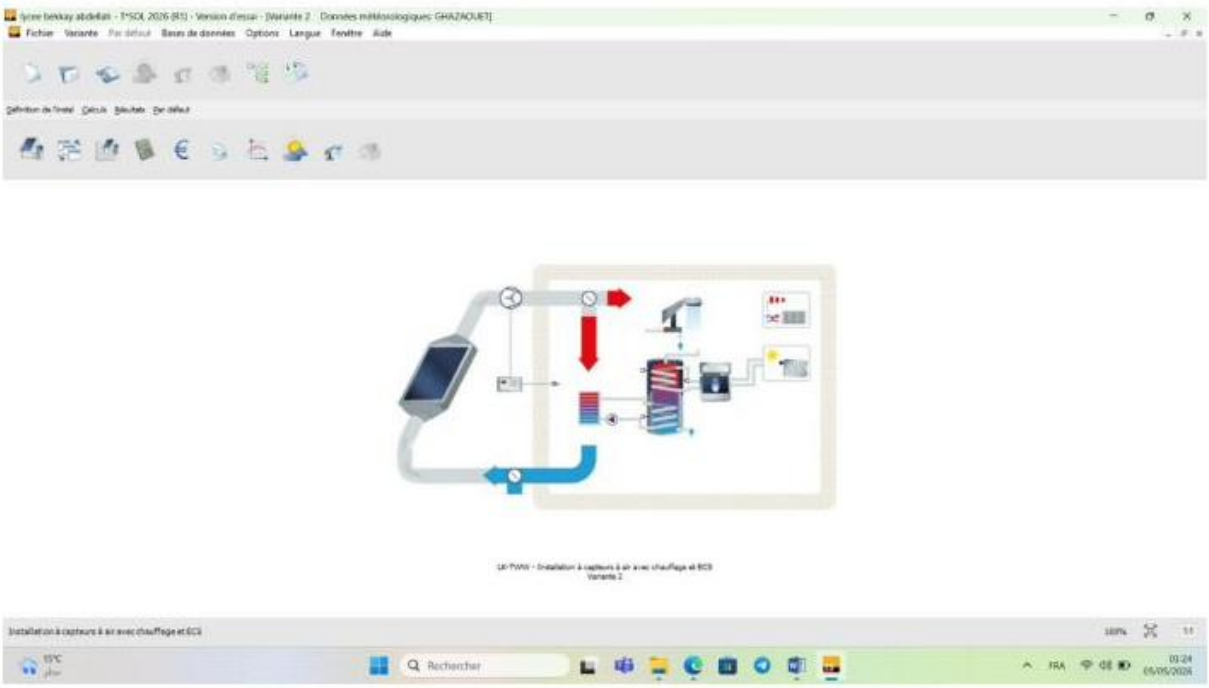


Figure 2.17: Schéma de principe de l'installation solaire thermique à air

Dans cette seconde étude, nous analysons les performances d'une installation de type LK-TWW, où l'air remplace l'eau comme fluide caloporteur primaire. Ce système présente des caractéristiques spécifiques pour le chauffage et l'ECS du lycée :

Principe de fonctionnement : lors de son passage à travers le champ de capteurs, l'air est directement aspiré et réchauffé. Il est donc dirigé vers un échangeur centralisé air-eau qui transmet les calories au circuit hydraulique de stockage.

II.2.4.18. Choix du type de système et critères de filtrage

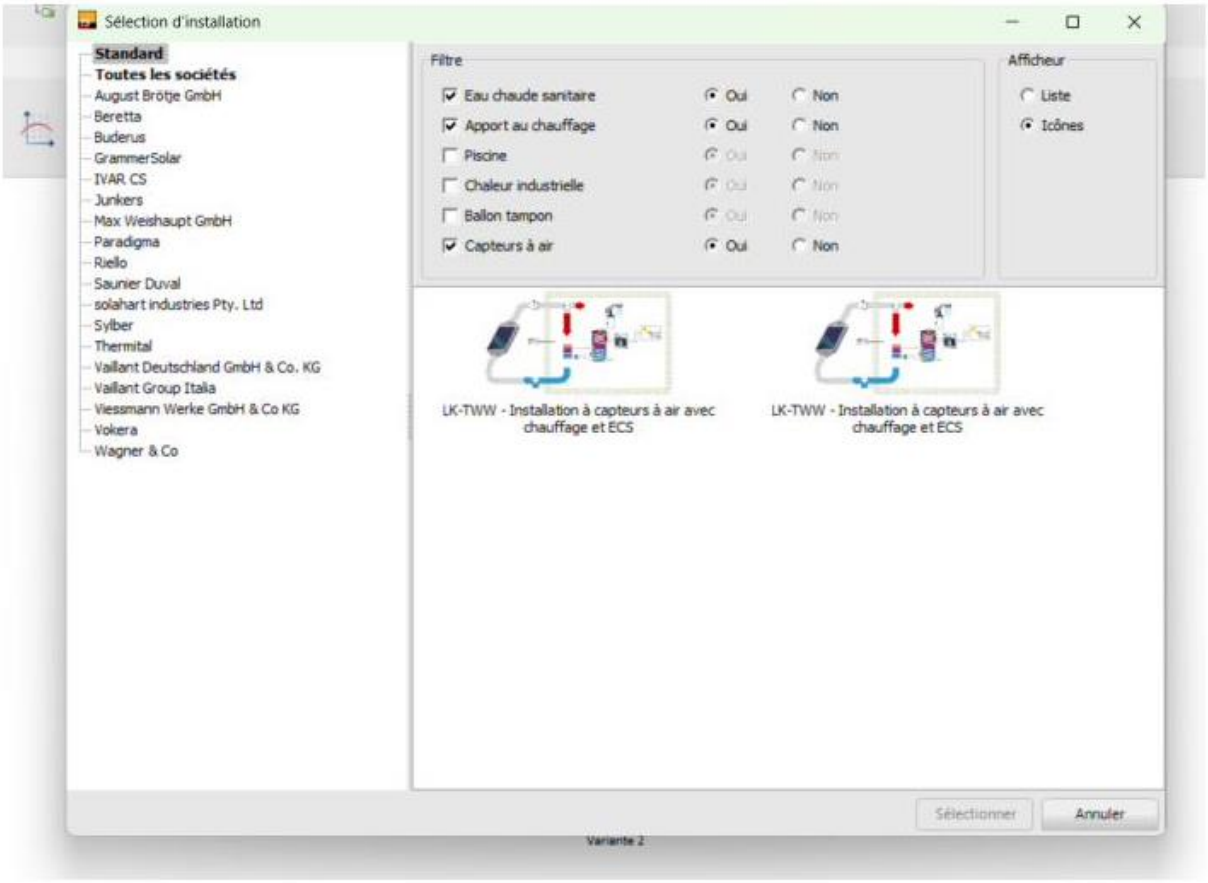


Figure 2.18: Interface de filtrage et sélection de la variante à capteurs à air

La Figure 2.18 met en évidence l'interface de configuration, qui illustre la phase de paramétrage d'une simulation thermique LK-TWW. L'utilisateur peut y accéder à une bibliothèque complète de fabricants d'équipements réputés tels que Vaillant, Viessmann ou Buderus, assurant ainsi l'intégration de données techniques authentiques dans l'analyse. Cette plateforme offre la possibilité d'utiliser des filtres spécifiques pour cibler des fonctionnalités précises qui répondent aux exigences du lycée, telles que le soutien au chauffage et l'usage de capteurs aériens, tout en permettant une représentation flexible des résultats sous forme d'icônes afin d'améliorer la clarté de la topologie hydraulique. Pour cette deuxième simulation, nous avons opté pour une mise en place intégrant des capteurs aérothermiques, un système de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire de type LK-TWW.

II.2.4.19. Définition des paramètres géométriques de l'immeuble

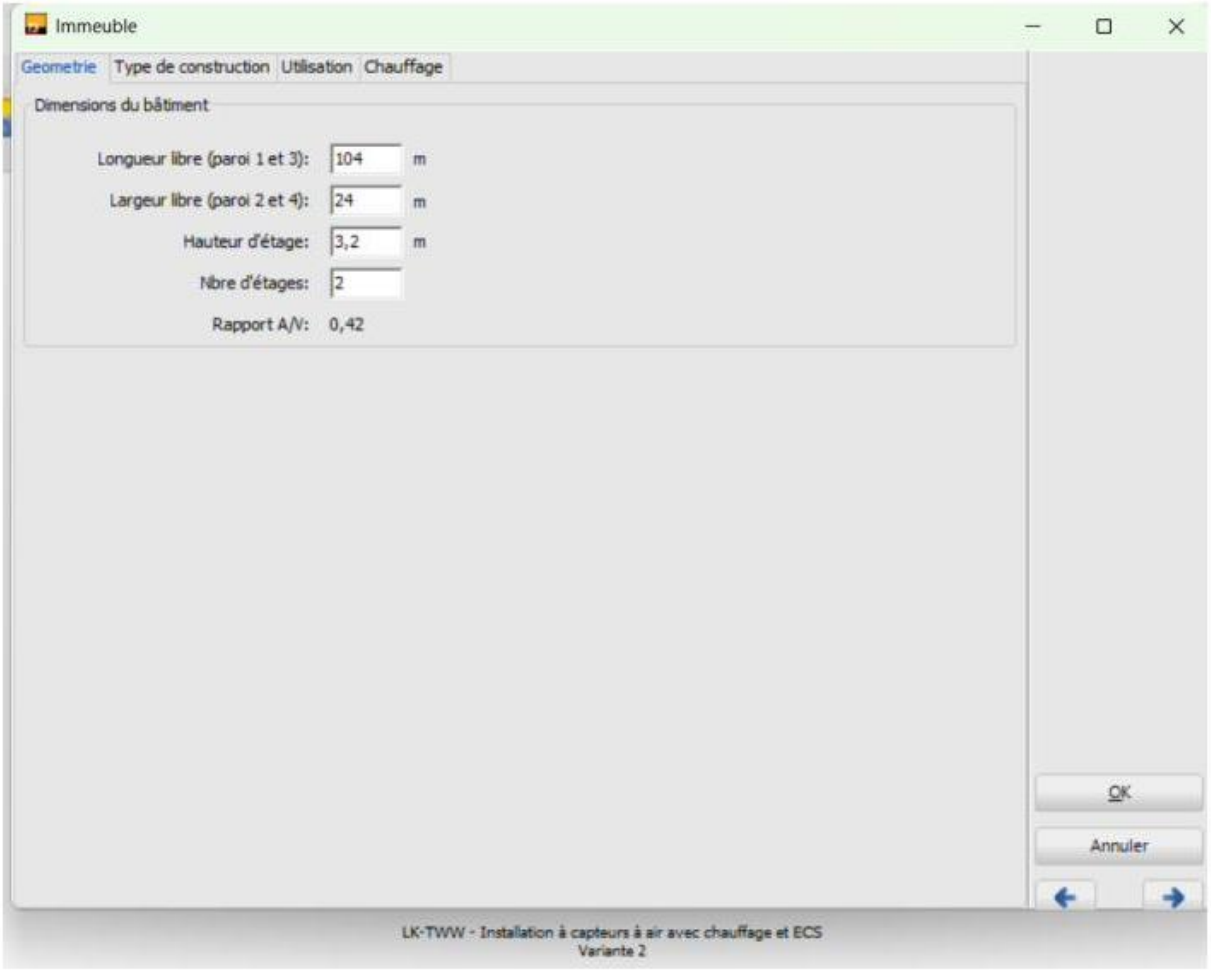


Figure 2.19: Saisie des dimensions structurelles du bâtiment pour la variante 2

L'exactitude de la simulation thermique dépend d'une définition précise de la géométrie du bâtiment, comme le montre l'onglet « Immeuble ». Pour ce projet, nous avons mis en place une structure imposante de trois niveaux, avec une portée libre de 52,0 mètres et une largeur de 10,0 mètres. Avec un plafond de 3,0 mètres à chaque étage, le programme détermine automatiquement un coefficient de compacité A/V de 0,46. Ces données dimensionnelles sont essentielles puisqu'elles définissent directement les surfaces de déperdition et les exigences en matière de chauffage du lycée. Ce paramétrage garantit que l'option à capteurs aériens est conçue pour répondre aux demandes thermiques concrètes d'un établissement de grande taille, assurant ainsi la précision des résultats énergétiques à venir.

II.2.4.20. Paramétrage de l'enveloppe thermique et du type de construction

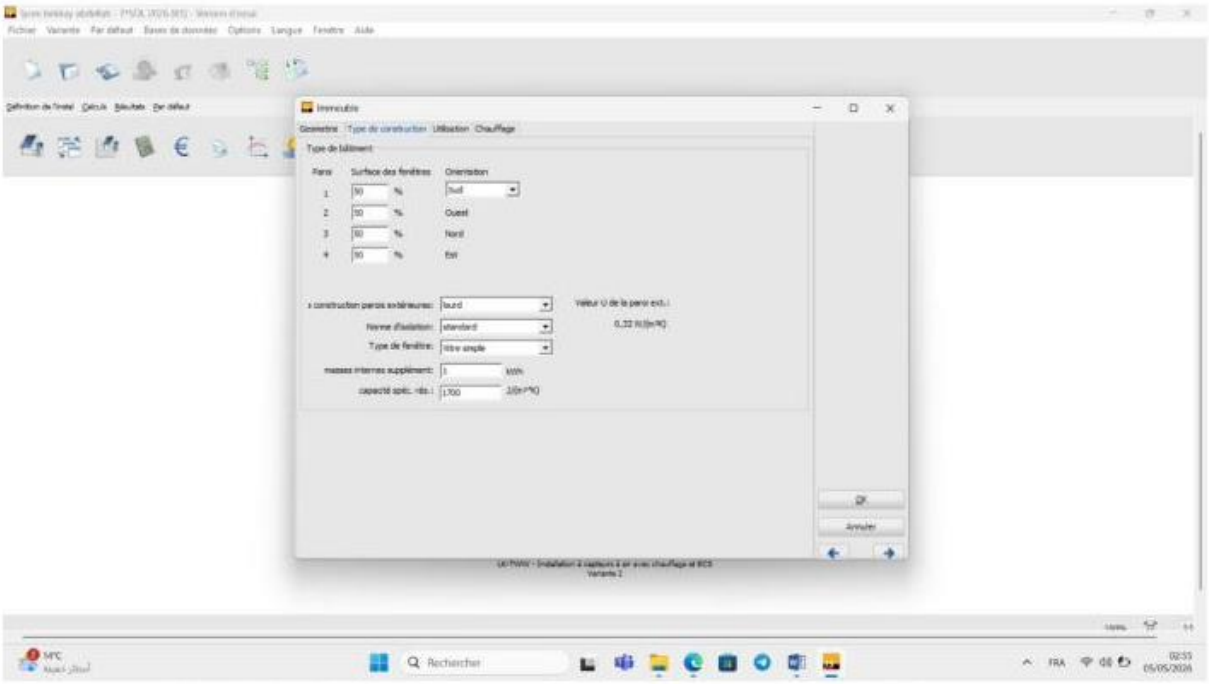


Figure 2.20: Configuration des propriétés thermophysiques des parois et des ouvertures

Cette phase de la simulation détermine les caractéristiques thermophysiques du lycée pour reproduire son comportement énergétique. Le dispositif présente un pourcentage significatif de vitrage, atteignant 50 % sur les quatre côtés, et utilise du verre simple, favorisant ainsi d'importants échanges thermiques avec l'environnement extérieur. La structure est conçue comme une construction « massive » afin de garantir une importante inertie thermique, et est complétée par une isolation classique qui présente un coefficient de transmission de 0,32 W/(m²·K). Ces paramètres facilitent le calcul exact des exigences de chauffage que le système à capteurs aériens doit prendre en charge.

II.2.4.21. Profil d'utilisation et paramètres de ventilation

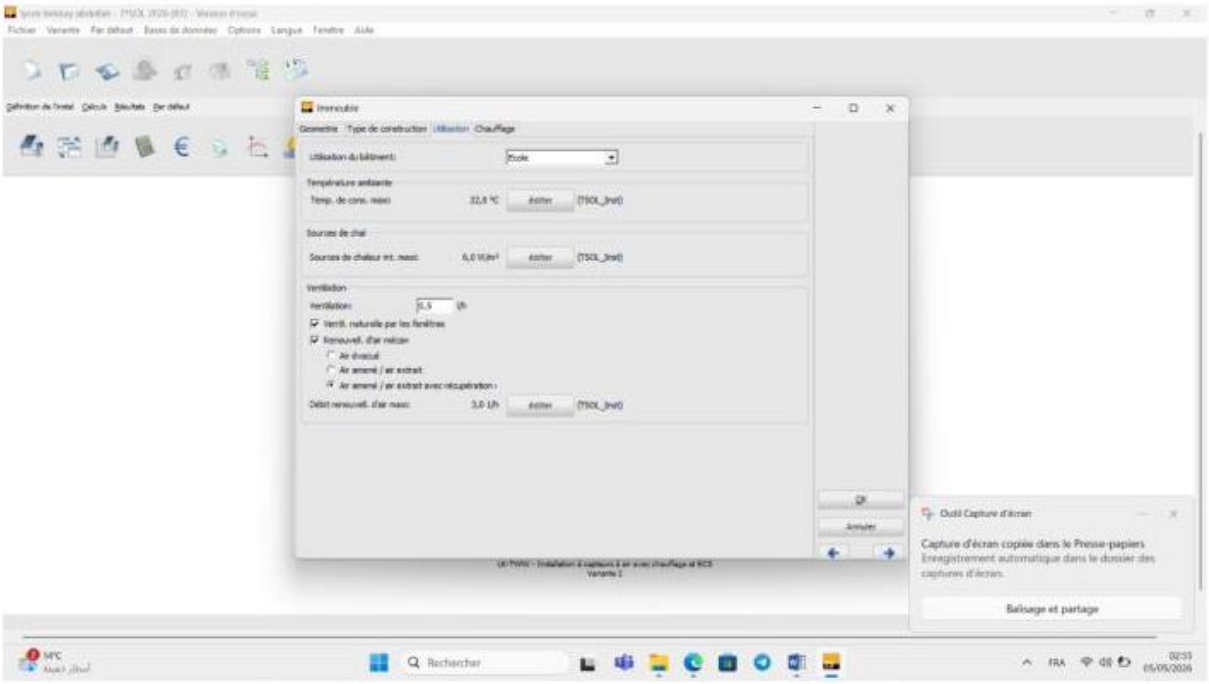


Figure 2.21: Scénarios d'utilisation et de confort thermique du bâtiment

Cette partie établit les conditions opérationnelles internes du bâtiment, configuré ici selon le profil « École ». Pour assurer le confort thermique de ceux qui y résident, la température cible maximale a été établie à 22,0 °C, en tenant compte d'une estimation de 6,0 W/m² pour les sources de chaleur internes. En matière de renouvellement d'air, le système combine une ventilation naturelle à travers les fenêtres et un système de ventilation mécanique avec récupération de chaleur. Le flux de ventilation initial est fixé à 0,5 vol/h, avec la possibilité d'atteindre jusqu'à 3,0 vol/h, garantissant par conséquent un air de qualité supérieure tout en réduisant au minimum les déperditions énergétiques. Ces indicateurs d'utilisation sont cruciaux pour déterminer la charge thermique effective que le système solaire devra équilibrer.

II.2.4.22. Configuration du système de chauffage et raccordement solaire

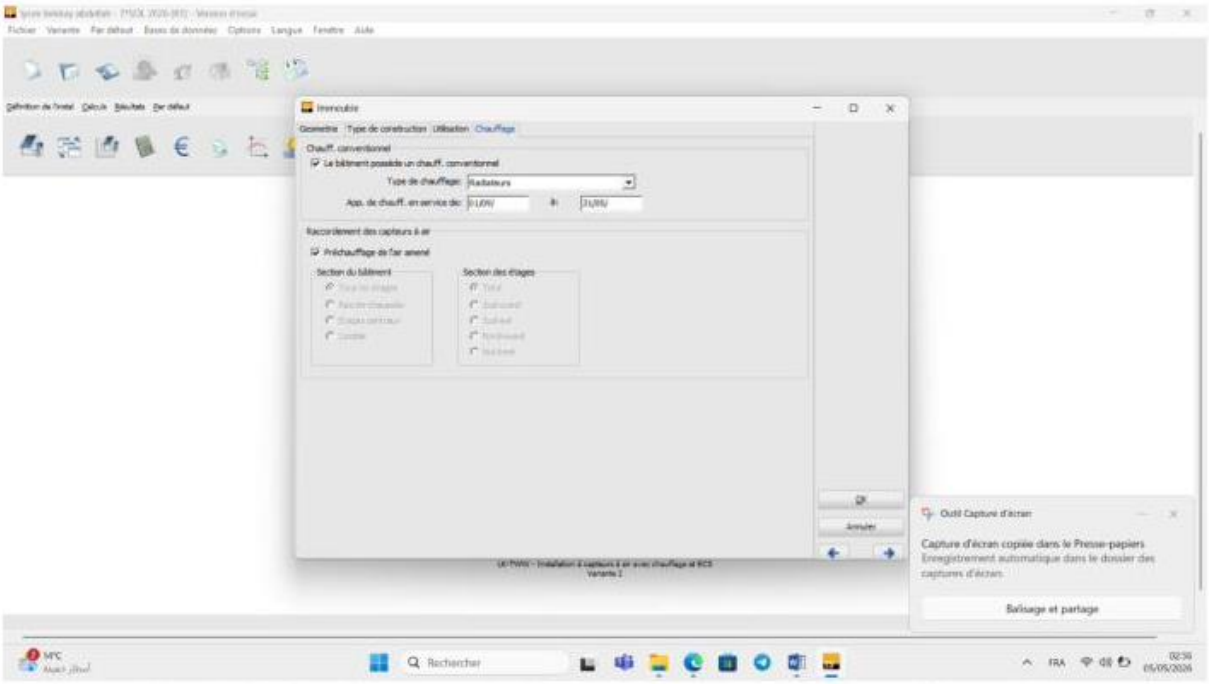


Figure 2.22: Paramétrage du système de chauffage conventionnel et du raccordement solaire

La caractérisation de l'immeuble est complétée par l'identification du système de chauffage. Comme démontré, le lycée est pourvu d'un système de chauffage traditionnel par radiateurs, réglé pour opérer durant la saison hivernale du 1er septembre au 31 mai. De plus, l'installation comprend un mécanisme de préchauffage de l'air amené grâce aux capteurs solaires. Cette connexion est paramétrée pour intervenir sur toute la partie du bâtiment, ce qui permet de diminuer l'usage du chauffage supplémentaire et d'améliorer l'efficience énergétique globale du lycée pendant la période de chauffe.

II.2.4.23. Exécution du calcul et génération des résultats

La finalisation de la phase de configuration permet le lancement du moteur de calcul numérique. En utilisant la commande de simulation dédiée ( ), le programme analyse toutes les variables précédemment ajoutées afin de reproduire la dynamique du système.

Suite à cette transition numérique, T*SOL produit une documentation technique détaillée qui organise les performances de l'installation en bilans énergétiques et graphiques d'analyse. Ces informations, cruciales pour confirmer la faisabilité de la variante analysée, peuvent être consultées via une interface interactive. Un aperçu est donné ci-dessous.



Figure 2.23: Interface de clôture de la simulation et accès aux différents modules de résultats

II.3. Étude photovoltaïque

En parallèle de l'étude thermique, l'optimisation énergétique globale du lycée Bekkaï Abdallah passe par l'évaluation de son potentiel de production électrique solaire. Nous avons choisi pour cela le logiciel PVsyst, développé par l'Université de Genève, qui est le logiciel mondial de référence en matière de simulation dynamique pour la conception, le dimensionnement et l'analyse de systèmes photovoltaïques. Ce logiciel, contrairement à des calculs statiques simplifiés, intègre des algorithmes horaires complexes permettant de modéliser avec précision le comportement électrique des composants (modules et onduleurs) face aux variations réelles du gisement solaire et des températures de la région.

II.3.1. Paramétrage du système PV

Afin d'assurer la fiabilité de la simulation numérique, chaque paramètre d'entrée a été rempli avec soin pour refléter les contraintes physiques et environnementales du site étudié.

