

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 : Energies Renouvelables En Mécanique

Par : Benaoumeur Kheira

Sujet

Application pour dimensionnement et installation des systèmes photovoltaïques

Soutenu publiquement, le 24 / 06 / 2026 devant le jury composé de :

Dr. YOUSFI Sidi Mohammed
Dr. BENAHMED Lamia
Dr. BERREZZOUG Hiba Imane
Pr. SARI HASOUN Zakaria
Pr. BENRAMDANE Mohammed
Dr. Ourrad Soumia
Dr. Khelil sliman

MCB
MCA
MCA
Professeur
Professeur
MCB

Université de Tlemcen
Université de Tlemcen
Université de Tlemcen
Université de Tlemcen
Université de Tlemcen
Université de Tlemcen

Président
Examinatrice
Encadreuse
Encadreur
Co-Encadreur
Experte I2E
Expert économique

Année universitaire : 2025 /2026

Remerciements

Avant tout, je remercie Dieu le Tout-Puissant de m'avoir donné la santé, la force et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

J'adresse mes plus sincères remerciements à mon encadreur, Monsieur Sari Hassoune Zakaria, pour son accompagnement, sa disponibilité, ses précieux conseils et son soutien tout au long de la réalisation de ce projet.

Je tiens également à exprimer ma profonde gratitude à mes co-encadreurs, Madame Berrezoug Hiba Imane et Monsieur Benremdane Mohammed, pour leur disponibilité, leurs orientations pertinentes et leurs encouragements qui ont grandement contribué à l'aboutissement de ce travail.

Mes remerciements s'adressent également aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer ce mémoire et de consacrer leur temps à son examen.

Je remercie chaleureusement Madame Ikram Saidi, développeuse informaticienne, pour son implication, son professionnalisme et la qualité du travail réalisé dans le cadre de ce projet.

J'adresse également mes sincères remerciements à Monsieur Sekrane Mostapha pour sa contribution à la réalisation de l'étude financière et pour son aide précieuse.

Je tiens à remercier le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) de Bouzaréah, Alger, pour m'avoir offert l'opportunité d'effectuer mon stage au sein de son établissement, ainsi que pour l'accueil chaleureux, l'encadrement et les conditions favorables qui m'ont permis d'acquérir une expérience enrichissante.

Enfin, je remercie toutes les personnes qui ont participé, de près ou de loin, à la réalisation de ce projet et qui ont contribué à son succès.

À tous, j'exprime ma profonde reconnaissance et mes plus sincères remerciements.

Dédicace

Je dédie ce travail, fruit de plusieurs années d'efforts, de persévérance et d'apprentissage :

À moi-même, pour avoir cru en mes capacités, pour ma détermination à surmonter les difficultés et pour n'avoir jamais abandonné malgré les obstacles rencontrés tout au long de ce parcours.

À mes très chers parents, dont l'amour, les sacrifices, les prières et le soutien inconditionnel ont été la source de ma réussite. Aucun mot ne saurait exprimer ma profonde gratitude et mon immense reconnaissance envers eux.

À mes frères et mes sœurs, pour leur affection, leurs encouragements constants et leur présence précieuse dans les moments les plus importants de ma vie.

À la personne qui m'a toujours encouragée, soutenue et motivée à avancer avec confiance. Merci pour ta patience, ta bienveillance et pour avoir cru en moi même dans les moments de doute.

À mon amie Assia, pour son amitié sincère, sa gentillesse, son soutien moral et les nombreux moments de partage qui ont rendu ce parcours plus agréable.

À toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à ma réussite et à l'accomplissement de ce travail.

Je leur dédie ce mémoire avec toute mon affection et ma profonde reconnaissance.

Résumé

Ce mémoire s'inscrit dans le cadre de la transition énergétique en Algérie et propose une démarche complète allant de la théorie photovoltaïque à une application entrepreneuriale concrète. Le premier chapitre présente les fondements de l'énergie solaire photovoltaïque : rayonnement solaire, principes de conversion, technologies de cellules et architectures de systèmes PV. Le deuxième chapitre porte sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome avec stockage destiné au Département de Génie Mécanique de l'Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen (site de Chetouane), suivant deux approches complémentaires : un dimensionnement analytique (49,9 kWc, 85 modules, 37 racks de batteries) et une simulation dynamique horaire sous PVsyst V8.1.1 (50,0 kWc, 34 racks, Performance Ratio de 63,5 % et Fraction Solaire de 98,36 %), avec une consommation journalière de 186 680 Wh/j dominée par l'éclairage LED (75,6 %). La comparaison entre les deux méthodes révèle des écarts inférieurs à 10 %, validant la cohérence de la démarche. Le troisième chapitre valorise ces résultats par la conception de TAQA DZ, une application mobile gratuite permettant le dimensionnement automatique de systèmes PV, la consultation d'un catalogue de matériel aux prix du marché algérien et la mise en relation avec des techniciens certifiés, accompagnée d'une étude de marché, d'une analyse SWOT et d'une étude financière démontrant la viabilité du projet (délai de récupération du capital de 1 an, 3 mois et 17 jours).

Mots-clés : énergie photovoltaïque, système autonome, dimensionnement, PVsyst, stockage batteries, application mobile, Algérie.

Abstract

This thesis is part of Algeria's energy transition efforts and presents a complete approach from photovoltaic theory to a concrete entrepreneurial application. The first chapter introduces the fundamentals of solar photovoltaic energy: solar radiation, conversion principles, cell technologies, and PV system architectures. The second chapter addresses the sizing of a standalone photovoltaic system with battery storage for the Mechanical Engineering Department of Abou Bekr Belkaïd University of Tlemcen (Chetouane site), following two complementary approaches: an analytical sizing (49.9 kWc, 85 modules, 37 battery racks) and a dynamic hourly simulation using PVsyst V8.1.1 (49.7 kWc, 34 racks, Performance Ratio of 63.05% and Solar Fraction of 98.36%), with a daily consumption of 186,680 Wh/day dominated by LED lighting (75.6%). The comparison between the two methods shows deviations below 10%, validating the consistency of the approach. The third chapter leverages these results through the design of TAQA DZ, a free mobile application enabling automatic PV system sizing, access to an equipment catalog at Algerian market prices, and connection with certified technicians, supported by a market study, a SWOT analysis, and a financial study demonstrating the project's viability (payback period of 1 year, 3 months and 17 days).

Keywords: photovoltaic energy, standalone system, sizing, PVsyst, battery storage, mobile application, Algeria.

تندرج هذه المذكرة في إطار التحول الطاقوي في الجزائر، وتقدم مقارنة شاملة تنطلق من الأساسيات النظرية للطاقة الكهروضوئية وصولاً إلى تطبيق ريادي ملموس. يعرض الفصل الأول المبادئ الأساسية للطاقة الشمسية الكهروضوئية: الإشعاع الشمسي، مبادئ التحويل، تقنيات الخلايا، وأنواع منظومات الطاقة الكهروضوئية. يتناول الفصل الثاني تصميم منظومة كهروضوئية مستقلة مزودة بنظام تخزين، موجهة لتغطية احتياجات قسم الهندسة الميكانيكية بجامعة أبو بكر بلقايد بتلمسان (موقع شطوان)، باستخدام مقاربتين متكاملتين: تصميم تحليلي (49.9 كيلوواط ذروة، 85 لوحة شمسية، 37 رف بطاريات)، ومحاكاة ديناميكية بالساعة باستخدام برنامج PVsyst V8.1.1 (49.7 كيلوواط ذروة، 34 رف، معامل أداء 63.05% ونسبة تغطية شمسية 98.36%)، مع استهلاك يومي قدره 186,680 واط/ساعة يهيمن عليه الإنارة بتقنية LED (75.6%) أظهرت المقارنة بين الطريقتين فروقاً تقل عن 10%، مما يؤكد تماسك المنهجية المعتمدة. يستثمر الفصل الثالث هذه النتائج من خلال تصميم تطبيق TAQA DZ ، وهو تطبيق هاتفي مجاني يتيح التصميم الآلي لمنظومات الطاقة الكهروضوئية، والوصول إلى كتالوج للمعدات بأسعار السوق الجزائري، والربط مع تقنيين معتمدين، مدعوماً بدراسة سوقية وتحليل SWOT ودراسة مالية تثبت جدوى المشروع (مدة استرداد رأس المال 1 سنة و3 أشهر و17 يوماً).

الكلمات المفتاحية: الطاقة الكهروضوئية، منظومة مستقلة، التصميم، تخزين البطاريات، تطبيق هاتفي، الجزائر.

Table des matières

REMERCIEMENTS	I
DEDICACE	II
RESUME	III
ABSTRACT	IV
ملخص	V
LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES.....	IX
NOMENCLATURE ET SYMBOLES	XII
INTRODUCTION GENERALE	I
CHAPITRE I: PRINCIPES FONDAMENTAUX DE L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	1
I.1. INTRODUCTION	2
I.2. HISTORIQUE DE L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE	2
I.3. RESSOURCE SOLAIRE.....	3
I.3.1. Le Soleil	3
I.3.2. Formes d'exploitation de l'énergie solaire	4
I.4. RAYONNEMENT SOLAIRE	4
I.4.1. Influence de l'atmosphère terrestre.....	4
I.4.2. Masse d'air (Air Mass — AM)	5
I.4.3. Composantes du rayonnement solaire global	5
I.4.3.1. Rayonnement direct (Gb).....	5
I.4.3.2. Rayonnement diffus (Gd)	6
I.4.3.3. Rayonnement réfléchi — Albédo (Gr).....	6
I.4.3.4. Bilan du rayonnement global	6
I.5. EFFET PHOTOVOLTAÏQUE.....	6
I.6. SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES.....	7
I.6.1. Technologies des cellules photovoltaïques	7
I.6.1.1. Cellules monocristallines (mono-Si)	8
I.6.1.2. Cellules polycristallines (poly-Si)	9
I.6.1.3. Cellules PERC, TOPCon et HJT	9
I.6.2. Structure d'une cellule photovoltaïque.....	10
I.6.3. Caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques	10
I.6.3.1. Courant de court-circuit (I_{cc})	11
I.6.3.2. Tension de circuit ouvert (V_{co})	11
I.6.3.3. Facteur de forme (FF)	11
I.6.3.4. Rendement de conversion (η)	11
I.6.3.5. Température de cellule en conditions réelles (NOCT)	12
I.6.3.6. Modèle électrique équivalent	12
I.6.4. Organisation modulaire des systèmes PV.....	13
I.6.5. Anatomie d'un module photovoltaïque	13
I.6.5.1. Verre trempé (face avant)	13
I.6.5.2. Encapsulant EVA (deux couches)	14
I.6.5.3. Cellules PV interconnectées	14
I.6.5.4. Face arrière	14
I.6.5.5. Cadre en aluminium anodisé	14
I.6.5.6. Boîte de jonction (Junction Box)	14
I.6.6. Types de systèmes photovoltaïques	15
I.6.6.1. Systèmes autonomes (Off-Grid).....	15
I.6.6.2. Systèmes raccordés au réseau (On-Grid).....	16
I.6.6.3. Systèmes hybrides	16
I.7. AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES	17
I.7.1. Avantages	17
I.7.2. Inconvénients et défis	17

I.8. CONCLUSION	18
CHAPITRE II: DIMENSIONNEMENT D'UNE INSTALLATION PV AUTONOME DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE- UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAÏD, TLEMCEN-	1
II.1 INTRODUCTION :	19
II.2 ORIENTATION DU MODULE :	19
II.3 ENERGIE DE CONSOMMATION :	19
II.3.1 Les besoins énergétiques des applications:	19
II.4 DIMENSIONNEMENT DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE :	21
II.4.1 Puissance crête :	21
II.4.2 Tension de fonctionnement du champ photovoltaïque :	21
II.4.3 Nombre de panneaux photovoltaïques :	22
II.4.4 Calcul de la taille de la surface photovoltaïque :	23
II.5 DIMENSIONNEMENT DE BATTERIE :	23
II.5.1 Calcule la capacité de stockage de la batterie :	23
II.5.2 Calcule de nombre de batterie :	24
II.5.3 Nombre de batterie en série :	24
II.5.4 Nombre de batterie en parallèle :	24
II.6 DIMENSIONNEMENT DE L'ONDULEUR :	25
II.7 DIMENSIONNEMENT DU REGULATEUR DE CHARGE MPPT :	26
II.8 DIMENSIONNEMENT DES CABLES ELECTRIQUES SOLAIRES :	26
II.9 PRESENTATION DU LOGICIEL DE SIMULATION PVSYS :	27
II.10 CONCEPTION DU SYSTEME :	27
II.10.1 Estimation de la charge électrique :	27
II.10.2 Estimation du nombre de panneaux photovoltaïques :	27
II.10.3 Estimation du parc de batteries :	27
II.11 PRESENTATION DU PROJET :	27
II.11.1.les paramètres géographiques du site.....	28
II.11.2. Coordonnées Géographiques :	29
II.11.3. Données météorologiques du site :	30
II.11.4. Trajectoire du soleil	30
II.12. ORIENTATION PV	30
II.13 DEFINITION DES BESOINS DE L'UTILISATEUR.....	31
II.14. DEFINITION DU SYSTEME.....	32
II.14.1 Stockage	32
II.14.2 Champ PV	33
II.14.3. Ombrages proches et scène 3D	34
II.15 SIMULATION.....	35
II.16. RAPPORT	36
II.17. PRESENTATION ET ANALYSE DES RESULTATS DE SIMULATION PVSYS	39
II.18. COMPARAISON DES RESULTATS ANALYTIQUES ET PVSYS DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME.....	40
II.19. MAINTENANCE DE L'INSTALLATION DE SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE.....	41
A. Maintenance du champ photovoltaïque :	41
B. Maintenance du parc de stockage (Batteries Li-ion LFP) :	41
C. Maintenance du régulateur de charge et des systèmes de contrôle :	42
D. Maintenance de l'onduleur et sécurité AC :	42
II.20. CONCLUSION	42
CHAPITRE III :TAQA DZ: APPLICATION MOBILE DE DIMENSIONNEMENT ET MARKETPLACE SOLAIRE	15
III.1.INTRODUCTION	44
III.2 CONTEXTE ET GENESE DU PROJET	44
III.2.1 Du dimensionnement PV à l'application mobile	44
III.2.2 Problématique du marché algérien du solaire.....	45
III.3 PRESENTATION DE TAQA DZ	45
III.3.1 Identité visuelle.....	45
III.3.1.1. Nom et signification.....	45
III.3.1.2. Logo	45
III.3.2. Palette de couleurs	47
III.3.3. Typographie.....	47
III.3.4. Slogan et positionnement.....	48
III.3.4.2. Positionnement.....	48
III.4. FONCTIONNEMENT DE L'APPLICATION.....	48
III.4.1 Structure marketplace tripartite.....	48

III.4.2 Flux de fonctionnement général	49
III.5 FONCTIONNALITES PRINCIPALES	50
III.5.1 Dimensionnement automatique PV	50
III.5.1 .1. Fonctionnement :	50
III.5.1 .2. Résultats fournis	50
III.5.2 Catalogue de matériel	51
III.5.3 Mise en relation clients / experts / fournisseurs	51
III.5.4 Génération du devis et rapport PDF	52
III.5.5 Suivi et monitoring de l'installation	52
III.6. MODELE ECONOMIQUE ET ANALYSE STRATEGIQUE	52
III.6.1 Business Model Canvas (BMC)	52
III.6.2 Analyse de la concurrence	53
III.6.3 Marché cible et potentiel	54
III.6.4 Plan d'expansion géographique (An 1 → An 3)	54
III.6.5 Matrice SWOT	55
III.7 ÉTUDE FINANCIERE	56
III.7.1 Bilan d'ouverture	56
III.7.2. Chiffre d'affaires	56
III.7.3. Le compte de résultat	58
III.7.4. Délai de la récupération du capital	60
III.7.5. Le tableau du flux de trésorerie	60
III.8. DIMENSIONNEMENT ET FONCTIONNEMENT DE L'APPLICATION TAQA DZ	62
III.9. CONCLUSION	75
CONCLUSION GENERALE	44
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	79

Liste des abréviations et sigles

Abréviation	Signification
AC	Alternating Current (courant alternatif)
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AGM	Absorbent Glass Mat (technologie de batterie)
AM	Air Mass (masse d'air)
ANADE	Agence Nationale d'Appui et de Développement de l'Entrepreneuriat
ANSEJ	Agence Nationale de Soutien à l'Emploi des Jeunes
API	Application Programming Interface (interface de programmation)
APRUE	Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie
BFR	Besoin en Fonds de Roulement
BIPV	Building-Integrated Photovoltaics (photovoltaïque intégré au bâtiment)
BMC	Business Model Canvas
BMS	Battery Management System (système de gestion des batteries)
CA	Chiffre d'Affaires
CEREFÉ	Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique
CIB	Carte Interbancaire (système de paiement algérien)
CSP	Concentrated Solar Power (énergie solaire thermodynamique à concentration)
DA / DZD	Dinar Algérien
DC	Direct Current (courant continu)
DOD	Depth Of Discharge (profondeur de décharge)
DRC	Délai de Récupération du Capital
EMS	Energy Management System (système de gestion de l'énergie)
ENR	Énergies Renouvelables
EPBT	Energy Payback Time (temps de retour énergétique)
EVA	Éthylène-Vinyl-Acétate (encapsulant de module PV)

FF	Facteur de Forme (Fill Factor)
GCR	Ground Coverage Ratio (taux de couverture du sol)
GHI	Global Horizontal Irradiance (irradiation globale horizontale)
GPS	Global Positioning System
HJT	Heterojunction Technology (technologie à hétérojonction)
IANOR	Institut Algérien de Normalisation
IEC	International Electrotechnical Commission (Commission Électrotechnique Internationale)
IEA	International Energy Agency (Agence Internationale de l'Énergie)
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISO	International Organization for Standardization
LCOE	Levelized Cost Of Energy (coût actualisé de l'énergie)
LED	Light Emitting Diode (diode électroluminescente)
LFP	Lithium Fer Phosphate (technologie de batterie Li-ion)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (recherche du point de puissance maximale)
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature (température nominale de fonctionnement de la cellule)
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PERC	Passivated Emitter Rear Cell
PME	Petite et Moyenne Entreprise
PNREE	Programme National des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique
PR	Performance Ratio (ratio de performance)
PV	Photovoltaïque
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PWM	Pulse Width Modulation (modulation de largeur d'impulsion)
SF	Solar Fraction (fraction solaire)
SOC	State Of Charge (état de charge)
SOH	State Of Health (état de santé)
SOW	State Of Wear (état d'usure)

STC	Standard Test Conditions (conditions de test standard)
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats (forces, faiblesses, opportunités, menaces)
TOPCon	Tunnel Oxide Passivated Contact
TPT	Tedlar-Polyester-Tedlar (film de backsheet)
UTC	Universal Time Coordinated (temps universel coordonné)
UV	Ultraviolet

Nomenclature et symboles

Symbole	Désignation	Unité
G	Rayonnement global sur plan incliné	W/m ²
G _b	Rayonnement direct (composante beam)	W/m ²
G _d	Rayonnement diffus	W/m ²
G _r	Rayonnement réfléchi (albédo)	W/m ²
G _s	Constante solaire ($\approx 1\,367\text{ W/m}^2$)	W/m ²
GlobHor	Irradiation globale horizontale	kWh/m ²
GlobEff	Irradiation effective (corrigée IAM et ombrages)	kWh/m ²
θ_z	Angle zénithal solaire	°
AM	Masse d'air (Air Mass)	sans unité
E _g	Énergie de bande interdite (gap) du semi-conducteur	eV
h ν	Énergie d'un photon	eV / J
I _{cc}	Courant de court-circuit	A
I _{ph}	Photo-courant généré	A
I _s	Courant de saturation de la diode	A
V _{co}	Tension de circuit ouvert	V
V _T	Tension thermique (kT/q)	V
m	Facteur d'idéalité de la diode	sans unité
k	Constante de Boltzmann	J/K
q	Charge élémentaire de l'électron	C
FF	Facteur de forme	sans unité
P _{max}	Puissance maximale de la cellule	W
η	Rendement de conversion photovoltaïque	%
A _{cell}	Surface active de la cellule	m ²
T _c	Température de cellule	°C
T _a	Température ambiante	°C
R _s	Résistance série (modèle monodiode)	Ω
R _{sh}	Résistance shunt (modèle monodiode)	Ω

γ	Coefficient de température en puissance	%/°C
Pc	Puissance crête du générateur PV	kW _c / W _c
PR	Performance Ratio	%
SF	Solar Fraction (fraction solaire)	%
Etot / Ec	Énergie consommée (totale / journalière)	Wh/j
Ir,moy	Irradiation journalière moyenne	Wh/m²/j
N	Nombre total de modules PV	unités
Ns / Ns_min / Ns_max	Nombre de modules en série (min / max)	unités
Np	Nombre de strings en parallèle	unités
Vmpp / Umpp	Tension au point de puissance maximale	V
Impp / Imp	Courant au point de puissance maximale	A
VMPPT,MIN / VMPPT,MAX	Plage de tension d'entrée du régulateur MPPT	V
U _{sys} / V _{sys}	Tension nominale du système	V
C _{sys}	Capacité totale de stockage requise	Ah
Nb	Nombre de racks de batteries	unités
NBS	Nombre de racks en série	unités
NBP	Nombre de racks en parallèle	unités
Cbat	Capacité d'un rack de batterie	Ah
Naut	Nombre de jours d'autonomie	jours
DOD	Profondeur de décharge	%
I _{max}	Courant maximal généré par le champ PV	A
Pond	Puissance de l'onduleur	VA / kVA
R	Résistance électrique du câble	Ω
ρ	Résistivité du conducteur (cuivre)	Ω·m
L	Longueur du câble	m
S	Section transversale du câble	mm²
ΔV	Chute de tension admissible	V
E_Avail	Énergie solaire disponible	kWh
E_Unused	Énergie non utilisée (batterie pleine)	kWh

E_Miss	Énergie manquante	kWh
E_User	Énergie fournie à l'utilisateur	kWh
E_Load	Besoin énergétique de l'utilisateur	kWh
SolFrac	Fraction solaire mensuelle (PVsyst)	ratio
Yf	Énergie utile normalisée (production)	kWh/kWp/j
Lc	Pertes du champ PV (collection losses)	kWh/kWp/j
Ls	Pertes système	kWh/kWp/j
Lu	Énergie non utilisée (batterie pleine, normalisée)	kWh/kWp/j
PSH	Peak Sun Hours (heures d'ensoleillement équivalent)	h/j

Note : certaines notations équivalentes coexistent dans le mémoire selon la convention employée (analytique vs interface logicielle) : V_{mpp} / U_{mpp} et U_{sys} / V_{sys} désignent respectivement la même grandeur (tension au point de puissance maximale et tension nominale du système).