II.3.1.1. Définition du site et données météo

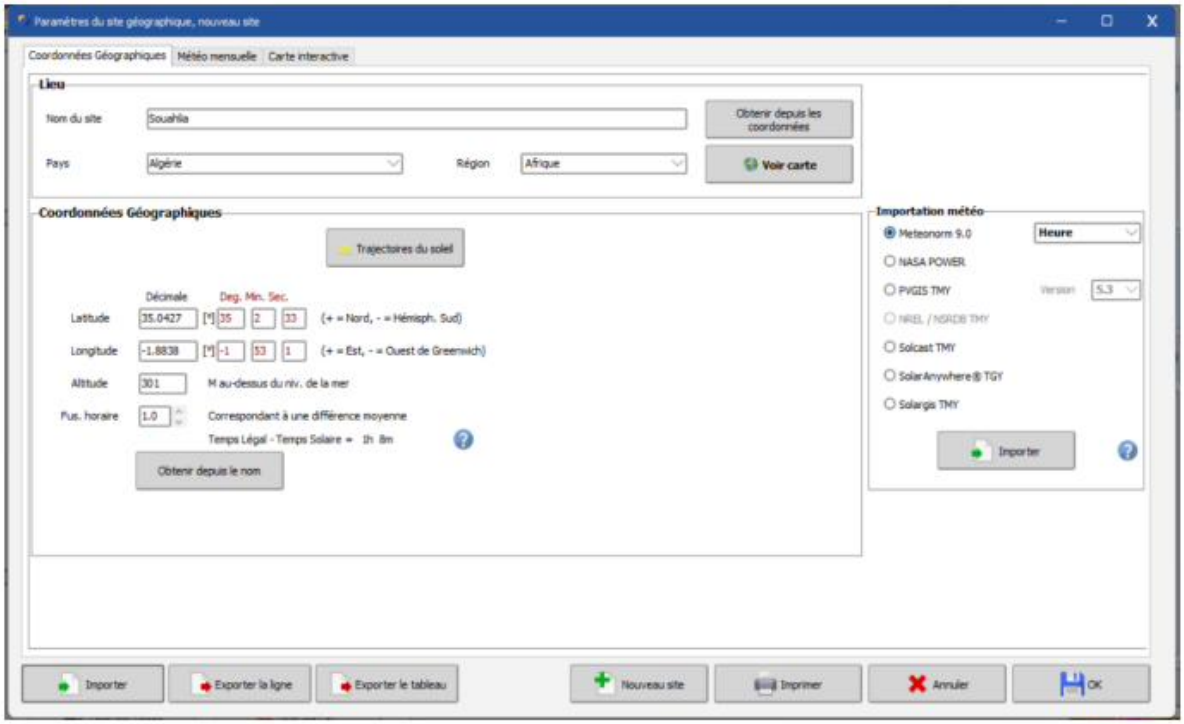


Figure 2.24: Interface de saisie des coordonnées géographiques du site de Ghazaouet sous PVsyst

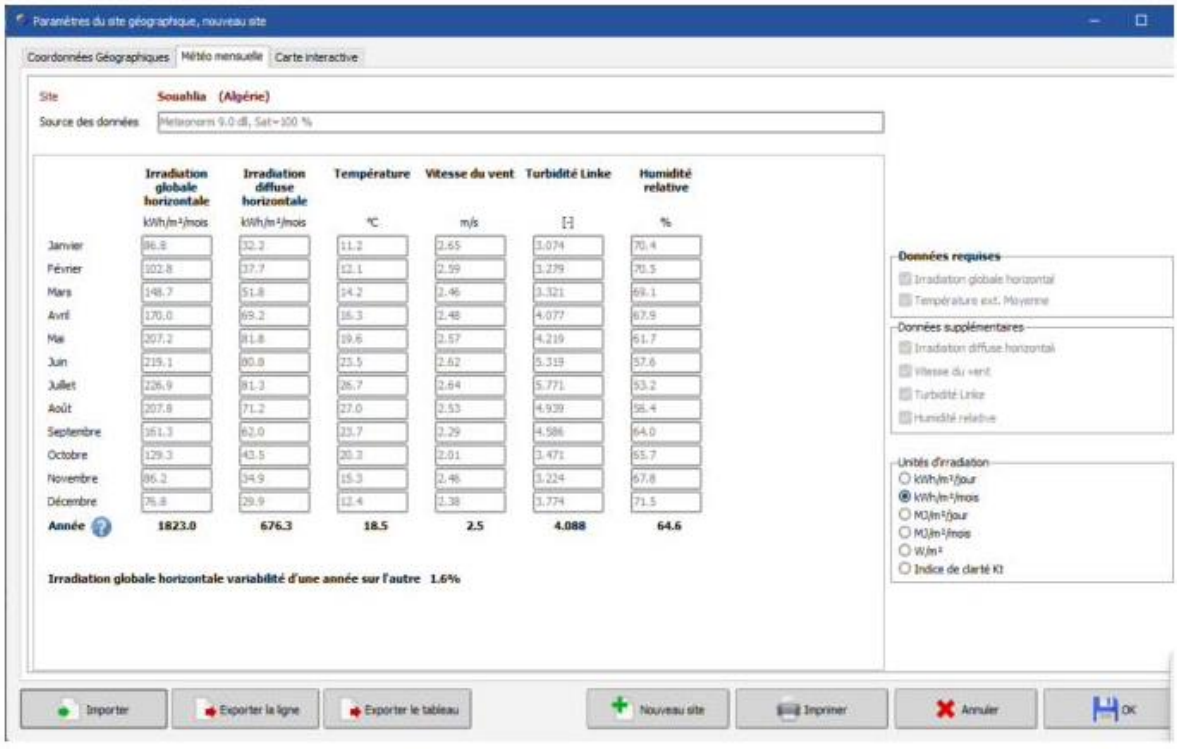


Figure 2.25: Matrice des variables météorologiques mensuelles moyennes générée par Meteonorm 8.1

Après avoir présenté les objectifs globaux du projet électrique, nous entrons dans la phase de configuration de l'environnement géographique et climatique de l'installation à partir de la base de données intégrée à PVsyst. Cette étape consiste à situer précisément la commune d'étude et à produire le fichier météorologique horaire qui servira de base à la simulation dynamique :

Coordonnées géographiques : afin de reproduire dans la simulation les contraintes réelles du lycée Bekkaï Abdallah, nous avons introduit les paramètres de localisation du site de Ghazaouet (Algérie). Les données de configuration situent le site à une latitude de 35,0958°, une longitude de -1,8577° (Ouest de Greenwich) et une altitude de 11 m au-dessus du niveau de la mer.

Source d'importation météo : le générateur climatique Meteonorm 8.1 (période synthétique 1996-2010) a été choisi. Loin d'utiliser des valeurs fixes, cet outil extrapole des profils météorologiques complets sur pas horaire, en tenant compte de l'historique d'ensoleillement et de température indispensable à l'évaluation du comportement dynamique des cellules photovoltaïques.

Bilan du gisement retenu : le modèle généré valide un potentiel solaire annuel particulièrement favorable avec une irradiation globale horizontale (GHI) de 1 828,9 kWh/m²/an et une température ambiante moyenne de 19,2 °C. Ce couplage entre un fort ensoleillement et le profil des températures locales servira à quantifier précisément les futures pertes par échauffement thermique des modules de 420 Wc.

II.3.1.2. Orientation et inclinaison du champ photovoltaïque

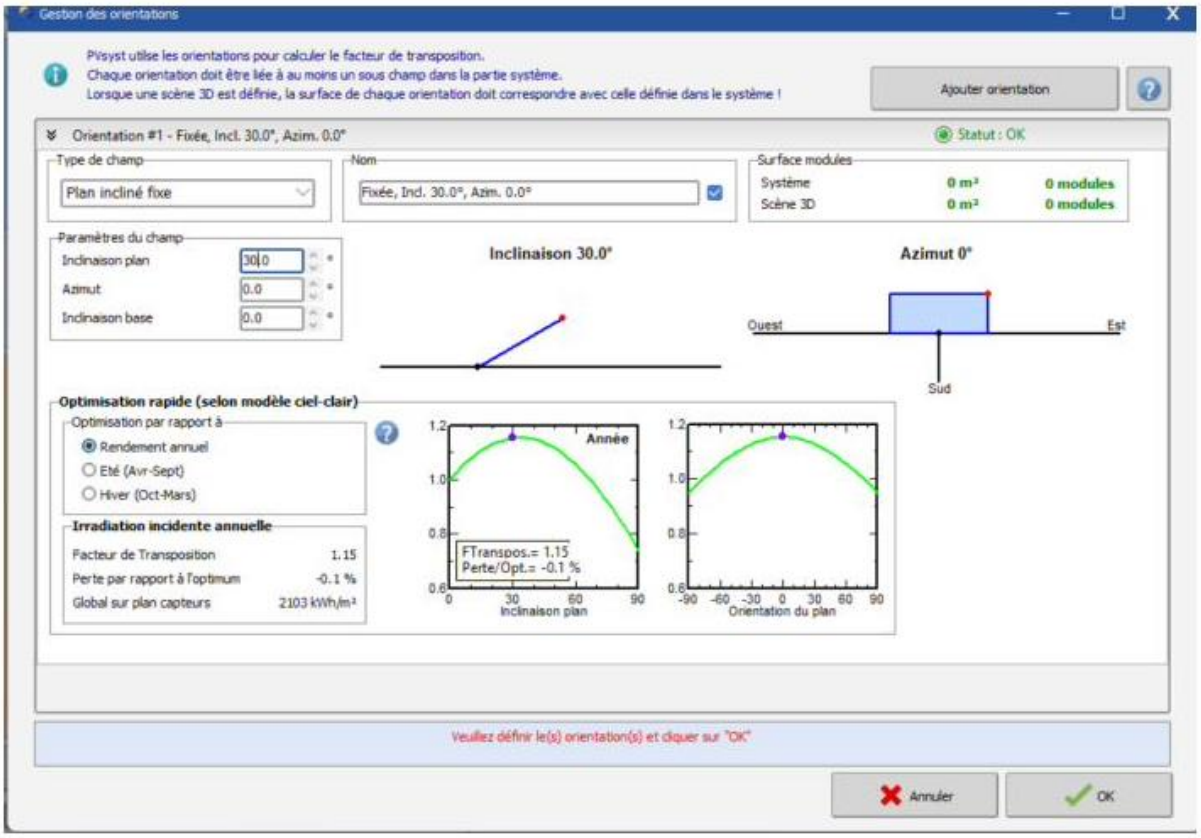


Figure 2.26: Interface PVsyst de configuration de l'orientation du champ PV et validation graphique de l'optimisation géométrique

Une fois les données météorologiques du site validées, nous avons pu passer à l'étape suivante : définir comment les modules solaires seront physiquement implantés sur le terrain. L'objectif est simple : tirer le meilleur parti du soleil tout au long de l'année.

Inclinaison des panneaux à 55° : après analyse, un angle de 55° par rapport à l'horizontale a été retenu, optimisé pour privilégier la production durant la période hivernale plutôt qu'un compromis annuel équilibré.

Orientation plein Sud (azimut 0°) : les modules ont été orientés exactement vers le Sud. Dans l'hémisphère Nord, c'est l'orientation de référence pour capter le rayonnement solaire à son maximum, notamment au moment du pic d'ensoleillement de la journée — le midi solaire.

Un positionnement géométrique optimal : la combinaison de ces deux réglages — 55° d'inclinaison et orientation plein Sud — a été retenue par le graphique d'optimisation de PVsyst pour privilégier la production hivernale, conformément à la démarche de dimensionnement présentée précédemment dans ce chapitre.

II.3.1.3. Sélection et caractérisation du module photovoltaïque

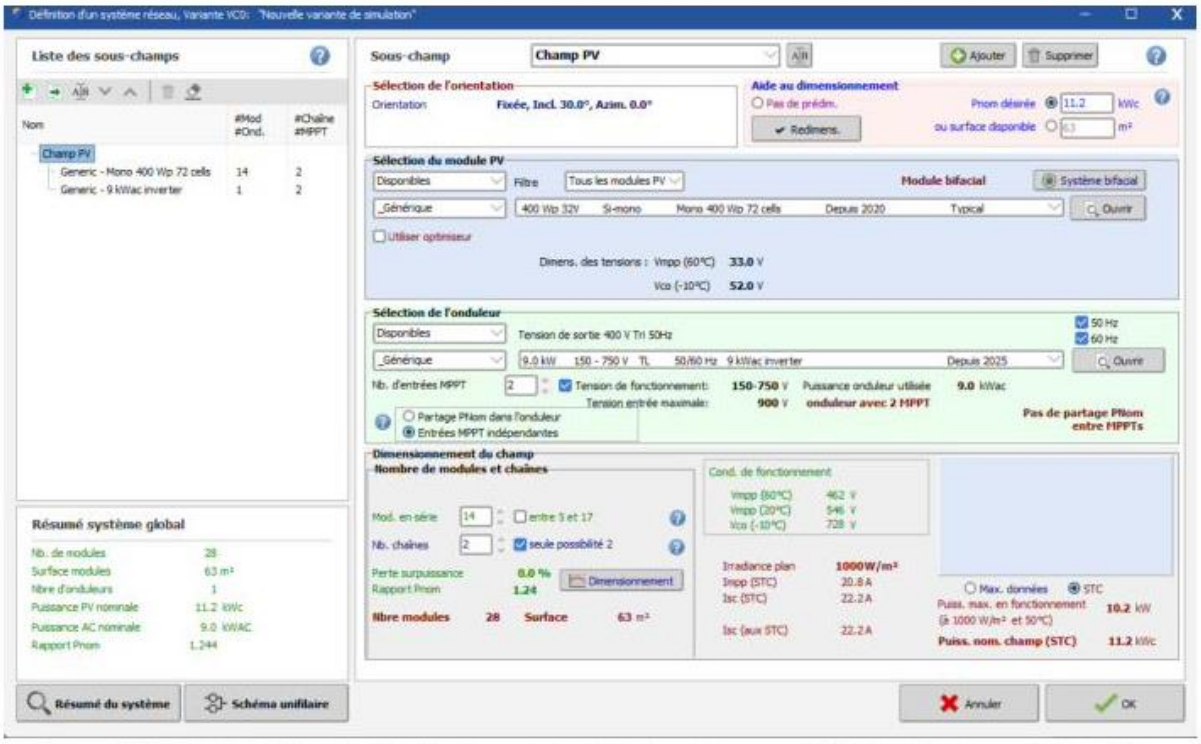


Figure 2.27: Interface PVsyst de sélection des modules et de dimensionnement électrique du champ photovoltaïque

Une fois l'orientation du champ fixée (inclinaison 55°, azimut 0°), l'étape suivante consiste à choisir le matériel et à construire l'architecture électrique complète du système. C'est ce que permet l'interface de définition du système réseau de PVsyst.

Le module retenu : le choix s'est porté sur le module Sunket Solar SKT420M10-108S1, un panneau de 420 Wc unitaire.

L'onduleur associé : l'onduleur retenu est le Huawei SUN2000-20KTL-M2, d'une puissance de 20,0 kWac (220 Vac), équipé de deux entrées MPPT indépendantes lui permettant de piloter chacune des deux chaînes séparément. Chaque module est par ailleurs associé à un optimiseur de puissance Huawei SUN2000-600W-P (48 unités au total), ce qui améliore la tolérance aux variations d'ensoleillement et réduit l'impact d'un éventuel ombrage partiel.

Architecture et dimensionnement du champ : le champ comprend 48 modules au total, organisés en deux chaînes de 24 modules connectés en série. Cette configuration développe une puissance crête installée de 20,16 kWc sur une surface de 93,7 m². Le rapport Pnom de 1,01 permet d'exploiter l'onduleur à son rendement maximal pendant les heures de fort ensoleillement.

II.3.1.4. Configuration des paramètres de pertes du champ PV

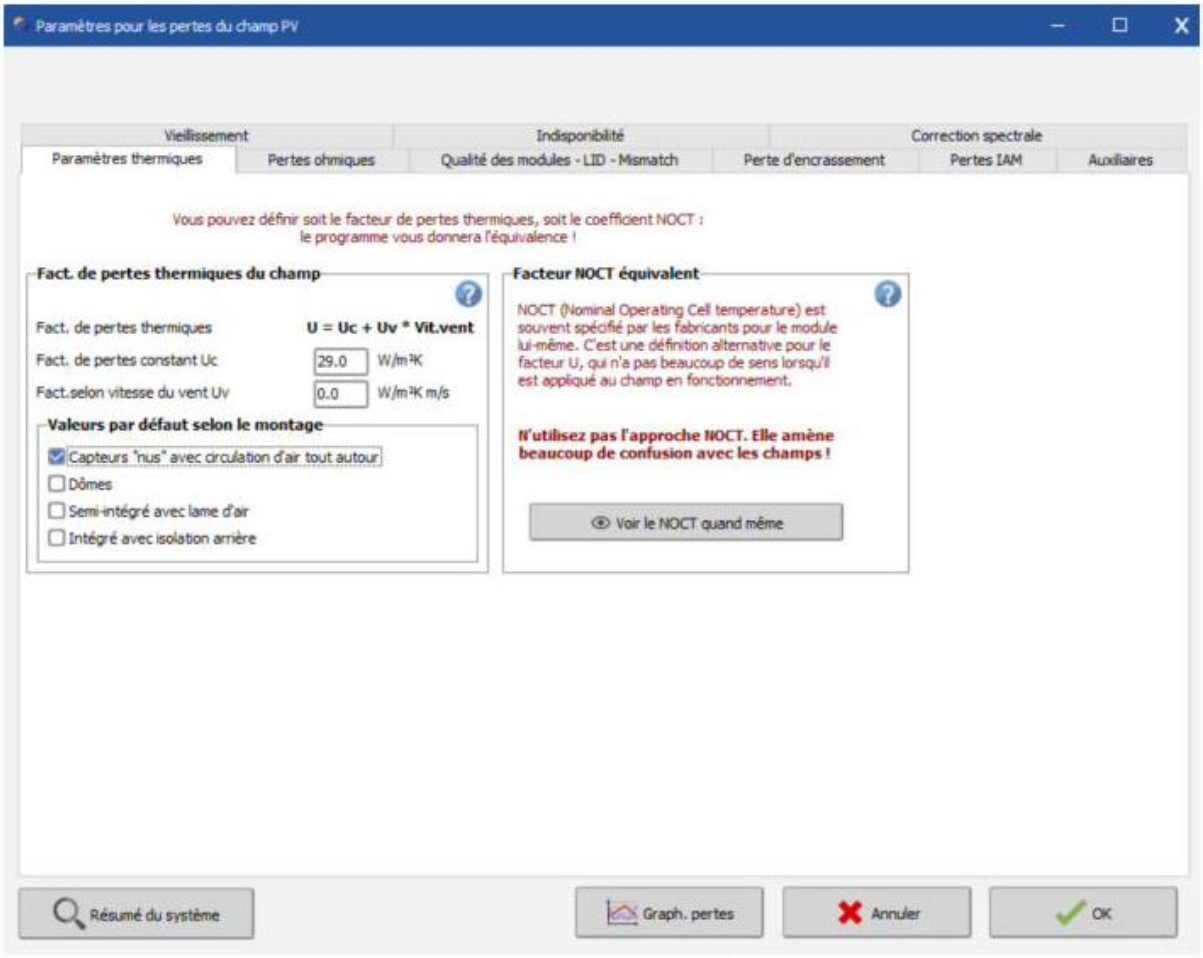


Figure 2.28: Interface générale de configuration et de saisie des différents paramètres de pertes du champ PV

Tout système solaire réel produit moins que ce que la théorie prédit. Pour que la simulation PVsyst soit représentative des conditions d'exploitation sur le site de Souahlia, il est indispensable de quantifier et d'intégrer les différentes sources de pertes. Cette étape couvre quatre catégories principales, accessibles via les onglets dédiés de l'interface.

Paramètres thermiques : l'onglet actif sur la capture confirme le choix du mode « Capteurs nus avec circulation d'air tout autour », qui correspond à une installation en toiture avec espace de ventilation libre sous les panneaux. Le facteur de pertes thermiques suit la formule U = Uc + Uv × Vvent, avec un coefficient constant Uc = 29,0 W/m²·K et un facteur lié à la vitesse du vent Uv = 0,0 W/m²·K par m/s. En clair, seule la convection naturelle est prise en compte pour modéliser l'évacuation de la chaleur — une hypothèse conservative mais cohérente avec le type de montage retenu. L'approche NOCT, bien que disponible, a été

délibérément écartée conformément aux recommandations de PVsyst, qui la déconseille pour la modélisation des champs en fonctionnement.

Pertes ohmiques : les câbles reliant les modules à l'onduleur introduisent des pertes par effet Joule. Le dimensionnement retenu maintient ces pertes à 1,5 % côté courant continu — seuil standard dans la profession — et à 1,0 % côté courant alternatif, entre l'onduleur et le tableau général du lycée.

Qualité des modules, LID et mismatch : trois imperfections d'ordre électrique ont été paramétrées. Les modules ayant été sélectionnés avec une tolérance de puissance positive, les pertes liées à la qualité de fabrication sont nulles (0,0 %). Le désaccouplement entre modules d'une même chaîne (mismatch) est estimé à 1,0 %, et la dégradation initiale par exposition lumineuse (LID) est conservée à sa valeur par défaut de 2,0 %.

Encrassement : enfin, compte tenu des conditions poussiéreuses et sableuses caractéristiques de la région de Souahlia, une perte d'encrassement annuelle uniforme de 3,0 % a été intégrée au modèle. Cette valeur implique la mise en place d'un programme régulier de nettoyage des modules pour maintenir les performances de l'installation dans la durée.

II.3.1.5. Définition des besoins de l'utilisateur

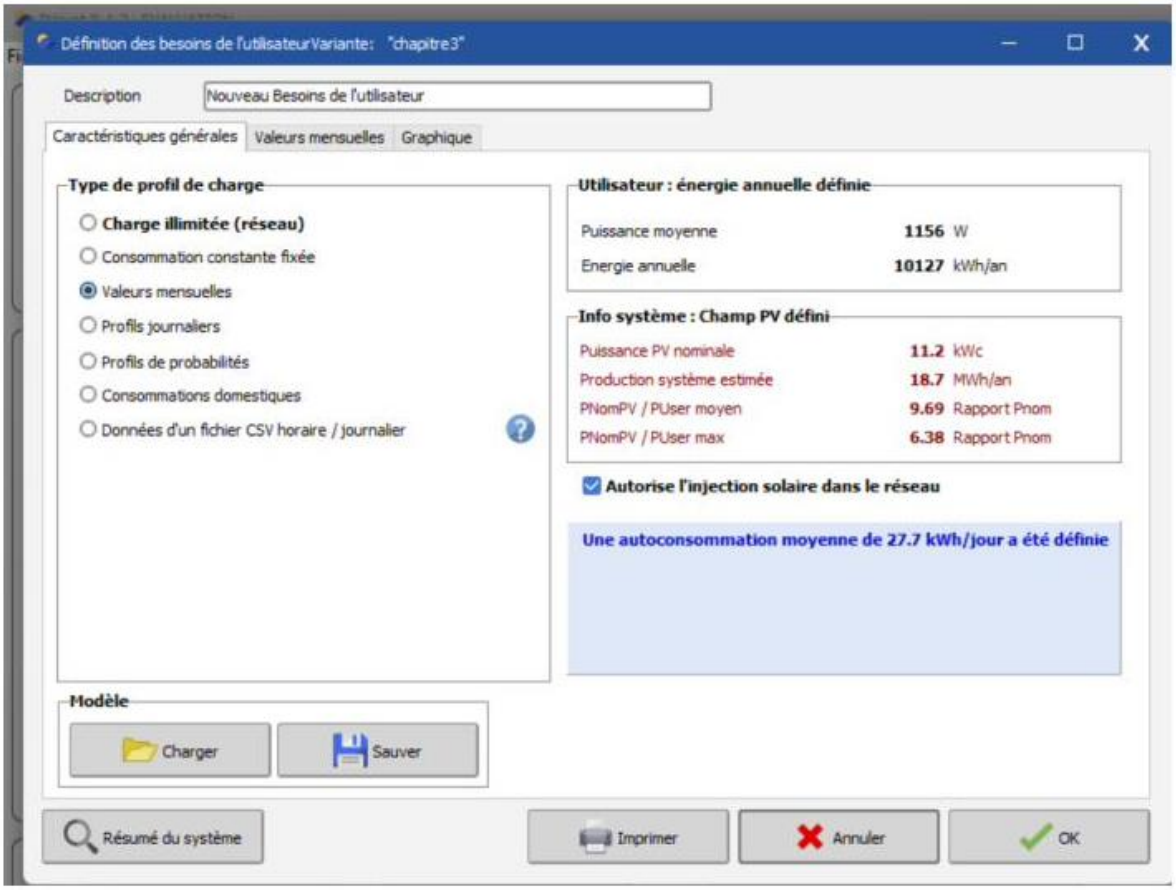


Figure 2.29: Interface de définition des besoins de l'utilisateur sous PVsyst

Une fois le champ photovoltaïque entièrement paramétré, PVsyst permet d'introduire le profil de consommation réel du site afin de confronter la production estimée aux besoins

effectifs du lycée. C'est l'étape qui donne tout son sens à la simulation : elle permet de savoir si l'installation couvre la demande, et dans quelle proportion.

Le profil de consommation retenu : le mode « charge illimitée (réseau) » a été sélectionné, le système étant couplé au réseau. Le dimensionnement du champ repose non pas sur un profil de consommation saisi dans PVsyst, mais sur l'analyse préalable des factures d'électricité du lycée.

Ce que le système peut fournir : le champ photovoltaïque de 20,16 kWc produit une énergie annuelle de 34 813 kWh/an (E_{Grid}), pour un indice de performance annuel de 87,73 %. Conformément à l'analyse des besoins électriques du lycée, l'installation est configurée en mode hybride sans injection de surplus au réseau : l'excédent théorique de production ne peut donc pas être valorisé par une injection rémunérée.

Productible spécifique : le productible spécifique du champ s'établit à 1 727 kWh/kWc/an, résultat cohérent avec le climat du site et sans anomalie de conception apparente dans les pertes du système.

II.3.1.6. Configuration des conditions de connexion au réseau et de gestion de l'énergie

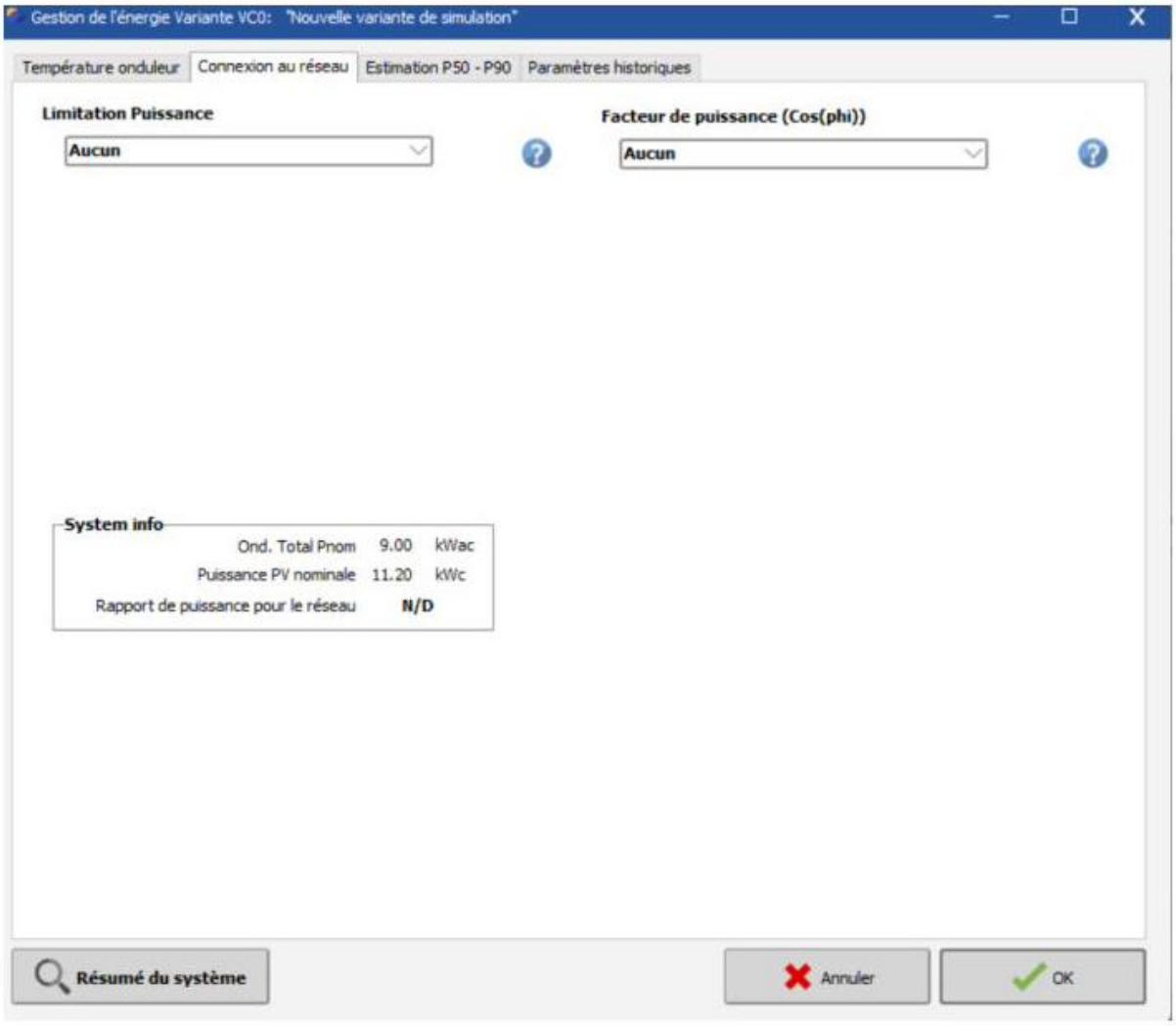


Figure 2.30: Interface PVsyst de gestion de l'énergie et de paramétrage des conditions de couplage au réseau électrique

Définition de la limitation de puissance : conformément à l'analyse des besoins électriques du lycée, l'installation est configurée en mode hybride sans injection de surplus au réseau : l'énergie produite est consommée en temps réel, sans valorisation par une injection rémunérée.

Facteur de puissance : l'analyse des factures d'électricité du lycée a mis en évidence un facteur de puissance anormalement élevé, imputable au transformateur MT/BT de l'établissement. Le dimensionnement du champ PV a donc été fondé sur la seule énergie active, la compensation de l'énergie réactive relevant d'une recommandation distincte (batterie de condensateurs), indépendante du projet solaire.

Vérification des informations système injectées : cette action permet de valider la cohérence des puissances injectées vers le réseau avec une puissance nominale d'onduleur globale de 20,0 kWac et une puissance nominale du champ photovoltaïque de 20,16 kWc.

II.3.1.7. Finalisation du processus et exécution de la simulation globale



Figure 2.31: Étape finale de validation et exécution de la simulation numérique sous l'interface PVsyst

Cette étape consiste à actionner le bouton « Lancer la simulation » afin de compiler toutes les données introduites et de générer les rapports d'analyse énergétique ainsi que les bilans de production du système.

CHAPITRE 3 : RÉSULTATS ET INTERPRÉTATIONS

III.1. Introduction

Ce chapitre présente et analyse les résultats obtenus à l'issue des simulations numériques réalisées pour les deux systèmes énergétiques renouvelables destinés à l'alimentation du lycée étudié (projet « Lycée Bekkaï Abdallah », Ghazaouet, Algérie) : un système photovoltaïque raccordé au réseau, dimensionné et simulé sous PVsyst, et un système solaire thermique destiné à la production d'eau chaude sanitaire (ECS) et au chauffage des locaux, simulé sous T*SOL selon deux variantes technologiques Variante 1, à capteurs plans à circulation de liquide, et Variante 2, à capteurs à air.

III.2. Résultats de la simulation thermique (T*SOL)

Le système solaire thermique du lycée a été simulé à l'aide du logiciel T*SOL 2023 (R2) (Valentin Software GmbH), selon deux variantes technologiques répondant toutes deux aux besoins conjoints en eau chaude sanitaire et en chauffage des locaux : la Variante 1, équipée de capteurs solaires plans à circulation de liquide caloporteur, et la Variante 2, équipée de capteurs solaires à air. Les deux installations exploitent les données météorologiques de la station Souahlia (latitude 35,04° N, longitude 1,89°), pour une irradiation globale annuelle de 1 821,094 kWh/m², et visent une température d'ECS de consigne de 60 °C pour une consommation journalière moyenne de 4,54 m³. Les sous-sections suivantes présentent, pour chaque variante, le bilan énergétique annuel puis le taux de couverture solaire obtenu, avant d'examiner la répartition mensuelle de la production et le comportement du système durant la période d'inactivité estivale de l'établissement.

III.2.1. Bilan énergétique annuel Variante 1 (capteurs hydrauliques)

Paramètres de simulation

Dans le rapport T*SOL, le champ de capteurs est modélisé sous la désignation générique « Capteur plan standard » (fabricant « Standard »).

*Tableau 3.1: Paramètres de simulation Variante 1 (T*SOL)*

Paramètre	Valeur
Type de capteur	Capteur plan (désignation T*SOL : « Standard »)
Nombre de capteurs	136
Surface totale brute	136 m²
Puissance installée	60,86 kW
Inclinaison	30°
Orientation / azimut	180° (plein sud) / 0°
Ballon tampon	4 m³
Ballon ECS	0,6 m³
Appoint	Chaudière gaz, 563 kW
Consommation ECS journalière moyenne	4,54 m³ à 60 °C
Besoin de référence en chauffage	75 kW (à 5,1 °C extérieur ; régime 60 °C / 40 °C)
Jours sans consommation ECS	215 j/an
Site météorologique	Souahlia (35,04° N ; 1,89°) — 1 821,094 kWh/m²/an

Résultats de la simulation annuelle

*Tableau 3.2: Bilan énergétique annuel Variante 1 (T*SOL)*

Grandeur	Valeur
Irradiation sur la surface des capteurs	274 975,26 kWh (2 021,88 kWh/m²)
Énergie utile du champ de capteurs	32 479,82 kWh (238,82 kWh/m²)
Énergie délivrée par le circuit de capteurs	30 732,86 kWh (225,98 kWh/m²)
Besoin énergétique ECS	33 313,59 kWh
Énergie fournie pour l'ECS	26 087,12 kWh
Énergie fournie pour le chauffage	12 791,72 kWh
Énergie solaire utile totale	27 911,98 kWh
Appoint (chaudière gaz)	18 066,4 kWh
Économie de gaz naturel	4 732,6 m³/an
CO_2 évitée	10 007,68 kg/an
Taux de couverture solaire total	60,7 %
Économie d'énergie relative (DIN EN 12977)	65,5 %
Rendement système	10,2 %

La Figure 3.1 illustre le schéma du bilan énergétique complet de la Variante 1, tel que généré par T*SOL, avec le détail des flux et des pertes à chaque étage de l'installation.

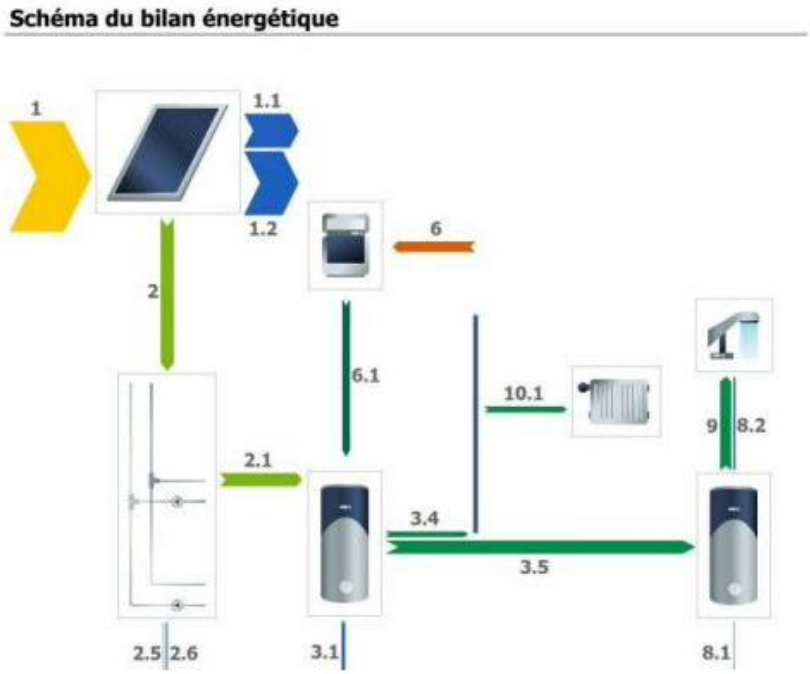


*Figure 3.1: Schéma du bilan énergétique — Variante 1 (T*SOL)*

Tableau 3.3: Détail des flux énergétiques du schéma de bilan Variante 1

Repère / description	Valeur (kWh)
1 — Irradiation sur la surface du capteur (surface de réf.)	274 975
1.1 — Pertes optiques sur les capteurs	84 105
1.2 — Pertes thermiques des capteurs	158 391
2 — Énergie du champ de capteurs	32 480
2.1 — Énergie solaire au réservoir	30 733
2.5 — Pertes sur la tuyauterie intérieure	701
2.6 — Pertes sur la tuyauterie extérieure	1 046
3.1 — Pertes ballon	5 448
3.4 — Ballon au chauffage	12 792
3.5 — Ballon au préparateur	30 560
6 — Énergie finale (gaz consommé par la chaudière d'appoint)	25 796
6.1 — Énergie supplémentaire au réservoir	18 066
8.1 — Pertes préparateur	693
8.2 — Pertes boucle ECS	3 834

Interprétation. Le champ de 136 capteurs plans (136 m² bruts) reçoit annuellement 274 975 kWh d'irradiation. Les pertes optiques (réflexion, etc.) et thermiques (conduction, convection) absorbent respectivement 30,6 % et 57,6 % de cette irradiation, de sorte que l'énergie effectivement restituée par le champ de capteurs ne représente que :

$$\eta_{champ} = E_{champ} / E_{irradiation} = 32\,479{,}82 / 274\,975{,}26 = 0{,}1181 \rightarrow 11{,}8\ \% \qquad (1)$$

Ce rendement de conversion global, de l'ordre de 12 %, est cohérent avec les ordres de grandeur usuels des capteurs plans vitrés fonctionnant sur une large plage de température (ECS

+ chauffage), la fraction thermique perdue augmentant fortement lorsque l'écart entre la température du fluide caloporteur et la température ambiante est élevé. Après pertes de distribution (tuyauteries intérieure et extérieure, 1 747 kWh cumulés, soit environ 5,7 % de l'énergie sortant du champ), 30 733 kWh atteignent le ballon tampon. Celui-ci alimente à la fois le circuit de chauffage (12 792 kWh) et le préparateur d'ECS (30 560 kWh), ce dernier flux étant supérieur à l'apport solaire direct au ballon du fait de la contribution de l'appoint gazier. Au final, l'énergie solaire utile totale (27 911,98 kWh) permet de couvrir 60,7 % des besoins énergétiques annuels du bâtiment (voir calcul détaillé en III.2.2), le complément étant assuré par la chaudière gaz d'appoint (563 kW), pour une économie annuelle de combustible estimée à 4 732,6 m³ de gaz naturel et une réduction d'émissions de 10 007,68 kg de CO_2.

III.2.2. Taux de couverture solaire (fs) obtenu Variante 1

Le taux de couverture solaire (ou fraction solaire), noté fs, exprime la part des besoins énergétiques annuels du bâtiment effectivement couverte par l'apport solaire, le reste étant assuré par l'énergie d'appoint. Il se calcule comme le rapport entre l'énergie solaire utile et la consommation d'énergie totale du bâtiment (ECS + chauffage) :

$$fs = E_{solaire,utile} / E_{besoins,totaux} \quad (2)$$

Où : $E_{solaire,utile}$ est l'énergie solaire utile totale et $E_{besoins,totaux}$ la consommation totale annuelle du bâtiment (ECS + chauffage).

$$fs = 27\,911{,}98 / 45\,978 = 0{,}607 \rightarrow fs \approx 60{,}7\,\% \quad (3)$$

où la consommation totale annuelle du bâtiment (45 978 kWh) correspond à la somme des besoins en ECS et en chauffage telle qu'elle apparaît dans le diagramme mensuel de répartition solaire/besoins (Figure 3.3, section III.2.4). Ce résultat de 60,7 % signifie qu'un peu plus de six dixièmes des besoins thermiques annuels de l'établissement sont couverts sans recours à l'appoint gazier. Le logiciel fournit par ailleurs un second indicateur, l'« économie d'énergie relative » au sens de la norme DIN EN 12977 (65,5 %) : cet indicateur diffère du taux de couverture au sens strict, car il compare la consommation d'énergie d'appoint du système solaire à celle d'une installation de référence sans solaire (donc avec ses propres pertes de distribution et de stockage), et non l'énergie solaire utile aux besoins bruts. Les deux valeurs restent toutefois cohérentes entre elles et confirment un niveau de couverture solaire élevé pour cette variante.

III.2.3. Bilan énergétique annuel Variante 2 (capteurs à air)

Paramètres de simulation

Comme pour la Variante 1, le champ de capteurs à air est modélisé dans T*SOL sous une désignation générique (« Capteurs à air vitré - 20 », fabricant « Standard »). Par ailleurs, à la différence de la Variante 1 dont le besoin de chauffage est saisi directement sous forme d'un besoin de référence en kW, la Variante 2 a été modélisée avec la géométrie complète du bâtiment (immeuble de type « École », 52,0 m × 10,0 m, 3 étages) et un renouvellement d'air mécanique

associé aux capteurs à air. Cette différence de méthode de modélisation entre les deux variantes sera prise en compte dans l'interprétation comparative proposée en section III.4.

*Tableau 3.4: Paramètres de simulation Variante 2 (T*SOL)*

Paramètre	Valeur
Type de capteur	Capteur à air vitré (désignation T*SOL : « Standard »)
Nombre de capteurs	54
Surface totale brute / de référence	135 m² / 118,8 m²
Inclinaison / orientation / azimut	45° / 180° (plein sud) / 0°
Débit volumique total d'air	3 120 m³/h
Ballon ECS bivalent	3 m³
Appoint	Chaudière gaz, 22 kW
Consommation ECS journalière moyenne	4,54 m³ à 60 °C (allure de charge : Bureaux)
Bâtiment	École, 52,0 m × 10,0 m, 3 étages, chauffage par radiateurs
Ventilation mécanique	Air amené/extrait avec récupération de chaleur, 3,0 vol/h max
Jours sans consommation ECS / jours non utilisés (bâtiment)	194 j / 62 j
Site météorologique	Souahlia (35,04° N ; 1,89°) — 1 821,094 kWh/m²/an

Résultats de la simulation annuelle

*Tableau 3.5: Bilan énergétique annuel Variante 2 (T*SOL)*

Grandeur	Valeur
Irradiation sur la surface des capteurs	233 502,31 kWh (1 965,51 kWh/m²)
Énergie utile du champ de capteurs	51 899,89 kWh (436,87 kWh/m²)
Énergie délivrée par le circuit de capteurs	52 739,05 kWh (443,93 kWh/m²)
Besoin énergétique ECS	38 044,77 kWh
Énergie fournie pour l'ECS	33 866,73 kWh
Énergie fournie pour le chauffage	19 270,05 kWh
Énergie solaire utile — ECS	20 396,32 kWh
Énergie solaire utile — chauffage	8 136,32 kWh
Énergie solaire utile totale	28 532,64 kWh
Appoint (chaudière gaz)	27 681,6 kWh
Consommation électrique du ventilateur	2 500,8 kWh
Économie de gaz naturel	4 156,2 m³/an
CO_2 évitée	8 788,84 kg/an
Taux de couverture ECS / chauffage / total	60,2 % / 42,2 % / 50,8 %
Rendement système	12,2 %

Le schéma du bilan énergétique de la Variante 2 est présenté en Figure 3.2.

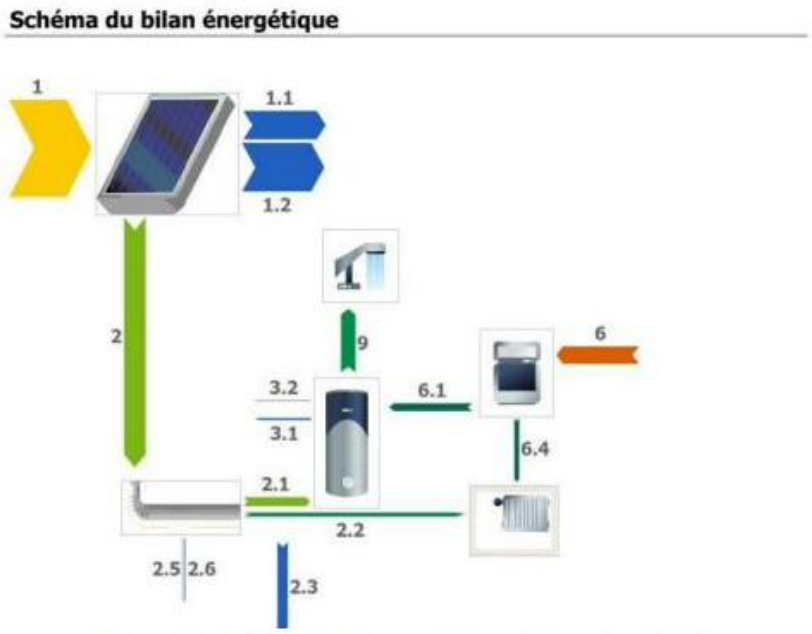


*Figure 3.2: Schéma du bilan énergétique Variante 2 (T*SOL)*

Tableau 3.6: Détail des flux énergétiques du schéma de bilan Variante 2

Repère / description	Valeur (kWh)
1 — Irradiation sur la surface du capteur (surface de réf.)	233 502
1.1 — Pertes optiques sur les capteurs	67 346
1.2 — Pertes thermiques des capteurs	116 269
2 — Énergie du champ de capteurs	51 900
2.1 — Énergie solaire au réservoir	20 285
2.2 — Air chauffé au solaire	8 136
2.3 — Énergie de chauffage de l'air solaire (bypass)	24 395
2.5 — Pertes sur la tuyauterie intérieure	30
2.6 — Pertes sur la tuyauterie extérieure	101
3.1 — Pertes ballon	2 454
3.2 — Pertes boucle ECS	452
6 — Énergie finale (gaz consommé par la chaudière d'appoint)	39 763
6.1 — Énergie supplémentaire au réservoir	16 548
6.4 — Énergie supplémentaire au chauffage	11 134

Le champ de capteurs à air affiche un rendement de conversion apparent nettement supérieur à celui de la Variante 1 :

$$\eta_{champ} = E_{champ} / E_{irradiation} = 51\,899{,}89 / 233\,502{,}31 = 0{,}2223 \rightarrow 22{,}2\ \% \qquad (4)$$

soit près du double du rendement de champ obtenu en Variante 1 (11,8 %). Plusieurs facteurs peuvent contribuer à cet écart : une surface de référence plus faible que la surface brute (118,8 m² contre 135 m², ce qui concentre l'irradiation « utile » sur une surface plus petite que celle réellement exposée), une plage de température de fonctionnement globalement plus basse pour un capteur à air (moins de pertes thermiques par unité d'énergie captée), et un besoin

thermique du bâtiment plus diversifié (ECS + chauffage + préchauffage de l'air neuf), qui multiplie les occasions de valoriser la chaleur produite.

Le taux de couverture solaire de la Variante 2 se calcule, comme pour la Variante 1, à partir de l'énergie solaire utile rapportée à l'énergie effectivement fournie au bâtiment. T*SOL fournit ici une décomposition par usage :

$$fs,ECS = E_{solaire,ECS} / E_{fournie,ECS} = 20\,396{,}32 / 33\,866{,}73 = 0{,}602 \rightarrow 60{,}2\ \% \quad (5)$$

$$fs,chauffage = E_{solaire,chauffage} / E_{fournie,chauffage} = 8\,136{,}32 / 19\,270{,}05 = 0{,}422 \rightarrow 42{,}2\ \% \quad (6)$$

$$fs,total = E_{solaire,totale} / E_{consommation,totale} = 28\,532{,}64 / 56\,214 = 0{,}508 \rightarrow 50{,}8\ \% \quad (7)$$

La couverture solaire de l'ECS (60,2 %) reste proche de celle obtenue en Variante 1 (60,7 %), tandis que la couverture du chauffage est nettement plus faible (42,2 %), ce qui tire le taux de couverture global vers le bas (50,8 % contre 60,7 % en Variante 1).

III.2.4. Analyse des diagrammes hebdomadaires (production vs. besoins)

Les Figures 3.3 et 3.4 présentent, pour chacune des deux variantes, la répartition hebdomadaire de l'énergie solaire utile (en jaune) au regard de la consommation d'énergie totale du bâtiment (en orange), telle que restituée par T*SOL.

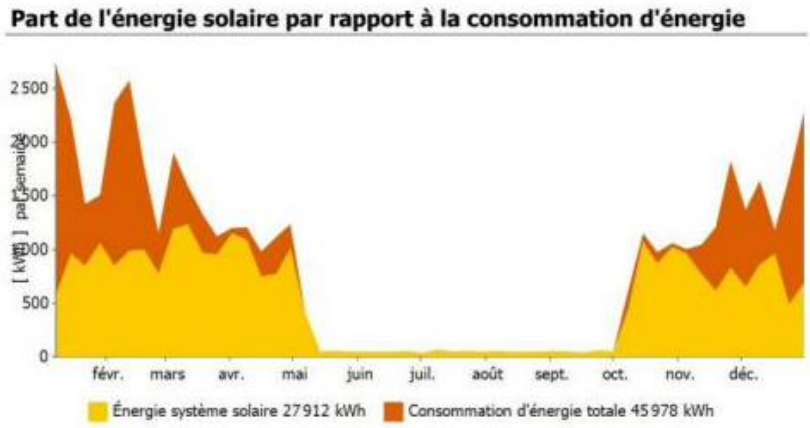


Figure 3.3: Part de l'énergie solaire par rapport à la consommation d'énergie Variante 1 (base hebdomadaire)

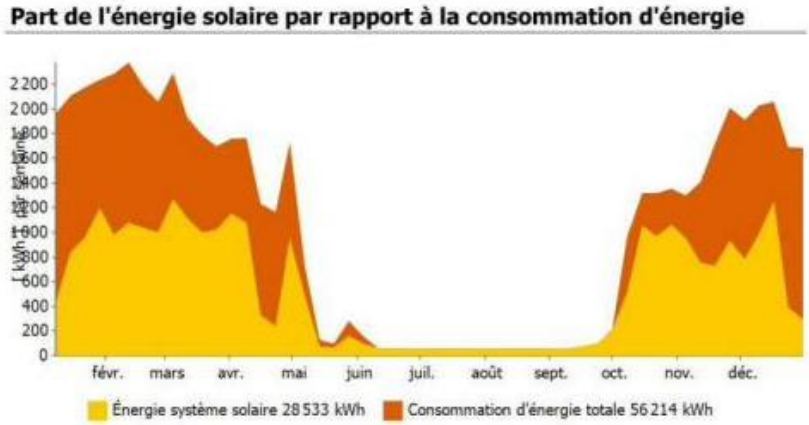


Figure 3.4: Part de l'énergie solaire par rapport à la consommation d'énergie Variante 2 (base hebdomadaire)

Les deux diagrammes présentent une allure saisonnière similaire : la consommation d'énergie (surface orange) est maximale en hiver (décembre à mars), période où les besoins de chauffage s'ajoutent aux besoins d'ECS, puis s'effondre presque totalement de juin à septembre, période de fermeture estivale de l'établissement (voir également III.2.5). L'énergie solaire utile (surface jaune) suit une tendance inverse en proportion : elle couvre une fraction croissante de la consommation à mesure que l'irradiation augmente au printemps, jusqu'à couvrir la quasi-totalité des besoins résiduels estivaux (essentiellement l'ECS). En Variante 2, la consommation totale annuelle (56 214 kWh) est visiblement supérieure à celle de la Variante 1 (45 978 kWh), ce qui s'explique par la prise en compte, dans le bilan de la Variante 2, du préchauffage de l'air neuf de ventilation en sus de l'ECS et du chauffage par radiateurs. Un pic de consommation ponctuel est également visible en mai pour la Variante 2, sans qu'il soit possible d'en préciser la cause exacte à partir des seules données disponibles.