Liste des Figures

Figure 1 : Structure interne du Soleil. [2]	4
Figure 2: Décomposition des composantes du rayonnement solaire global. [2] [4].	6
Figure 3 Mécanisme de l'effet photovoltaïque et structure d'une jonction PN. [3]	7
Figure 4 Cellule PV monocristalline. [5] [18].	8
Figure 5 Module à cellules polycristallines. [17].	9
Figure 6 Module PV à couche mince en silicium amorphe. [3]	10
Figure 7 Coupe transversale d'une cellule PV monocristalline au silicium [5]	10
Figure 8 Circuit équivalent monodiodes d'une cellule PV.[10]	13
Figure 9 Anatomie d'un module photovoltaïque standard (6 couches fonctionnelles) [13] [5]	15
Figure 10 Architecture d'un système photovoltaïque autonome (off-grid). [1]	15
Figure 11 Architecture d'un système PV connecté au réseau (on-grid) [5] [16].	16
Figure 12 Architecture d'un système PV hybride (on-grid + batteries). [21] [20]	17
Figure 13 PVsyst — Interface principale du projet	28
Figure 14 PVsyst — Carte interactive de (Département de génie mécanique , Chetouane, Alt=592m) localisation	29
Figure 15 PVsyst — Fenêtre des paramètres géographiques du site (Chetouane)	29
Figure 16 Données météorologiques mensuelles du site de Chetouane importées dans PVsyst	30
Figure 17 Diagramme de trajectoire solaire et ligne d'horizon au site de Chetouane (PVsyst)	30
Figure 18 PVsyst — Optimisation de l'orientation	31
Figure 19 PVsyst — Saisie des besoins énergétiques journaliers (Total daily energy = 186 704 Wh/day, Monthly = 5 601,1 kWh/mth)	32
Figure 20 Distribution horaire de la consommation journalière du département de Génie Mécanique (PVsyst)	32
Figure 21: PVsyst — Paramétrage du stockage batteries (BYD HVS 12.8, 34 en parallèle, 512V, 850Ah, 374kWh, 48h) [35]	33
Figure 22 PVsyst — Sub-array design (Jinko 585 Wp, 17 modules série × 5 strings = 85 modules, 49,7 kWp, 220 m²) [34]	34
Figure 23 PVsyst — Définition de la scène d'ombrage proche (Near Shadings, Linear, Fast table)	34
Figure 24: PVsyst — Vue 3D rapprochée : 5 rangées de modules sur la toiture du Département (vue Sud) , Active area = 232,49 m², 90 modules	35
Figure 25 PVsyst — lancement simulation.	35
Figure 26: Rapport PVsyst(page 2,3,4,5,6,7,8,9)	39
Figure 27 :Le logo de TAQA DZ	46
Figure 28 :Palette de couleurs	47
Figure 29 : structure d'application	48
Figure 30: Flux de fonctionnement général	50
Figure 31 :Capture d'écran de l'écran d'accueil de l'application TAQA DZ	62
Figure 32: Capture d'écran de l'écran de sélection de la langue de l'application TAQA DZ	63
Figure 33 :Capture d'écran de l'écran de choix du profil utilisateur de l'application TAQA DZ	64
Figure 34: Capture d'écran du formulaire de création de compte de l'application TAQA DZ	65
Figure 35 :Capture d'écran du tableau de bord "Mon Espace" de l'application TAQA DZ	66
Figure 36 :Capture d'écran de l'étape 1/6 du module de simulation : choix du type de système solaire (Off-Grid)	67
Figure 37 :Capture d'écran de l'étape 2/6 du module de simulation : inventaire des équipements du Département de Génie Mécanique	68
Figure 38 :Capture d'écran de l'étape 3/6 du module de simulation : géolocalisation et données solaires du site	69
Figure 39: Capture d'écran de choix de la technologie du générateur photovoltaïque	70
Figure 40 :Capture d'écran de l'étape 5/6 du module de simulation : paramétrage du système	71
Figure 41 :Capture d'écran de l'étape 6/6 du module de simulation : rapport de dimensionnement final	72
Figure 42: Capture d'écran de l'annuaire des experts certifiés et du profil détaillé de l'expert sélectionné (Amine Rahmani)	73
Figure 43: Capture d'écran de la Boutique TAQA, du panier "Mon Panier TAQA" et du suivi de commande	74

Liste des Tableaux

Tableau I 1 : comparaison des principales technologies de cellules photovoltaïques [3, 17, 18].	-----7
Tableau II 1 : bilan de consommation journaliere — departement de genie mecanique	20
Tableau II 2 : tension du champ en fonction de sa puissance crete [1].	----- 21
Tableau II 3 : resultats de simulation pvsyst — projet « etude de deprt genie mecanique »,	----- 36
Tableau II 4 : comparaison des resultats analytiques et pvsyst du systeme photovoltaïque autonome	----- 40

Introduction Générale

Introduction Générale

Face à la croissance continue de la demande énergétique mondiale et aux défis environnementaux liés à la dépendance aux énergies fossiles, la transition vers les énergies renouvelables s'impose comme une nécessité stratégique et économique. Parmi les filières disponibles, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) occupe une place centrale en raison de son accessibilité, de sa modularité et de son adéquation avec les politiques de développement durable. En 2024, la capacité photovoltaïque mondiale installée a dépassé 2 000 GWc, témoignant de l'essor remarquable de cette technologie à l'échelle internationale.

L'Algérie, dotée d'un potentiel solaire exceptionnel évalué à plus de 3 000 heures d'ensoleillement annuel sur la quasi-totalité de son territoire, s'inscrit pleinement dans cette dynamique à travers le Programme National des Énergies Renouvelables (PNREE 2030), qui vise l'installation de 22 000 MW d'origine renouvelable, dont 13 575 MW d'origine photovoltaïque. Ce contexte national favorable offre des perspectives prometteuses pour le déploiement de systèmes PV autonomes au sein des institutions publiques, des universités et des entreprises.

C'est dans ce cadre que s'inscrit le présent mémoire, qui a pour objectif principal le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome destiné à alimenter le Département de Génie Mécanique de l'Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen, campus de Chetouane. Ce travail s'articule autour de trois chapitres complémentaires et progressifs.

Le **premier chapitre** pose les fondements théoriques et technologiques de l'énergie solaire photovoltaïque : ressource solaire, effet photoélectrique, technologies de cellules et de modules, caractéristiques électriques et architectures des systèmes PV (autonomes, raccordés au réseau et hybrides).

Le **deuxième chapitre** présente la méthodologie complète de dimensionnement du système PV autonome du département, depuis l'inventaire énergétique jusqu'au choix des composants (modules, batteries, régulateur, onduleur), validée par une simulation dynamique sous le logiciel PVsyst V8.1.1 s'appuyant sur les données météorologiques réelles du site (Meteonorm 9.0 / PVGIS).

Le **troisième chapitre** introduit **TAQA DZ**, une application mobile Android conçue pour démocratiser le dimensionnement et la mise en œuvre des systèmes photovoltaïques en Algérie. Issue directement des travaux académiques du Chapitre II, cette plateforme numérique gratuite connecte clients, experts installateurs et fournisseurs de matériel certifié au sein d'un même écosystème numérique, constituant le prolongement opérationnel et entrepreneurial de ce mémoire.

Chapitre I: principes fondamentaux de l'énergie solaire photovoltaïque

I.1. Introduction

Face à la croissance continue de la demande énergétique mondiale et aux conséquences environnementales liées à l'exploitation massive des énergies fossiles, les énergies renouvelables s'imposent aujourd'hui comme une alternative incontournable pour assurer une transition énergétique durable et équitable. Parmi ces sources d'énergie, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) occupe une place prépondérante en raison de son caractère propre, renouvelable et pratiquement inépuisable [1].

Le Soleil, étoile centrale de notre système planétaire, constitue la principale source d'énergie disponible sur Terre. Chaque année, la quantité d'énergie solaire interceptée par notre planète dépasse de plus de 10 000 fois la consommation énergétique mondiale totale [2]. Cette énergie peut être exploitée directement pour produire de l'électricité grâce aux cellules photovoltaïques, basées principalement sur des matériaux semi-conducteurs tels que le silicium (Si).

Le développement technologique continu des systèmes photovoltaïques, associé à la réduction progressive des coûts de fabrication, a permis une expansion rapide des installations PV à l'échelle mondiale. En 2024, la capacité photovoltaïque mondiale installée a dépassé 2 000 GWc, confirmant l'essor remarquable de cette technologie [16, 17]. Les technologies de cellules de nouvelle génération — PERC, TOPCon et HJT — représentent désormais plus de 75 % de la production mondiale de modules [17].

L'Algérie, dotée d'un potentiel solaire exceptionnel évalué à plus de 3 000 heures d'ensoleillement par an sur la quasi-totalité de son territoire, s'inscrit dans une démarche nationale de développement des énergies renouvelables. Le Programme National des Énergies Renouvelables (PNREE 2030) vise l'installation de 22 000 MW d'origine renouvelable à l'horizon 2030, dont 13 575 MW d'origine photovoltaïque et 4 125 MW d'origine éolienne [22, 23, 40].

Ce chapitre présente les notions fondamentales relatives à l'énergie solaire photovoltaïque : l'historique de la filière, les caractéristiques du rayonnement solaire, le principe de fonctionnement des cellules PV, les technologies disponibles, les caractéristiques électriques et le modèle monodiode, les trois architectures de systèmes PV (autonome, raccordé au réseau et hybride), et les avantages et limites de cette technologie.

I.2. Historique de l'énergie photovoltaïque

L'histoire de l'énergie photovoltaïque s'étend sur près de deux siècles, ponctuée de découvertes scientifiques majeures et d'avancées technologiques déterminantes [7, 8]

1839 : Edmond Becquerel, physicien français, découvre l'effet photovoltaïque lors de ses travaux sur les phénomènes électrochimiques. Il observe qu'une électrode métallique immergée dans une solution électrolytique et exposée à la lumière produit un courant électrique [7]

1873 : Willoughby Smith met en évidence les propriétés photoconductrices du sélénium, ouvrant la voie au développement des premières cellules photoélectriques.

1883 : Charles Fritts fabrique la première cellule solaire au sélénium avec un rendement de 1 %, posant ainsi les bases de l'ingénierie photovoltaïque.

1954 : Les laboratoires Bell (États-Unis) fabriquent la première cellule photovoltaïque au silicium présentant un rendement d'environ 6 %, marquant le début de l'ère moderne du photovoltaïque [7, 8]

1958 : Le satellite Vanguard 1 utilise des cellules PV pour son alimentation électrique, attestant de la fiabilité de cette technologie dans les conditions extrêmes de l'espace.

1973–1979 : Les crises pétrolières mondiales catalysent les investissements dans la recherche sur les énergies renouvelables, dont le photovoltaïque.

2000–2024 : La baisse de plus de 90 % du coût des modules entre 2010 et 2023, l'amélioration des rendements (PERC→TOPCon→HJT) et les politiques publiques permettent une adoption massive du photovoltaïque à l'échelle mondiale [16, 17, 18]

I.3. Ressource solaire

I.3.1. Le Soleil

Le Soleil est une étoile de type naine jaune (G2V) située à une distance moyenne de 149,6 millions de kilomètres de la Terre. Son âge est estimé à environ 4,6 milliards d'années et sa durée de vie totale à environ 10 milliards d'années [2, 4]

L'énergie solaire est produite par des réactions de fusion thermonucléaire dans le noyau solaire, où des noyaux d'hydrogène fusionnent pour former de l'hélium en libérant une énergie colossale.

La puissance totale rayonnée par le Soleil est estimée à $3,86 \times 10^{26}$ W [2, 4]

La puissance solaire moyenne reçue par unité de surface perpendiculaire aux rayons solaires, à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre, est appelée constante solaire :

$$G_s \approx 1\,367 \text{ W/m}^2 \text{ (norme ISO 9060)} \quad (\text{I.1})$$

La température de surface du Soleil est estimée à environ 5 778 K, ce qui permet de le modéliser comme un corps noir de référence [2]

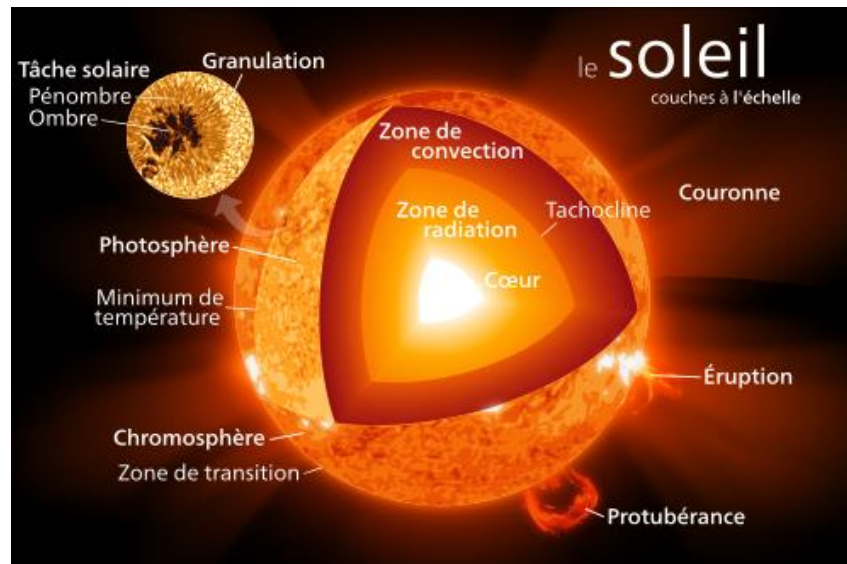


Figure 1 : Structure interne du Soleil. [2]

I.3.2. Formes d'exploitation de l'énergie solaire

L'énergie solaire peut être exploitée selon trois filières technologiques principales, qui diffèrent par le mode de conversion mis en œuvre [4] :

- Énergie solaire thermique : conversion en chaleur via des capteurs thermiques (eau chaude sanitaire, chauffage, procédés industriels).
- Énergie solaire thermodynamique (CSP — Concentrated Solar Power) : concentration du rayonnement pour produire de la vapeur entraînant des turbines.
- Énergie solaire photovoltaïque (PV) : conversion directe de la lumière en électricité par l'effet photoélectrique au sein de semi-conducteurs.

I.4. Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire représente l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le Soleil dans toutes les directions de l'espace. Le spectre solaire se compose approximativement de [2, 4] :

- 9 % de rayonnement ultraviolet ($\lambda < 400 \text{ nm}$) ;
- 47 % de lumière visible ($400 \text{ nm} < \lambda < 700 \text{ nm}$) ;
- 44 % de rayonnement infrarouge ($\lambda > 700 \text{ nm}$).

I.4.1. Influence de l'atmosphère terrestre

Lors de la traversée de l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire est atténué par plusieurs phénomènes physiques simultanés [2, 4] :

- Absorption sélective : la couche d'ozone absorbe les rayonnements UV dangereux ; la vapeur d'eau et le CO₂ absorbent certaines bandes infrarouges.
- Diffusion de Rayleigh : les molécules gazeuses dévient une partie du rayonnement dans toutes les directions.
- Diffusion de Mie : les aérosols et poussières atmosphériques contribuent à une diffusion supplémentaire.

Après traversée de l'atmosphère dans des conditions standard, l'irradiance au niveau de la mer (AM1) est de l'ordre de 1 000 W/m², correspondant aux conditions de test standard (STC) des modules PV.

I.4.2. Masse d'air (Air Mass — AM)

La masse d'air (AM) est un paramètre adimensionnel qui caractérise la longueur du trajet parcouru par le rayonnement solaire à travers l'atmosphère, normalisée par rapport au trajet minimal (Soleil au zénith) [2] :

$$AM = 1 / \cos(\theta_z) \quad (I.2)$$

Équation (I.2) : Masse d'air en fonction de l'angle zénithal θ_z

Avec :

θ_z : angle zénithal solaire [°]

AM0 : rayonnement hors atmosphère — applications spatiales

AM1 : Soleil au zénith ($\theta_z = 0^\circ$)

AM1,5 : référence normalisée pour tests PV terrestres ($\theta_z \approx 48,2^\circ$)

I.4.3. Composantes du rayonnement solaire global

Le rayonnement solaire global reçu par une surface inclinée est la somme de trois composantes [2, 6] :

I.4.3.1. Rayonnement direct (Gb)

Le rayonnement direct provient directement du disque solaire sans interaction atmosphérique significative. Il est hautement directionnel et constitue la composante dominante par ciel dégagé. Il est captable de façon optimale par des surfaces perpendiculaires à la direction du Soleil [2].

I.4.3.2. Rayonnement diffus (Gd)

Le rayonnement diffus résulte de la diffusion du rayonnement solaire par les molécules gazeuses, les aérosols et les nuages de l'atmosphère. Il est omni-directionnel et devient prédominant par temps couvert. Son estimation précise est essentielle pour le dimensionnement des systèmes PV en sites à fort ensoleillement diffus [7].

I.4.3.3. Rayonnement réfléchi – Albédo (Gr)

L'albédo représente la fraction du rayonnement solaire réfléchi par les surfaces environnantes (sol, neige, eau, bâtiments). Il dépend fortement de la nature du sol : sol nu $\approx 0,20$; neige fraîche $\approx 0,80$; eau $\approx 0,05 - 0,20$ [2].

I.4.3.4. Bilan du rayonnement global

Le rayonnement global sur un plan incliné est exprimé par l'équation :

$$G = G_b + G_d + G_r$$

Équation (I.3) : Rayonnement solaire global

Avec :

G [W/m^2] : rayonnement global sur plan incliné

G_b : rayonnement direct (disque solaire, sans interaction atmosphérique)

G_d : rayonnement diffus (diffusion par molécules, aérosols, nuages)

G_r : composante réfléchi — albédo (sol nu $\approx 0,20$; neige fraîche $\approx 0,80$; eau $\approx 0,05-0,20$)

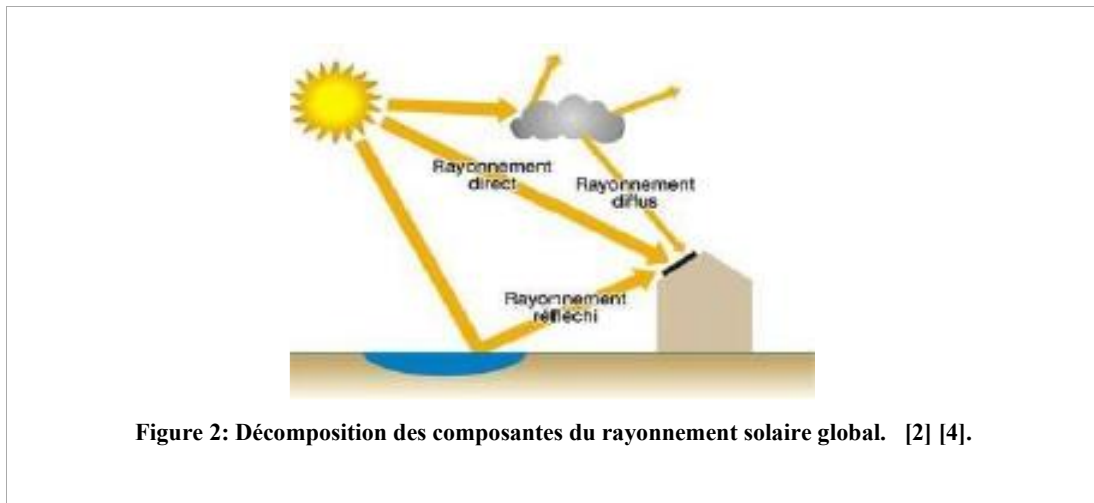


Figure 2: Décomposition des composantes du rayonnement solaire global. [2] [4].

I.5. Effet photovoltaïque

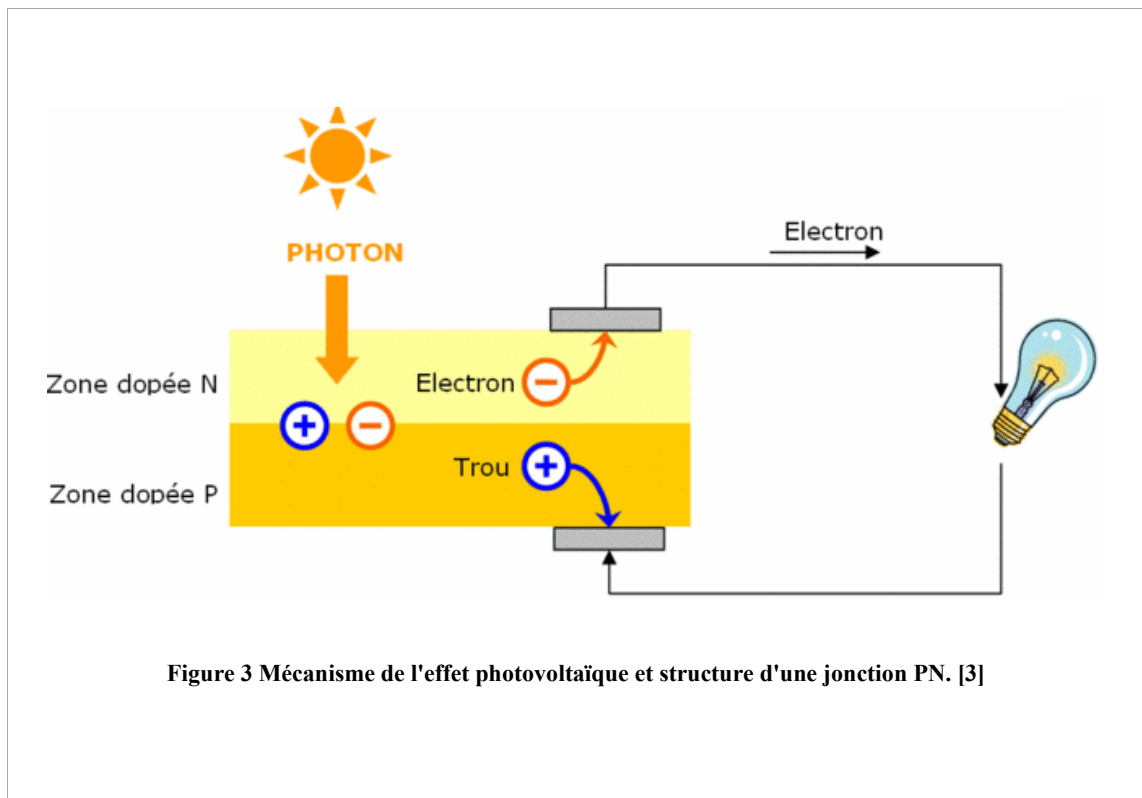
L'effet photovoltaïque désigne la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique au sein d'un matériau semi-conducteur. Ce phénomène, découvert par Becquerel en 1839 et théorisé par Einstein en 1905 (loi photoélectrique), constitue le principe fondamental de fonctionnement de toute cellule photovoltaïque [7, 8, 10]

Lorsqu'un photon incident possède une énergie $h\nu$ supérieure ou égale à l'énergie de bande interdite E_g du semi-conducteur ($E_g \approx 1,12$ eV pour le silicium), il libère un électron de la bande de valence

vers la bande de conduction, créant ainsi une paire électron-trou. La condition d'absorption photonique s'écrit [8, 10] :

$$h\nu \geq E_g \Rightarrow \text{création d'une paire électron-trou} \quad (I.4)$$

La jonction PN, formée par le contact entre une région dopée de type P et une région dopée de type N, crée un champ électrique interne qui sépare les porteurs de charges minoritaires photo-générés. Les électrons migrent vers la zone N et les trous vers la zone P, générant une différence de potentiel (tension) et un courant électrique continu collecté par les électrodes métalliques [9, 10]



I.6. Systèmes photovoltaïques

I.6.1. Technologies des cellules photovoltaïques

Plusieurs technologies de cellules PV sont disponibles commercialement, se différenciant par leurs matériaux, procédés de fabrication, rendements et coûts.

Tableau I 1 : Comparaison des principales technologies de cellules photovoltaïques [3, 17, 18].

Technologie	Rendement (%)	Avantages	Inconvénients	Applications
Monocristalline (mono-Si)	20–23	Rendement élevé, longue durée de vie (>25 ans)	Coût élevé	Résidentiel, bâtiments
Polycristalline (poly-Si)	14–18	Coût réduit, stabilité	Rendement inférieur	Grandes centrales
PERC (mono-Si passivé)	21–23	Meilleure capture diffuse, coût modéré	Procédé supplémentaire	Résidentiel, toitures
TOPCon N-type	22–25	Faibles pertes, $\gamma = -0,30$ %/°C, bifacial	Prix légèrement sup.	Toitures, bifacial
HJT (Hétérojonction)	23–26	Meilleur $\gamma = -0,24$ %/°C, haute température	Procédé complexe	Climat chaud, haute perf.
Amorphe (a-Si)	6–10	Flexible, faible coût	Dégradation plus rapide	BIPV, portable
CdTe (couche mince)	11–17	Coût de fab. réduit	Toxicité du cadmium	Centrales au sol

I.6.1.1. Cellules monocristallines (mono-Si)

Fabriquées à partir d'un cristal unique de silicium par procédé Czochralski, les cellules monocristallines présentent les meilleurs rendements parmi les technologies classiques (20–23 %) en raison de la haute pureté et de l'organisation cristallographique parfaite du matériau. Elles offrent également les meilleures performances sous faible éclaircissement et la plus longue durée de vie (> 25 ans) [3, 18]



Figure 4 Cellule PV monocristalline. [5] [18].

I.6.1.2. Cellules polycristallines (poly-Si)

Les cellules polycristallines sont obtenues par solidification du silicium fondu en lingots multicristallins (procédé de coulée). Elles présentent un coût de fabrication inférieur aux monocristallines, mais un rendement légèrement moindre (14–18 %) en raison des joints de grains qui favorisent la recombinaison des porteurs [3]

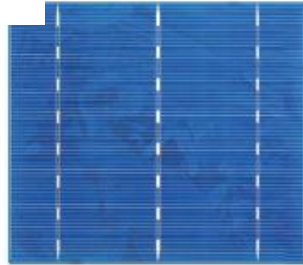


Figure 5 Module à cellules polycristallines. [17].

I.6.1.3. Cellules PERC, TOPCon et HJT

- Les cellules de technologie PERC (Passivated Emitter Rear Cell) intègrent une couche de passivation en face arrière qui réduit la recombinaison des porteurs minoritaires, améliorant ainsi le rendement de 1 à 2 points par rapport aux cellules standard. Leur rendement commercial atteint 21–23 % [3, 17]
- Les cellules TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) utilisent une couche ultra-mince d'oxyde de tunnel ($\text{SiO}_x \sim 1,5 \text{ nm}$) entre le silicium et la zone dopée, supprimant quasi-totalement les recombinaisons en surface. Cette technologie de type N atteint des rendements de 22–25 % et présente un coefficient de température en puissance $\gamma = -0,30 \text{ }^\circ\text{C}$, supérieur à la technologie PERC ($\gamma = -0,35 \text{ }^\circ\text{C}$). [17, 34]
- Les cellules HJT (Heterojunction Technology) combinent une couche de silicium monocristallin avec des couches de silicium amorphe (a-Si:H) en face avant et arrière. Cette architecture offre le meilleur coefficient de température parmi les technologies commerciales ($\gamma = -0,24 \text{ }^\circ\text{C}$), ce qui les rend particulièrement performantes dans les régions à fort ensoleillement et températures élevées comme l'Algérie. Leurs rendements commerciaux atteignent 23–26 % [3, 17, 18]



Figure 6 Module PV à couche mince en silicium amorphe. [3]

I.6.2. Structure d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque standard est constituée de plusieurs couches fonctionnelles superposées [9, 3] :

- Couche antireflet (nitrure de silicium Si_3N_4) : réduit les pertes par réflexion à moins de 4 % de l'irradiance incidente.
- Zone émetteur (type N, $\sim 0,3 \mu\text{m}$) : couche dopée aux phosphore fortement dopée, zone de collecte des électrons.
- Jonction PN (zone de déplétion) : siège du champ électrique interne assurant la séparation des charges.
- Zone base (type P, $\sim 200\text{--}300 \mu\text{m}$) : zone principale d'absorption photonique.
- Contact arrière (Al) : électrode conductrice sur la face arrière.
- Contacts avant (grilles métalliques Ag) : collectent les porteurs avec une ombre minimale.

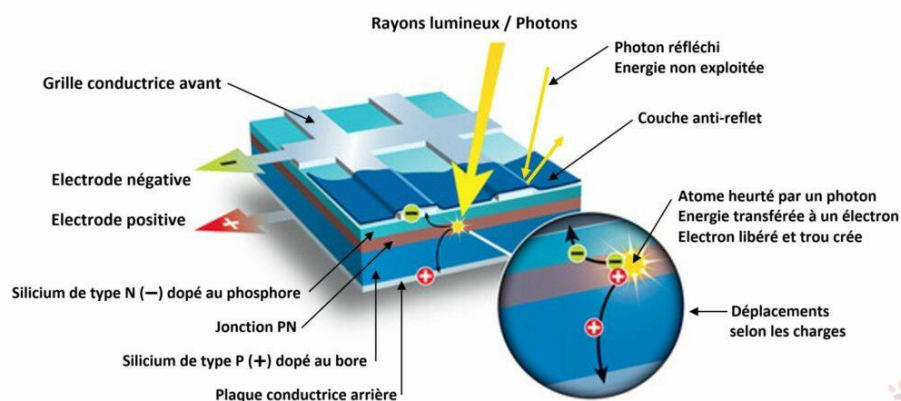


Figure 7 Coupe transversale d'une cellule PV monocristalline au silicium [5]

I.6.3. Caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques

Le comportement électrique d'une cellule PV est décrit par la courbe caractéristique courant-tension (I-V) et plusieurs paramètres fondamentaux [5, 10, 13]

I.6.3.1. Courant de court-circuit (I_{cc})

Le courant de court-circuit représente le courant maximal fourni par la cellule lorsque la tension aux bornes est nulle (circuit court-circuité). Il est directement proportionnel à l'irradiance incidente G et dépend positivement du coefficient thermique α [5, 10] :

$$I_{cc} = I_{ph} \propto G \quad (I.5)$$

Avec :

I_{ph} : photo-courant généré [A]

G : irradiance incidente [W/m^2]

I.6.3.2. Tension de circuit ouvert (V_{co})

La tension de circuit ouvert correspond à la tension maximale aux bornes de la cellule lorsque le courant est nul (circuit ouvert). Elle est liée au courant de saturation de la diode I_s par [5,10] :

$$V_{co} = m \cdot V_T \cdot \ln\left(\frac{I_{cc}}{I_s}\right) \quad (I.6)$$

Avec :

m : facteur d'idéalité de la diode ($1 \leq m \leq 2$; $m \approx 1$ pour une diode idéale)

$V_T = kT/q$: tension thermique $\approx 25,7$ mV à $25^\circ C$ ($k = 1,38 \times 10^{-23}$ J/K ; $q = 1,6 \times 10^{-19}$ C)

I_s : courant de saturation $\approx 10^{-10}$ A pour une cellule mono-Si commerciale [10]

I_{cc} : courant de court-circuit [A]

I.6.3.3. Facteur de forme (FF)

Le facteur de forme est un indicateur de la qualité électrique de la cellule. Il représente le rapport entre la puissance maximale réelle et la puissance idéale (produit $V_{co} \times I_{cc}$) [5, 13] :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \times I_{cc}} \quad (I.7)$$

Avec :

FF : facteur de forme.

I.6.3.4. Rendement de conversion (η)

Le rendement de conversion photovoltaïque représente le rapport entre la puissance électrique maximale produite et la puissance du rayonnement solaire incident sur la surface active de la cellule [5, 13] :

$$\eta = \frac{P_{max}}{G \times A_{cell}} \times 100 \quad (\%) \quad (I.8)$$

Avec :

P_{max} : puissance maximale fournie par la cellule [W]

G : éclairement [W/m^2]

A_{cell} : surface active de la cellule PV [m^2]

Sous conditions de test standard (STC : $G = 1\,000\text{ W/m}^2$, $T_c = 25^\circ\text{C}$, AM1,5), les rendements des cellules commerciales varient entre 14 % et 26 % selon la technologie [17, 18]

I.6.3.5. Température de cellule en conditions réelles (NOCT)

En conditions réelles de fonctionnement, la température de cellule T_c est supérieure à la température ambiante T_a en raison de l'absorption du rayonnement solaire. L'équation standard d'estimation de T_c fait intervenir la température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT — Nominal Operating Cell Temperature), définie sous des conditions de référence normalisées ($G = 800\text{ W/m}^2$, $T_a = 20^\circ\text{C}$, $v_{\text{vent}} = 1\text{ m/s}$) [13] :

$$T_c = T_a + \frac{(NOCT-20)}{800} \times G \quad (\text{I.9})$$

Avec :

T_c : température de cellule en conditions réelles [$^\circ\text{C}$]

T_a : température ambiante [$^\circ\text{C}$]

NOCT : température nominale de fonctionnement (Nominal Operating Cell Temperature)

G : irradiance incidente [W/m^2]

I.6.3.6. Modèle électrique équivalent

Le comportement électrique complet d'une cellule PV est décrit par le modèle monodiode (single-diode model), qui représente la cellule par un générateur de courant photo-induit I_{ph} , une diode idéale, une résistance série R_s (pertes ohmiques des contacts et connexions) et une résistance shunt R_{sh} (fuites électriques). L'équation courant-tension du modèle monodiode est [10] :

$$I = I_{ph} - I_s \cdot \left[\exp\left(\frac{V+R_s \cdot I}{m \cdot V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (\text{I.10})$$

Avec :

I_{ph} : courant photo-généré [A] — proportionnel à G

I_s : courant de saturation de la diode $\approx 10^{-10}\text{ A}$ [A]

R_s : résistance série (pertes ohmiques) $\approx 0,005\text{--}0,05\ \Omega$

R_{sh} : résistance shunt (courants de fuite) $\approx 100\text{--}1000\ \Omega$

m : facteur d'idéalité ($1 \leq m \leq 2$)

$V_T = kT/q$: tension thermique [V]

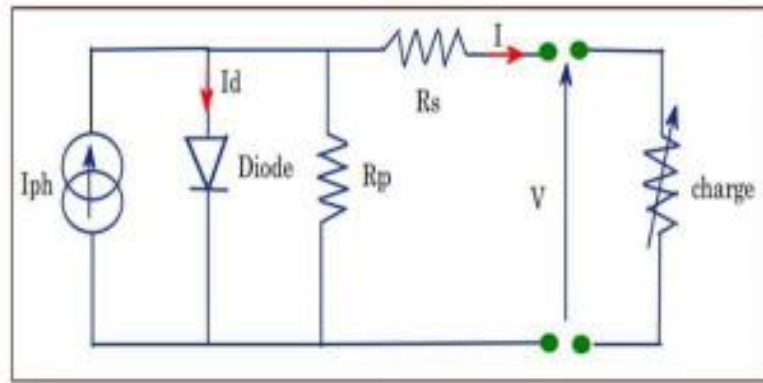


Figure 8 Circuit équivalent monodiode d'une cellule PV.[10]

I.6.4. Organisation modulaire des systèmes PV

Les cellules photovoltaïques individuelles produisant une tension faible ($\sim 0,5$ V), elles sont interconnectées en série et en parallèle pour former des modules, puis des chaînes (strings) et des champs (arrays) de puissance adaptée à l'application [5, 4] :

- Cellule (Cell) : unité de base, format standard M10/G12 (182×182 mm ou 210×210 mm), puissance $\sim 5-8$ W.
- Module (Panel) : assemblage de 60 à 78 cellules en série, puissance 400–700 Wc pour les modules actuels (2024).
- Chaîne (String) : modules montés en série pour atteindre la tension d'entrée MPPT de l'onduleur ou du régulateur.
- Champ PV (Array) : ensemble de chaînes en parallèle constituant le générateur PV complet.

I.6.5. Anatomie d'un module photovoltaïque

Un module photovoltaïque est un assemblage industriel de cellules PV interconnectées, encapsulées et protégées mécaniquement. Sa conception assure une transparence optique maximale, une isolation électrique et une durabilité supérieure à 25 ans en conditions extérieures [5, 13].

Un module standard est constitué de six couches fonctionnelles superposées, de la face avant vers la face arrière :

I.6.5.1. Verre trempé (face avant)

Le verre trempé de 3,2 mm d'épaisseur à faible teneur en fer constitue la face avant du module. Sa transmittance optique dépasse 91% grâce à un traitement antireflet de surface. Il assure la

protection mécanique contre les chocs (résistance à la grêle : billes de 25 mm à 23 m/s selon IEC 61215), les UV et les agents atmosphériques [13].

I.6.5.2. Encapsulant EVA (deux couches)

Deux films d'EVA (Éthylène-Vinyl-Acétate) d'environ 0,4–0,5 mm d'épaisseur encadrent les cellules PV. Lors du laminage sous vide à $\sim 150^{\circ}\text{C}$, l'EVA se réticule et adhère fermement au verre, aux cellules et au face arrière. Il assure l'isolation électrique entre les couches, la protection contre l'humidité et l'amortissement des contraintes mécaniques. Son indice de réfraction ($\sim 1,48$) est optimisé pour minimiser les pertes à l'interface verre/cellule [13].

I.6.5.3. Cellules PV interconnectées

Les cellules (60 à 72 pour un module standard) sont reliées en série par des rubans conducteurs en cuivre étamé (busbars, 2 à 5 par cellule). Chaque cellule produisant $\sim 0,5\text{--}0,6\text{ V}$, l'interconnexion en série permet d'atteindre une tension de module de 30 à 40 V. Des diodes bypass (généralement 3 diodes, une pour 18 à 24 cellules) sont intégrées dans la boîte de jonction pour protéger le module contre l'effet d'ombre partielle et les points chauds [3].

I.6.5.4. Face arrière

La face arrière est un film multicouche TPT (Tedlar-Polyester-Tedlar) blanc ou noir, d'épaisseur 0,3–0,5 mm. Il assure : l'isolation électrique (rigidité diélectrique $> 1\,000\text{ V}$), une barrière efficace contre la pénétration de la vapeur d'eau (Water Vapor Transmission Rate $< 0,5\text{ g/m}^2\cdot\text{j}$), la stabilité UV et thermique, ainsi qu'une réflexion partielle de la chaleur vers les cellules pour limiter la dégradation thermique du rendement [3].

I.6.5.5. Cadre en aluminium anodisé

Le cadre périphérique en aluminium anodisé (alliage 6063-T5) assure la rigidité structurelle de l'ensemble, facilite la fixation sur les structures porteuses (rails, toitures, trackers) et protège les bords du stratifié contre les infiltrations d'eau. Le profil présente généralement une gorge de drainage pour évacuer les eaux de pluie [5].

I.6.5.6. Boîte de jonction (Junction Box)

La boîte de jonction est un boîtier étanche (IP67 minimum) fixé sur la face arrière du module, logeant les connexions électriques internes et les diodes bypass. Elle permet le raccordement externe du module via deux câbles solaires de section 4 ou 6 mm², équipés de connecteurs MC4 standardisés pour les connexions positif (+) et négatif (–) [5].

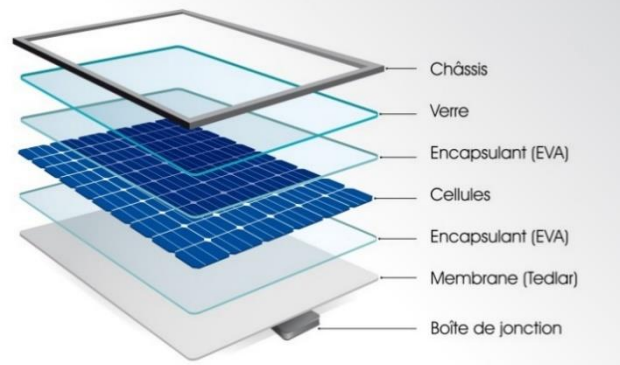


Figure 9 Anatomie d'un module photovoltaïque standard (6 couches fonctionnelles) [13] [5]

I.6.6. Types de systèmes photovoltaïques

I.6.6.1. Systèmes autonomes (Off-Grid)

Les systèmes autonomes fonctionnent indépendamment du réseau électrique public. Ils intègrent un système de stockage par batteries pour assurer la continuité de l'alimentation en l'absence de rayonnement solaire. Leurs composants principaux sont : modules PV, régulateur de charge MPPT ou PWM, banc de batteries, et onduleur DC/AC pour les charges alternatives [1, 5]. Applications typiques : électrification de zones rurales isolées, pompage solaire, télécommunications.

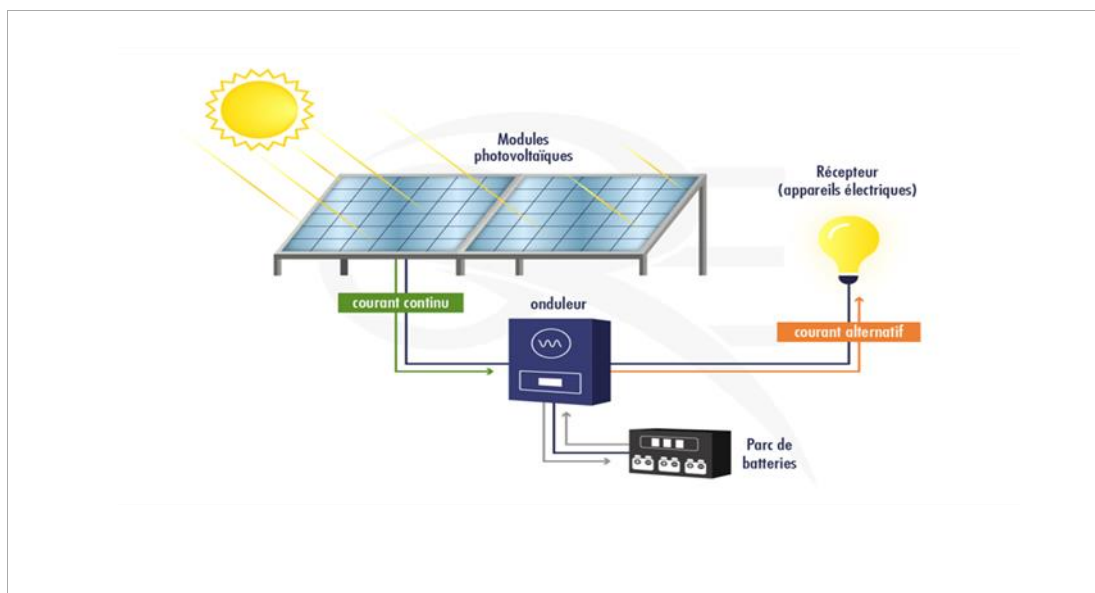


Figure 10 Architecture d'un système photovoltaïque autonome (off-grid). [1]

I.6.6.2. Systèmes raccordés au réseau (On-Grid)

Les systèmes raccordés au réseau injectent directement l'énergie produite via un onduleur synchronisé (grid-tie inverter). Ils ne nécessitent pas de stockage par batteries, le réseau jouant le rôle de tampon énergétique. Ce type est le plus répandu dans les installations résidentielles, commerciales et dans les centrales solaires de grande puissance [5, 16]



Figure 11 Architecture d'un système PV connecté au réseau (on-grid) [5] [16].