Les données mensuelles précises de production solaire (Figure 3.24, section III.4.1) permettent d'affiner cette lecture hebdomadaire : le pic annuel d'énergie solaire utile est atteint en mars pour les deux variantes (5 043 kWh en Variante 1, ≈ 5 041 kWh en Variante 2 un écart de moins de 0,1 % entre les deux configurations ce mois-là), tandis que le creux estival se situe en mai pour la Variante 1 (215 kWh, soit moins de 5 % du pic de mars) et présente une valeur comparable pour la Variante 2. À l'inverse, le taux de couverture mensuel (Figure 3.22) montre que la Variante 1 atteint 100 % dès le mois de mai et le conserve jusqu'en septembre, alors que la Variante 2 n'atteint ce plafond qu'en juin, restant à 59 % en mai : l'énergie solaire disponible en mai, bien que modeste en valeur absolue pour les deux variantes, suffit donc à couvrir l'intégralité des faibles besoins résiduels de la Variante 1 mais pas encore ceux, légèrement plus élevés à cette période, de la Variante 2. Ces valeurs mensuelles détaillées, pour les deux variantes et les quatre indicateurs disponibles (rendement, taux de couverture, CO_2 évitée, énergie solaire utile), sont présentées et interprétées de façon consolidée en section III.4.1.

III.2.5. Comportement du système en période d'inactivité (été)

Durant les mois d'été (juin à septembre), le lycée est fermé pour congés scolaires : les besoins de chauffage sont nuls et les besoins d'ECS sont réduits au minimum (personnel administratif). Les Figures 3.3 et 3.4 (ci-dessus) montrent que l'énergie solaire utile chute alors

à des valeurs quasi nulles pour les deux variantes, non par manque d'ensoleillement, mais faute de besoin à couvrir : le taux de couverture solaire mensuel atteint néanmoins 100 % sur cette période (comparatif mensuel détaillé présenté en section III.4), le peu de besoin résiduel étant intégralement couvert par le solaire.

Cette situation pose la question du comportement thermique du champ de capteurs lorsque la chaleur produite n'est plus soutirée par le circuit. La Figure 3.5 présente, pour la Variante 1, la température maximale journalière atteinte dans le capteur sur l'ensemble de l'année.

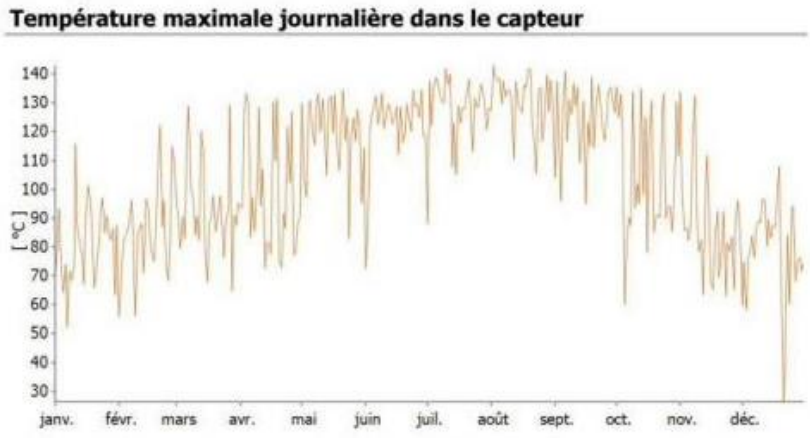


Figure 3.5: Température maximale journalière dans le capteur — Variante 1

La température maximale journalière dans le capteur, de l'ordre de 70–90 °C en hiver, augmente sensiblement à partir du printemps pour atteindre des pointes de 130 à 140 °C entre juin et septembre précisément la période où le besoin thermique est quasi nul (cf. supra). Ce phénomène correspond à une situation de stagnation thermique : en l'absence de soutirage suffisant, le fluide caloporteur cesse de circuler utilement dans le champ de capteurs, dont la température s'élève jusqu'à un régime d'équilibre entre l'apport solaire et les pertes thermiques du capteur. Bien que ce comportement soit un résultat attendu et courant pour une installation solaire thermique dont le besoin est très saisonnier, il implique des contraintes de conception spécifiques (résistance thermique du fluide caloporteur et des composants, dispositifs de protection contre la surchauffe ou de décharge thermique).

Un diagramme équivalent de température de stagnation n'est pas disponible pour la Variante 2, ce qui ne permet pas d'établir un parallèle direct entre les deux variantes sur ce point précis. En revanche, le rapport de la Variante 2 fournit un diagramme spécifique de « ventilation du bâtiment » (Figure 3.6), qui permet d'observer indirectement le comportement estival du système à air.

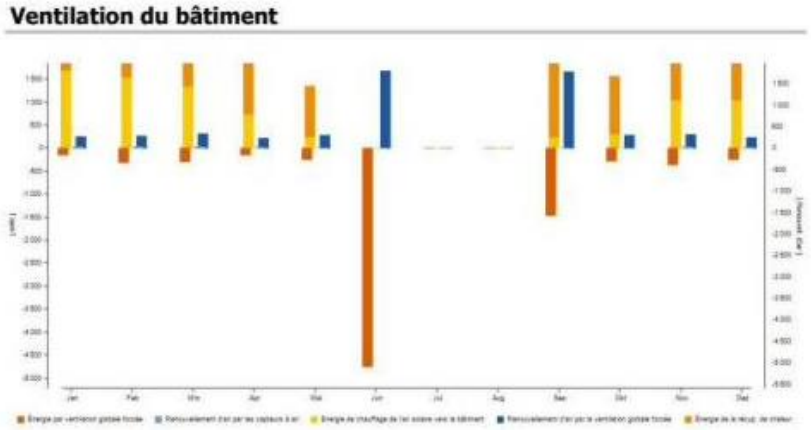


Figure 3.6: Ventilation du bâtiment Variante 2 (répartition mensuelle des flux liés à l'air)

Ce diagramme met en évidence un comportement atypique au mois de juin, avec une forte composante négative du poste « énergie par ventilation globale forcée » (barre orange), sensiblement plus marquée que sur le reste de l'année, tandis que les postes liés aux capteurs à air (jaune) et à la récupération de chaleur (bleu) s'annulent presque totalement de juillet à septembre cohérent avec l'arrêt de la ventilation mécanique pendant la fermeture estivale de l'établissement.

III.3. Résultats de la simulation photovoltaïque (PVsyst)

Le système photovoltaïque du lycée a été dimensionné et simulé à l'aide du logiciel PVsyst V7.4.0. Comme indiqué en introduction (III.1), ce système répond à un besoin électrique et n'est comparé à aucun moment au système solaire thermique présenté en section III.2.

III.3.1. Analyse du cas d'étude et problématique du facteur de puissance

L'analyse préalable au dimensionnement s'appuie sur les factures d'électricité du lycée relevées sur cinq périodes représentatives de l'année 2025.

Tableau 3.7: Tableau récapitulatif des principaux éléments des factures d'électricité pour le lycée étudié

	Janv. 2025	Mars 2025	Juin 2025	Sept. 2025	Déc. 2025
Puissance consommée (kW)	20	16	8	14	17
Montant total (DA)	22 753,74	17 234,90	12 942,42	15 472,21	17 498,63

Puissance consommée = la puissance maximale atteinte (mentionnée sur la facture). Montant total à payer = le prix réel de la puissance consommée + les différentes taxes.

D'après le tableau récapitulatif, la consommation d'électricité la plus élevée est observée pour le mois de janvier. De ce fait, le dimensionnement de l'installation photovoltaïque est réalisé pour ce mois, représentant la période la plus défavorable en termes de consommation électrique et de puissance solaire.

NOTE TRÈS IMPORTANTE

D'après les factures d'électricité pour le lycée étudié, le facteur de puissance (ER/EA) est trop élevé (156,20 % en janvier et 200,36 % en juin), impliquant une pénalité.

Facteur de puissance = (Énergie réactive / Énergie active) × 100

Énergie active : l'énergie réellement consommée par un appareil pour effectuer un travail utile (chaleur, mouvement). Énergie réactive : ne produit aucun travail mais elle est indispensable pour créer les champs magnétiques nécessaires au fonctionnement des moteurs et transformateurs. Un facteur de puissance dépassant 100 % signifie une énergie réactive supérieure à celle active.

Pour notre cas d'étude, cette hausse peut s'expliquer par le fait que les lycées alimentés en moyenne tension possèdent leur propre transformateur électrique :

• Un transformateur a besoin d'une quantité fixe et continue d'énergie réactive pour maintenir son champ magnétique.

• Le week-end, la nuit, et pendant les vacances scolaires, le lycée est vide. La consommation d'énergie active tombe presque à zéro, ce qui explique un ratio de 200,36 % en juin.

• En revanche, le transformateur reste branché et continue d'absorber son énergie réactive.

Pour contrer l'effet du transformateur, un lycée doit être équipé de batteries de condensateurs :

• Si le taux atteint 170,88 %, cela signifie que l'établissement n'en est pas équipé, ou que celle en place est en panne (les condensateurs vieillissent très vite s'ils ne sont pas entretenus).

RÉSULTAT : si on dimensionne les panneaux solaires sur cette base sans corriger le problème, on risque de commettre une double erreur :

• **Hausse des pénalités :** en installant du solaire, on va réduire la consommation d'énergie active (EA) achetée au réseau durant la journée. Par conséquent, le ratio ER/EA va encore augmenter, ce qui alourdira les pénalités financières de la Sonelgaz.

• **Risque de mauvais dimensionnement :** l'énergie réactive (ER) augmente artificiellement le courant global (en ampères) qui circule dans l'installation du lycée. Si l'on dimensionne les câbles, l'onduleur ou les protections solaires en se basant sur ce courant total gonflé, on va surdimensionner inutilement le matériel électrique du projet solaire, ce qui augmentera injustement les coûts d'installation.

SOLUTION ENVISAGÉE : avant d'installer le système photovoltaïque, il est impératif de dissocier les deux problèmes :

• **Pour le solaire :** le dimensionnement des panneaux et de l'onduleur doit se baser uniquement sur la consommation d'énergie active (EA). Une installation photovoltaïque hybride est donc recommandée ; l'électricité produite par le solaire sert à produire de l'énergie active et l'électricité venant du Sonelgaz serait dédiée à l'énergie réactive.

• **Pour le réseau :** il est obligatoire de procéder à la remise en conformité ou à l'installation d'une armoire de compensation par condensateurs (des batteries de condensateurs). C'est ce matériel, et non l'installation solaire, qui réduira l'énergie réactive et les pénalités, et permettra de dimensionner le système photovoltaïque au juste coût.

Précision terminologique. *La « batterie de condensateurs » mentionnée ci-dessus est un dispositif de compensation de l'énergie réactive du réseau (correction du facteur de puissance),*

sans lien avec un système de stockage d'énergie électrochimique. Elle ne remet donc pas en cause le constat établi précédemment, de l'absence de toute batterie de stockage (lithium ou autre) dans la configuration photovoltaïque simulée.

III.3.2. Calcul détaillé de l'énergie active consommée

Afin de dimensionner le champ PV uniquement sur la base de l'énergie active conformément à la solution envisagée en III.3.1, l'énergie active consommée et son coût ont été recalculés pour chacune des cinq périodes de facturation.

Tableau 3.8: Quantité et prix de la puissance active consommée

	Janv. 2025	Mars 2025	Juin 2025	Sept. 2025	Déc. 2025
Énergie active consommée (kWh)	4 186,33	2 792,66	2 058,45	2 472,98	2 813,07
Puissance consommée (kW)	20	16	8	14	17
Montant total (DA)	20 344,88	15 405,85	11 265,47	13 689,5	15 513,39

Puissance consommée = la puissance maximale atteinte mesurant l'énergie active (mentionnée sur la facture).

Calcul de l'énergie active consommée et du montant total pour le mois de janvier (les valeurs des autres mois ont été calculées par la même méthode) :

1/ Calcul de l'énergie active consommée

Prix de la Puissance Mise à Disposition et Primes Fixes : 1 935,00 + 515,65 = 2 450,65 DA

Prix de la Puissance maximale atteinte : 3 611,60 DA

H. Pointe (Heures Hors Pointe) : 3 684,13 kWh

Pointe (Heures de Pointe) : 502,20 kWh

$$\textit{Énergie active consommée} = \textit{H. Pointe} + \textit{Pointe} = 4\,186{,}33\ \textit{kWh} \quad (8)$$

2/ Calcul du prix de l'énergie active consommée

2.1/ Calcul du montant Hors Taxes (HT)

Pour les Heures Hors Pointe :

$$\textit{Montant HT-H.Pointe} = \textit{Énergie H.Pointe} \times \textit{Prix unitaire} = 3\,684{,}13 \times 1{,}8064 = 6\,655{,}01\ \textit{DA} \quad (9)$$

Pour les Heures de Pointe :

$$\textit{Montant HT-Pointe} = \textit{Énergie Pointe} \times \textit{Prix unitaire} = 502{,}20 \times 8{,}7202 = 4\,379{,}28\ \textit{DA} \quad (10)$$

Montant total de l'énergie active :

$$Montant\ HT = Montant\ HT\text{-}H.Pointe + Montant\ HT\text{-}Pointe + Prix\ des\ Abonnements\ fixes\ et\ Primes + Prix\ de\ la\ Puissance\ maximale\ atteinte \quad (11)$$

$$Montant\ HT = 6\,655{,}01 + 4\,379{,}28 + 2\,450{,}65 + 3\,611{,}60 = 17\,096{,}54\ DA$$

2.2/ Calcul du montant Toutes Taxes Comprises (TTC)

$$Montant\ total\ TTC = Montant\ HT \times 1{,}19 = 17\,096{,}54 \times 1{,}19 = 20\,344{,}88\ DA \quad (12)$$

Sachant que la Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) est de 19 %.

III.3.3. Méthodologie de dimensionnement sous PVsyst

Le dimensionnement de l'installation hybride couplée au réseau a été réalisé à l'aide du logiciel PVsyst, pour le mois le plus défavorable identifié en III.3.1 (janvier). Les Figures 3.7 à 3.15 retracent, dans l'ordre, les principales interfaces du logiciel utilisées pour ce dimensionnement.

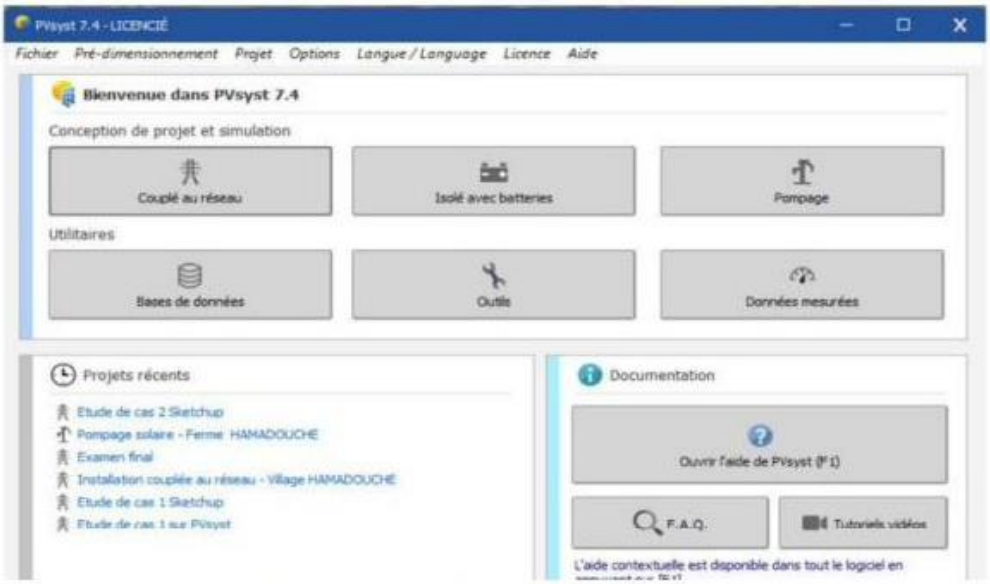


Figure 3.7: Interface principale du logiciel PVsyst

Le projet est créé depuis l'écran d'accueil de PVsyst 7.4, en sélectionnant la conception d'un système « Couplé au réseau ».

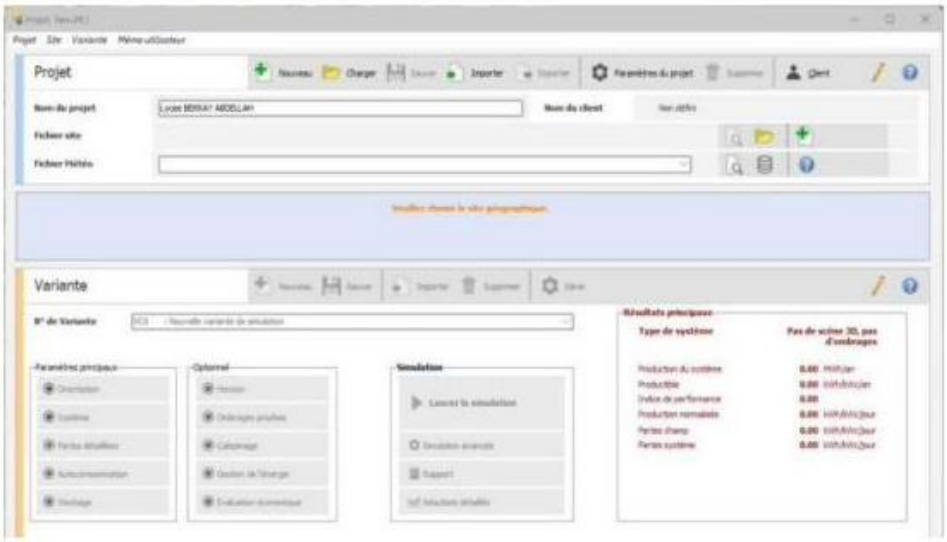


Figure 3.8: Interface des principaux champs d'un projet photovoltaïque

Le projet est nommé « Lycee BEKKAÏ ABDALLAH » ; les champs « Fichier site » et « Fichier Météo » sont ensuite renseignés à partir des coordonnées géographiques du cas d'étude.

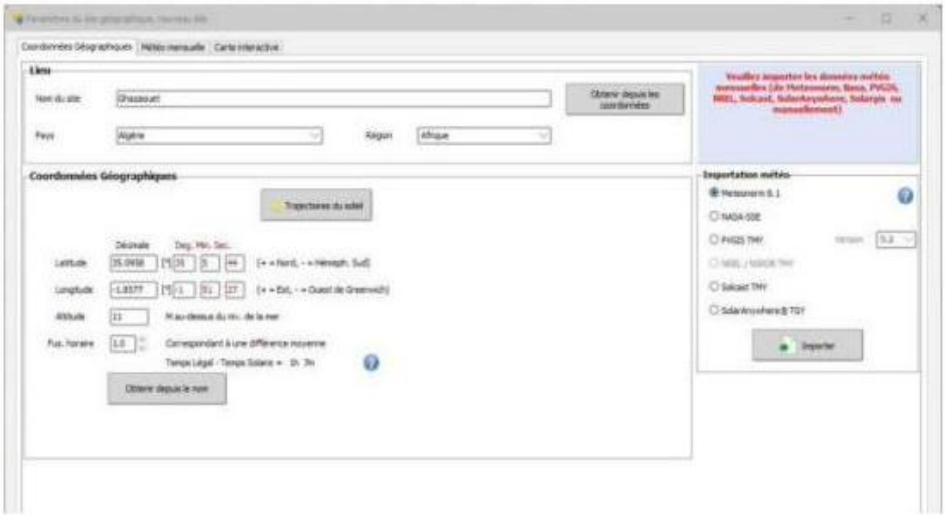


Figure 3.9: Identification des coordonnées géographiques du projet étudié

Le site est localisé à Ghazaouet (Algérie), latitude 35,0958°, longitude −1,8577°, altitude 11 m, fuseau horaire 1,0 ; les données météorologiques sont importées depuis Meteonorm 8.1.

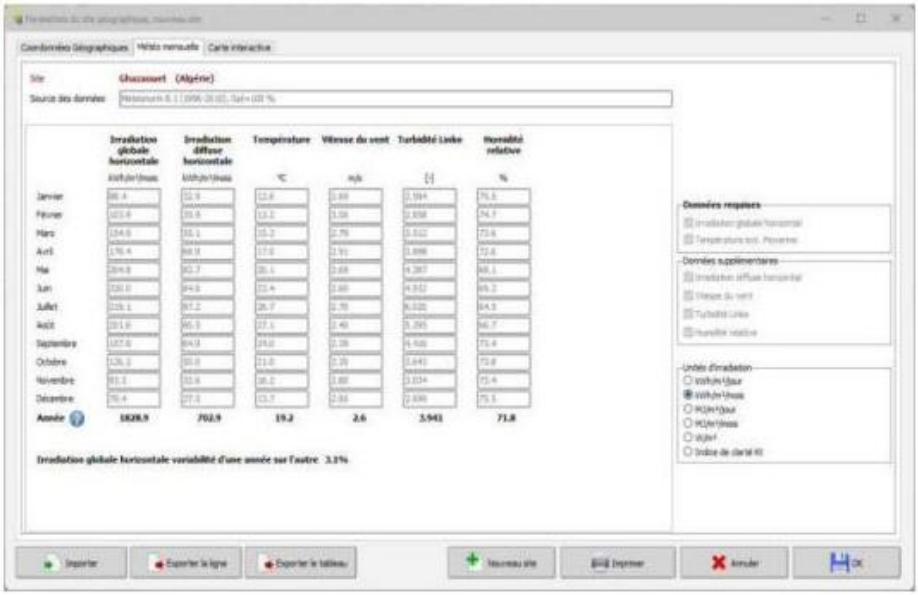


Figure 3.10: Données météorologiques du site géographique du cas étudié

Le tableau météorologique mensuel (irradiations globale et diffuse horizontales, température, vent, turbidité de Linke, humidité relative) confirme une irradiation globale horizontale annuelle de 1 828,9 kWh/m².

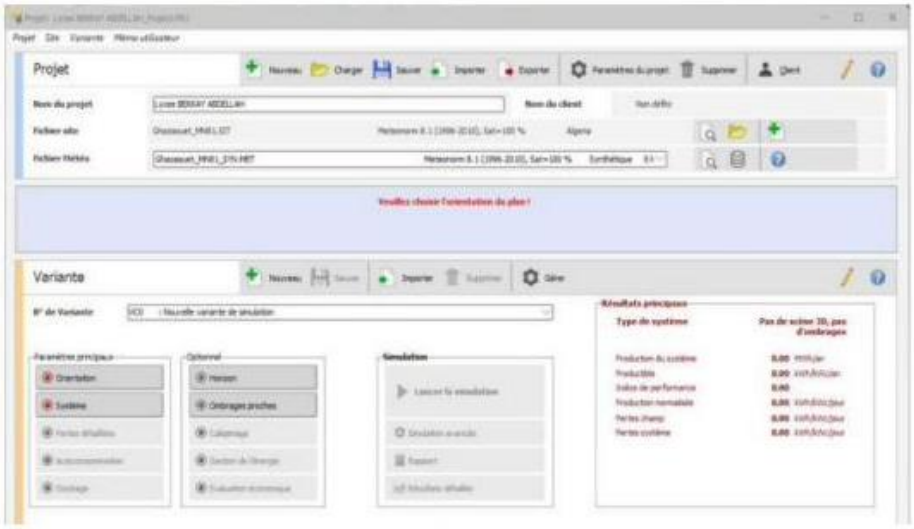


Figure 3.11: Interface des principaux champs après l'identification du nom du projet et du fichier météo

Une fois le site et le fichier météo identifiés, PVsyst invite à choisir l'orientation du plan de captage.

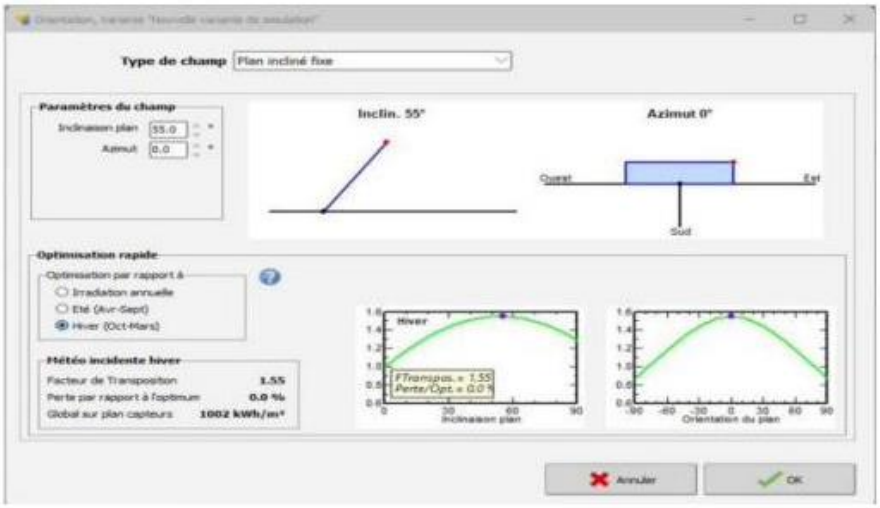


Figure 3.12: Identification de l'orientation et l'inclinaison des panneaux photovoltaïques pour la période hivernale

L'orientation retenue (plan incliné fixe, inclinaison 55°, azimut 0°) résulte d'une optimisation rapide effectuée par rapport à la période hivernale (octobre–mars), avec un facteur de transposition FTranspos. = 1,55 et un rayonnement global sur plan capteurs de 1 002 kWh/m² pour cette période : ce choix privilégie ainsi délibérément la performance hivernale, cohérent avec le dimensionnement sur le mois de janvier retenu en III.3.1.