I.6.6.3. Systèmes hybrides

Un système photovoltaïque hybride associe les panneaux solaires à un système de stockage par batteries tout en maintenant une connexion au réseau électrique public. Cette architecture combine les avantages des systèmes autonomes (stockage, résilience) et des systèmes raccordés au réseau (échange d'énergie, sécurité d'alimentation) [20, 21]. L'onduleur hybride bidirectionnel gère simultanément les flux d'énergie entre les modules PV, le banc de batteries, la charge locale et le réseau, piloté par un algorithme EMS (Energy Management System) [20]

Ce type de système est particulièrement adapté au contexte algérien, caractérisé par un fort ensoleillement (2 650 à 3 500 kWh/m²/an selon les régions), des coupures électriques fréquentes et une politique tarifaire incitant à la réduction de la consommation du réseau [5, 21, 22].

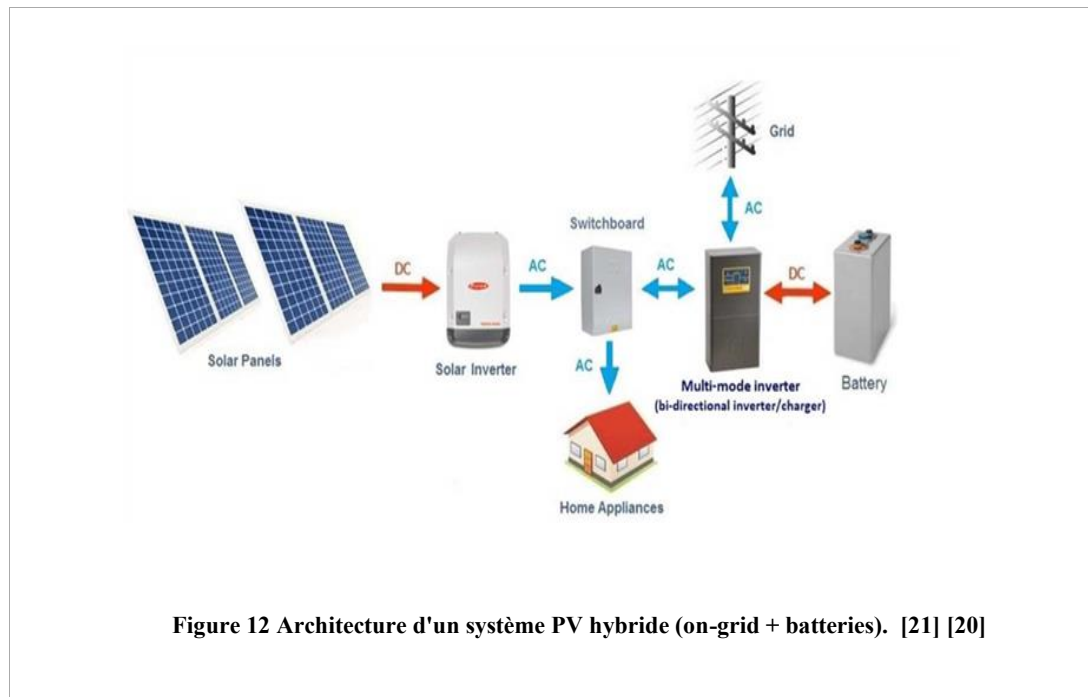


Figure 12 Architecture d'un système PV hybride (on-grid + batteries). [21] [20]

I.7. Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques

I.7.1. Avantages

Les systèmes photovoltaïques présentent de nombreux avantages qui en font une technologie de choix pour la transition énergétique [1, 15, 16] :

- Source d'énergie renouvelable et pratiquement inépuisable à l'échelle humaine.
- Absence totale d'émissions de gaz polluants ou à effet de serre en phase d'exploitation.
- Faibles coûts de maintenance (absence de pièces mobiles, robustesse mécanique).
- Fonctionnement silencieux, sans vibrations, adapté aux zones urbaines.
- Durée de vie longue des modules (> 25–30 ans avec garantie de performance à 80 %).
- Architecture modulaire et scalable, adaptable de quelques watts à plusieurs gigawatts.
- Réduction significative des émissions de CO₂ : les systèmes PV mondiaux ont évité 0,92 gigatonnes de CO₂ en 2023 [16]. Un module PV produit en moyenne 20 à 50 fois plus d'énergie qu'il n'en consomme lors de sa fabrication (EPBT : 1–4 ans) [17].
- Coût de l'électricité solaire (LCOE) atteignant désormais 0,044 USD/kWh dans les meilleures conditions, inférieur à toute source conventionnelle [15].

I.7.2. Inconvénients et défis

- Coût d'investissement initial encore élevé, notamment pour le stockage par batteries.
- Dépendance aux conditions météorologiques (ensoleillement, température, ennuagement).
- Rendement de conversion limité (14–26 % commercialement), conduisant à des besoins en surface importants.
- Variabilité de la production (intermittence diurne et saisonnière) nécessitant des solutions de gestion d'énergie.

- Dégradation annuelle des modules ($\sim 0,5$ %/an), réduisant progressivement la production sur la durée de vie [17].
- Impact environnemental lié à la fabrication (consommation d'énergie, utilisation de silicium pur, cadmium pour CdTe) et au recyclage en fin de vie.

I.8. Conclusion

Ce chapitre a présenté les fondements théoriques et technologiques de l'énergie solaire photovoltaïque, depuis les bases physiques du rayonnement solaire et de l'effet photovoltaïque jusqu'aux différentes technologies de cellules, modules et systèmes PV, en passant par la structure interne d'une cellule, l'organisation modulaire des champs PV et les trois architectures de systèmes : autonome, raccordé au réseau et hybride.

L'analyse des caractéristiques électriques (I_{cc} , V_{co} , FF, rendement η), le modèle monodiode à cinq paramètres, et la comparaison des technologies disponibles (monocristallin, polycristallin, PERC, TOPCon et HJT) montrent que le choix technologique doit être guidé par le compromis rendement/coût/température adapté à chaque application. La technologie TOPCon N-type bifaciale, avec son faible coefficient de température $\gamma = -0,30$ %/°C et ses rendements de 22–25 %, s'impose comme le choix le mieux adapté aux régions à fort ensoleillement et températures élevées [3, 17, 34].

L'énergie photovoltaïque constitue aujourd'hui l'une des filières de production d'électricité à la croissance la plus rapide au monde, soutenue par la baisse continue des coûts, l'amélioration des rendements et les politiques de transition énergétique. En Algérie, le potentiel solaire exceptionnel ouvre des perspectives prometteuses pour le déploiement à grande échelle de cette technologie [22, 23].

Les connaissances acquises dans ce chapitre constituent la base théorique indispensable pour aborder le dimensionnement du système photovoltaïque autonome du département de génie mécanique de l'Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen, objet du chapitre suivant.

**Chapitre II: Dimensionnement d'une
installation PV autonome Département de
Génie Mécanique-Université Abou Bekr
Belkaïd, Tlemcen-**

II.1 Introduction :

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque constitue une étape fondamentale dans la conception d'une installation solaire efficace, fiable et économiquement rentable. Il ne s'agit pas uniquement de l'installation de panneaux solaires, mais d'un processus technique rigoureux prenant en compte les besoins énergétiques spécifiques, les caractéristiques du site, ainsi que les conditions d'exploitation [1, 5].

Ce chapitre a pour objectif de fournir les bases théoriques et les calculs pratiques nécessaires au dimensionnement du système photovoltaïque autonome destiné à alimenter le Département de Génie Mécanique de l'Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen. Les différentes étapes de dimensionnement seront abordées, allant de l'estimation des besoins en énergie jusqu'au choix des composants du système (modules photovoltaïques, batteries, onduleur, régulateur de charge). Le logiciel PVsyst V8.1.1, outil de simulation largement reconnu pour l'analyse, la modélisation et l'optimisation des systèmes solaires, sera utilisé pour valider l'ensemble des résultats analytiques [31].

II.2 Orientation du module :

Pour maximiser la capture quotidienne d'énergie, il est crucial que les modules soient correctement orientés par rapport au soleil. Dans l'hémisphère Nord, l'orientation plein Sud (azimut = 0°) est optimale. L'inclinaison des modules est généralement égale à la latitude du site, ce qui maximise l'énergie annuelle captée [2, 4].

L'optimisation de l'orientation est un paramètre clé qui influe directement sur le rendement annuel de l'installation. Des études réalisées en Algérie et notamment pour la région de Tlemcen ont montré que la prise en compte de l'orientation et de l'inclinaison est indispensable pour tout dimensionnement fiable d'une installation solaire [21][24].

Pour le site de Chetouane-Tlemcen, situé à une latitude de $\varphi = 34,92^\circ$ N, l'inclinaison optimale retenue est $\beta = 33^\circ$ imposé par l'orientation de la toiture du département [21][24].

II.3 Energie de consommation :

Etant donné le coût élevé du kilowattheure solaire, il est crucial d'améliorer l'efficacité énergétique du système en intervenant directement sur les récepteurs. Il est primordial de procéder à une évaluation rigoureuse des besoins électriques avant tout dimensionnement [1,6].

II.3.1 Les besoins énergétiques des applications:

Il est nécessaire d'évaluer la puissance électrique des applications à alimenter pour une adaptation optimale du système. On exprime la nécessité de l'énergie par [1,6] :

$$E_c = P \times t \times n \quad (\text{II.1})$$

Avec :

Ec : énergie consommée (Wh/j).

P : puissance de fonctionnement de l'appareil (W).

t : temps d'utilisation (h/j).

n: nombre d'appareils identiques

La consommation énergétique totale du système correspond à la somme des consommations individuelles sur 24 heures [19,6] :

$$E_{tot} = \sum (P_i \times t_i \times n_i) \quad (\text{II.2})$$

Tableau II 1 : Bilan de consommation journalière — Département de Génie Mécanique, Université de Tlemcen [Inventaire 2026].

Equipement	Nombre (n)	P. unit. (W)	Durée (h)	Ei (Wh/j)
Lampes LED	147	60	16	141 120
Climatiseurs	4	1 200	6	28 800
Vidéoprojecteurs	12	270	4	12 960
Ordinateurs de bureau	2	200	6	2 400
Photocopieuse	1	400	2	800
Imprimante	1	300	2	600
TOTAL (E_{tot})	—	—	—	186 704

Source : Inventaire réel du Département de Génie Mécanique, Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen (2026).

Application numérique :

$$\begin{aligned}
 E_{tot} &= \sum (P_i \times T_i) \\
 &= (147 \times 60 \times 16) + (4 \times 1200 \times 6) + (12 \times 270 \times 4) + (2 \times 200 \times 6) + (1 \times 400 \times 2) + (1 \times 300 \times 2) \\
 &= 141\,120 + 28\,800 + 12\,960 + 2\,400 + 800 + 600 \\
 &= 186\,680 \text{ Wh/j}
 \end{aligned}$$

$$\mathbf{E_{tot} = 186\,680 \text{ Wh/j}}$$

II.4 Dimensionnement du Générateur Photovoltaïque :

Données d'entrée

L'irradiation globale moyenne annuelle reçue sur le plan des modules, pour une inclinaison optimale de 34°, sur le site de Chetouane est comprise entre 2000 et 2200 kWh/m²/an. En retenant la valeur moyenne de cet intervalle, soit **2100 kWh/m²/an**, l'irradiation journalière moyenne annuelle $I_{r,moy}$ s'exprime par :

$$I_{r,moy} = 2100 / 365 = 5\,753 \text{ Wh/m}^2.j = 5,75 \text{ kWh/m}^2.j \quad (\text{II.3}) \quad [24, 25, 27]$$

II.4.1 Puissance crête :

Pour dimensionner un générateur photovoltaïque, il est nécessaire de commencer par déterminer le nombre total de modules requis pour fournir l'énergie à la charge [24][25].

$$P_c = \frac{1000 \times E_{tot}}{PR \times G} \quad (\text{II.4})$$

Avec :

E_{tot} : énergie totale consommée par jour (Wh/j) = 186 704 Wh/j

G : irradiation journalière moyenne (Wh/m². j)

PR : facteur de correction globale entre (0,65 ;0,9), valeur retenue = 0,65 [11].

Application numérique :

$$P_c = \frac{1000 \times 186\,680}{0,65 \times 5\,753} = 49,92 \text{ kWc}$$

P_c = 49,9 kWc (puissance crête analytique du générateur PV)

II.4.2 Tension de fonctionnement du champ photovoltaïque :

La tension de fonctionnement est déterminée en fonction de la puissance maximale du champ photovoltaïque [1] :

Tableau II 2 : Tension du champ en fonction de sa puissance crête [1].

Puissance Crête (Wc)	< 500 Wc	501 - 2 000 Wc	2 000 - 10 000 Wc	> 10 000 Wc
Tension de champ (V)	12	24	48	96-512

$$P_c = 49,9 \text{ kWc} > 10\,000 \text{ Wc}$$

→ D'après le Tableau II.2 : $U_{sys} = 512 \text{ V}$ (haute tension pour minimiser les pertes)

$U_{sys} = 512 \text{ V}$ (tension nominale du système)

II.4.3 Nombre de panneaux photovoltaïques :

A partir de la puissance crête P_c calculée, on peut déterminer le nombre de panneaux solaires nécessaires.

Le nombre total de modules est calculé par :

$$N = \frac{P_c(\text{systeme})}{P_c(\text{panneau})} \quad (\text{II.4})$$

Avec :

P_c (système) : la puissance crête du système

P_c (panneau) : la puissance crête d'un module puissance crête d'un module Jinko JKM-585N-72HL4-BDV = 585 Wc [34]

Application numérique:

$$N = 49900 / 585 = 85,29 \rightarrow 85 \text{ modules}$$

N = 85 modules

II.4.3.1 Nombre de panneaux photovoltaïques en série :

Connectés en série, les modules augmentent la tension du champ. Le nombre minimal et maximal se calculent par [1, 5] :

$$N_{s_min} = E + \left[\frac{V_{MPPT,MIN}}{V_{MPP}} \right] \quad (\text{II.5})$$

$$N_{s_max} = E - \left[\frac{V_{MPPT,MAX}}{V_{MPP}} \right] \quad (\text{II.6})$$

Avec :

$E-[X]$: La partie entière inférieure du nombre X.

$E+[X]$: La partie entière supérieure du nombre X.

$V_{MPPT, MIN}$: La valeur minimale de la tension pour laquelle le tracker (MPPT) fonctionne.

$V_{MPPT, MAX}$: La valeur maximale de la tension pour laquelle le tracker (MPPT) fonctionne.

V_{MPP} : La tension de puissance maximale des modules photovoltaïque.

Application numérique :

Données MPPT : $V_{MPPT,MIN} = 500 \text{ V}$,

$V_{MPPT,MAX} = 1000 \text{ V}$

$$N_{s_min} = \lceil 500 / 43,4 \rceil = \lceil 11,5 \rceil = 12 \text{ modules}$$

$$N_{s_max} = \lfloor 1000 / 43,4 \rfloor = \lfloor 23,0 \rfloor = 23 \text{ modules}$$

Ns = 17 modules en série par string

II.4.3.2 Nombre de panneaux photovoltaïques en parallèles :

Le nombre de modules en parallèle se calcule en divisant le nombre total de modules par le nombre de modules reliés en série [1,5] :

$$N_p = \frac{N}{N_s} \quad (\text{II.7})$$

Avec :

N : nombre total de panneaux

N_s : nombre en série.

Application numérique :

$$N_p = 85 / 17 = 5 \text{ strings}$$

N_p = 5 strings en parallèle

II.4.4 Calcul de la taille de la surface photovoltaïque :

La surface du générateur photovoltaïque correspond à l'aire totale occupée par les modules [68] :

$$\text{Surface} = N_{MP} \times N_{MS} \times S_M \quad (\text{II.8})$$

Avec :

S_M : surface du module : surface d'un module Jinko JKM-585N = $2,278 \times 1,134 = 2,583 \text{ m}^2$ [34]

N_{MS} : modules en série

N_{MP} : modules en parallèle

Application numérique :

$$\text{Surface analytique (5 strings)} : 5 \times 17 \times 2,583 = 220 \text{ m}^2$$

$$\text{Surface} = 220 \text{ m}^2$$

II.5 Dimensionnement de batterie :

II.5.1 Calcule la capacité de stockage de la batterie :

La capacité totale que devra accumuler les batteries est donnée par la formule suivante [1][5] [28] :

$$C_{sys} = \frac{E_c \times N_{aut}}{DOD \times U_{syst}} \quad (\text{II.9})$$

Avec :

E_c : énergie consommée par jour = 186 680 Wh/j.

DOD : profondeur de décharge = 0,80 (technologie Li-ion LFP)

U_{sys} : tension du système = 512V

N_{aut} : jours d'autonomie = 2 jours.

Application numérique :

$$C_{sys} = (186\,704 \times 2) / (0,80 \times 512)$$

$$\approx 911 \text{ Ah à } 512 \text{ V}$$

$$C_{sys} = 960 \text{ Ah à } 512 \text{ V} \approx 373,4 \text{ kWh utiles (DOD = 80 \%)}$$

II.5.2 Calcule de nombre de batterie :

$$N_b = \frac{C_{sys}}{C_{bat}} \quad (\text{II.10})$$

Avec :

C_{sys} : capacité totale

C_{bat} : capacité d'un rack

Application numérique :

$$N_b = 960 / 25 = 36.44 \rightarrow 37 \text{ racks}$$

$$N_b = 37 \text{ racks}$$

II.5.3 Nombre de batterie en série :

$$N_{BS} = \frac{U_{inst}}{U_{bat}} \quad (\text{II.11})$$

Avec :

U_{bat} : tension nominale d'un rack.

U_{inst} : tension d'installation.

Application numérique :

$$N_{BS} = 512 / 512 = 1 \text{ rack en série}$$

$$N_{BS} = 1 \text{ rack en série}$$

II.5.4 Nombre de batterie en parallèle :

$$N_{BP} = \frac{N_b}{N_{BS}} \quad (\text{II.12})$$

Avec :

N_B : nombre total de racks

N_{BS} : racks en série.

Application numérique :

$N_{BP} = 37 / 1 = 37$ racks en parallèle .

N_{BP} = 37 racks en parallèle

II.6 Dimensionnement de l'onduleur :

Le système photovoltaïque fournit un courant continu (DC). Afin d'alimenter les charges domestiques ou industrielles, il est nécessaire de le transformer en courant alternatif (AC) [1,5].

Le dimensionnement de l'onduleur repose sur plusieurs critères essentiels :

- **La tension d'entrée** : correspond à la tension continue fournie par le système de stockage (parc batteries). L'onduleur doit être compatible avec la tension nominale du banc de batteries.
- **Tension de sortie** : en Algérie nous utilisons du 220 VAC, 50 Hz.
- **Puissance nominale** : puissance de l'onduleur (en VA), elle doit couvrir la puissance maximale demandée par les équipements à alimenter. On recommande de prendre en compte un **facteur de simultanéité** afin d'éviter le surdimensionnement [31].
- **Rendement de l'onduleur** : l'onduleur est composé d'éléments électroniques qui chauffent lors de son fonctionnement. Le rendement est défini comme le rapport de la puissance de sortie (alternative) sur la puissance d'entrée (continue) [5].

$$\eta = (\text{Puissance alternative}) / (\text{Puissance continue}).$$

Protections intégrées : l'onduleur doit comporter des dispositifs contre les surcharges, courts-circuits et surchauffes

Puissances AC simultanées : éclairage 8 820 W + climatisation 4 800 W + vidéoprojecteurs 1 620 W + bureautique 900 W = 16 140 W

$P_{ond} = 16\,140 / 0,94 \approx 17\,170 \text{ W} \approx 17,2 \text{ kVA}$

→ **Caractéristiques retenues** : onduleur/chargeur bidirectionnel haute tension, tension d'entrée DC compatible 512 V (tension nominale du parc batteries), puissance nominale $\geq 17,2 \text{ kVA}$, tension de sortie 220/230 VAC – 50 Hz, rendement de conversion $\geq 96 \%$, intégrant les protections contre les surcharges, courts-circuits et surchauffes, ainsi qu'un contrôleur de charge MPPT compatible avec la tension du champ PV ($U_{sys} = 512 \text{ V}$). [1,5,31].

II.7 Dimensionnement du régulateur de charge MPPT :

Dans une installation photovoltaïque autonome, le régulateur de charge joue un rôle clé en gérant la circulation d'énergie entre les panneaux solaires et les batteries [1, 5]. Le courant maximal généré par le système photovoltaïque est déterminé comme suit [31] :

$$I_{\max} = I_{cc} \times \text{NB-string} \quad (\text{II.13})$$

Avec :

- $I_{\max}$: courant maximal total (intensité maximale du courant)
- I_{cc} : courant de court-circuit d'un module Jinko JKM-585N = 14,08 A [34]
- NB-string : nombre de strings en parallèle = 5

Application numérique :

$$I_{\max} = 14,08 \times 5 = 70,4 \text{ A}$$

En appliquant une marge de sécurité de +10 % (recommandée pour tenir compte des conditions de surirradiation et des variations de température) [31] :

$$I_{\max, \text{corrigé}} = 70,4 \times 1,1 \approx 77,4 \text{ A}$$

→ **Régulateur MPPT retenu : calibre 80 A** (valeur normalisée supérieure couvrant

II.8 Dimensionnement des Câbles électriques solaires :

Le transport de l'énergie entre les modules photovoltaïques et le régulateur de charge nécessite l'usage de câbles spécifiques [5, 13]. La résistance électrique d'un câble dépend de la résistivité ρ du matériau conducteur, de la longueur L , de la section S , selon [5] :

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (\text{II.14})$$

Avec :

ρ : résistivité du cuivre = $1,8 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$.