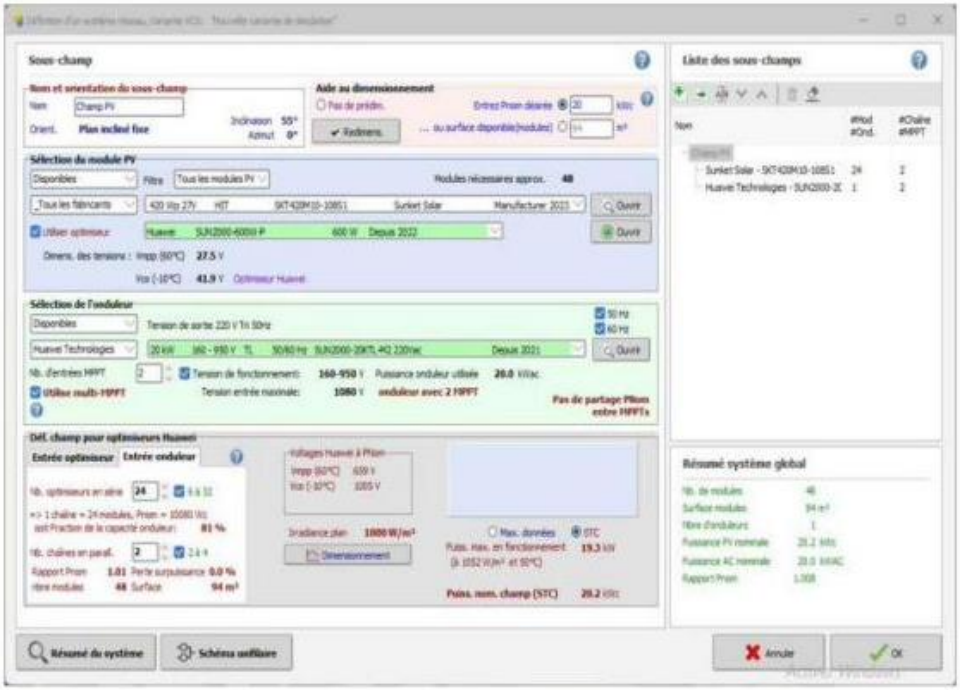


Figure 3.13: Dimensionnement des principaux composants de l'installation photovoltaïque connectée au réseau

Le sous-champ « Champ PV » est dimensionné avec le module Sunket Solar SKT420M10-108S1 (420 Wc), 48 modules nécessaires répartis en 2 chaînes de 24 modules en série, associés à des optimiseurs Huawei SUN2000-600W-P et à un onduleur Huawei SUN2000-20KTL-M2 (20 kW, 2 MPPT). Le résumé système global affiché confirme une puissance PV nominale de 20,2 kWc pour une surface de modules de 94 m² et un rapport Pnom de 1,008

(valeurs arrondies affichées par l'interface, cohérentes avec les 20,16 kWc du rapport final présenté en III.3.4).

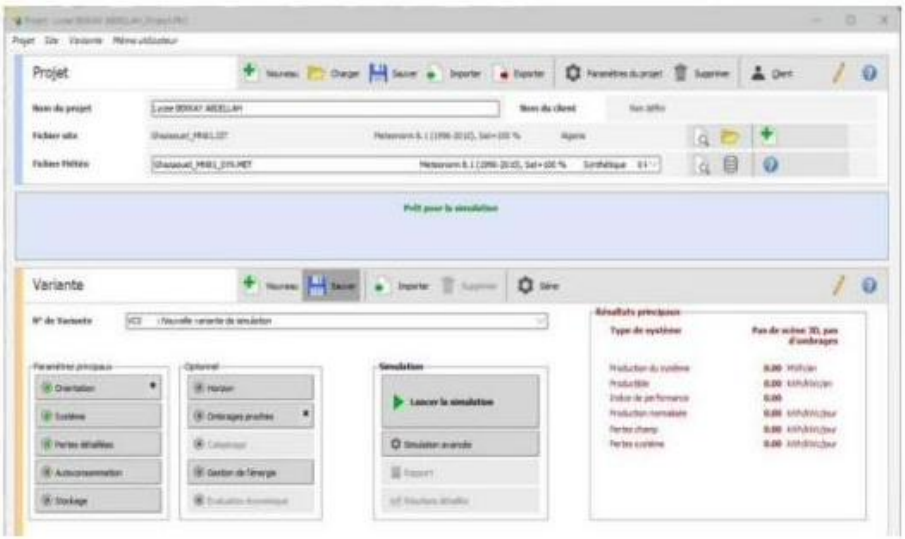


Figure 3.14: Interface des principaux champs après l'identification des paramètres principaux du projet

Une fois l'orientation et le système renseignés (repères verts), le message « Prêt pour la simulation » confirme que tous les paramètres requis sont complets.

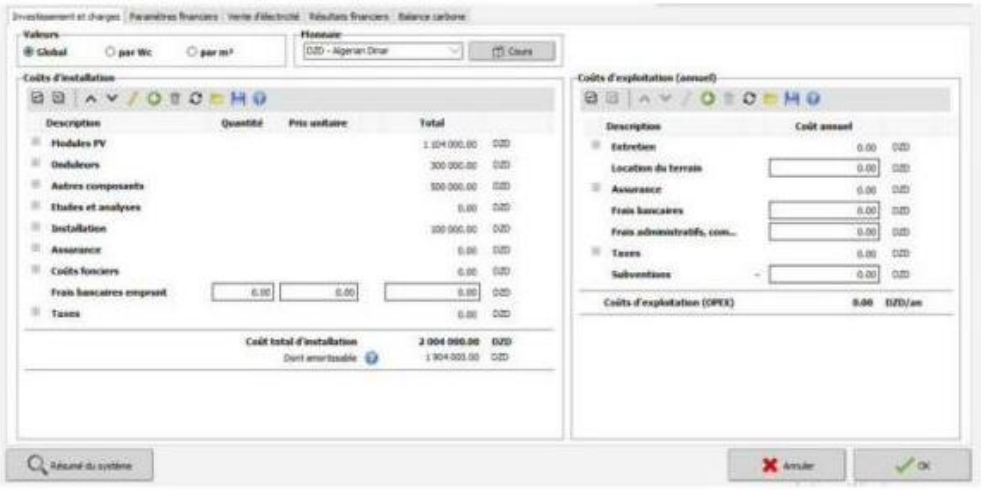


Figure 3.15: Calcul du taux d'investissement et des charges du projet

Le module « Évaluation économique » de PVsyst permet de saisir les coûts d'installation (modules PV : 1 104 000 DZD ; onduleurs : 300 000 DZD ; autres composants : 500 000 DZD ; études et analyses : 100 000 DZD) pour un coût total d'installation de 2 004 000 DZD, ainsi que les coûts d'exploitation annuels (nuls dans cette simulation).

III.3.4. Production annuelle du champ PV (20,16 kWc)

Paramètres de simulation

Tableau 3.9: Paramètres de simulation Système photovoltaïque (PVsyst)

Paramètre	Valeur
Site	Ghazaouet, Algérie (35,0958° N ; 1,8577° O ; 11 m ; UTC+1)
Données météorologiques	Meteonorm 8.1 (1996–2010), synthétique
Albédo	0,20
Type de système	Couplé au réseau, plan fixe, sans ombrages
Inclinaison / Azimut	55° / 0° (optimisé pour la période hivernale, cf. III.3.3)
Besoins de l'utilisateur (PVsyst)	Charge illimitée (réseau)
Module PV	Sunket Solar SKT420M10-108S1, 420 Wc unitaire
Nombre de modules / configuration	48 (2 chaînes × 24 en série)
Puissance nominale du champ	20,16 kWc
Surface de modules	93,7 m²
Onduleur	Huawei SUN2000-20KTL-M2 220 Vac, 20,0 kWac, 2 MPPT
Rapport de dimensionnement Pnom (DC:AC)	1,01
Optimiseurs de puissance	Huawei SUN2000-600W-P, 1 par module (48 unités)

Résultats de la simulation annuelle

Tableau 3.10: Résultats annuels de production Système photovoltaïque

Grandeur	Valeur
Énergie injectée dans le réseau (E_{Grid})	34 813 kWh/an
Productible spécifique	1 727 kWh/kWc/an
Indice de performance (PR) annuel moyen	87,73 %

Le productible spécifique annoncé se vérifie directement à partir de l'énergie injectée et de la puissance nominale installée :

$$Productible = E_{Grid} / P_{nom} = 34\,813 / 20{,}16 = 1\,727{,}03\ kWh/kWc/an \qquad (13)$$

Tableau 3.11: Bilan mensuel de production Système photovoltaïque (PVsyst)

Mois	GlobInc (kWh/m²)	EArray (kWh)	E_{Grid} (kWh)	PR
Janvier	155,1	2 898	2 836	0,907
Février	153,7	2 847	2 786	0,899
Mars	182,5	3 343	3 272	0,889
Avril	169,2	3 073	3 007	0,882
Mai	159,6	2 868	2 804	0,871
Juin	159,6	2 831	2 769	0,861
Juillet	166,7	2 916	2 853	0,849
Août	178,4	3 123	3 058	0,850
Septembre	169,7	3 011	2 948	0,862
Octobre	169,9	3 061	2 998	0,875
Novembre	157,1	2 884	2 823	0,891
Décembre	146,8	2 717	2 658	0,898
Année	**1 968,3**	**35 572**	**34 813**	**0,877**

Cette production mensuelle est illustrée par les graphiques natifs de PVsyst, repris ci-dessous avec l'interprétation qui en a été faite dans le dossier d'étude.

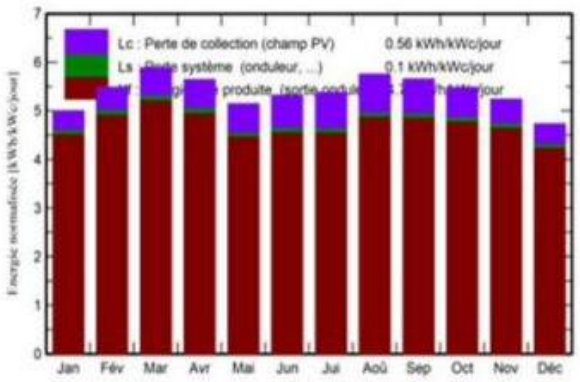


Figure 3.16: Productions normalisées de l'installation photovoltaïque

Ce graphique montre la production d'énergie normalisée du système, exprimée en kWh/kWc/jour. Il est caractérisé par :

Excellente performance : l'énergie utile produite représente la grande majorité du graphique, validant le très bon rendement de l'onduleur et des panneaux.

Faibles pertes : les pertes du champ de panneaux et de l'onduleur restent faibles sur toute l'année, avec des valeurs de 0,56 kWh/kWc/jour et 0,1 kWh/kWc/jour respectivement.

Stabilité annuelle : la production est régulière et élevée durant toute l'année avec une valeur moyenne estimée à 4,7 kWh/kWc/jour.



Figure 3.17: Indice de performance de l'installation photovoltaïque

D'après le graphique de l'indice de performance de l'installation photovoltaïque, nous constatons :

Rendement global excellent : le PR moyen annuel est de 87,7 %, ce qui prouve que le système est très bien optimisé avec très peu de pertes.

Effet de la chaleur en été : l'indice baisse légèrement en juillet et août, près de 85 %, en raison des fortes températures qui font chauffer les panneaux et réduisent leur efficacité.

Pic d'efficacité en hiver : le PR est au maximum en décembre et janvier, près de 90 %, grâce aux températures fraîches qui améliorent le fonctionnement des panneaux photovoltaïques.

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Janvier	88.4	32.93	12.61	155.1	153.7	2898	2836	0.907
Février	103.9	35.92	13.19	153.7	152.0	2847	2786	0.899
Mars	154.9	55.13	15.21	182.5	179.0	3343	3272	0.889
Avril	179.4	68.89	16.97	169.2	164.5	3073	3007	0.882
Mai	204.8	82.73	20.06	159.6	154.2	2868	2804	0.871
Juin	220.0	84.60	23.37	159.6	153.6	2831	2769	0.861
Juillet	219.1	87.22	26.67	166.7	160.6	2916	2853	0.849
Août	201.6	80.52	27.11	178.4	173.4	3123	3058	0.850
Septembre	157.8	64.85	24.00	169.7	165.9	3011	2948	0.862
Octobre	126.2	49.97	21.02	169.9	167.6	3061	2998	0.875
Novembre	93.3	32.61	16.17	157.1	155.6	2884	2823	0.891
Décembre	79.4	27.50	13.75	146.8	145.7	2717	2658	0.898
Année	1828.9	702.88	19.22	1968.3	1925.9	35572	34813	0.877

Légendes

GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
DiffHor	Irradiation diffuse horizontale	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
T_Amb	Température ambiante	PR	Indice de performance
GlobInc	Global incident plan capteurs		

Figure 3.18: Bilans et résultats principaux de l'installation photovoltaïque

La Figure 3.18 représente un tableau récapitulatif annuel des bilans et résultats principaux de l'installation photovoltaïque. Il permet de constater plusieurs remarques essentielles, notamment :

Production totale élevée (E_{Grid}) : une énergie injectée au réseau estimée à 34 813 kWh par an, avec un pic de production en mars pour une valeur de 3 272 kWh.

Pertes de conversion minimes : la différence entre l'énergie produite par les panneaux (EArray : 35 572 kWh) et celle sortant de l'onduleur (E_{Grid} : 34 813 kWh) est extrêmement faible, confirmant le très bon choix de l'onduleur.

Le maximum de production est atteint en mars plutôt qu'au solstice d'été : ce résultat, cohérent avec l'indice PR qui décroît progressivement de janvier (0,907) à juillet (0,849), s'explique par l'effet de la température sur le rendement des modules l'irradiation incidente (GlobInc) est réévaluée à la hausse en été (jusqu'à 178–182 kWh/m² en mars et août) mais l'échauffement des panneaux réduit leur rendement de conversion, un phénomène détaillé quantitativement en III.3.5.

III.3.5. Bilan des pertes du système

Le diagramme des pertes généré par PVsyst (Figure 3.19) détaille la cascade de conversion depuis l'irradiation globale horizontale jusqu'à l'énergie effectivement injectée dans le réseau.

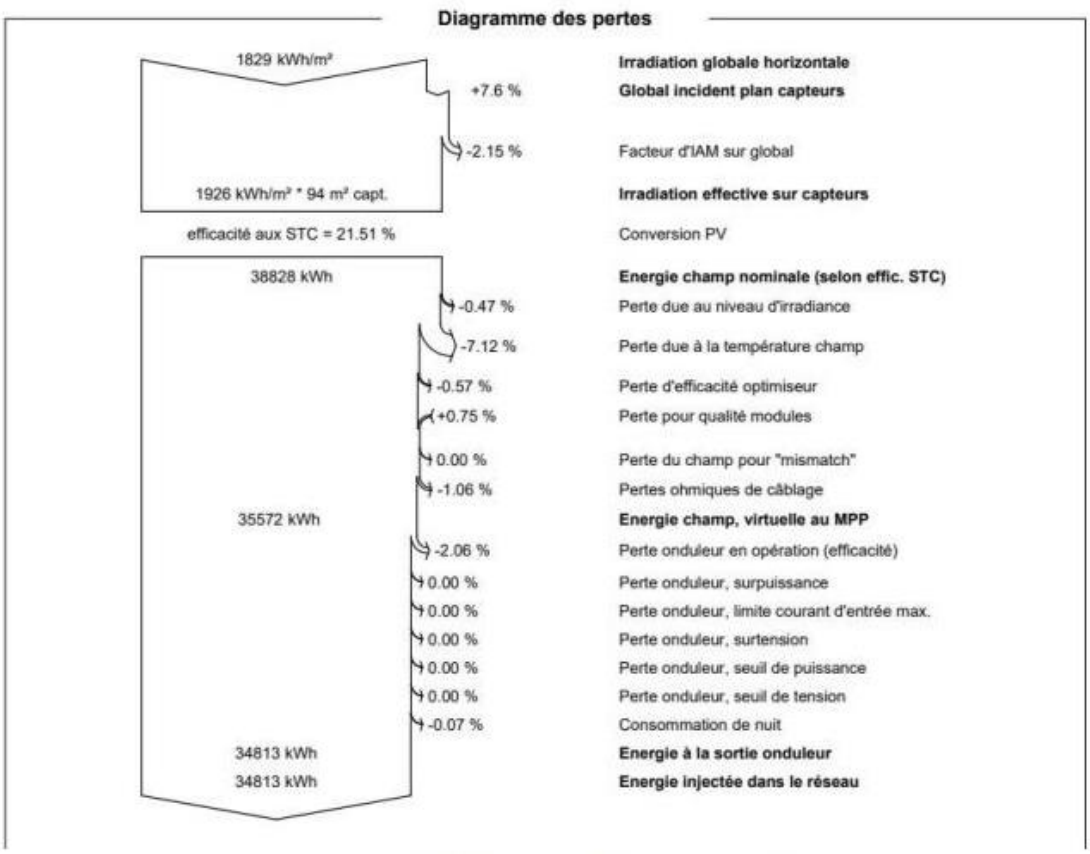


Figure 3.19: Diagramme des pertes — Système photovoltaïque (PVsyst)

Tableau 3.12: Cascade des pertes du système photovoltaïque

Étape	Valeur
Irradiation globale horizontale	1 829 kWh/m²
Facteur de transposition (plan capteurs, +7,6 %)	→ global incident plan capteurs
Facteur d'IAM sur global (−2,15 %)	→ 1 926 kWh/m² sur 94 m² de capteurs
Efficacité de conversion PV aux STC	21,51 %
Énergie champ nominale (selon efficacité STC)	38 828 kWh
Perte due au niveau d'irradiance	−0,47 %
Perte due à la température du champ	−7,12 %
Perte d'efficacité optimiseur	−0,57 %
Perte (gain) pour qualité des modules	+0,75 %
Perte du champ pour « mismatch »	0,00 %
Pertes ohmiques de câblage	−1,06 %
Énergie champ, virtuelle au MPP	35 572 kWh
Perte onduleur en opération (efficacité)	−2,06 %
Pertes onduleur (surpuissance, seuils, surtension)	0,00 % (cumulées)
Consommation de nuit	−0,07 %
Énergie à la sortie onduleur / injectée au réseau	34 813 kWh

Le poste de perte le plus significatif est, de loin, la perte due à la température du champ (−7,12 %), cohérente avec le climat du site (Ghazaouet, Algérie) et avec la baisse de l'indice PR observée en été (III.3.4) : les modules photovoltaïques perdent en rendement lorsque leur température de fonctionnement s'élève au-delà de la température de référence STC (25 °C). Les pertes d'onduleur (−2,06 %) et le facteur d'IAM (−2,15 %, effet d'incidence oblique de la lumière sur les modules) constituent les deuxième et troisième postes. On notera un poste de perte pour qualité des modules affiché positivement (+0,75 %), signifiant que les modules installés délivrent, selon le modèle, une puissance légèrement supérieure à leur puissance nominale de plaque signalétique un facteur favorable plutôt qu'une perte réelle. Les pertes de câblage DC (−1,06 %) et d'optimiseur (−0,57 %) restent marginales. Au global, entre l'énergie « champ nominale » théorique (38 828 kWh) et l'énergie effectivement injectée au réseau (34 813 kWh), le rendement global de la chaîne de conversion (hors étage capteur) s'établit à :

$$\eta_{conversion} = E_{Grid} / E_{champ,nominale} = 34\,813 / 38\,828 = 0{,}8966 \rightarrow 89{,}7\ \% \qquad (14)$$

soit une perte cumulée d'environ 10,3 % entre la sortie théorique du champ aux conditions STC et l'énergie livrée au réseau, ce qui, combiné à l'indice de performance global de 87,7 % (rapporté à la production de référence sur irradiation incidente), confirme un système correctement dimensionné et sans anomalie de conception apparente dans les données fournies.

III.3.6. Taux d'autoconsommation et taux de couverture

La simulation PVsyst a été paramétrée en mode « Charge illimitée (réseau) » (voir Tableau 3.9), c'est-à-dire sans profil de consommation défini dans le logiciel. Dans cette configuration,

PVsyst ne calcule pas d'indicateur de taux d'autoconsommation ou de taux de couverture : ces indicateurs supposent un profil de charge explicite, absent du rapport de simulation fourni.

À titre d'alternative, et dans la mesure où l'analyse du cas d'étude (III.3.2) fournit l'énergie active consommée du lycée pour cinq mois de l'année 2025, il est possible de confronter, mois par mois, la production photovoltaïque simulée (E_{Grid}, PVsyst) à cette consommation active.

Tableau 3.13: Confrontation mensuelle production PV / consommation active facturée (5 mois disponibles)

Mois	Énergie active facturée (kWh)	Production PV E_{Grid} (kWh)	Taux de couverture
Janvier	4 186,33	2 836	67,7 %
Mars	2 792,66	3 272	100 % (production excédentaire)
Juin	2 058,45	2 769	100 % (production excédentaire)
Septembre	2 472,98	2 948	100 % (production excédentaire)
Décembre	2 813,07	2 658	94,5 %

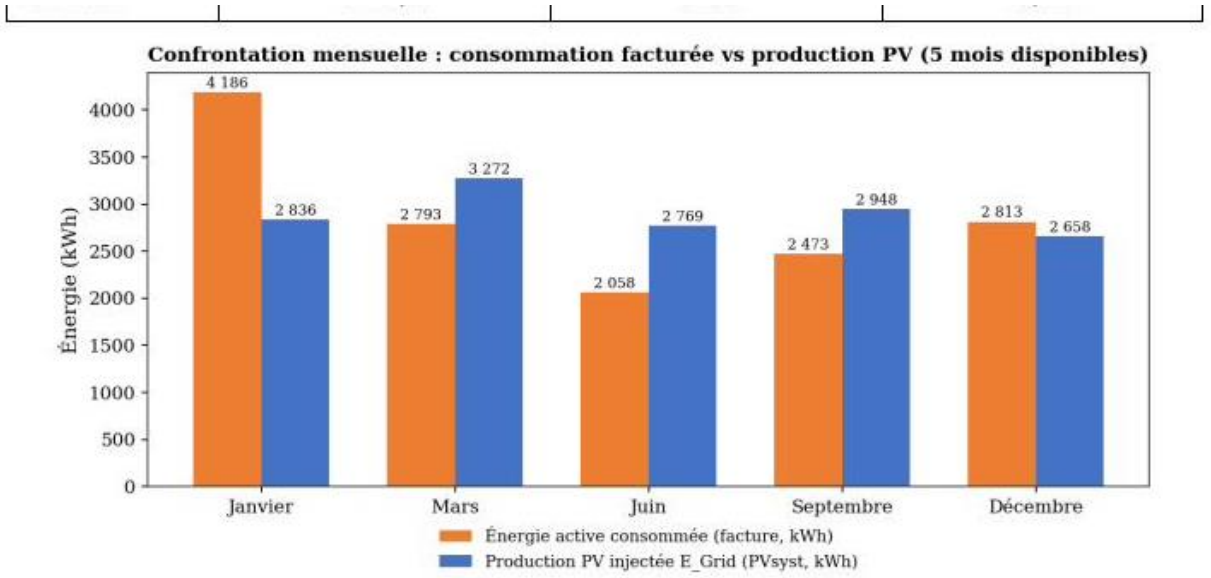


Figure 3.20: Confrontation mensuelle entre consommation active facturée et production PV injectée (5 mois disponibles)

Sur les cinq mois disponibles, la production photovoltaïque égale ou dépasse la consommation active facturée pour quatre d'entre eux (mars : 3 272 contre 2 793 kWh, soit un rapport brut de 117 % ; juin : 134,5 % ; septembre : 119,2 % ; décembre : 94,5 %), le mois de janvier constituant la seule exception nette, avec une couverture de 67,7 % (2 836 kWh produits pour 4 186 kWh consommés). Ce résultat est cohérent avec la démarche de dimensionnement décrite en III.3.1, qui identifie précisément janvier comme la période la plus défavorable en termes de consommation électrique et de puissance solaire, et retient ce mois comme base de dimensionnement. Pour les mois où la production dépasse la consommation, le taux de couverture est plafonné à 100 % dans le tableau ci-dessus : l'installation étant configurée en mode hybride sans injection de surplus (III.3.1), l'excédent théorique de production sur ces mois

ne peut pas être valorisé par une injection rémunérée au réseau, ce qui suggère une production excédentaire non exploitée à certaines périodes de l'année.

III.4. Analyse comparative des deux variantes thermiques

Cette section compare directement les deux variantes du système solaire thermique Variante 1 (capteurs plans hydraulique) et Variante 2 (capteurs à air) sur la base des résultats détaillés en section III.2, à l'aide de quatre indicateurs suivis mois par mois sur l'ensemble de l'année : le rendement système, le taux de couverture solaire totale, la masse de CO_2 évitée et l'énergie solaire utile. Il est rappelé que cette comparaison reste strictement interne au système thermique, conformément au principe d'indépendance entre filières énoncé en III.1.

III.4.1. Comparaison graphique mensuelle des performances

La Figure 3.21 compare le rendement système mensuel des deux variantes, défini comme le rapport entre l'énergie solaire utile et l'irradiation reçue sur le champ de capteurs ce mois-là.

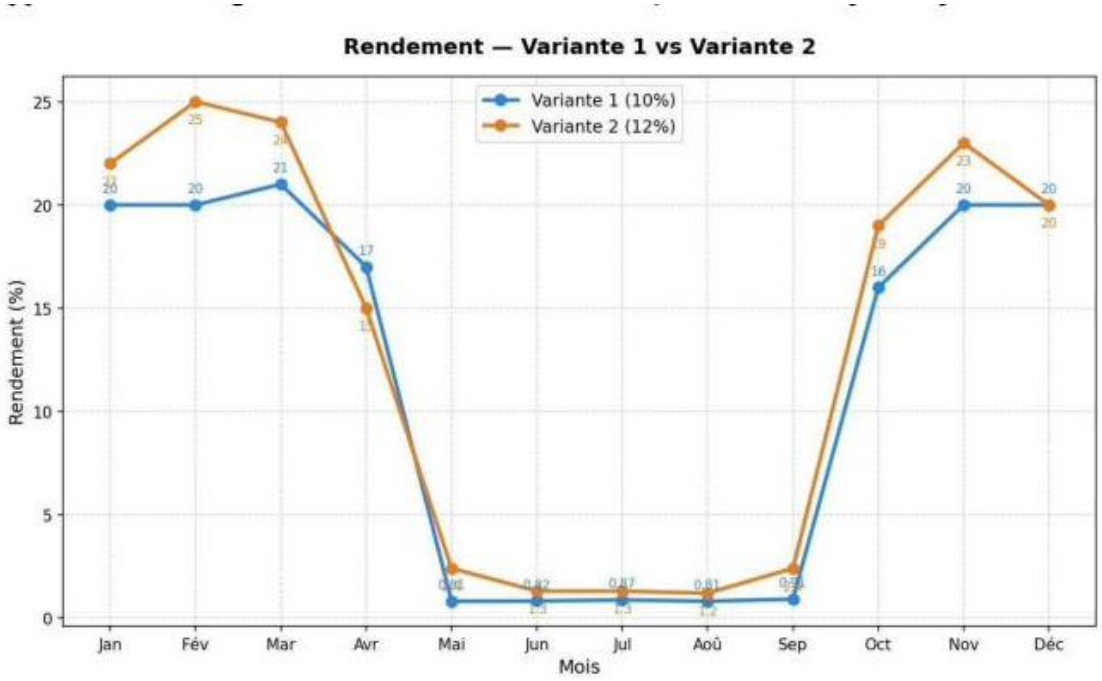


Figure 3.21: Rendement système mensuel Variante 1 vs Variante 2

Le rendement mensuel suit un profil en U prononcé pour les deux variantes : élevé en hiver (17 à 25 %, saison où la chaleur produite est presque intégralement valorisée par les besoins de chauffage), il s'effondre à moins de 2,5 % de mai à septembre la Variante 2 conservant néanmoins un léger avantage sur presque tous les mois (par exemple 25 % contre 20 % en février, son écart maximal). Le seul mois où la Variante 1 dépasse la Variante 2 est avril (17 % contre 15 %). Ce profil, cohérent avec le rendement annuel global (10,2 % en V1 contre 12,2 % en V2, cf. III.2.1 et III.2.3), s'explique par le même phénomène en toute saison : le rendement d'un capteur solaire thermique dépend directement du taux de valorisation de la chaleur captée, qui chute mécaniquement lorsque les besoins du bâtiment s'effondrent l'été, quelle que soit la technologie de capteur.

La Figure 3.22 présente le taux de couverture solaire totale mensuel, c'est-à-dire la part des besoins thermiques du mois effectivement couverte par l'apport solaire.

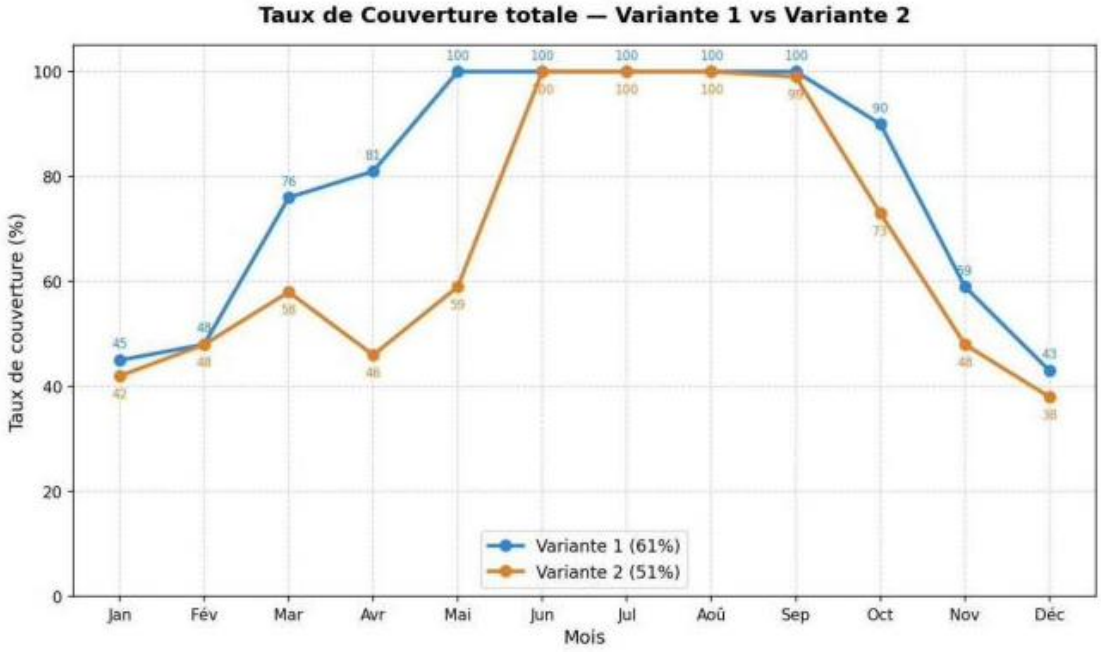


Figure 3.22: Taux de couverture totale mensuel Variante 1 vs Variante 2

La Variante 1 atteint 100 % de couverture dès le mois de mai et le conserve jusqu'en septembre inclus (cinq mois consécutifs), alors que la Variante 2 n'atteint ce plafond qu'en juin et le perd dès octobre (73 %, contre 90 % en V1 le même mois) : la fenêtre de couverture totale de la Variante 1 est donc à la fois plus précoce et plus large. En dehors de cette période estivale, la Variante 1 domine systématiquement la Variante 2 sur les mois de transition (76 % contre 58 % en mars ; 81 % contre 46 % en avril écart maximal de l'année ; 59 % contre 48 % en novembre), à l'exception de janvier et février où les deux variantes sont proches (45 %/42 % et 48 %/48 %). Sur l'ensemble de l'année, la moyenne des taux mensuels atteint 61 % pour la Variante 1 contre 51 % pour la Variante 2, cohérent avec les taux de couverture annuels calculés en III.2.2 et III.2.3 (60,7 % et 50,8 % respectivement, la faible différence avec la moyenne simple des valeurs mensuelles s'expliquant par la pondération inégale des besoins d'un mois à l'autre).

La Figure 3.23 présente la masse mensuelle de CO_2 évitée grâce à l'apport solaire, calculée par T*SOL à partir du volume de gaz naturel économisé sur l'appoint.

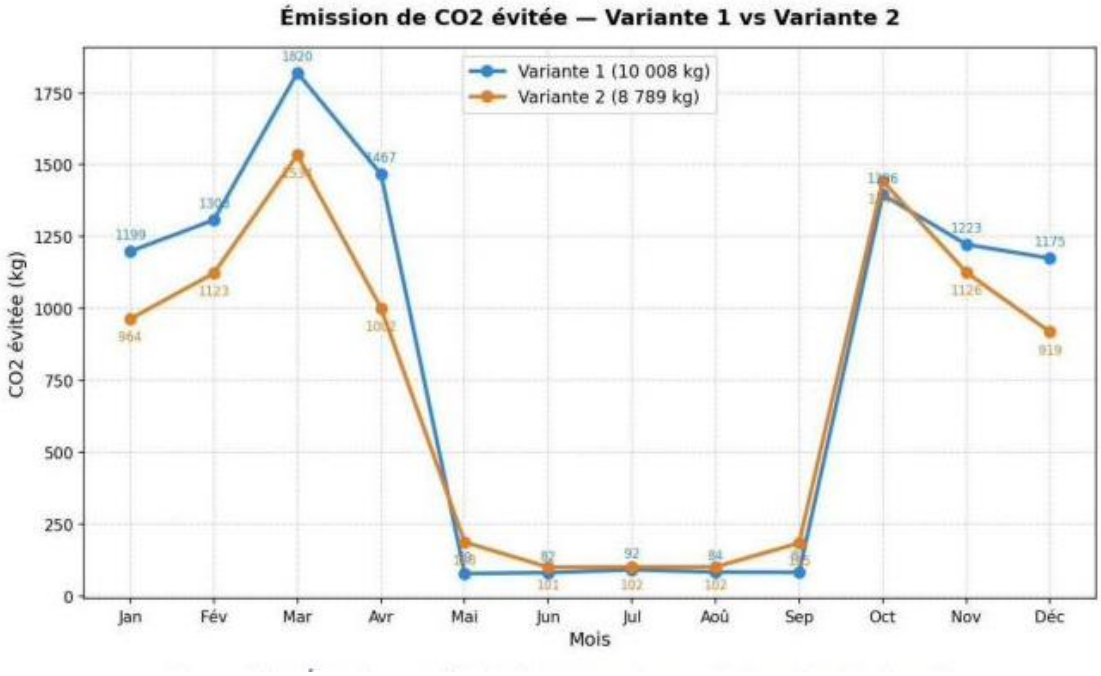


Figure 3.23: Émissions de CO_2 évitées mensuellement Variante 1 vs Variante 2

Le profil mensuel des émissions évitées suit directement celui de l'énergie solaire utile (Figure 3.24) : la Variante 1 évite davantage de CO_2 que la Variante 2 sur huit des douze mois, avec un écart maximal en mars (1 820 kg contre ≈ 1 531 kg, soit près de 290 kg d'écart sur ce seul mois). Les mois d'été (mai à septembre) contribuent marginalement au total annuel pour les deux variantes (de l'ordre de quelques dizaines à ≈ 150 kg par mois, contre plus de 1 000 kg en saison froide), du fait de la quasi-absence de besoin de chauffage. Sur l'année, l'écart cumulé entre les deux variantes (10 008 kg contre 8 789 kg, soit environ 1 219 kg, +13,9 % en faveur de la Variante 1) provient ainsi presque intégralement des mois d'octobre à avril, période où l'avantage de couverture de la Variante 1 (Figure 3.22) se traduit directement en gaz non consommé.

Enfin, la Figure 3.24 détaille l'énergie solaire utile mensuelle, c'est-à-dire l'énergie effectivement transférée au bâtiment par le circuit solaire (hors appoint).

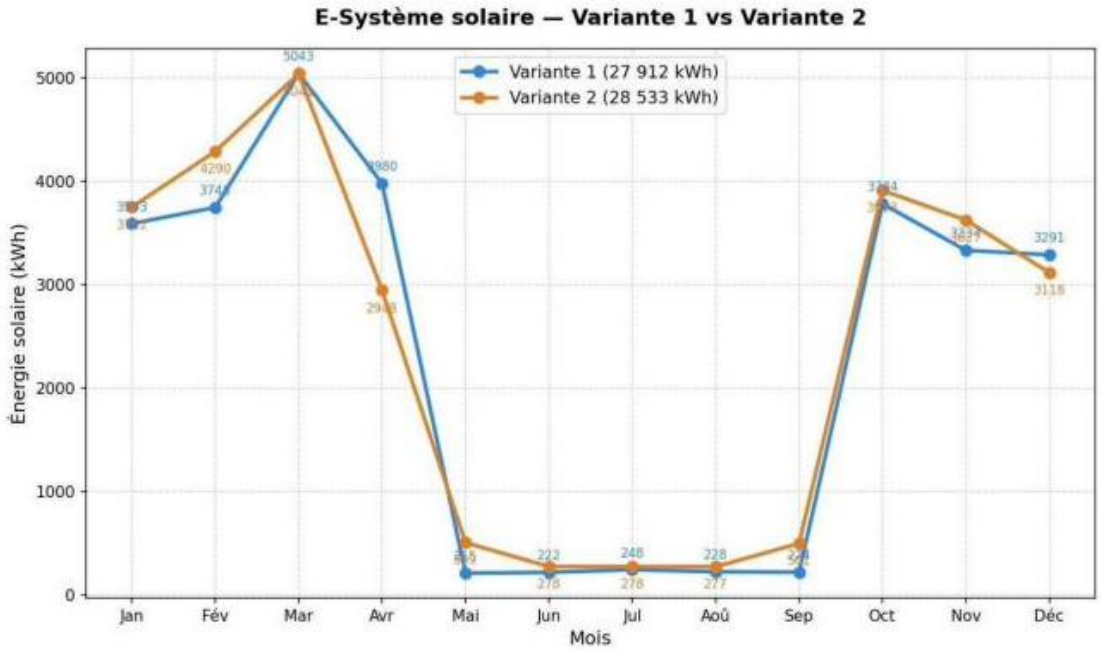


Figure 3.24: Énergie solaire utile mensuelle — Variante 1 vs Variante 2

Les deux variantes affichent un profil mensuel presque superposable de novembre à avril, avec un pic commun en mars (5 043 kWh en V1, ≈ 5 041 kWh en V2 écart inférieur à 0,1 %), avant de chuter brutalement à quelques centaines de kWh de mai à septembre (creux en mai pour la Variante 1, à 215 kWh, soit 4,3 % du pic de mars). La Variante 2 dépasse la Variante 1 sur les mois de février (4 290 contre 3 748 kWh) et mars, tandis que la Variante 1 reprend l'avantage en avril (3 980 contre 2 948 kWh, écart de plus de 1 000 kWh) et le conserve jusqu'en octobre. Malgré ces écarts mensuels parfois marqués et de signe opposé selon la saison, les deux variantes se rejoignent sur un total annuel très proche (27 912 kWh en V1 contre 28 533 kWh en V2, soit un écart de seulement 2,2 %) : les surplus et déficits mensuels respectifs des deux configurations se compensent presque intégralement sur l'année, alors même que leur répartition temporelle et donc leur valorisation réelle au regard des besoins du bâtiment diffère sensiblement, comme le montre le taux de couverture (Figure 3.22).

III.4.2. Tableau comparatif (couverture solaire, rendement, coût)

Limites méthodologiques des indicateurs économiques. Les indicateurs financiers ci-dessous (investissement, coût de production, retour sur investissement, rentabilité, IRR/MIRR) sont issus directement du module économique de T*SOL et exprimés en euros, avec un taux d'intérêt de 2,5 % et une durée de vie de 20 ans. Ces paramètres (devise, coûts unitaires, taux d'intérêt) ne semblent pas avoir été adaptés au contexte algérien et correspondent vraisemblablement, au moins en partie, aux valeurs par défaut du logiciel. À la différence du système photovoltaïque, dont le rapport PVsyst exprime les résultats économiques directement en dinars algériens (DZD, cf. III.3), la fiabilité des indicateurs de rentabilité thermique présentés ci-dessous pour une décision réelle en Algérie n'est donc pas garantie en l'état et mériterait d'être vérifiée, voire recalculée avec des coûts et taux locaux.

Tableau 3.14: Tableau comparatif des deux variantes thermiques

Indicateur	Variante 1 (capteurs plans)	Variante 2 (capteurs à air)
Surface de capteurs (brute)	136 m²	135 m²
Irradiation sur capteurs	274 975 kWh	233 502 kWh
Énergie solaire utile totale	27 912 kWh	28 533 kWh
Rendement système	10,2 %	12,2 %
Taux de couverture ECS	Non détaillé séparément	60,2 %
Taux de couverture chauffage	Non détaillé séparément	42,2 %
Taux de couverture totale	60,7 %	50,8 %
Économie de gaz naturel	4 732,6 m³/an	4 156,2 m³/an
CO_2 évitée	10 007,68 kg/an	8 788,84 kg/an
Consommation électrique auxiliaire	Non applicable	2 500,8 kWh/an (ventilateur)
Investissement total *	54 400 €	47 520 €
Coût de production thermique *	0,125 €/kWh	0,107 €/kWh
Retour sur investissement *	19,1 ans	19,0 ans
Rentabilité économique *	105,7 %	106,3 %
IRR *	0,50 %	0,55 %
MIRR *	1,43 %	1,46 %
Profit sur durée de vie *	17 852 €	15 932 €

III.4.3. Avantages et limites de chaque variante

Variante 1 capteurs plans hydrauliques

Taux de couverture solaire nettement supérieur (60,7 % contre 50,8 %), avec un plafond de 100 % atteint sur cinq mois consécutifs (mai à septembre) contre deux seulement pour la Variante 2.

CO_2 évitée supérieure en valeur absolue (10 008 kg/an, soit +13,9 % par rapport à la Variante 2).

Aucune consommation électrique auxiliaire identifiée dans les données fournies, contrairement au ventilateur de la Variante 2.

Rendement système plus faible (10,2 %) et investissement plus élevé (54 400 €) pour un taux de retour très proche de la Variante 2 (19,1 ans).

Exposition à des températures de stagnation élevées en été (jusqu'à 140 °C, cf. III.2.5), à prendre en compte dans le choix des composants et la protection du circuit.

Variante 2 capteurs à air

Meilleur rendement système (12,2 % contre 10,2 %) et coût de production thermique plus faible (0,107 €/kWh contre 0,125 €/kWh).

Investissement initial inférieur (47 520 € contre 54 400 €, soit −12,6 %) pour des indicateurs de rentabilité globalement équivalents, voire légèrement meilleurs (rentabilité 106,3 % et IRR 0,55 % contre 105,7 % et 0,50 % pour la Variante 1).

Absence de risque de gel du fluide caloporteur, avantage généralement associé aux capteurs à air par rapport aux capteurs à circulation liquide — cet avantage relève des propriétés connues de la technologie et n'est pas démontré par une donnée spécifique des rapports fournis.

Taux de couverture solaire nettement inférieur (50,8 %, avec seulement 42,2 % pour le seul poste chauffage), impliquant un recours à l'appoint gazier plus fréquent.

Consommation électrique auxiliaire du ventilateur (2 500,8 kWh/an) non comptabilisée dans le rendement système affiché, ce qui tend à surestimer légèrement la performance nette réelle de cette variante par rapport à la Variante 1.

Cette comparaison doit être interprétée en tenant compte des méthodes de modélisation partiellement différentes entre les deux variantes (modélisation simplifiée du besoin de chauffage en Variante 1 contre modèle de bâtiment complet en Variante 2, cf. III.2.3), ce qui en constitue une limite.

III.4.4. Variante recommandée pour le lycée

Le choix entre les deux variantes dépend en premier lieu du critère jugé prioritaire pour le projet. Si l'objectif principal est de maximiser la part des besoins thermiques couverte par l'énergie solaire et donc de minimiser la dépendance à l'appoint gazier et l'impact carbone associé, la Variante 1 constitue le choix le plus cohérent avec les résultats obtenus : elle offre un taux de couverture supérieur de 10 points de pourcentage et évite près de 14 % de CO_2 en plus sur l'année, pour un surcoût d'investissement modéré (+14,5 %, soit 6 880 € selon les paramètres économiques du rapport, dont la fiabilité pour le contexte algérien reste toutefois à vérifier, cf. III.4.2) et un temps de retour pratiquement identique (19,1 contre 19,0 ans).

Si en revanche la contrainte budgétaire initiale ou le rendement de conversion du champ de capteurs est jugé prioritaire, la Variante 2 présente un investissement inférieur et un meilleur rendement système, au prix d'une couverture solaire sensiblement plus faible et d'une consommation électrique auxiliaire à intégrer dans le bilan global.

III.5. Analyse économique et environnementale

Cette section rassemble, pour chacun des deux systèmes étudiés solaire thermique (Variantes 1 et 2) et photovoltaïque, les indicateurs économiques et environnementaux issus des rapports de simulation. Conformément au principe d'indépendance entre filières énoncé en III.1, les résultats sont présentés côte à côte à titre de synthèse du chapitre, sans comparaison directe entre le système thermique et le système photovoltaïque : les deux filières répondent à des besoins différents (chaleur / électricité), sont dimensionnées indépendamment l'une de l'autre, et leurs indicateurs économiques reposent sur des bases méthodologiques et des devises distinctes, rappelées ci-dessous.

III.5.1. Économies d'énergie réalisées (kWh/an)

Tableau 3.15: Économies d'énergie annuelles par système

Système	Énergie annuelle concernée	Nature de l'économie
Thermique — Variante 1	27 911,98 kWh/an	Énergie solaire utile se substituant à l'appoint gaz (+ 4 732,6 m³ de gaz naturel économisé)
Thermique — Variante 2	28 532,64 kWh/an	Énergie solaire utile se substituant à l'appoint gaz (+ 4 156,2 m³ de gaz naturel économisé)
Photovoltaïque	34 813 kWh/an	Énergie produite et injectée au réseau (E_{Grid}), en configuration sans injection de surplus (cf. III.3.1)

Les deux variantes thermiques réalisent une économie d'énergie utile du même ordre de grandeur (moins de 3 % d'écart entre elles, cf. III.4.1), la Variante 2 affichant même une énergie solaire utile légèrement supérieure. Ce chiffre doit toutefois être nuancé par la consommation électrique auxiliaire du ventilateur de la Variante 2 (2 500,8 kWh/an, cf. III.4.3), qui n'est pas déduite de ce total et représente près de 9 % de l'énergie solaire utile de cette variante cette consommation relevant d'un vecteur énergétique différent (électricité) de celui économisé (gaz), une compensation directe kWh pour kWh ne serait de toute façon pas rigoureuse sans connaître le mix de production électrique concerné. Le système photovoltaïque, avec 34 813 kWh/an injectés au réseau, produit une quantité d'énergie supérieure à celle de chacune des deux variantes thermiques ; ce chiffre n'est cependant pas comparable terme à terme aux économies thermiques, puisqu'il s'agit d'une production électrique brute annuelle et non d'une énergie thermique nette de pertes de distribution — la nature même de l'« économie » réalisée (substitution de gaz d'un côté, production électrique autoconsommée de l'autre) diffère entre les deux filières, ce qui interdit toute addition ou comparaison directe des trois totaux de ce tableau.

III.5.2. Réduction des émissions de CO_2

Tableau 3.16: Émissions de CO_2 évitées par système

Système	CO_2 évitée
Thermique — Variante 1	10 007,68 kg/an
Thermique — Variante 2	8 788,84 kg/an

Le tableau 3.16 présente les émissions de CO_2 évitées grâce à chacune des deux variantes du système thermique étudiées. On constate que la Variante 1 permet d'éviter 10 007,68 kg de CO_2 par an, contre 8 788,84 kg/an pour la Variante 2, soit un écart de 1 218,84 kg/an en faveur de la première solution. Cette différence s'explique par les écarts de performance énergétique entre les deux configurations : plus la quantité d'énergie thermique produite est importante, plus les émissions évitées sont élevées. Ainsi, malgré un coût d'investissement potentiellement plus élevé, la Variante 1 présente un bénéfice environnemental supérieur.

III.5.3. Temps de retour sur investissement (TRI)

Tableau 3.17: Temps de retour sur investissement par système

Système	TRI	Source / méthode
Thermique — Variante 1	19,1 ans	Calcul interne T*SOL (paramètres € par défaut, cf. avertissement III.4.2)
Thermique — Variante 2	19,0 ans	Calcul interne T*SOL (idem)
Photovoltaïque	« Non rentable » (PVsyst) / 10,95 ans (calcul manuel)	Voir interprétation ci-dessous

Cas particulier du photovoltaïque deux résultats divergents. Le module économique de PVsyst conclut lui-même à un investissement « Non rentable » (LCOE de 2,20 DZD/kWh, pour un investissement de 2 004 000,00 DZD et un coût d'exploitation de 10 000 DZD/an), vraisemblablement parce que ce module valorise l'énergie produite selon une hypothèse de vente ou de tarif qui ne correspond pas à la configuration réelle du projet, décrite comme un fonctionnement « hybride sans injection de surplus » : dans ce mode, l'énergie n'est pas vendue au réseau mais consommée en temps réel, ce qui rend l'hypothèse de valorisation par défaut de PVsyst inadaptée à partir des factures d'électricité du lycée, un calcul alternatif fondé sur l'économie réellement réalisée sur la facture réseau plutôt que sur une hypothèse de vente :

$$TRI = Investissement \,/\, (Coût\ mensuel\ moyen\ évité \times 12) = 2\,004\,000 \,/\, (15\,243{,}82 \times 12) = 2\,004\,000 \,/\, 182\,925{,}84 = 10{,}95\ ans \quad (15)$$

Ce second résultat, nettement plus favorable, apparaît méthodologiquement plus cohérent avec la configuration réelle de l'installation (autoconsommation sans injection), puisqu'il valorise l'énergie produite à son coût d'évitement réel (le prix auparavant payé au distributeur Sonelgaz) plutôt qu'à un tarif de rachat hypothétique. Il repose toutefois sur une hypothèse simplificatrice qu'il convient de souligner : la stabilité du coût mensuel moyen évité (15 243,82 DZD) sur toute la durée considérée, sans intégrer une éventuelle évolution du prix de l'électricité, ni la dégradation de performance des modules PV dans le temps (habituellement de l'ordre de 0,5 à 1 % par an, non prise en compte dans les résultats de la simulation). Cet écart illustre combien le choix des hypothèses de valorisation de l'énergie conditionne la rentabilité apparente d'une installation photovoltaïque en autoconsommation.

III.6. Conclusion

Ce chapitre a présenté les résultats des simulations réalisées pour les deux systèmes énergétiques renouvelables destinés au lycée Bekkaï Abdallah (Ghazaouet, Algérie) : un système solaire thermique, simulé sous T*SOL selon deux variantes (capteurs plans hydrauliques et capteurs à air), et un système photovoltaïque de 20,16 kWc raccordé au réseau, simulé sous PVsyst.