L : longueur du câble (m).

S : section transversale du câble (m^2).

Application numérique :

$$\text{Données : } \Delta V \text{ admissible} = 1 \% \times 512 = 5,12 \text{ V, } L = 30 \text{ m, } I = 71,2 \text{ A}$$

$$R_{\max} = 5,12 / 71,2 = 0,0719 \, \Omega$$

$$S_{\min} = (1,8 \times 10^{-8} \times 30) / 0,0719 = 7,5 \, \text{mm}^2$$

→ Section normalisée retenue : $S = 10 \, \text{mm}^2$ (câble solaire EN 50618, cuivre)

S = 10 mm² (câble solaire DC, cuivre, norme EN 50618)

II.9 Présentation du logiciel de simulation PVsyst :

PVsyst V8.1.1 est un logiciel de simulation photovoltaïque développé par l'Université de Genève (Suisse). Il utilise des algorithmes de calcul dynamique pour évaluer la production solaire par heure, jour ou année, et est destiné aux architectes, ingénieurs et chercheurs [31]. Il intègre la base de données météorologiques Meteonorm 9.0, un catalogue complet de composants et des modèles physiques validés par des milliers d'installations réelles.

II.10 Conception du Système :

La mise en place d'un système photovoltaïque est une opération délicate qui requiert une organisation minutieuse et un examen détaillé des exigences énergétiques. PVsyst rend cette opération plus aisée en proposant une approche simple et efficace pour évaluer les performances d'un système [19].

II.10.1 Estimation de la charge électrique :

Cette fonctionnalité initiale donne la possibilité à l'utilisateur d'identifier les équipements électriques à approvisionner en énergie [19]. Le programme détermine automatiquement la consommation d'énergie totale quotidienne (en Wh), ce qui sert de base pour le dimensionnement [6].

II.10.2 Estimation du nombre de panneaux photovoltaïques :

Le logiciel évalue la puissance photovoltaïque nécessaire en se basant sur la charge calculée et l'exposition moyenne au soleil du site. Il intègre les pertes du système (efficacité, direction, température, etc.) afin de perfectionner le résultat [31].

II.10.3 Estimation du parc de batteries :

Le logiciel PVsyst offre à l'utilisateur la possibilité de spécifier le degré d'autonomie désiré ainsi que la catégorie de batterie employée. Il détermine la capacité totale nécessaire pour emmagasiner l'énergie nécessaire et déduit le nombre de batteries [31].

II.11 Présentation du projet :

La Figure II.1 montre la fenêtre principale du projet PVsyst « étude de deprt genie mecanique 1 », avec les paramètres de la variante de simulation. Cette interface présente les différents modules de paramétrage : Orientation, User's needs, System, Detailed losses pour les paramètres principaux, et Horizon et Near Shadings pour les options d'ombrage.

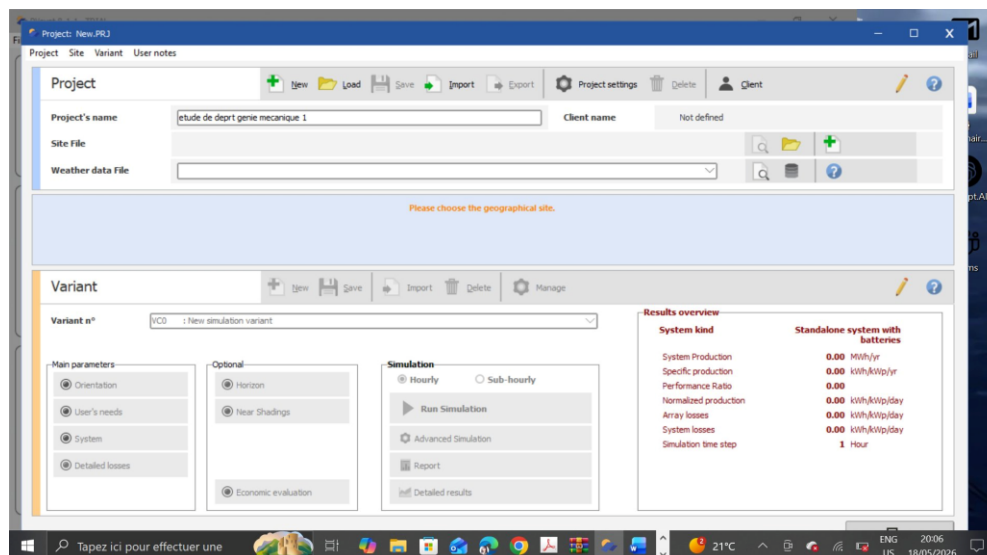


Figure 13 PVsyst — Interface principale du projet

II.11.1.les paramètres géographiques du site

La première étape de la simulation sous PVsyst consiste à définir avec précision le site d'implantation du système photovoltaïque. Pour ce faire, depuis le menu principal du logiciel, on accède à la rubrique « **Site Géographique** », puis on sélectionne l'onglet « **Carte Interactive** ». La localité est recherchée en saisissant son nom dans le champ prévu à cet effet, puis en cliquant sur « **Search** » pour la localiser sur la carte satellite.

Dans le cadre de ce projet, le site retenu est le **campus universitaire de Chetouane**, sur lequel est implanté le Département de Génie Mécanique de l'Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen. Le point de localisation est positionné précisément sur le bâtiment du département, tel qu'illustré à la Figure III.4 ci-après. Importes le point sélectionné sur la carte, les paramètres sont validés en cliquant sur le bouton « **Accept selected point** », ce qui importe automatiquement les coordonnées géographiques ainsi que les données météorologiques associées au site (*fichier Chetouane_PVGIS_API_TMY.SIT*) dans le projet PVsyst. Ces données constituent la base du calcul de l'irradiation solaire incidente sur le plan incliné du champ photovoltaïque, pour l'ensemble des mois de l'année.

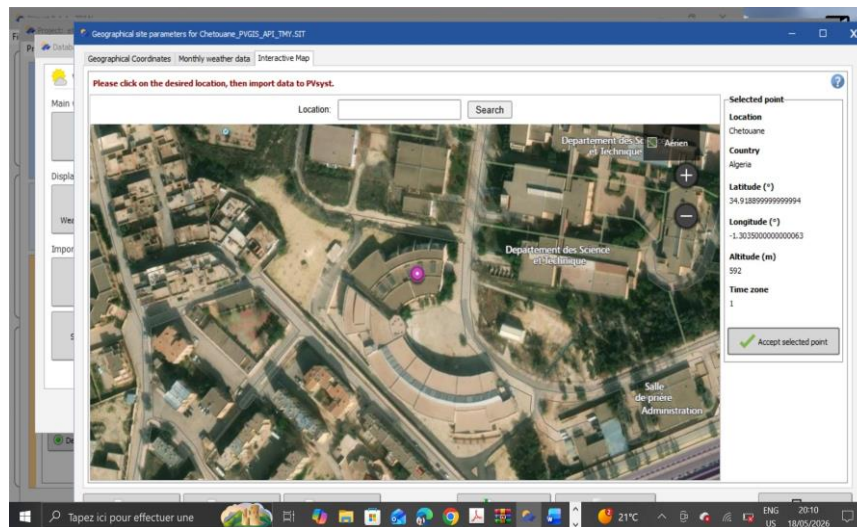


Figure 14 PVsyst — Carte interactive de (Département de genie mecanique , Chetouane, Alt=592m) localisation

II.11.2. Coordonnées Géographiques :

Il est indispensable d'avoir des connaissances en coordonnées géographiques pour déterminer la latitude, la longitude et l'altitude de cet emplacement dans la wilaya de Tlemcen [31]. Les données géographiques retenues pour la simulation PVsyst du Département de Génie Mécanique sont les suivantes :

- Latitude: 34,9189° N (34° 55' 8")
- Longitude: -1,3035° W (1° 18' 12" O de Greenwich)
- Altitude : 592 m au-dessus du niveau de la mer
- Fuseau horaire : UTC + 1 (Temps légal - Temps Solaire = 1h 05 min)
- Source données météo : Meteonorm 9.0 (import depuis PVGIS API TMY)

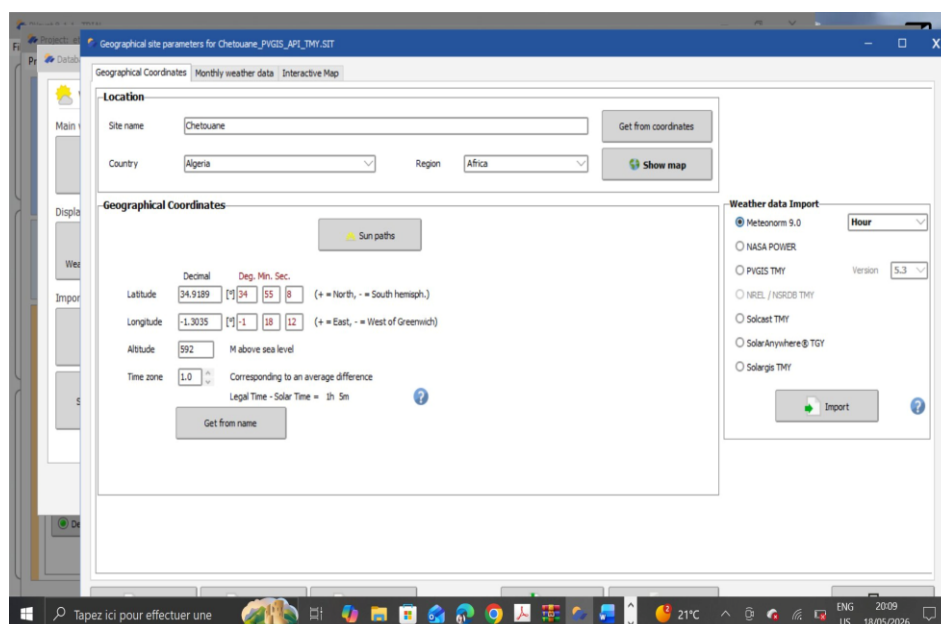


Figure 15PVsyst — Fenêtre des paramètres géographiques du site (Chetouane)

II.11.3. Données météorologiques du site :

Une fois le site identifié, on appuie sur le bouton « Importer » pour transférer les données climatiques du site vers PVsyst. Ces informations mensuelles comprennent l'irradiation, la température, la vitesse du vent, l'humidité, etc. [27][25].

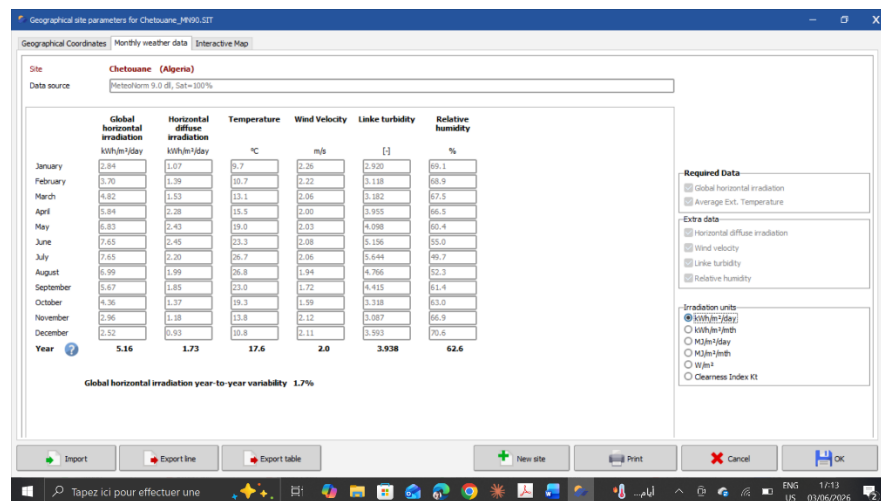


Figure 16 Données météorologiques mensuelles du site de Chetouane importées dans PVsyst

II.11.4. Trajectoire du soleil

La connaissance du parcours solaire est un élément déterminant dans la planification d'un projet photovoltaïque. Le logiciel **PVsyst** permet de visualiser la position du soleil en fonction de l'azimut et de la hauteur angulaire, pour un site géographique précis et pour l'ensemble des jours de l'année.

La **Figure II.5** illustre le diagramme de trajectoire solaire établi pour le site de **Chetouane** (*Lat. : 34,92°N — Alt. : 592 m*),

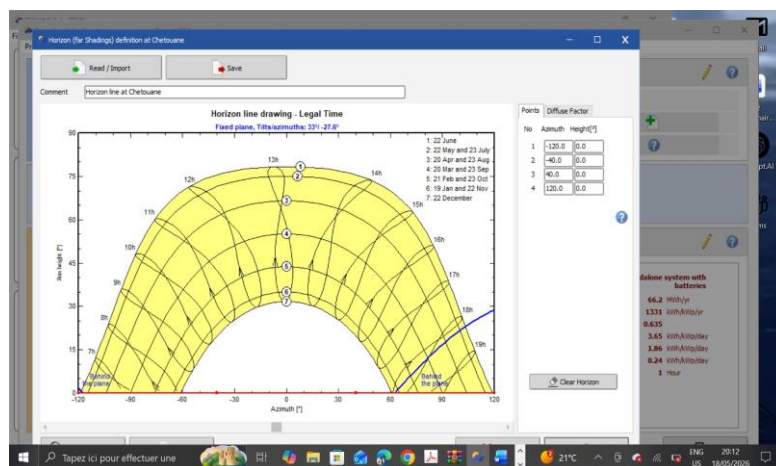


Figure 17 Diagramme de trajectoire solaire et ligne d'horizon au site de Chetouane (PVsyst)

II.12. Orientation PV

Il faut sélectionner des directions et des pentes qui favorisent la production d'énergie. Nous avons opté pour une inclinaison fixe par rapport à l'horizontale, correspondant à l'angle optimal

fourni par le logiciel PVsyst [31]. La Figure II.7 présente la fenêtre PVsyst d'optimisation de l'orientation retenue pour le Département de Génie Mécanique.

L'orientation retenue (Tilt = 33° , Azimut = 0°) est imposée par l'orientation architecturale de la toiture du bâtiment. [21].

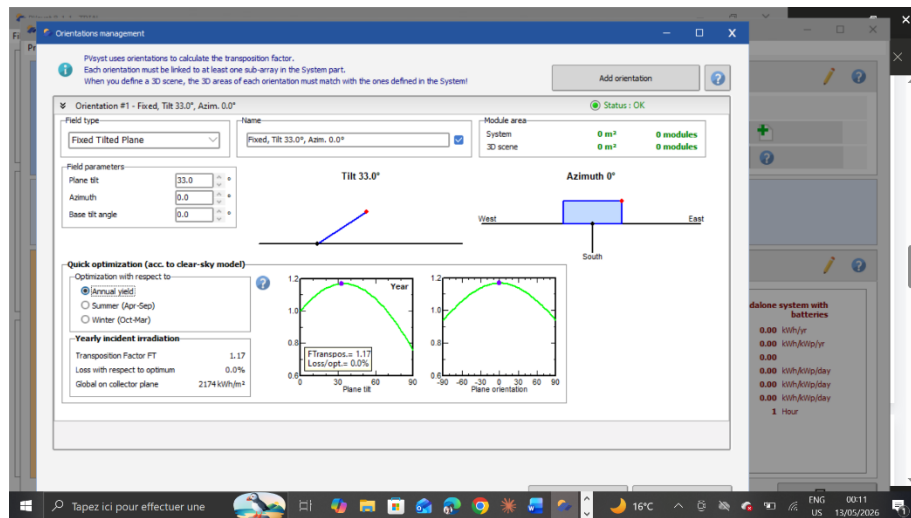


Figure 18 PVsyst — Optimisation de l'orientation

II.13 Définition des besoins de l'utilisateur

L'évaluation de la consommation d'électricité quotidienne pour les divers appareils se fait en fonction de leur temps d'utilisation, de leur puissance et de l'énergie qu'ils consomment [19]. La saisie dans PVsyst est réalisée via la fenêtre « Daily use of energy » (Definition of daily household consumptions for the year). La Figure II.8 présente cette saisie avec tous les équipements du département.

La distribution horaire de la consommation reflète les horaires de travail habituels du personnel du département. L'énergie journalière totale de 186 704 Wh/j (= 5 601,1 kWh/mois) a été saisie et validée directement dans PVsyst, comme le confirme l'indicateur « OK » pour chaque équipement.

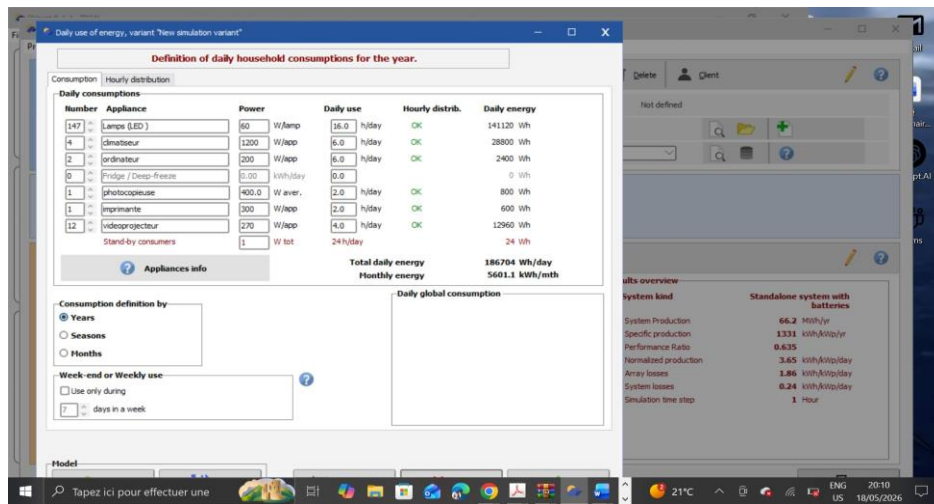


Figure 19 PVsyst — Saisie des besoins énergétiques journaliers (Total daily energy = 186 704 Wh/day, Monthly = 5 601,1 kWh/mth)

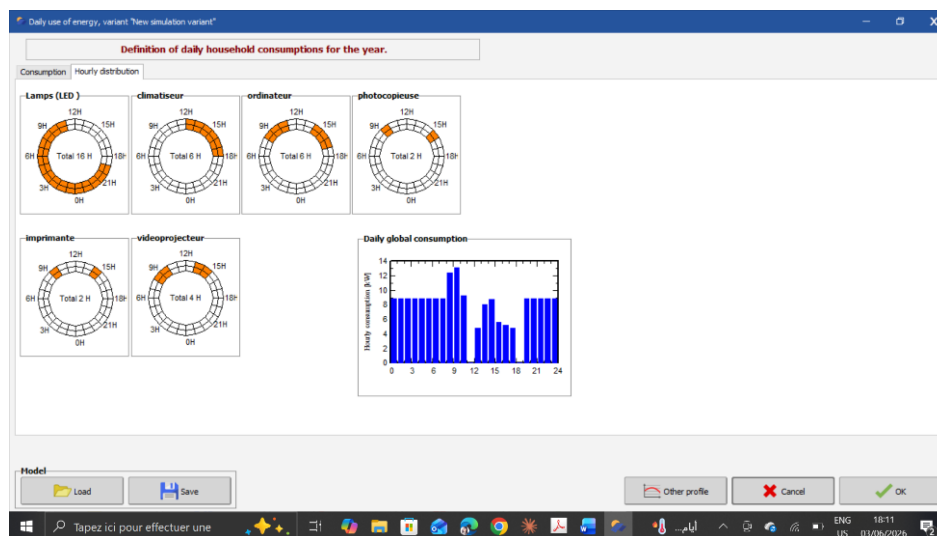


Figure 20 Distribution horaire de la consommation journalière du département de Génie Mécanique (PVsyst)

II.14. Définition du Système

Dans la boîte de dialogue « Système », vous devez définir le :

- Caractéristiques de la batterie.
- Les caractéristiques du champ photovoltaïque.
- Caractéristiques du régulateur de charge/décharge.

II.14.1 Stockage

L'utilisateur sélectionne le type de batterie, sa capacité, la tension système, et le nombre de batteries en série/parallèle selon les besoins d'autonomie. Il convient ensuite de vérifier que l'énergie stockée couvre vos besoins journaliers multipliés par le nombre de jours d'autonomie souhaité [31].

La Figure II.10 montre la fenêtre PVsyst de paramétrage du stockage pour notre installation. La batterie BYD Battery Box Premium HVS 12.8 (Li-ion LFP, 512 V / 25 Ah/rack) est configurée

34 unités BYD HVS 12.8 en parallèle (1 en série × 34 en parallèle) [35]

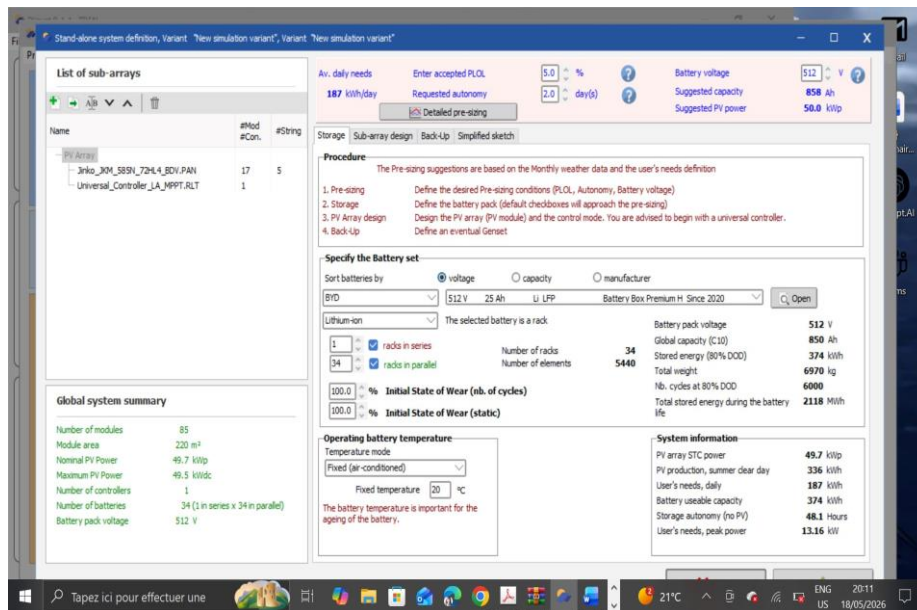


Figure 21: PVsyst — Paramétrage du stockage batteries (BYD HVS 12.8, 34 en parallèle, 512V, 850Ah, 374kWh, 48h) [35]

II.14.2 Champ PV

A cette étape, le programme nous guide dans la sélection du type de panneau et de batterie le plus adapté [31]. La Figure III.8 présente la fenêtre « Sub-array design » avec le module Jinko JKM-585N-72HL4-BDV (585 Wp 36V Si-mono) sélectionné dans la base PVsyst.