Sur le plan thermique, la Variante 1 (capteurs plans hydrauliques) atteint un taux de couverture solaire annuel de 60,7 % contre 50,8 % pour la Variante 2 (capteurs à air), et évite davantage d'émissions de CO_2 en valeur absolue (10 008 kg/an contre 8 789 kg/an). La Variante

2 présente en contrepartie un meilleur rendement système (12,2 % contre 10,2 %) et un investissement initial inférieur d'environ 12,6 %, pour des temps de retour pratiquement identiques (19,0 et 19,1 ans). Sur la base de ces résultats, et dans l'hypothèse où l'objectif prioritaire du projet est de maximiser la substitution à l'énergie fossile, la Variante 1 a été recommandée en III.4.4, sous réserve de la gestion du risque de stagnation thermique estivale qui lui est propre et d'une vérification des paramètres économiques utilisés.

Sur le plan photovoltaïque, l'analyse préalable des factures d'électricité du lycée (III.3.1–III.3.2) a mis en évidence un facteur de puissance anormalement élevé, imputable au transformateur MT/BT de l'établissement, et a justifié un dimensionnement du champ PV fondé sur la seule énergie active ainsi qu'une recommandation de compensation par batterie de condensateurs, indépendante du projet solaire. Sur cette base, le champ de 20,16 kWc atteint un indice de performance annuel de 87,7 % pour une production de 34 813 kWh/an, résultat cohérent avec le climat du site et sans anomalie de conception apparente dans les pertes du système (III.3.5). L'examen croisé de la production simulée et des factures d'électricité disponibles (III.3.6) suggère que la production couvre, voire dépasse, la consommation active du lycée sur la majorité des mois de l'année, à l'exception notable de janvier.

CONCLUSION GÉNÉRALE

La transition énergétique et la nécessité de valoriser les ressources renouvelables placent le solaire parmi les solutions les plus pertinentes pour les bâtiments situés dans des régions bien ensoleillées, comme l'Algérie. Ce mémoire porte sur l'étude, la conception et l'optimisation d'un système solaire hybride associant une filière thermique et une filière photovoltaïque pour le chauffage et la production d'électricité Lycée Bekkaï Abdallah (commune de Souahlia),.

Le travail a consisté à analyser les principes physiques des deux technologies, puis à dimensionner et simuler leurs composants à partir des besoins réels d'un site d'étude, à l'aide de logiciels dédiés. Cette démarche a permis d'évaluer la complémentarité des deux filières, la filière thermique offrant des rendements élevés pour la chaleur, tandis que la filière photovoltaïque couvre les besoins électriques à partir de la même ressource solaire.

Les simulations confirment la faisabilité technique du système hybride et montrent l'intérêt de coupler les deux filières pour mieux exploiter le gisement solaire disponible, sous réserve d'un dimensionnement adapté aux besoins réels du site. Ce travail pourrait être prolongé par une évaluation économique plus poussée et par une validation expérimentale des résultats obtenus.

BIBLIOGRAPHIE

[1] ASTM International (2003). Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface (ASTM G173-03). West Conshohocken, PA : ASTM International.

[2] Becquerel, E. (1839). Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, 9, 561–567.

[3] Chapin, D. M., Fuller, C. S. et Pearson, G. L. (1954). A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power. Journal of Applied Physics, 25(5), 676–677.

[4] Cooper, P. I. (1969). The absorption of radiation in solar stills. Solar Energy, 12(3), 333–346.

[5] DIN EN 12977. Installations solaires thermiques et leurs composants – Installations assemblées à façon (économie d'énergie relative).

[6] Duffie, J. A. et Beckman, W. A. (2013). Solar Engineering of Thermal Processes (4e éd.). Hoboken, NJ : John Wiley & Sons.

[7] Energy Institute (2025). Statistical Review of World Energy 2025 (74e éd.). Londres : Energy Institute.

[8] Fekkak, B., Merzouk, M., Kouzou, A., Kennel, R., Abdelrahem, M., Zakane, A. et Mohamed-Seghir, M. (2021). Comparative study of experimentally measured and calculated solar radiations for two sites in Algeria. Energies, 14(21), 7441. Lien : https://doi.org/10.3390/en14217441

[9] Fraunhofer ISE (s. d.). Photovoltaics Report. Fribourg-en-Brisgau : Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Lien : https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html

[10] Himri, Y., Malik, A. S., Stambouli, A. B., Himri, S. et Draoui, B. (2009). Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13(6–7), 1584–1591.

[11] Honsberg, C. B. et Bowden, S. G. (s. d.). Photovoltaics Education Website (PVEducation). Lien : https://www.pveducation.org

[12] Huld, T., Müller, R. et Gambardella, A. (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. Solar Energy, 86(6), 1803–1815.

[13] IEC 60904-3:2019. Photovoltaic devices — Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data. Genève : Commission électrotechnique internationale.

[14] IEC 61215-1:2021. Terrestrial photovoltaic (PV) modules — Design qualification and type approval — Part 1: Test requirements. Genève : Commission électrotechnique internationale.

[15] IEC 61724-1:2021. Photovoltaic system performance — Part 1: Monitoring. Genève : Commission électrotechnique internationale.

[16] IRENA (2026). Renewable Capacity Statistics 2026. Abou Dabi : International Renewable Energy Agency.

[17] ISO 9060:2018. Énergie solaire — Spécification et classification des instruments de mesure du rayonnement solaire hémisphérique et direct. Genève : Organisation internationale de normalisation.

[18] Kalogirou, S. A. (2014). Solar Energy Engineering: Processes and Systems (2e éd.). Oxford : Academic Press (Elsevier).

[19] Kasten, F. et Young, A. T. (1989). Revised optical air mass tables and approximation formula. Applied Optics, 28(22), 4735–4738.

[20] Kopp, G. et Lean, J. L. (2011). A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance. Geophysical Research Letters, 38, L01706.

[21] Liu, B. Y. H. et Jordan, R. C. (1963). The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors. Solar Energy, 7(2), 53–74.

[22] Luque, A. et Hegedus, S. (dir.) (2011). Handbook of Photovoltaic Science and Engineering (2e éd.). Chichester : John Wiley & Sons.

[23] Masters, G. M. (2004). Renewable and Efficient Electric Power Systems. Hoboken, NJ : John Wiley & Sons.

[24] Mertens, K. (2018). Photovoltaics: Fundamentals, Technology, and Practice (2e éd.). Hoboken, NJ : John Wiley & Sons.

[25] Meteonorm — base de données météorologiques, version 8.1 (période 1996–2010).

[26] NASA (s. d.). POWER – Prediction Of Worldwide Energy Resources. NASA Langley Research Center. Lien : https://power.larc.nasa.gov

[27] NREL (s. d.). Best Research-Cell Efficiency Chart. National Renewable Energy Laboratory. Lien : https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html

[28] OMM (2018). Guide des instruments et des méthodes d'observation (OMM-N° 8, éd. 2018). Genève : Organisation météorologique mondiale.

[29] Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J. et Stewart, R. (1990). Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. Solar Energy, 44(5), 271–289.

[30] Prša, A., Harmanec, P., Torres, G., Mamajek, E. et al. (2016). Nominal values for selected solar and planetary quantities: IAU 2015 Resolution B3. The Astronomical Journal, 152(2), 41.
[31] PVsyst SA. PVsyst V7.4.0, logiciel d'étude et de simulation de systèmes photovoltaïques.
[32] Richter, A., Hermle, M. et Glunz, S. W. (2013). Reassessment of the limiting efficiency for crystalline silicon solar cells. IEEE Journal of Photovoltaics, 3(4), 1184–1191.
[33] Shockley, W. et Queisser, H. J. (1961). Detailed balance limit of efficiency of p–n junction solar cells. Journal of Applied Physics, 32(3), 510–519.
[34] Skoplaki, E. et Palyvos, J. A. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. Solar Energy, 83(5), 614–624.
[35] Solar Keymark — certification des capteurs solaires thermiques.
[36] Sonelgaz. Factures d'électricité de l'année 2025 du Lycée Bekkaï Abdallah.
[37] Spörk-Dür, M. et Brunner, C. (2025). Solar Heat Worldwide 2025: Global Market Development and Trends 2024, Detailed Market Figures 2023. Gleisdorf : AEE INTEC, IEA Solar Heating and Cooling Programme.
[38] Stambouli, A. B., Khiat, Z., Flazi, S. et Kitamura, Y. (2012). A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(7), 4445–4460.
[39] Stein, J. S., Reise, C., Bonilla Castro, J., Friesen, G., Maugeri, G., Urrejola, E. et Ranta, S. (2021). Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications (rapport IEA-PVPS T13-14:2021). IEA Photovoltaic Power Systems Programme.
[40] Valentin Software GmbH. T*SOL 2023 (R2), logiciel de simulation d'installations solaires thermiques.
[41] Villalva, M. G., Gazoli, J. R. et Ruppert Filho, E. (2009). Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. IEEE Transactions on Power Electronics, 24(5), 1198–1208.
[42] Weiss, W. et Spörk-Dür, M. (2024). Solar Heat Worldwide 2024: Global Market Development and Trends 2023, Detailed Market Figures 2022. Gleisdorf : AEE INTEC, IEA Solar Heating and Cooling Programme.
[43] Williams, D. R. (s. d.). Sun Fact Sheet. NASA Goddard Space Flight Center, NSSDCA. Lien : https://nssdc.gsfc.nasa.gov/planetary/factsheet/sunfact.html
[44] World Bank Group, ESMAP et Solargis (2019). Global Solar Atlas 2.0. Lien : https://globalsolaratlas.info
[45] Yaiche, M. R., Bouhanik, A., Bekkouche, S. M. A., Malek, A. et Benouaz, T. (2014). Revised solar maps of Algeria based on sunshine duration. Energy Conversion and Management, 82, 114–123.

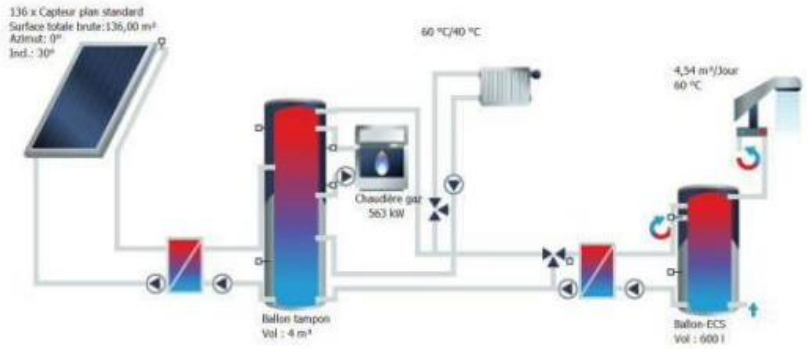
ANNEXES

Annexe A — Rapport T*SOL, Variante 1 (capteurs plans)

-

-

Variante 1



Résultats de la simulation annuelle

Puissance installée:		60,860 kW
Surface de capteurs installée (brute):		136 m²
Irradiation sur la surface du capteur (Surface de réf.):	274 975,26 kWh	2 021,88 kWh/m²
Énergie délivrée par les capteurs:	32 479,82 kWh	238,82 kWh/m²
Énergie délivrée par le circuit de capteurs:	30 732,86 kWh	225,98 kWh/m²

Besoins énergétiques réchauffement eau chaude sanitaire:	33 313,59 kWh
Énergie fournie pour le chauffage eau chaude sanit:	26 087,12 kWh
Énergie fournie pour le chauffage:	12 791,72 kWh
Énergie système solaire:	27 911,98 kWh
Apport d'énergie pour l'appoint:	18 066,4 kWh

Économie Gaz naturel H:	**4 732,6 m³**
Emission de CO2 évitée:	**10 007,68 kg**
Taux de couverture total:	**60,7 %**
Énergie économisé relative d'énergie supplémentaire (DIN EN 12977):	**65,5 %**
Rendement système:	**10,2 %**

-

-

Variante 1

Par défaut

Données météorologiques

Site:	tounanae
Données météorologiques:	Souahlia
Rayonnement annuel global:	1821,094 kWh/m²
Latitude:	35,04 °
Longitude:	1,89 °

Eau chaude sanitaire

Consommation journalière moyenne:	4,54 m³
Température souhaitée:	60 °C
Allure de charge:	Bürogebäude
Température eau froide:	Février: 16,5 °C Août: 20,5 °C
Boucle ECS:	oui
Jours sans consommation:	215

Chauffage

Besoin référence en flux de chaleur du bâtiment:	75 kW
Température externe standard:	5,1 °C
Températures de référence :	60 °C/40 °C

-

-

Variante 1

Installation

Circuit solaire

Fabricant:	Standard
Type:	Capteur plan standard
Nombre:	136,00
Surface totale brute:	136 m²
Surface de référence totale:	136 m²
Inclinaison d'installation:	30 °
Orientation:	180 °
Azimut:	0 °

Ballon tampon

Fabricant:	Standard
Type:	Ballon tampon
Volume:	4 m³

Ballon-ECS

Fabricant:	Standard
Type:	Ballon-ECS
Volume:	0,6 m³

Chauffage d'appoint

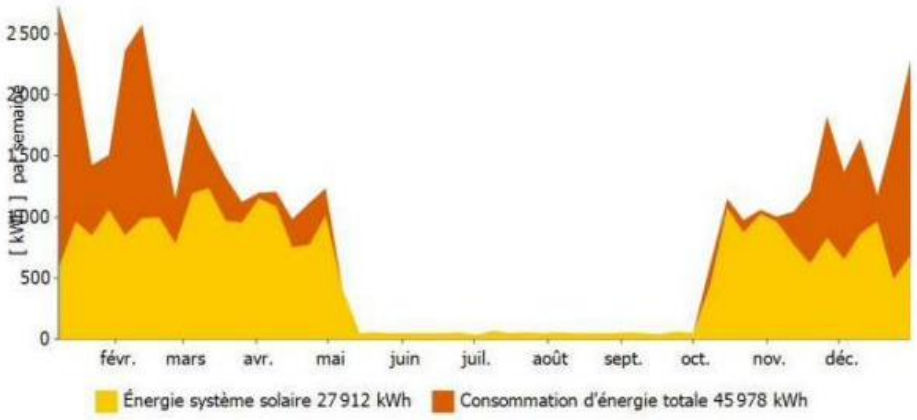
Fabricant:	Standard
Type:	Chaudière gaz
Puissance nominale:	563 kW

-

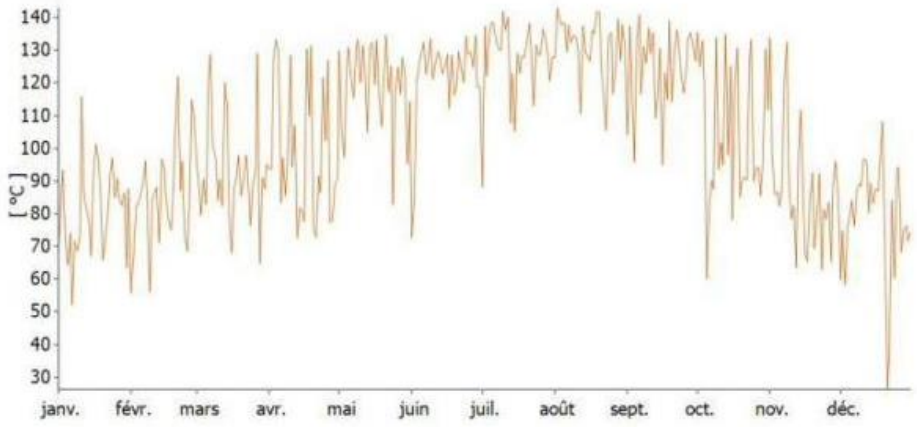
-

Variante 1

Part de l'énergie solaire par rapport à la consommation d'énergie



Température maximale journalière dans le capteur



Les calculs ont été réalisés avec le programme de simulation d'installation solaire thermique T*SOL 2023 (R2) Les résultats ont été déterminés par un modèle de calcul mathématique avec un domaine temporel de pas de temps variables de 6 minutes au maximum. Les productions réelles peuvent s'en écarter en raison des fluctuations du temps, de la consommation d'eau et divers autres facteurs. Le schéma d'installation indiqué ne remplace pas l'étude technique de l'installation solaire.

-

-

Variante 1

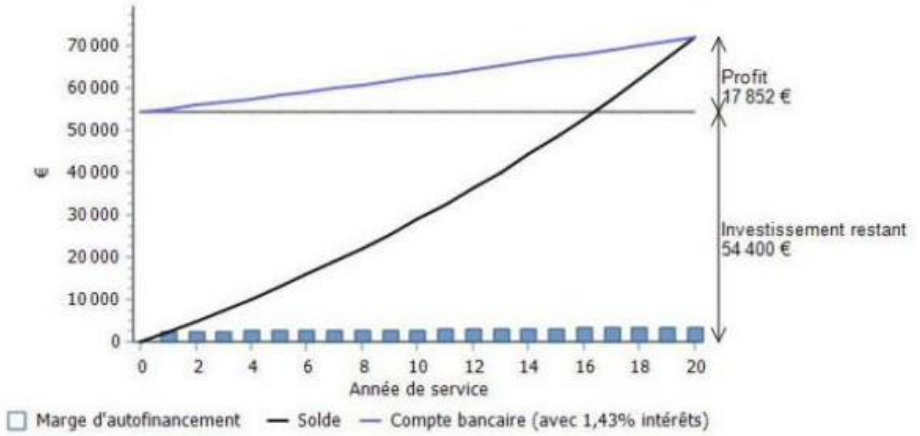
Calcul de rentabilité

Installation	
Surface de référence:	136 m²
Rendement du système:	27 911,98 kWh
Économie annuelle de combustible:	4 732,6 m³ Gaz naturel H
Paramètre économique	
Longévité:	20 Années
Intérêt du capital:	2,5 %
Taux d'intérêt du réinvestissement:	2,5 %
Taux d'inflation du prix de l'énergie d'appoint:	2,0 %
Taux d'inflation des coûts de fontionnement:	1,0 %
Financement	
Investissement totale:	54 400 €
Allocations:	0 €
Capital externe:	0 €
Investissement restant:	54 400 €
Frais d'exploitation de la 1ère année:	0 €
Économies de la 1ère année:	2 366 €
Rentabilité	
Coût production thermique:	0,125 €/kWh
Retour sur investissement:	19,1 Années
Durée d'amortissement:	---
Profitabilité	
Rentabilité économique:	105,7 %
Rendement des fonds propres:	105,7 %
Taux de rendement interne, IRR:	0,50 %
Montant du capital:	-10 307 €
Hypothèse de réinvestissement	
Profit:	17 852 €
Taux de rendement interne modifié, MIRR:	1,43 %

-

-

Variante 1

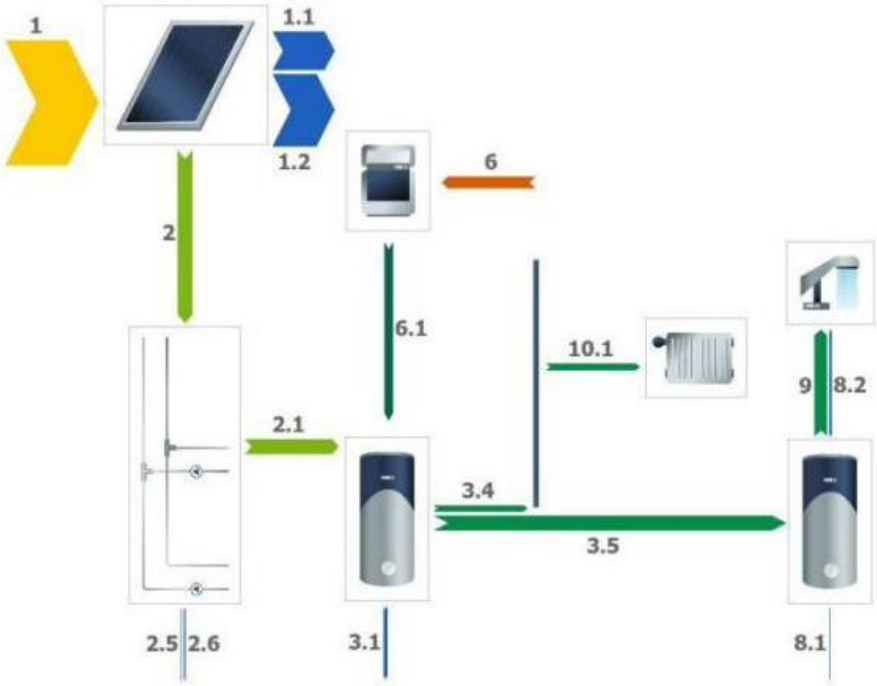

70 000
60 000
50 000
40 000
30 000
20 000
10 000
0
Ψ
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Année de service
Profit
17 852 €
Investissement restant
54 400 €
Marge d'autofinancement
Solde
Compte bancaire (avec 1,43% intérêts)

-

-

Variante 1

Schéma du bilan énergétique



Légende

1	Irradiation sur la surface du capteur (Surface de réf.)	274 975 kWh
1.1	Pertes optiques sur les capteurs	84 105 kWh
1.2	Pertes thermiques des capteurs	158 391 kWh
2	Énergie du champs de capteurs	32 480 kWh
2.1	Énergie solaire au réservoir	30 733 kWh
2.5	Pertes sur la tuyauterie intérieure	701 kWh
2.6	Pertes sur la tuyauterie extérieure	1 046 kWh
3.1	Pertes ballon	5 448 kWh
3.4	Ballon au chauffage	12 792 kWh
3.5	Ballon au préparateur	30 560 kWh
6	Énergie finale	25 796 kWh
6.1	Énergie supplémentaire au réservoir	18 066 kWh
8.1	Pertes péparateur	693 kWh
8.2	Pertes boucle ECS	3 834 kWh

-

-

Variante 1

9	ECS-énergie du réservoir préparateur	26 087 kWh
10.1	Chaleur au chauffage HT.	12 792 kWh

-

-

Glossaire

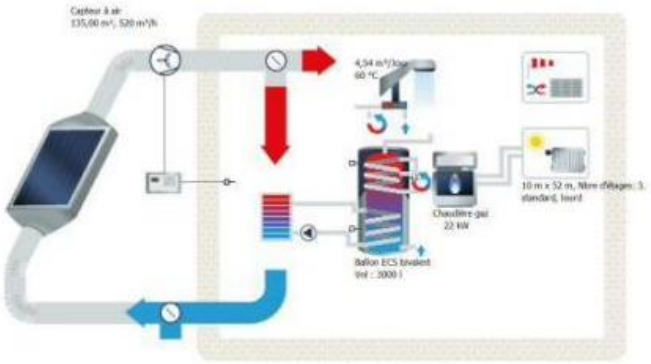
1	Irradiation sur la surface du capteur (Surface de réf.) L'énergie de rayonnement sur la surface de capteurs inclinée (surface de référence)
1.1	Pertes optiques sur les capteurs Pertes causées, entre autres, par réflection
1.2	Pertes thermiques des capteurs Pertes causées, entre autres, par conduction thermique
2	Énergie du champs de capteurs L'énergie libérée à la sortie du champ de capteurs, c'est-à-dire à l'amont de la tuyauterie
2.1	Énergie solaire au réservoir Énergie du circuit de capteurs au réservoir (diminuée des pertes sur la tuyauterie)
2.5	Pertes sur la tuyauterie intérieure Pertes tuyauterie intérieure
2.6	Pertes sur la tuyauterie extérieure Pertes tuyauterie extérieure
3.1	Pertes ballon Pertes thermiques à travers des surfaces
3.4	Ballon au chauffage Chaleur transportée du réservoir au chauffage HT/BT. Pour les réservoirs avec circulation il y a une partie solaire et une partie du au mélange des températures du ballon.
3.5	Ballon au préparateur Chaleur transportée du réservoir au préparateur d'eau chaude
6	Énergie finale Flux d'énergie finale reçu à l'installation. Diese kann als Erdgas, Öl oder Strom (ohne Solarenergie) unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade einfließen.
6.1	Énergie supplémentaire au réservoir Énergie supplémentaire (p.ex. chaudière) au réservoir
8.1	Pertes péparateur Pertes thermiques du préparateur
8.2	Pertes boucle ECS Pertes sur la conduite de circulation
9	ECS-énergie du réservoir préparateur Chaleur du préparateur pour consommateurs d'eau chaude sans la demande pour la boucle d'ECS
10.1	Chaleur au chauffage HT. Chaleur au chauffage à haute température

Annexe B — Rapport T*SOL, Variante 2 (capteurs à air)

-

-

Variante 2



Résultats de la simulation annuelle

Surface de capteurs installée (brute):		135 m²
Irradiation sur la surface du capteur (Surface de réf.):	233 502,31 kWh	1 965,51 kWh/m²
Énergie délivrée par les capteurs:	51 899,89 kWh	436,87 kWh/m²
Énergie délivrée par le circuit de capteurs:	52 739,05 kWh	443,93 kWh/m²

Besoins énergétiques réchauffement eau chaude sanitaire:	38 044,77 kWh
Énergie fournie pour le chauffage eau chaude sanit:	33 866,73 kWh
Énergie fournie pour le chauffage:	19 270,05 kWh
Énergie système solaire pour l'ECS:	20 396,32 kWh
Énergie système solaire pour le chauffage:	8 136,32 kWh
Apport d'énergie pour l'appoint:	27 681,6 kWh
Consomm. du ventil:	2 500,8 kWh

Économie Gaz naturel H:	**4 156,2 m³**
Emission de CO2 évitée:	**8 788,84 kg**
Taux de couverture eau chaude:	**60,2 %**
Taux de couverture chauffage:	**42,2 %**
Taux de couverture total:	**50,8 %**
Rendement système:	**12,2 %**
Renouvellement d'air par les capteurs à air:	**254,43**

-

-

Variante 2

Par défaut

Données météorologiques

Site:	Würzburg
Données météorologiques:	Souahlia
Rayonnement annuel global:	1821,094 kWh/m²
Latitude:	35,04 °
Longitude:	1,89 °

Eau chaude sanitaire

Consommation journalière moyenne:	4,54 m³
Température souhaitée:	60 °C
Allure de charge:	Bureaux
Température eau froide:	Février: 16,5 °C Août: 20,5 °C
Boucle ECS:	oui
Jours sans consommation:	194

-

-

Variante 2

Immeuble

Geometrie

Longueur:	52,0 m
Largeur:	10,0 m
Hauteur d'étage:	3,0 m
Nbre d'étages:	3
Utilisation:	Ecole

Chauffage

Temp. ambiante de cons. maxi:	22,0 °C
Type de chauffage:	Radiateurs
Service:	1. sept. - 31. mai

Sources de chaleur int.