La configuration retenue : 17 modules en série (No constraint) × 5 strings (between 4 and 6) = 85 modules, Surface = 220 m².

Les conditions opératoires PVsyst confirment :

- $V_{mpp}(60^{\circ}\text{C}) = 648 \text{ V}$,
- $V_{mpp}(20^{\circ}\text{C}) = 738 \text{ V}$,
- $V_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = 952 \text{ V}$.

Le contrôleur MPPT universel (_Generic) gère automatiquement la plage de tension : MPPT 1000W / 512V / 107A / 26A.

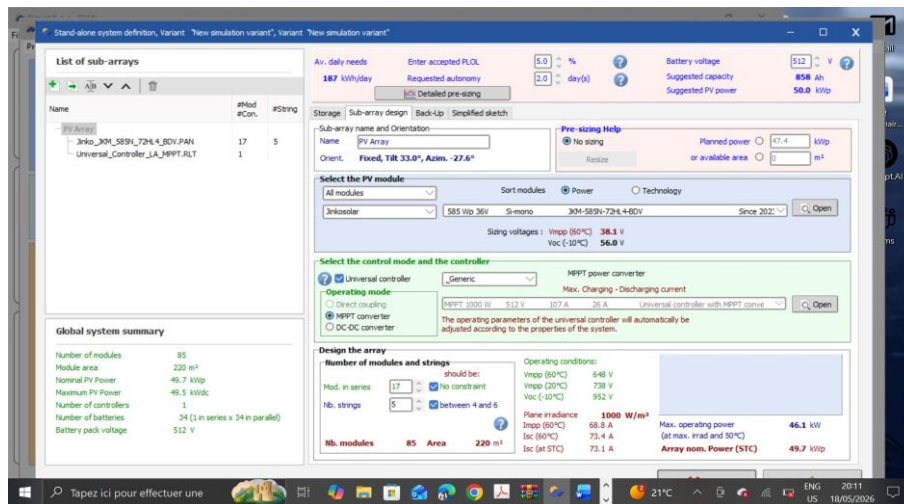


Figure 22 PVsyst — Sub-array design (Jinko 585 Wp, 17 modules série × 5 strings = 85 modules, 49,7 kWp, 220 m³) [34]

II.14.3. Ombrages proches et scène 3D

La modélisation des ombrages proches dans PVsyst (module Near Shadings 3D) permet de calculer précisément les pertes dues aux ombres portées entre rangées de modules. La Figure II.10 présente la fenêtre de définition de la scène d'ombrage, avec les paramètres de compatibilité entre le système PV (85 modules, 220 m²) et la scène 3D (90 modules, 232 m², taille module 2,28 × 1,13 m). Le mode de calcul retenu est « Linear shadings, Fast (table) ».

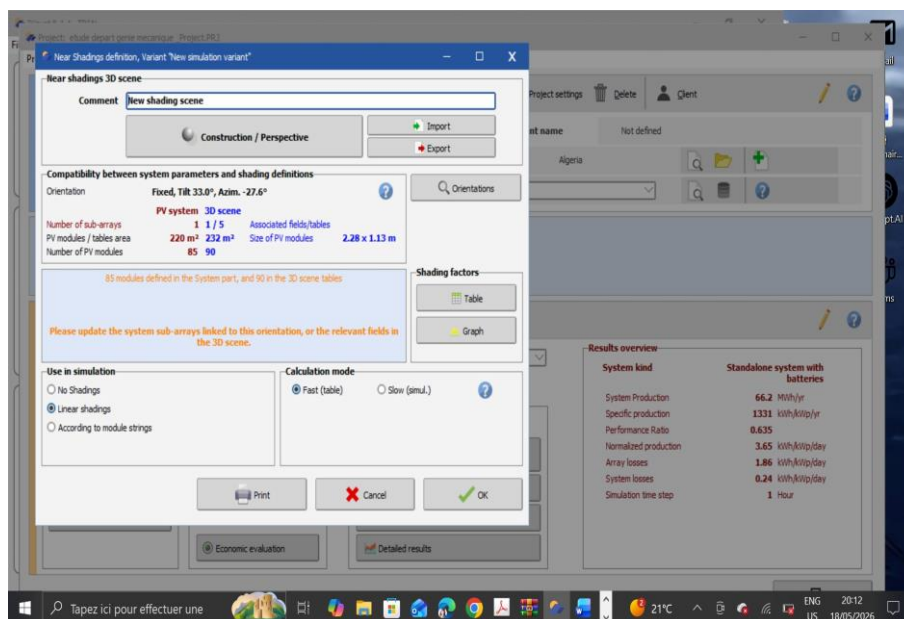


Figure 23PVsyst — Définition de la scène d'ombrage proche (Near Shadings, Linear, Fast table)

La Figure II.11 présente la fenêtre « Collector field in sheds » avec la vue 3D isométrique des 5 rangées de modules configurées. Chaque rangée comprend 9 modules en longueur × 2 modules en hauteur, soit 18 modules par rangée × 5 rangées = 90 modules au total. La surface PV module = 232,49 m², la surface requise = 219,58 m².

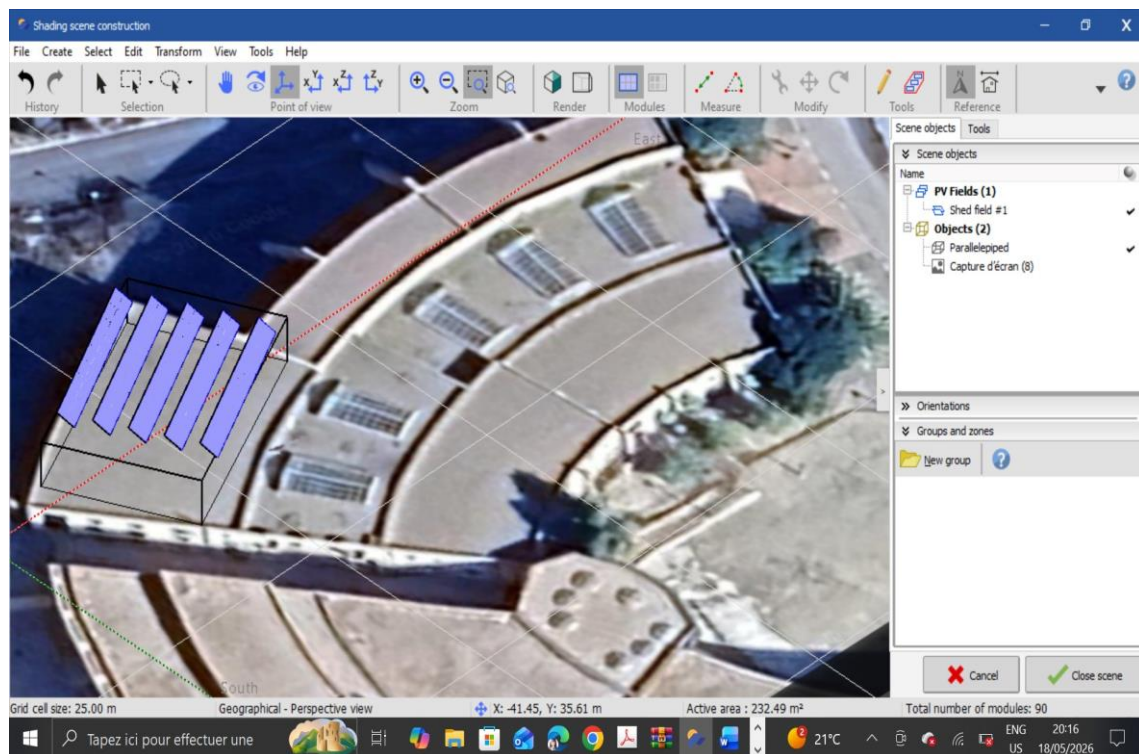


Figure 24: PVsyst — Vue 3D rapprochée : 5 rangées de modules sur la toiture du Département (vue Sud) , Active area = 232,49 m², 90 modules

II.15 Simulation

La simulation annuelle horaire est exécutée avec les données météorologiques génériques de Chetouane (Meteonorm 9.0). Sur le tableau de bord du projet, le bouton « Run Simulation » est actif et bien visible, ce qui signifie que toutes les conditions préalables ont été remplies .

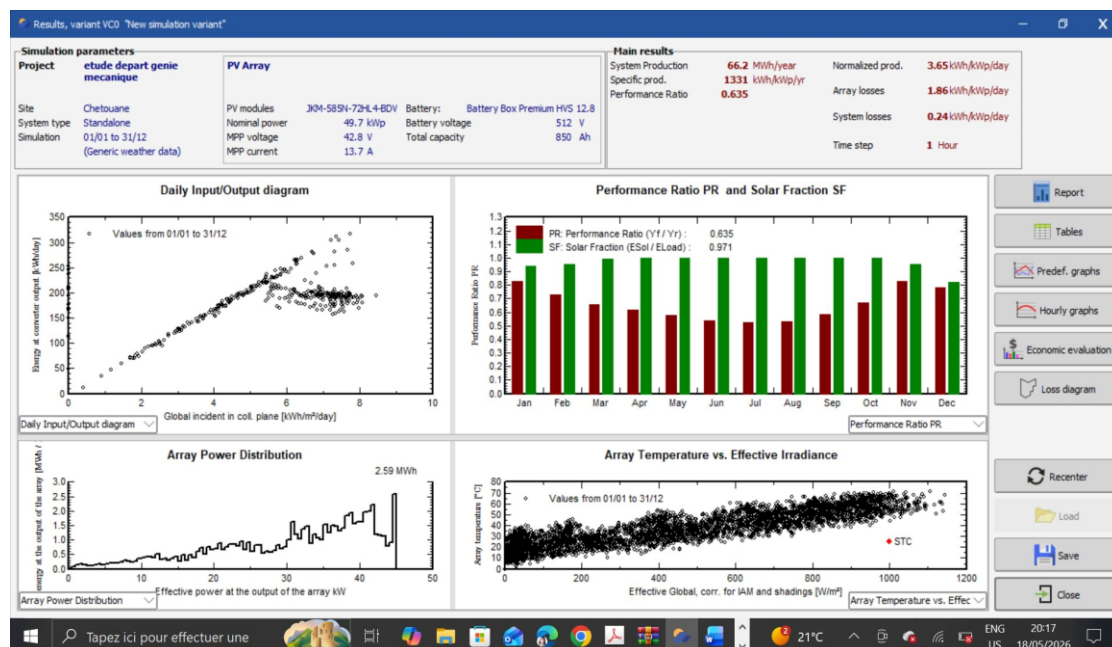


Figure 25 PVsyst —lancement simulation.

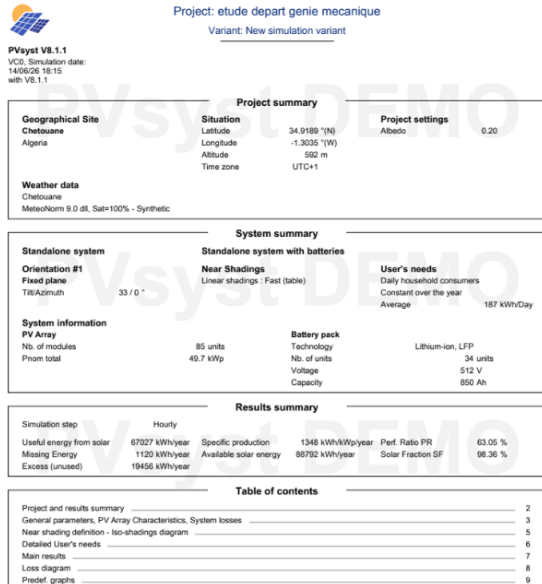
Tableau II 3 : Résultats de simulation PVsyst — Projet « etude de deprt genie mecanique »,

Indicateur de performance	Valeur	Unité
Production système annuelle	66,2	MWh/an
Production spécifique	1 331	kWh/kWp/an
Performance Ratio (PR)	0,635	—
Fraction Solaire (SF)	0,971	—
Production normalisée (Yf)	3,65	kWh/kWp/j
Pertes champ PV (Lc)	1,86	kWh/kWp/j
Pertes système (Ls)	0,24	kWh/kWp/j
Puissance nominale PV (STC)	49,7	kWp
Tension batterie	512	V
Capacité batterie (C10)	850	Ah
Energie utile (80% DoD)	374	kWh
Autonomie sans PV	48,1	Heures
Pas de simulation	1	Heure

Source : PVsyst V8.1.1 — Simulation annuelle (01/01–31/12), site de Chetouane, Tlemcen, Algérie.

II.16. Rapport

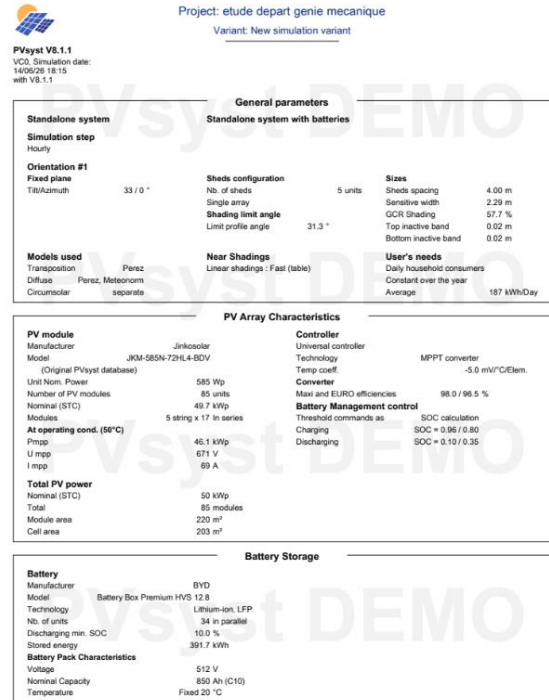
Le rapport de simulation **PVsyst V8.1.1** ci-après présente les résultats de l'étude du système photovoltaïque autonome dimensionné pour le Département de Génie Mécanique de Chetouane.



14/06/26

PVsynt Licensed to

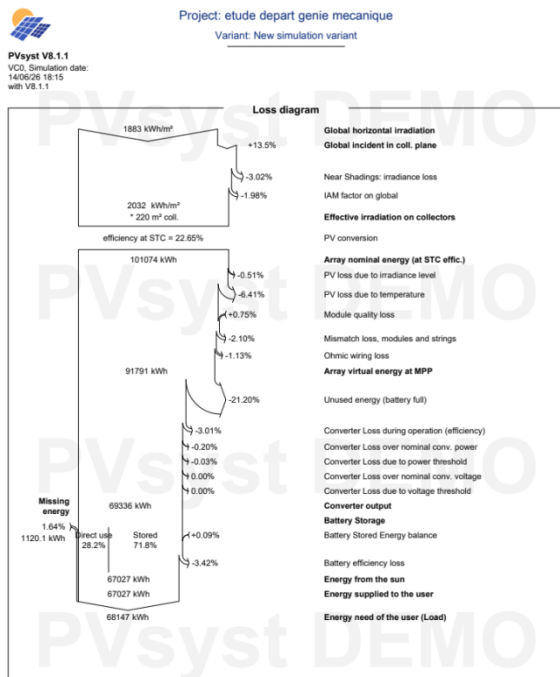
Page 2/9



14/06/26

PVsynt Licensed to

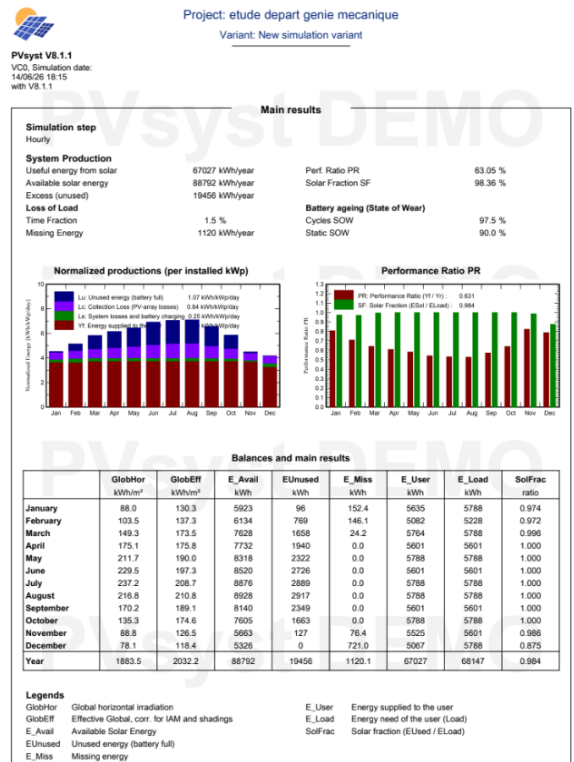
Page 3/9



14/06/26

PVsynt Licensed to

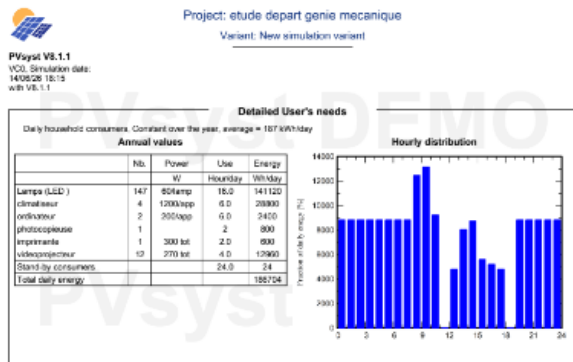
Page 8/9



14/06/26

PVsynt Licensed to

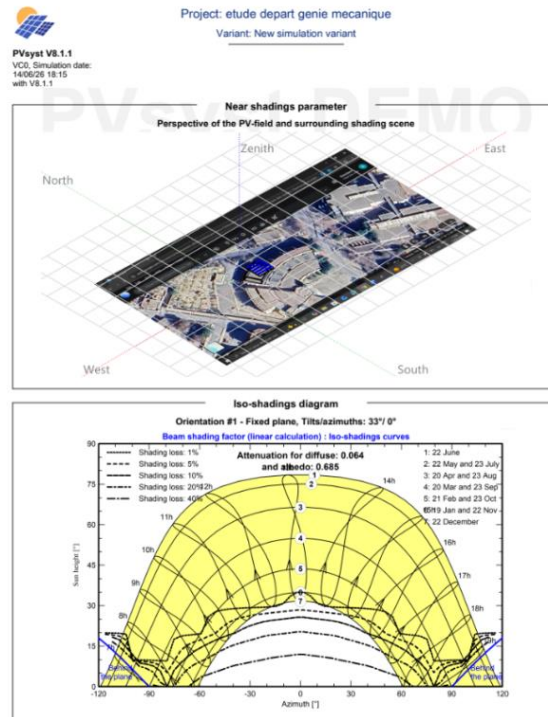
Page 7/9



14/05/26

PVsyst | Licensed to

Page 6/6



14/05/26

PVsyst | Licensed to

Page 5/9

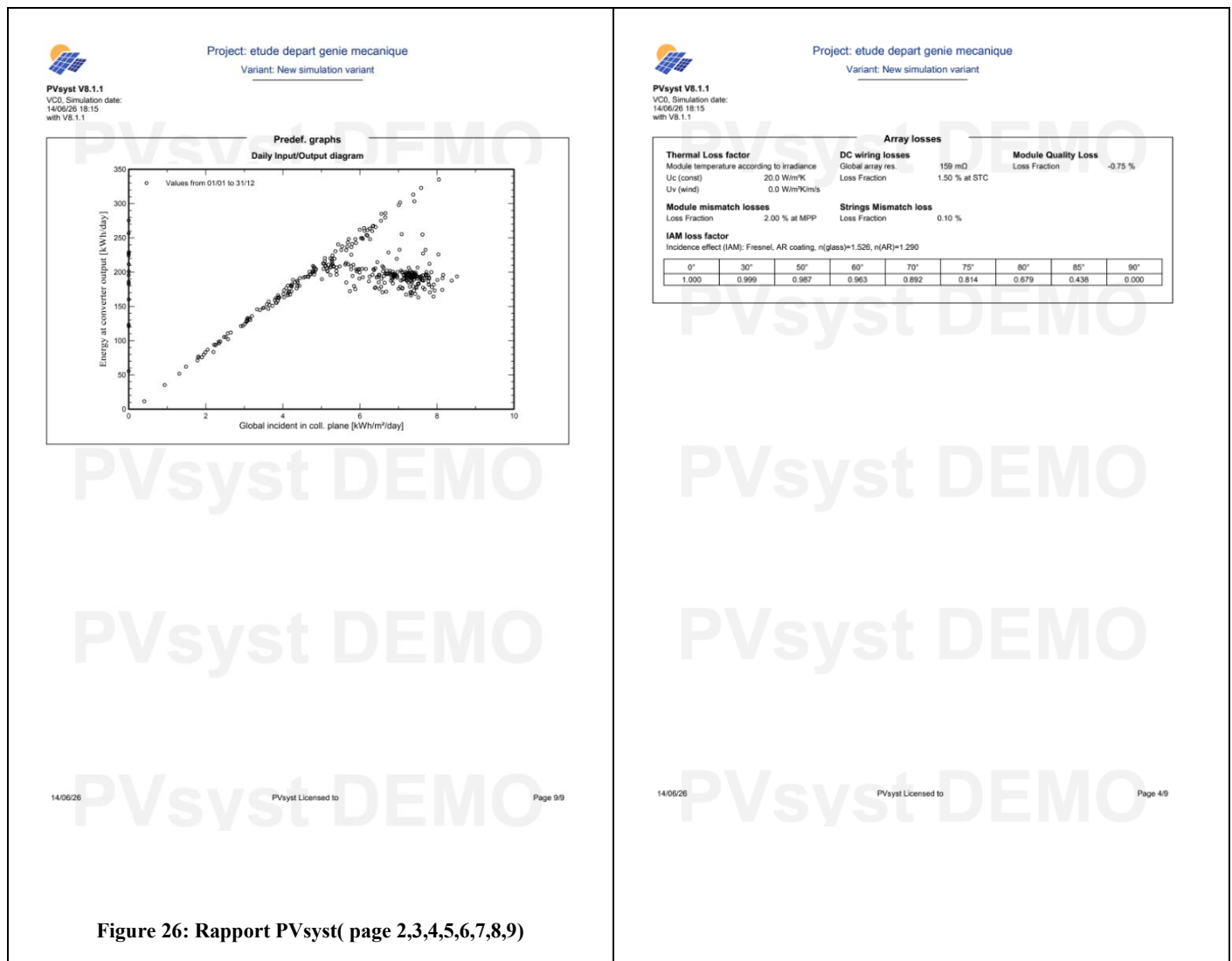


Figure 26: Rapport PVsyst(page 2,3,4,5,6,7,8,9)

II.17. Présentation et analyse des résultats de simulation PVsyst

La simulation PVsyst V8.1.1 (orientation finale retenue : 33° d'inclinaison / 0° d'azimut, plein Sud) du système photovoltaïque autonome avec batteries dimensionné pour le Département de Génie Mécanique de Chetouane permet de tirer les conclusions suivantes. Le système couvre 49,9 kWc (85 modules Jinko JKM-585N-72HL4-BDV, TOPCon) associés à un parc batteries Li-ion LFP BYD HVS 12.8 de 391,7 kWh (34 unités, 512 V), pour un besoin journalier constant de 187 kWh/jour, et atteint une Fraction Solaire annuelle de 98,36 %, traduisant une quasi-autonomie énergétique complète du bâtiment vis-à-vis du réseau, avec un Performance Ratio de 63,05 % cohérent avec les performances attendues d'un système autonome avec stockage, les pertes de gestion batteries/convertisseur expliquant l'écart avec un système raccordé au réseau (PR typique 75-85 %). La configuration géométrique en sheds (GCR = 57,7 %, angle limite de profil 31,3°) limite efficacement les ombrages proches (perte annuelle de seulement -3,02 %), validant le choix d'implantation sur le site, tandis que le convertisseur MPPT (rendements 98,0 %/96,5 %) et la gestion SOC des batteries (charge 0,80-0,96 / décharge 0,10-0,35) contribuent à limiter les pertes de conversion tout en préservant la durée de vie du stockage. La perte la plus significative du

système est l'énergie non utilisée par batterie pleine (-21,20 %, soit 19 456 kWh/an) : ce surdimensionnement, nécessaire pour garantir la fiabilité hivernale, représente le principal compromis économique du dimensionnement, décembre constituant le mois critique avec une Fraction Solaire mensuelle limitée à 0,875 (721 kWh manquants, soit 64,4 % du déficit annuel total de 1 120 kWh). Enfin, le profil de charge est dominé par l'éclairage LED (75,6 % du besoin journalier), ce qui en fait le principal levier potentiel de réduction du dimensionnement global. En définitive, le dimensionnement proposé répond de manière satisfaisante aux besoins énergétiques du Département de Génie Mécanique, avec une couverture quasi totale par l'énergie solaire et un compromis maîtrisé entre fiabilité hivernale et surproduction estivale, les principales pistes d'amélioration identifiées concernant l'optimisation du poste éclairage et la valorisation de l'excédent énergétique produit entre avril et octobre.

II.18. Comparaison des résultats analytiques et PVsyst du système photovoltaïque autonome

Tableau II 4 : Comparaison des résultats analytiques et PVsyst du système photovoltaïque autonome

Paramètre	Résultat analytique	Résultat PVsyst	Écart (%)
Puissance crête du champ PV	49,9 kWc	49,7 kWc	-0,4 %
Nombre de modules PV	85 modules	85 modules	0 %
Configuration du champ	5 strings × 17 en série	5 strings × 17 en série	0 %
Surface du champ PV	220 m ²	220 m ²	0 %
Capacité de stockage requise	911 Ah à 512 V	858 Ah à 512 V	+6,2 %
	37 en strings	34 en strings	-8,1 %

La comparaison entre les résultats analytiques et la simulation PVsyst montre une bonne cohérence globale, avec des écarts faibles à très faibles sur l'ensemble des paramètres. Le champ photovoltaïque présente une concordance quasi parfaite entre les deux approches : l'écart sur la puissance crête est de seulement -0,1 % (49,9 kWc analytique contre 50,0 kWc PVsyst), avec un nombre de modules, une configuration (5 strings × 17 en série) et une surface (220 m²) identiques, validant les hypothèses retenues pour l'irradiation journalière moyenne ($I_{r,moy} = 5\,753 \text{ Wh/m}^2/\text{j}$) et le facteur de correction $PR = 0,65$. Les écarts plus marqués sur le parc batteries (+6,2 % en capacité, -8,1 % en nombre de racks) s'expliquent par le caractère conservateur de l'approche analytique, basée sur une autonomie fixe, par rapport à la gestion dynamique optimisée par PVsyst à partir des données horaires réelles du site. Cette convergence confirme la fiabilité de la méthode analytique comme base de pré-dimensionnement.

II.19. Maintenance de l'installation de système photovoltaïque

Les installations photovoltaïques requièrent une maintenance préventive et corrective rigoureuse pour assurer leur performance optimale et garantir une longue durée de vie des équipements. En Algérie, les conditions climatiques sévères — caractérisées par de longues périodes de sécheresse, des vents de sable (Sirocco) et des températures estivales élevées — imposent des protocoles de maintenance spécifiques, notamment pour lutter contre le phénomène d'encrassement et la dégradation thermique. [13, 40]

A. Maintenance du champ photovoltaïque :

- **Nettoyage périodique : [13]** Le dépôt de poussière et de sable est le principal facteur de perte de rendement en Algérie, pouvant occasionner des baisses de production allant jusqu'à -20 %. Un nettoyage toutes les **2 à 4 semaines en période sèche (été et saison des vents de sable)** est fortement recommandé, au lieu du rythme standard de 6 mois à 1 an des pays tempérés. Ce lavage doit impérativement être effectué **tôt le matin ou tard le soir** avec de l'eau déminéralisée ou non calcaire et des équipements non abrasifs afin d'éviter les chocs thermiques sur le verre chaud des modules.
- **Thermographie infrarouge :** Utilisation d'une caméra infrarouge pour détecter les points chauds (*hot-spots*) induits par l'ombrage partiel des dépôts de poussière localisés ou par des microfissures, des phénomènes accentués par le fort ensoleillement local.
- **Contrôle mécanique et inspection visuelle :** Vérification de l'état du verre de protection (impacts, encrassement des angles) et serrage des structures de fixation en aluminium anodisé pour s'assurer de leur résistance aux vents violents.
- **Diagnostics électriques : [5]** Tests périodiques des chaînes (*strings*) à l'aide d'un traceur de courbe I-V afin de comparer les performances réelles sur site avec les données constructeurs aux conditions STC.

B. Maintenance du parc de stockage (Batteries Li-ion LFP) :

Bien que la technologie Lithium-Fer-Phosphate (LFP) sélectionnée pour le département nécessite beaucoup moins d'entretien que les batteries au plomb, le climat chaud d'Algérie exige une surveillance accrue : [35]

- **Gestion et régulation thermique :** Les performances et la durée de vie des cellules Li-ion dépendant fortement de la température, il est crucial de vérifier l'état du local technique (climatisation ou ventilation forcée) pour maintenir les batteries à une température optimale de fonctionnement (idéalement entre 20°C et 25°C).

- **Suivi numérique via le BMS (Battery Management System) :** Contrôle régulier des indicateurs d'état de charge (SOC) et d'état de santé (SOH), ainsi que de l'équilibrage automatique des tensions cellule par cellule assuré par le BMS.
- **Inspection physique de sécurité :** Vérification de l'absence de gonflement des racks, de fuites d'électrolyte ou d'oxydation au niveau des bornes de puissance en cuivre.

C. Maintenance du régulateur de charge et des systèmes de contrôle :

- **Vérification de l'électronique de puissance :** Inspection visuelle des indicateurs LED ou des écrans pour contrôler l'état de charge global et s'assurer de l'absence de codes d'erreur.
- **Contrôle des connexions :** Vérification de la rigidité des fixations mécaniques du régulateur et resserrage des bornes électriques pour éviter les arcs électriques dus aux vibrations ou aux dilatations thermiques.

D. Maintenance de l'onduleur et sécurité AC :

L'onduleur est l'élément le plus sollicité et le plus sensible aux contraintes thermiques et électriques du contexte local : [5]

- **Entretien du système de refroidissement :** Dépoussiérage régulier des grilles d'aération, des dissipateurs thermiques et des ventilateurs internes de l'onduleur, qui s'encrassent rapidement en raison de la poussière ambiante, provoquant des baisses de puissance par sécurité (*derating* thermique).
- **Analyse de la qualité de l'onde et tolérance :** Vérification de la conformité de la tension de sortie alternative (220 V / 50 Hz). Il faut veiller à ce que les équipements sensibles du département (ordinateurs de bureau, serveurs, vidéoprojecteurs) tolèrent les légères fluctuations et la distorsion harmonique de l'onduleur.
- **Test des protections intégrées :** Vérification du fonctionnement des protections de découplage automatique en cas de baisse critique de la tension des batteries afin de préserver l'intégrité du parc de stockage.

II.20. Conclusion

Ce chapitre a présenté la méthodologie complète de dimensionnement du système photovoltaïque autonome destiné à alimenter le Département de Génie Mécanique de l'Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen. Deux approches complémentaires ont été développées en parallèle : le dimensionnement analytique quasi-statique, basé sur les équations standards de la littérature spécialisée [1, 5, 6, 28], et la simulation dynamique horaire sous PVsyst V8.1.1, s'appuyant sur les données météorologiques réelles de Chetouane (Meteonorm 9.0 / PVGIS) [31].

L'inventaire exhaustif des équipements du département a établi une consommation journalière de $E_{tot} = 186\,680 \text{ Wh/j}$ (Éq. II.2), dominée par l'éclairage LED (75,6 %), la climatisation (15,4 %) et

la vidéoprojection (6,9 %). Le mois dimensionnant retenu est décembre, avec une irradiation journalière la plus faible de l'année pour le site de Chetouane [24, 25].

Le dimensionnement analytique a abouti à un champ photovoltaïque de 49,9 kWc (85 modules Jinko JKM-585N-72HL4-BDV en 5 strings de 17 modules, soit 220 m²) et à un parc batteries de 37 (911 Ah à 512 V). La comparaison avec les résultats de la simulation PVsyst (50.0 kWc, 85 modules, 34 racks/850 Ah) a révélé des écarts faibles à très faibles sur l'ensemble des paramètres : une concordance quasi parfaite pour le champ PV (écart de -0,4 % sur la puissance crête), et un écart plus modéré sur le parc batteries (-8,1 % sur le nombre de racks), attribuable au caractère conservateur de l'autonomie fixe retenue analytiquement par rapport à la gestion dynamique optimisée par PVsyst. Cette convergence valide la méthode analytique comme base de pré-dimensionnement fiable, tout en confirmant l'apport de la simulation horaire pour l'ajustement final de l'installation.

Les données technico-économiques de cette installation serviront de base au Chapitre III, qui présentera l'application TAQA DZ, plateforme numérique connectant clients, experts et fournisseurs dans le domaine de l'énergie solaire en Algérie.

Chapitre III :TAQA DZ: Application Mobile de Dimensionnement et Marketplace Solaire

III.1.Introduction

Ce chapitre s'inscrit dans la continuité des travaux présentés précédemment. Après avoir établi les fondements théoriques de l'énergie photovoltaïque (Chapitre I) et réalisé le dimensionnement d'un système PV autonome au sein du Département de Génie Mécanique de Tlemcen (Chapitre II), il introduit **TAQA DZ**, une application mobile issue de cette expérience académique et conçue pour démocratiser l'accès à l'énergie solaire en Algérie.

TAQA DZ se présente comme une plateforme numérique gratuite qui simplifie à la fois le dimensionnement et la mise en œuvre des systèmes photovoltaïques, en réunissant dans un même outil les clients, les experts installateurs et les fournisseurs de matériel certifié. Son approche intuitive et localisée répond aux spécificités du marché algérien, tout en favorisant la transparence et la fiabilité des solutions proposées.

Ce chapitre expose la conception de l'application, son fonctionnement, ses principales fonctionnalités, ainsi que son modèle économique et son positionnement stratégique dans le secteur national des énergies renouvelables. Il illustre la transformation d'un savoir académique en solution numérique innovante, au service de la transition énergétique nationale et de la démocratisation de l'accès au solaire. Enfin, il s'articule autour d'une analyse technique, économique et stratégique permettant d'évaluer la viabilité et l'impact du projet dans un contexte de développement durable.

III.2 Contexte et genèse du projet

III.2.1 Du dimensionnement PV à l'application mobile

Au cours de l'élaboration du Chapitre II, il est apparu clairement que le dimensionnement d'un système photovoltaïque est un processus technique complexe, nécessitant la maîtrise de nombreux paramètres : irradiation solaire du site, bilan de consommation, choix des équipements, calcul de la puissance crête, du stockage et des protections. Ce processus, réalisé manuellement ou via des logiciels professionnels comme PVsyst, reste inaccessible au grand public et aux petits porteurs de projets solaires.

C'est précisément ce constat qui a conduit à l'idée de TAQA DZ : transformer ce savoir-faire académique en un outil numérique simple, rapide et gratuit, capable de réaliser automatiquement ce même dimensionnement en moins de 5 minutes, depuis un simple smartphone Android. L'algorithme intégré dans l'application s'appuie sur les mêmes équations de dimensionnement développées dans le Chapitre II, couplées aux données d'irradiation solaire réelles fournies par l'API PVGIS de la Commission Européenne, garantissant ainsi des résultats fiables et adaptés à chaque localisation en Algérie.

III.2.2 Problématique du marché algérien du solaire

L'Algérie dispose d'un potentiel solaire exceptionnel, avec plus de 3 000 heures d'ensoleillement par an sur la quasi-totalité de son territoire et un objectif national de 15 000 MW d'énergie renouvelable installée à l'horizon 2035. Pourtant, malgré ce contexte favorable, l'adoption du solaire par les ménages et les PME reste limitée. Plusieurs obstacles majeurs freinent ce développement :

- **L'absence d'outils accessibles** : aucune application mobile algérienne ne permet de dimensionner un système solaire de manière automatique et gratuite
- **Le manque de techniciens certifiés visibles** : les clients peinent à trouver des installateurs qualifiés et de confiance dans leur wilaya
- **L'opacité des prix** : les tarifs du matériel PV varient fortement et ne sont pas facilement accessibles au grand public
- **L'absence de suivi post-installation** : une fois le système installé, aucun outil numérique ne permet de surveiller ses performances

TAQA DZ répond directement à ces quatre obstacles en proposant une solution intégrée, localisée et gratuite, développée par et pour le marché algérien.

III.3 Présentation de TAQA DZ

III.3.1 Identité visuelle

III.3.1.1. Nom et signification

Le nom TAQA DZ est composé de deux éléments complémentaires :

- **TAQA (طاقة)** : signifie « énergie » en arabe, ancrant l'application dans la culture algérienne
- **DZ** : code international de l'Algérie, affirmant le caractère national de la solution

III.3.1.2. Logo

Le logo de TAQA DZ (Figure III.1) est une composition graphique riche en symboles directement liés à l'identité algérienne et à l'énergie solaire. Il se compose de quatre éléments visuels principaux :

➤ Le soleil

Positionné en haut et au centre du logo, le soleil est représenté en jaune vif avec des rayons orangés dynamiques. Il symbolise la source d'énergie principale exploitée par l'application et rappelle le potentiel solaire exceptionnel de l'Algérie, avec plus de 3 000 heures d'ensoleillement par an. Sa position dominante dans la composition affirme que l'énergie solaire est au cœur de la mission de TAQA DZ.

➤ Le panneau solaire PV

Au premier plan et au centre du logo, un panneau solaire photovoltaïque est représenté en perspective, avec ses cellules bleues caractéristiques clairement visibles. Il représente directement l'activité technique principale de l'application — le dimensionnement, le catalogue et l'installation des systèmes photovoltaïques. Sa taille importante dans la composition traduit la place centrale de la technologie PV dans la solution proposée.

➤ Les montagnes du Hoggar

En arrière-plan, derrière le panneau solaire, se dressent les reliefs rocheux caractéristiques des montagnes du Hoggar, massif montagneux emblématique du Sahara algérien situé dans la wilaya de Tamanrasset. Ce choix graphique n'est pas anodin : le Hoggar est l'un des symboles les plus forts de l'identité algérienne et représente précisément la région du pays bénéficiant du rayonnement solaire le plus intense au monde, avec une irradiation globale horizontale (GHI) dépassant 2 650 kWh/m²/an. L'intégration de ce relief dans le logo ancre visuellement TAQA DZ dans son territoire national et rappelle le lien direct entre le potentiel solaire saharien algérien et la mission de l'application.

➤ Les courbes dynamiques

Deux courbes fluides (l'une verte, l'autre orange) encerclent l'ensemble de la composition en formant une ellipse ouverte. La courbe verte symbolise la durabilité, l'environnement et les énergies renouvelables. La courbe orange prolonge la chaleur du soleil et évoque le dynamisme et la croissance. Ensemble, elles représentent la connexion entre les trois acteurs de la plateforme (clients, experts et fournisseurs) et le mouvement de transition énergétique que TAQA DZ accompagne.



Figure 27 :Le logo de TAQA DZ

III.3.2. Palette de couleurs

Couleur	Signification
Jaune-orangé	Énergie solaire, soleil
Vert	Durabilité, énergies renouvelables, environnement
Bleu	Technologie, fiabilité, cellules PV
Blanc	Clarté, simplicité, accessibilité



Figure 28 :Palette de couleurs

III.3.3. Typographie

Le nom TAQA DZ est écrit en deux couleurs distinctes dans le logo :

- **TAQA** en orange — chaleur, énergie, soleil
- **DZ** en vert — appartenance nationale, durabilité

La police est bold et moderne, assurant une lisibilité optimale sur les écrans de smartphones de toutes tailles, et reflétant le caractère à la fois professionnel et accessible de l'application.

III.3.4. Slogan et positionnement

III.3.4.2. Positionnement

TAQA DZ se positionne comme la première application mobile algérienne dédiée au solaire, occupant une niche non exploitée sur le marché numérique national. Elle ne concurrence pas les logiciels professionnels comme PVsyst, elle les complète en rendant leurs fonctionnalités accessibles au grand public, gratuitement, depuis un simple smartphone Android.

III.4. Fonctionnement de l'application

III.4.1 Structure marketplace tripartite

TAQA DZ fonctionne comme une plateforme de type **marketplace tripartite**, c'est-à-dire qu'elle met en relation trois catégories d'acteurs distincts au sein d'un même écosystème numérique :

➤ **Le Client**

Ménage, PME ou administration souhaitant installer un système solaire. Il accède à l'application gratuitement, saisit ses besoins, consulte le catalogue, choisit un technicien et suit son installation.

➤ **L'Expert / Technicien installateur**

Installateur PV certifié, géolocalisé dans sa wilaya. Il utilise l'application pour recevoir des demandes clients, générer des devis professionnels et gérer ses interventions.

➤ **Le Fournisseur de matériel PV**

Distributeur de matériel solaire (ex. Top Tech Solutions). Il expose son catalogue de produits avec les prix réels du marché algérien et reçoit des commandes directement via la plateforme.



Figure 29 : structure d'application

III.4.2 Flux de fonctionnement général

Le fonctionnement de TAQA DZ suit un parcours utilisateur en huit étapes successives, depuis l'inscription jusqu'au suivi post-installation :

Étape 1 — Inscription : le client crée son compte via email ou numéro de téléphone algérien.

Étape 2 — Saisie des besoins et configuration du système

L'utilisateur configure son projet en trois choix simples :

Choix 1 : Type de système : Off-Grid/ On-Grid/hybride

Choix 2 : Technologie des panneaux :

- Polycristallin
- Monocristallin
- Bifacial TOPCon

Choix 3 : Saisie des besoins : l'utilisateur renseigne ses appareils électriques (puissance, durée d'utilisation) et sa localisation GPS.

Étape 3 — Dimensionnement automatique : l'algorithme PV calcule la puissance crête, le nombre de panneaux, la capacité de stockage et l'onduleur nécessaires, en intégrant les données d'irradiation réelles de l'API PVGIS.

Étape 4 — Catalogue matériel : l'application propose les équipements adaptés au dimensionnement calculé, avec les prix réels du marché algérien 2025.

Étape 5 — Mise en relation : le client choisit un technicien certifié, géolocalisé dans sa wilaya et noté par d'autres clients.

Étape 6 — Devis PDF : génération automatique d'un rapport de dimensionnement et d'un devis certifié téléchargeable.

Étape 7 — Installation : le technicien réalise l'installation sur site.

Étape 8 — Suivi : l'application monitorise la production d'énergie et envoie des alertes de maintenance préventive.