Profil:	TSOL_Inst
Source de chaleur int. maxi:	6,0 W/m²

Température souhaitée

Profil:	TSOL_Inst
Temp. maxi:	22,0 °C

Ventilation mécanique

Air amené / air extrait avec récupération de chal	
Profil:	TSOL_Inst
Renouvell. d'air maxi:	3,0 1/h
Jours non utilisés:	62

Capteurs à air

Zone d'alimentation des capteurs à air	Tous les étages
Service	Préchauffage de l'air amené

-

-

Variante 2

Installation

Circuit solaire

Fabricant:	Standard
Type:	Capteurs à air vitré - 20
Nombre de capteurs:	54,00
Surface totale brute:	135 m²
Surface de référence totale:	118,8 m²
Inclinaison d'installation:	45 °
Orientation:	180 °
Azimut:	0 °
Débit volumique total:	3120 m³/h

Ballon ECS bivalent

Fabricant:	Standard
Type:	Ballon ECS bivalent
Volume:	3 m³

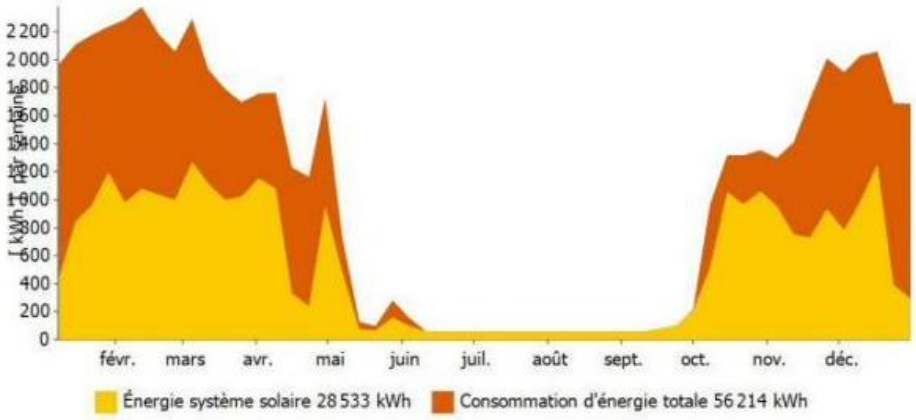
Chauffage d'appoint

Fabricant:	Standard
Type:	Chaudière gaz
Puissance nominale:	22 kW

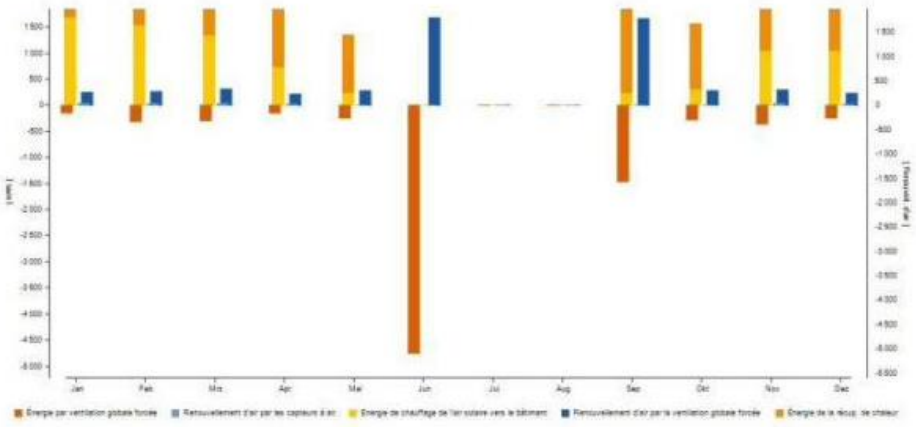
-

-

Part de l'énergie solaire par rapport à la consommation d'énergie



Ventilation du bâtiment



Les calculs ont été réalisés avec le programme de simulation d'installation solaire thermique T*SOL 2023 (R2) Les résultats ont été déterminés par un modèle de calcul mathématique avec un domaine temporel de pas de temps variables de 6 minutes au maximum. Les productions réelles peuvent s'en écarter en raison des fluctuations du temps, de la consommation d'eau et divers autres facteurs. Le schéma d'installation indiqué ne remplace pas l'étude technique de l'installation solaire.

-

-

Variante 2

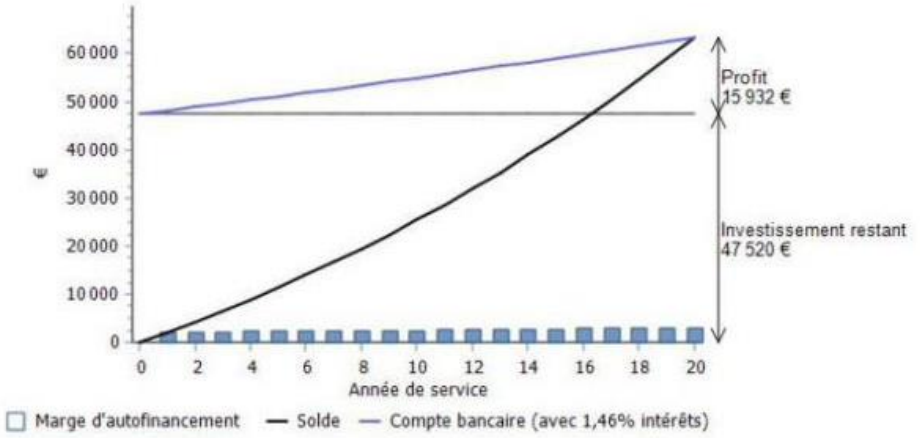
Calcul de rentabilité

Installation	
Surface de référence:	118,8 m²
Rendement du système:	28 532,63 kWh
Économie annuelle de combustible:	4 156,2 m³ Gaz naturel H
Paramètre économique	
Longévité:	20 Années
Intérêt du capital:	2,5 %
Taux d'intérêt du réinvestissement:	2,5 %
Taux d'inflation du prix de l'énergie d'appoint:	2,0 %
Taux d'inflation des coûts de fontionnement:	1,0 %
Financement	
Investissement totale:	47 520 €
Allocations:	0 €
Capital externe:	0 €
Investissement restant:	47 520 €
Frais d'exploitation de la 1ère année:	0 €
Économies de la 1ère année:	2 078 €
Rentabilité	
Coût production thermique:	0,107 €/kWh
Retour sur investissement:	19,0 Années
Durée d'amortissement:	---
Profitabilité	
Rentabilité économique:	106,3 %
Rendement des fonds propres:	106,3 %
Taux de rendement interne, IRR:	0,55 %
Montant du capital:	-8 797 €
Hypothèse de réinvestissement	
Profit:	15 932 €
Taux de rendement interne modifié, MIRR:	1,46 %

-

-

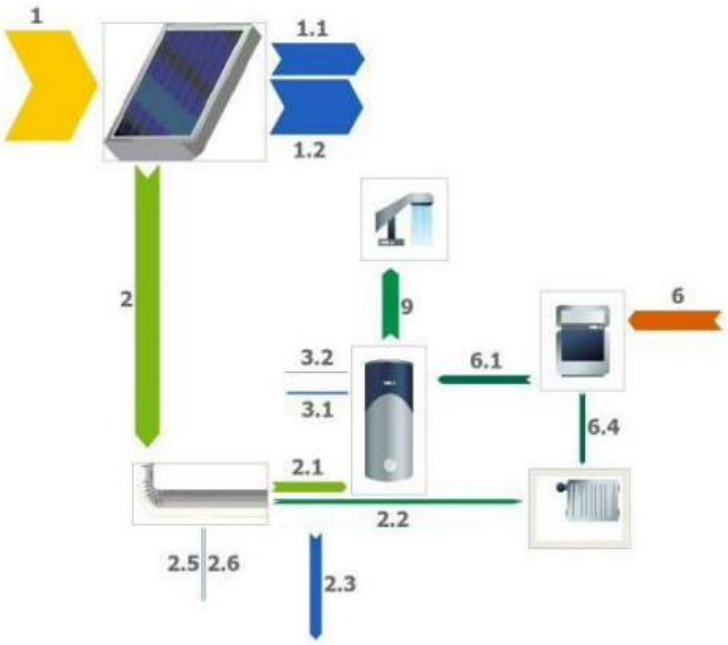
Variante 2


60 000
50 000
40 000
30 000
20 000
10 000
0
€
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Année de service
Profit
15 932 €
Investissement restant
47 520 €
Marge d'autofinancement
Solde
Compte bancaire (avec 1,46% intérêts)

-

-

Schéma du bilan énergétique



Légende

1	Irradiation sur la surface du capteur (Surface de réf.)	233 502 kWh
1.1	Pertes optiques sur les capteurs	67 346 kWh
1.2	Pertes thermiques des capteurs	116 269 kWh
2	Énergie du champs de capteurs	51 900 kWh
2.1	Énergie solaire au réservoir	20 285 kWh
2.2	Air chauffé au solaire	8 136 kWh
2.3	energie de chauffage de l'air solaire Bypass	24 395 kWh
2.5	Pertes sur la tuyauterie intérieure	30 kWh
2.6	Pertes sur la tuyauterie extérieure	101 kWh
3.1	Pertes ballon	2 454 kWh
3.2	Pertes boucle ECS	452 kWh
6	Énergie finale	39 763 kWh
6.1	Énergie supplémentaire au réservoir	16 548 kWh
6.4	Énergie supplémentaire au chauffage	11 134 kWh

-

-

Variante 2

9	ECS-énergie du réservoir	33 867 kWh

-

-

Glossaire

1	Irradiation sur la surface du capteur (Surface de réf.) L'énergie de rayonnement sur la surface de capteurs inclinée (surface de référence)
1.1	Pertes optiques sur les capteurs Pertes causées, entre autres, par réflection
1.2	Pertes thermiques des capteurs Pertes causées, entre autres, par conduction thermique
2	Énergie du champs de capteurs L'énergie libérée à la sortie du champ de capteurs, c'est-à-dire à l'amont de la tuyauterie
2.1	Énergie solaire au réservoir Énergie du circuit de capteurs au réservoir (diminuée des pertes sur la tuyauterie)
2.2	Air chauffé au solaire Air chauffé au solaire dans le bâtiment
2.3	energie de chauffage de l'air solaire Bypass energie de chauffage de l'air solaire non utilisée
2.5	Pertes sur la tuyauterie intérieure Pertes tuyauterie intérieure
2.6	Pertes sur la tuyauterie extérieure Pertes tuyauterie extérieure
3.1	Pertes ballon Pertes thermiques à travers des surfaces
3.2	Pertes boucle ECS Pertes sur la conduite de circulation
6	Énergie finale Flux d'énergie finale reçu à l'installation. Diese kann als Erdgas, Öl oder Strom (ohne Solarenergie) unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade einfließen.
6.1	Énergie supplémentaire au réservoir Énergie supplémentaire (p.ex. chaudière) au réservoir
6.4	Énergie supplémentaire au chauffage Énergie supplémentaire (p.ex. chaudière) au chauffage HT/BT
9	ECS-énergie du réservoir Chaleur du réservoir pour consommateurs d'eau chaude (sans Boucle ECS)

Annexe C — Rapport PVsyst, système photovoltaïque couplé au réseau (20,16 kWc)

Version 7.4.0

PVsyst - Rapport de simulation

Système couplé au réseau

Projet: Lycee BEKKAY ABDELLAH

Variante: Nouvelle variante de simulation

Pas de scène 3D, pas d'ombrages

Puissance système : 20.16 kWc

Ghazaouet - Algeria

Author

Projet: Lycee BEKKAY ABDELLAH

Variante: Nouvelle variante de simulation

Résumé du projet

Site géographique
Ghazaouet
Algeria

Situation
Latitude 35.10 °N
Longitude -1.86 °W
Altitude 11 m
Fus. horaire UTC+1

Paramètres du projet
Albédo 0.20

Données météo
Ghazaouet
Meteonorm 8.1 (1996-2010), Sat=100 % - Synthétique

Résumé du système

Système couplé au réseau

Pas de scène 3D, pas d'ombrages

Orientation plan capteurs
Plan fixe
Inclinaison/Azimut 55 / 0 °

Ombrages proches
Sans ombrages

Besoins de l'utilisateur
Charge illimitée (réseau)

Information système

Champ PV
Nb. de modules 48 unités
Pnom total 20.16 kWc

Onduleurs
Nombre d'unités 1 unité
Pnom total 20.00 kWac
Rapport Pnom 1.008

Résumé des résultats

Energie produite	34813 kWh/an	Productible	1727 kWh/kWc/an	Indice perf. PR	87.73 %

Table des matières

Résumé du projet et des résultats 2
Paramètres généraux, Caractéristiques du champ de capteurs, Pertes système 3
Résultats principaux 4
Diagramme des pertes 5
Graphiques prédéfinis 6
Schéma unifilaire 7

Paramètres généraux

Système couplé au réseau

Pas de scène 3D, pas d'ombrages

Orientation plan capteurs

Orientation		**Configuration des sheds**	**Modèles utilisés**	
Plan fixe		Pas de scène 3D	Transposition	Perez
Inclinaison/Azimut	55 / 0 °		Diffus	Perez, Meteonorm
			Circumsolaire	séparément

Horizon	**Ombrages proches**	**Besoins de l'utilisateur**
Pas d'horizon	Sans ombrages	Charge illimitée (réseau)

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV

Fabricant	Sunket Solar
Modèle	SKT420M10-108S1
(Base de données PVsyst originale)	
Puissance unitaire	420 Wc
Nombre de modules PV	48 unités
Nominale (STC)	20.16 kWc
Chaîne d'optimiseurs	2 Chaînes x 24 En série
Aux cond. de fonct. (50°C)	
Pmpp	18.39 kWc
U mpp	688 V
I mpp	27 A

Onduleur

Fabricant	Huawei Technologies
Modèle	SUN2000-20KTL-M2 220Vac
(Base de données PVsyst originale)	
Puissance unitaire	20.0 kWac
Nombre d'onduleurs	2 * MPPT 50% 1 unité
Puissance totale	20.0 kWac
Tension de fonctionnement	160-950 V
Puissance max. (=>35°C)	22.0 kWac
Rapport Pnom (DC:AC)	1.01
Pas de partage PNom entre MPPTs	

Optimiseur Huawei

Modèle	SUN2000-600W-P
Puissance unitaire	600 W
Modules à l'entrée	Un module

Puissance PV totale

Nominale (STC)	20 kWc
Total	48 modules
Surface modules	93.7 m²

Puissance totale onduleur

Puissance totale	20 kWac
Nombre d'onduleurs	1 unité
Rapport Pnom	1.01

Pertes champ

Fact. de pertes thermiques

Température modules selon l'irradiance	
Uc (const)	20.0 W/m²K
Uv (vent)	0.0 W/m²K/m/s

Pertes câblage DC

Rés. globale champ	425 mΩ
Frac. pertes	1.5 % aux STC

Perte de qualité module

Frac. pertes	-0.8 %

Pertes de mismatch modules

Frac. pertes	0.0 % au MPP

Facteur de perte IAM

Effet d'incidence (IAM): Fresnel, anti-reflets, n(verre)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Résultats principaux

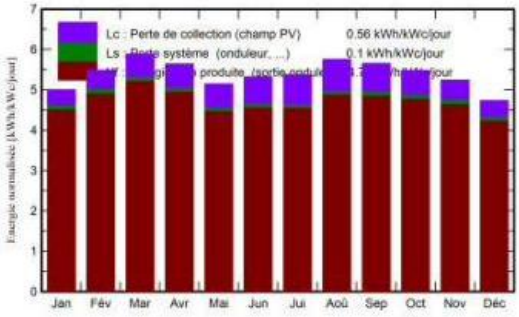
Production du système

Energie produite	34813 kWh/an	Productible	1727 kWh/kWc/an
		Indice perf. PR	87.73 %

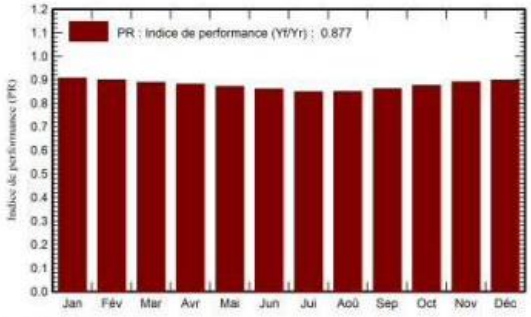
Evaluation économique

Investissement		Coût annuel		LCOE	
Global	2 004 000.00 DZD	Annuités	0.00 DZD/an	Coût de l'énergie	2.20 DZD/kWh
Spécifique	99.4 DZD/Wc	Coût exploit.	10 000.00 DZD/an		
		Retour invest.	Non rentable		

Productions normalisées (par kWp installé)



Indice de performance (PR)



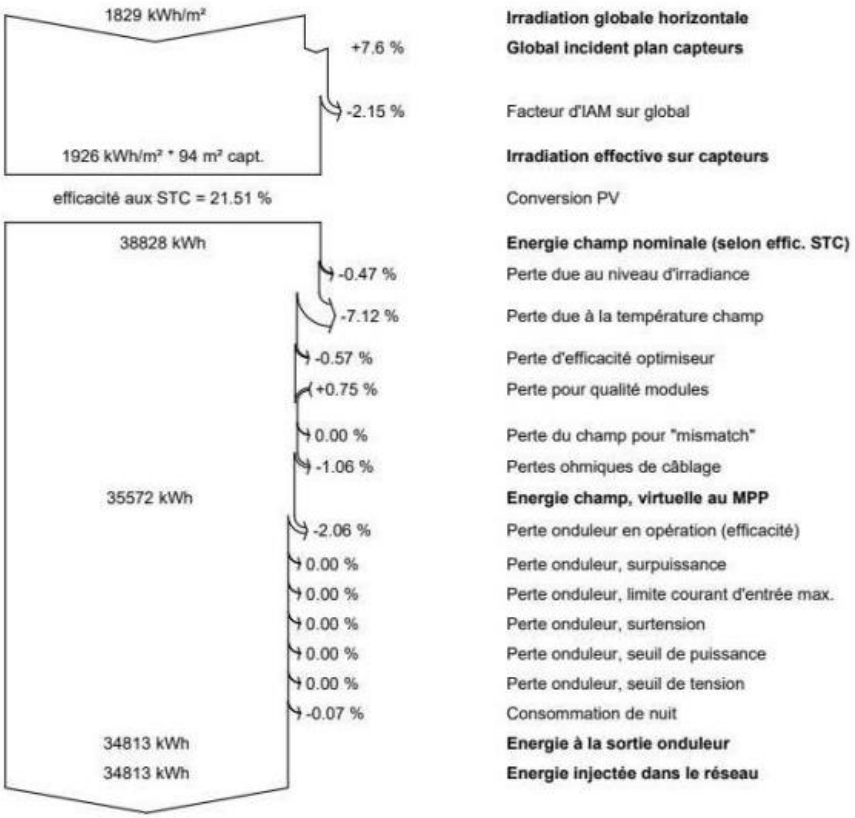
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Janvier	88.4	32.93	12.61	155.1	153.7	2898	2836	0.907
Février	103.9	35.92	13.19	153.7	152.0	2847	2786	0.899
Mars	154.9	55.13	15.21	182.5	179.0	3343	3272	0.889
Avril	179.4	68.89	16.97	169.2	164.5	3073	3007	0.882
Mai	204.8	82.73	20.06	159.6	154.2	2868	2804	0.871
Juin	220.0	84.60	23.37	159.6	153.6	2831	2769	0.861
Juillet	219.1	87.22	26.67	166.7	160.6	2916	2853	0.849
Août	201.6	80.52	27.11	178.4	173.4	3123	3058	0.850
Septembre	157.8	64.85	24.00	169.7	165.9	3011	2948	0.862
Octobre	126.2	49.97	21.02	169.9	167.6	3061	2998	0.875
Novembre	93.3	32.61	16.17	157.1	155.6	2884	2823	0.891
Décembre	79.4	27.50	13.75	146.8	145.7	2717	2658	0.898
Année	1828.9	702.88	19.22	1968.3	1925.9	35572	34813	0.877

Légendes

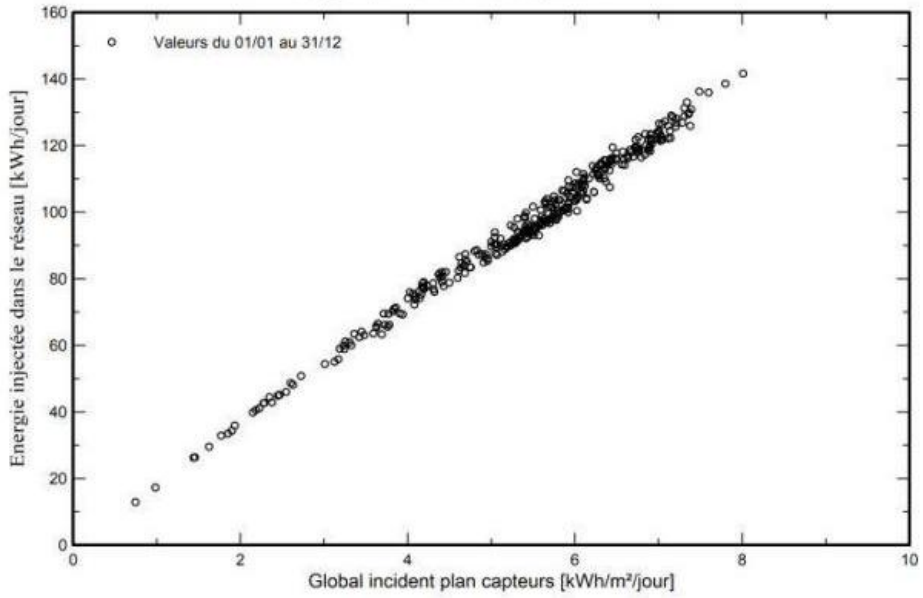
GlobHor	Irradiation globale horizontale
DiffHor	Irradiation diffuse horizontale
T_Amb	Température ambiante
GlobInc	Global incident plan capteurs
GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
EArray	Energie effective sortie champ
E_Grid	Energie injectée dans le réseau
PR	Indice de performance

Diagramme des pertes



Graphiques prédéfinis

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Distribution de la puissance de sortie système

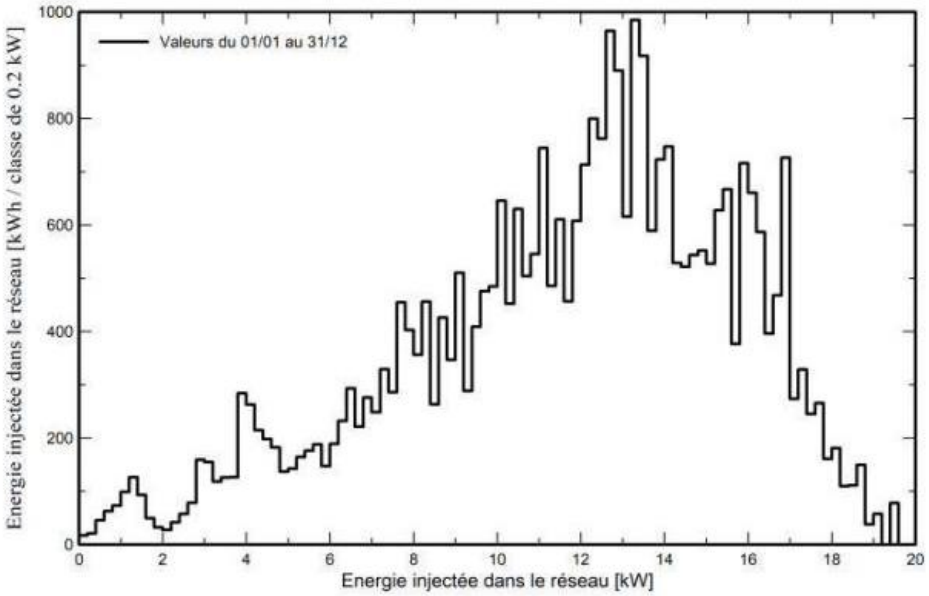
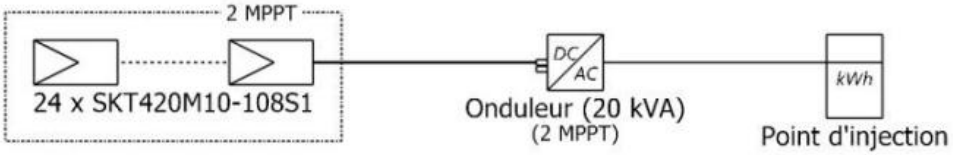


Schéma unifilaire

PVsyst V7.4.0
VC0, Simulé le :
06/06/26 17:39
avec v7.4.0



Module PV	SKT420M10-108S1
Onduleur	SUN2000-20KTL-M2 220Vac
Chaîne	24 x SKT420M10-108S1

	Lycee BEKKAY ABDELLAH	
	VC0 : Nouvelle variante de simulation	06/06/26