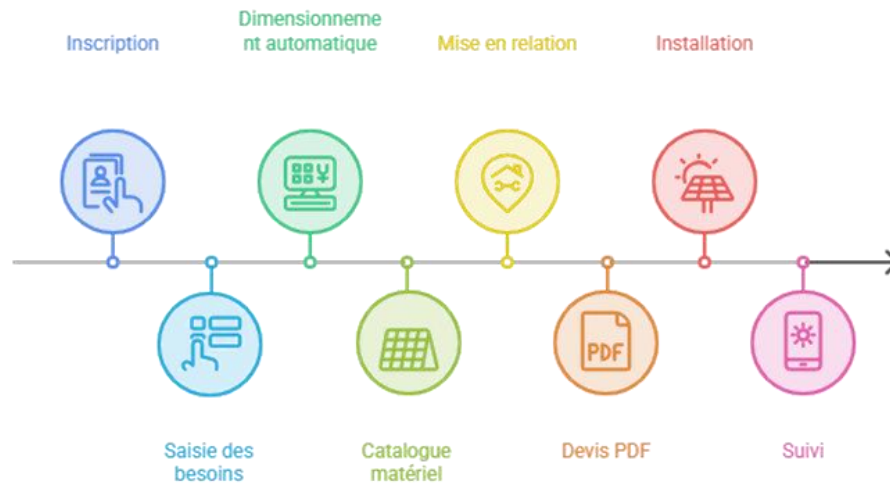


Figure 30: Flux de fonctionnement général

III.5 Fonctionnalités principales

TAQA DZ propose cinq fonctionnalités intégrées couvrant l'ensemble du parcours solaire, de la conception à l'exploitation du système PV.

III.5.1 Dimensionnement automatique PV

Le dimensionnement automatique est la fonctionnalité centrale de TAQA DZ. Elle permet à tout utilisateur, sans formation technique, d'obtenir en moins de 5 minutes un dimensionnement complet de son système photovoltaïque.

III.5.1 .1. Fonctionnement :

- L'utilisateur saisit la liste de ses appareils électriques (puissance en watts et durée d'utilisation journalière)
- L'application détecte automatiquement la localisation GPS de l'utilisateur
- L'algorithme interroge l'API PVGIS de la Commission Européenne pour récupérer les données d'irradiation solaire réelles du site
- Le moteur de calcul applique les équations de dimensionnement PV (bilan énergétique, puissance crête, capacité de stockage, choix de l'onduleur) développées selon les normes IEC 61215 et NF EN 62548

III.5.1 .2. Résultats fournis

- Puissance crête du champ PV (kWc)
- Nombre et type de panneaux solaires recommandés

- Capacité de la batterie de stockage (kWh)
- Puissance de l'onduleur (kVA)

III.5.2 Catalogue de matériel

TAQA DZ intègre un catalogue de plus de 55 produits PV homologués IANOR, fournis en partenariat avec Top Tech Solutions, distributeur algérien certifié. Ce catalogue couvre six catégories de matériel :

- Panneaux solaires (monocristallins, TOPCon, polycristallins)
- Onduleurs (hybrides, autonomes, on-grid)
- Batteries (lithium LFP, AGM, gel)
- Régulateurs de charge (MPPT, PWM)
- Protection DC/AC (disjoncteurs, parafoudres, sectionneurs)
- Câblage solaire (câbles DC, coffrets de protection)

Caractéristiques du catalogue

- Prix réels du marché algérien 2025 en DZD
- Fiches techniques détaillées pour chaque produit
- Filtrage automatique selon le dimensionnement calculé
- Mise à jour régulière des références et des prix

III.5.3 Mise en relation clients / experts / fournisseurs

TAQA DZ connecte les trois acteurs de l'écosystème solaire algérien au sein d'une même plateforme :

Client → Expert :

- Recherche de techniciens certifiés géolocalisés dans la wilaya du client
- Consultation du profil du technicien (expérience, certifications, projets réalisés)
- Système de notation et d'avis clients pour garantir la qualité des prestations
- Prise de contact directe via la messagerie intégrée de l'application

Client → Fournisseur :

- Accès au catalogue de produits des fournisseurs partenaires
- Commande directe de matériel depuis l'application

- Paiement sécurisé via CIB Algérie et BaridiMob en DZD

Expert → Fournisseur :

- Les techniciens peuvent commander le matériel nécessaire à une installation directement depuis leur interface professionnelle

III.5.4 Génération du devis et rapport PDF

Après le dimensionnement et la sélection du matériel, TAQA DZ génère automatiquement deux documents officiels téléchargeables :

Le rapport de dimensionnement contient :

- Les données du site (localisation GPS, irradiation solaire, mois critique)
- Le bilan de consommation détaillé
- Les calculs de dimensionnement (puissance crête, stockage, onduleur)
- Les caractéristiques techniques des équipements sélectionnés

Le devis commercial contient :

- La liste des équipements avec les références et les prix unitaires
- Le coût total de l'installation en DZD
- Les coordonnées du technicien certifié
- La validité du devis et les conditions de réalisation

Ces documents constituent une base officielle pour le client, le technicien et l'administration dans le cadre des démarches réglementaires liées à l'installation PV en Algérie.

III.5.5 Suivi et monitoring de l'installation

Après la mise en service du système PV, TAQA DZ assure un suivi continu de l'installation grâce à un module de monitoring dédié :

- **Tableau de bord de production** : visualisation en temps réel de l'énergie produite, consommée et stockée

Alertes de maintenance préventive : notifications push automatiques en cas d'anomalie de production ou d'entretien programmé

- **Rapports de performance** : génération automatique de rapports PDF mensuels transmis au client et au technicien installateur

III.6. Modèle économique et analyse stratégique

III.6.1 Business Model Canvas (BMC)

Partenaires Clés	Activités Principales	Proposition de Valeur	Relation avec les Clients	Clients
- Fournisseurs de matériel PV - L'Université de Tlemcen et incubateur - CEREFÉ - données météo (open data) - API PVGIS CE - irradiation GPS (gratuite) - Développeur Flutter - Experts PV et Techniciens installateurs	- Développement et maintenance de l'application mobile Android (màj mensuelles) - Dimensionnement automatique des systèmes PV via algorithmes + API PVGIS - Gestion du catalogue produits (prix et références marché algérien) - Certification et géolocalisation des techniciens par wilaya - Génération automatique des devis et rapports PDF certifiés - Mise en relation clients / techniciens / fournisseurs via la plateforme - Suivi et monitoring des installations après mise en service	- Pour les ménages/PME : dimensionner et installer un système solaire facilement, gratuitement, rapidement - Pour les techniciens : outil professionnel certifié + visibilité clients - Pour les fournisseurs : vitrine numérique auprès d'acheteurs qualifiés	- Self-service via l'application - Notation des techniciens par les clients - Notifications push (maintenance, offres) - Support via chat in-app + WhatsApp	B2C (particuliers) - Ménages souhaitant s'autonomiser du réseau Sonelgaz - PME et commerces voulant réduire leur facture électrique B2B (professionnels) - Techniciens installateurs PV - Fournisseurs de matériel PV : vitrine numérique
	Ressources Clés		Canaux de Distribution	
	Humaines 1 étudiant ENR + 4 professeurs experts (équipe fondatrice) - Techniciens certifiés partenaires Matérielles - Smartphones Android (test et développement) - Ordinateurs portables (développement application) - Connexion internet WiFi / 4G Techniques - Application mobile Android (Flutter) - Serveur cloud Firebase (stockage données) - API PVGIS (données solaires par GPS) - Algorithmes de dimensionnement PV		- Google Play Store (téléchargement gratuit) - Facebook & Instagram Ads (ciblage par wilaya) - YouTube (tutoriels en darija) - Techniciens et fournisseurs (prescription directe) - Université de Tlemcen (promotions ENR) - Salons ENR nationaux	
Structure des Coûts		Sources de Revenus		
- Immobilisations — Développement de l'application mobile - Services extérieurs et autres consommations - Charge de personnel - Marketing - Maintenance application		- Publicité in-app - Commission achat équipements — % sur chaque vente catalogue - Commission expert — % sur chaque contrat d'installation signé		

III.6.2 Analyse de la concurrence

Le marché algérien du solaire reste encore peu structuré sur le plan numérique. Actuellement :

- **Applications locales** : aucune application mobile algérienne ne propose un dimensionnement automatique PV gratuit et accessible au grand public.
- **Logiciels professionnels** : des outils comme **PVsyst** ou **Homer Pro** sont utilisés par les ingénieurs et chercheurs, mais ils sont coûteux, complexes et inadaptés aux particuliers.
- **Techniciens informels** : beaucoup d'installateurs travaillent sans certification officielle, ce qui limite la confiance des clients et la transparence des prix.

TAQA DZ se distingue en occupant une niche inexploitée : une application gratuite, intuitive et localisée, qui combine dimensionnement, mise en relation et suivi post-installation. Elle ne concurrence pas directement les logiciels professionnels, mais les complète en rendant leurs fonctionnalités accessibles au grand public.

III.6.3 Marché cible et potentiel

Les segments identifiés montrent un potentiel considérable :

- **Ménages** : environ 180 000 foyers ciblés dès la première année (Tlemcen + Oran), avec une progression vers 700 000 foyers en trois ans.
- **PME et commerces** : 25 000 entreprises en An 1, jusqu'à 100 000 en An 3.
- **Techniciens certifiés** : 300 installateurs potentiels en An 1, 1 200 en An 3.
- **Fournisseurs** : de 30 distributeurs identifiés au départ à 150 au bout de trois ans.

Ce marché est porté par :

- La hausse des coupures électriques et la demande croissante d'autonomie énergétique.
- La baisse continue du prix des panneaux solaires.
- Une pénétration Android de 94 % en Algérie, facilitant l'adoption de l'application.

III.6.4 Plan d'expansion géographique (An 1 → An 3)

TAQA DZ prévoit une expansion progressive et structurée :

Année	Wilayas couvertes	Total cumulé	Clients estimés
An 1	Tlemcen + Oran	2 wilayas	~800 clients
An 2	+ Alger + Sidi Bel Abbès	4 wilayas	~6 769 clients
An 3	+ Tiaret + Mostaganem	6 wilayas	~12 365 clients

Cette stratégie repose sur :

- **Phase pilote** : lancement dans deux wilayas à fort potentiel solaire et industriel (Tlemcen, Oran).
- **Phase d'expansion** : intégration progressive de grandes zones urbaines et industrielles (Alger, SBA).
- **Phase de consolidation** : extension vers des wilayas sahariennes et agricoles (Tiaret, Mostaganem), renforçant la couverture nationale.

III.6.5 Matrice SWOT

<i>SWOT</i>	<i>Facteurs contribuant à la réalisation des objectifs</i>	<i>Facteurs entravant la réalisation des objectifs</i>
	Strengths Points de force	Weaknesses Points de faiblesse
Facteurs Internes	1- Équipe fondatrice pluridisciplinaire (1 étudiante ENR + 4 professeurs experts) 2- Application gratuite, tout-en-un, localisée Algérie 3- Données réelles marché algérien (prix DZD, PVGIS, IANOR) 4- Partenariat solide 5- Soutien institutionnel incubateur faculté de Technologie -Tlemcen-	1. 1.Catalogue limité :1 seul distributeur partenaire en An 1 2. Absence de notoriété au lancement 3. Version iOS non développée : 6% du marché non couvert 4. Module hors-ligne incomplet : fonctionnalités réduites sans 4G
Facteurs Externes	Opportunities Les opportunités 1. Objectif national 15 000 MW solaire d'ici 2035 2. Coupures électriques → demande croissante des ménages 3. 94% de pénétration Android en Algérie 4. Cadre startup favorable (Décret 1275, APRUE) 5. Baisse continue du prix des panneaux solaires	Threats les Menaces 1. Apparition future d'un concurrent similaire 2. Instabilité réglementaire du secteur ENR en Algérie 3. Faible culture du paiement mobile (CIB, BaridiMob) 4. Résistance des techniciens informels à la certification

La matrice SWOT montre que TAQA DZ dispose d'atouts solides, notamment son caractère pionnier et son accessibilité, mais devra surmonter certaines faiblesses comme la notoriété limitée au lancement. Les opportunités liées à la transition énergétique nationale renforcent la pertinence du projet, tandis que les menaces réglementaires et concurrentielles exigent une vigilance continue.

III.7 Étude financière

Le présent travail avait pour objectif d'évaluer la viabilité financière d'un projet entrepreneurial (TAQA DZ) à travers l'élaboration d'une étude financière structurée, couvrant l'analyse du bilan d'ouverture, les projections de chiffre d'affaires, la rentabilité prévisionnelle et la capacité de remboursement du capital investi.

III.7.1 Bilan d'ouverture

<i>ACTIF</i>	<i>Montant</i>	<i>PASSIF</i>	<i>Montant</i>
<u>Actif non courant</u>		<u>Capitaux propres</u>	
<u>Immobilisations incorporelles</u>	103500	Capital émis	953500
Logiciel (Application)	103500		
<u>Immobilisations corporelles</u>	165000		
Autres immobilisations corporelles (1)	165000	Σ capitaux propres	953500
ΣA non courant	268500	<u>Passif non courant</u>	0
<u>Actif courant</u>		–	
Stock de marchandise	0	<u>Passif courant</u>	0
Disponibilité	685000	Dettes fournisseurs	0
ΣA courant	685000	$\Sigma P C$ et non courant	0
Σ Actif	953500	Σ PASSIF	953500

L'analyse du **bilan d'ouverture** révèle une structure financière particulièrement saine : le projet est intégralement financé par fonds propres, à hauteur de **953 500 DA**, sans recours à l'endettement externe. Cette configuration élimine tout risque financier lié aux charges d'intérêt et confère au porteur de projet une autonomie décisionnelle totale dès le démarrage. La composition de l'actif, dominée par les disponibilités (71,8%), témoigne d'une forte capacité de liquidité initiale, indispensable pour faire face aux dépenses opérationnelles de la phase de lancement, notamment les charges de personnel et les consommations de services extérieurs.

III.7.2. Chiffre d'affaires

<u>CA en 1er année</u>		<i>Tlemcen + Oran</i>		
		PME	Experts/Tech	FRN
	Nbre en marche	25000	300	30
75	Nbre des Clients estimés	75	9	1
	Montant moyenne		100000*	400000**
	Recette annuelle		67500000	30000000
1,00%	CA annuel 1%		675000	300000
	Total CA annuel		975000	

<u>CA en 2eme année</u>		<i>Tlemcen + Oran +Alger +SBA</i>		
		PME	Experts/Tech	FRN
	Nbre en marche	60000	700	80
180	Nbre des Clients estimés	180	17	3
	Montant moyenne		100000*	400000**
	Recette annuelle		306000000	216000000
1,50%	CA annuel 1,5%		4590000	3240000
	Total CA annuel		7830000	

<u>CA en 3eme année</u>		<i>Tlemcen + Oran +Alger +SBA+Tiaret +Mosta</i>		
		PME	Experts/Tech	FRN
	Nbre en marche	100000	1200	150
300	Nbre des Clients estimés	300	25	5
	Montant moyenne		100000*	400000**
	Recette annuelle		750000000	600000000
2,00%	CA annuel 2%		15000000	12000000
	Total CA annuel		27000000	

Les montants moyens retenus dans l'étude financière (100 000 DZD pour les techniciens* et 400 000 DZD pour les fournisseurs**) sont justifiés par le coût d'une installation résidentielle standard de 3 kWc en Algérie, évaluée à environ 500 000 DZD. Cette décomposition reflète la part respective de la main d'œuvre (≈20 %) et des équipements (≈80 %) dans le coût global du système.

»

L'étude des **projections de chiffre d'affaires** met en évidence une stratégie de croissance progressive et géographiquement structurée.

Cette progression s'accompagne d'une expansion territoriale ambitieuse, passant de deux wilayas en première année (Tlemcen et Oran) à six wilayas en troisième année, avec une intégration successive d'Alger, Sidi Bel Abbès, Tiaret et Mostaganem. Le chiffre d'affaires prévisionnel passe ainsi de **975 000 DA** en première année à **27 000 000 DA** en troisième année, soit une multiplication par près de 28 sur l'ensemble de la période. Si cette trajectoire reflète un potentiel de marché réel, sa réalisation demeure conditionnée à la mise en place rapide des ressources humaines, techniques et commerciales nécessaires pour accompagner cette montée en charge.

III.7.3. Le compte de résultat

<i>Libelle</i>	<i>Première année</i>	<i>Deuxième année</i>	<i>Troisième année</i>
Chiffre d'affaire	975000	7830000	27000000
Marge brut	975000	7830000	27000000
Services extérieurs et autres consommations	445000	481000	1106000
CONSOMMATION DE L'EXERCICE	445000	481000	1106000
VALEUR AJOUTEE D'EXPLOITATION	530000	7349000	25894000
Charges de personnel	1440000	1680000	2160000
Impôts, taxes et versements assimilés			
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	-910000	5669000	23734000
Autres produits opérationnels Autres			
charges opérationnelles			
Dotations aux amortissements et aux provisions	53700	53700	53700
Reprise sur pertes de valeur et provisions			

RESULTAT OPERATIONNEL	-963700	5615300	23680300	
Produits financiers				
Charges financières				
RESULTAT FINANCIER	0	0	0	
RESULTAT ORDINAIRE AVANT IMPOTS	-963700	5615300	23680300	
Impôts exigibles sur résultats ordinaires	0	0	0	
RESULTAT NET DES ACTIVITES ORDINAIRES	-963700	5615300	23680300	
Eléments extraordinaires (produits)	150000	300000	450000	
Eléments extraordinaires (charges)				
RESULTAT EXTRAORDINAIRE	150000	300000	450000	
RESULTAT NET DE L'EXERCICE	-813700	5915300	24130300	

Exonéré pendant 4 ans

L'analyse du **compte de résultat prévisionnel** confirme le caractère transitoire du déficit de la première année, imputable à la structure de charges fixes, principalement les charges de personnel (1 440 000 DA), qui excèdent le chiffre d'affaires encore limité à cette étape. Ce déficit initial, d'un montant de **-813 700 DA**, ne constitue pas un signal d'alerte en soi : il est inhérent à tout projet en phase d'amorçage dont les coûts de structure précèdent la montée en régime commerciale. Dès la deuxième année, le retournement est net et significatif, avec un excédent brut d'exploitation de **5 669 000 DA** et un résultat net de **5 915 300 DA**, traduisant l'effet de levier opérationnel induit par la croissance du chiffre d'affaires sur une base de charges relativement rigide. La troisième année consolide cette dynamique avec un résultat net de **24 130 300 DA**, attestant d'une rentabilité structurelle solide. Il convient toutefois de souligner que ces performances bénéficient d'une **exonération fiscale sur quatre années**, dispositif accordé dans le cadre des mécanismes d'encouragement à l'investissement (ANSEJ, ANADE ou dispositif similaire). L'impact de la

fiscalité ordinaire devra être anticipé et intégré dans les projections au-delà de cette période d'exemption, sous peine de surestimer la rentabilité nette effective du projet à moyen terme.

III.7.4. Délai de la récupération du capital

<i>Cash-flow Pendant les premiers 3ans</i>			
<i>Annee</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
<i>Cash-flow</i>	-813700	5915300	24130300
Σ <i>Cash-flow</i>	-813700	5101600	29231900
I0 = 953500			

$$DRC = \text{Année min} + 12 \times (I0 - V. \text{Min}) / (V. \text{Max} - V. \text{Min})$$

$$DRC = 1\text{an} + 12 \times (953500 - -813700 / 5101600 - -813700)$$

$$DRC = 1 \text{ an et 3 mois et 17 jours.}$$

Le délai nécessaire pour récupérer le capital investi c'est 1 an et 3 mois et 17 jours.

Le calcul du **délai de récupération du capital (DRC)**, établi à **1 an, 3 mois et 17 jours**, constitue l'un des indicateurs les plus favorables de cette étude. Il signifie que la totalité de l'investissement initial sera recouvrée avant la fin de la deuxième année d'exploitation, ce qui place ce projet dans une catégorie de rentabilité élevée au regard des standards habituels d'évaluation de projets. Un DRC inférieur à deux ans est généralement considéré comme un signal fort de viabilité économique, particulièrement dans un contexte de financement par fonds propres où aucun remboursement de dette n'est à assurer.

III.7.5. Le tableau du flux de trésorerie

<i>Libelle</i>	<i>Première année</i>
Flux de trésorerie liée à l'activité :	
Resultat net	-813700
Dotations aux amortissements et aux provisions	53700
Plus value de cession	0
Marge brut d'autofinancement	-760000
Besion en fonds de roulement	685000
Eléments extraordinaires (produits)	0
Flux net de trésorerie généré par l'activité	-75000
Flux de trésorerie liée à l'investissement :	

Acquisitions d'immobilisations	268500
Flux net de trésorerie généré par l'investissement	268500
Flux de trésorerie liée au financement :	
_Dividendes verse	(Pas encore déterminer)
Flux net de trésorerie liée aux financements	
VARIATION DE TRESORERIE	193500
Trésorerie d'ouverture	685000
Trésorerie de clôture	878500

Sachant que :

BFR = Actif courant – Passif courant

BFR = 685000 - 0

BFR = 685000

L'examen du **tableau des flux de trésorerie** de la première année met en lumière une trésorerie de clôture positive de **878 500 DA**, reflétant la solidité de la position liquidative du projet. Cependant, une attention particulière doit être portée à la construction formelle de ce tableau, dont certains flux, notamment les flux liés au financement qui nécessitent d'être précisés et complétés pour garantir la cohérence arithmétique globale du document. Ce point de rigueur comptable, bien qu'il n'altère pas fondamentalement les conclusions économiques de l'étude, est essentiel dans le cadre d'une présentation à des partenaires institutionnels ou financiers.

→l'étude financière réalisée démontre que ce projet est économiquement viable, financièrement autonome et rapidement rentable. Les fondamentaux sont solides : absence d'endettement, liquidité initiale confortable, retour sur investissement rapide et perspective de rentabilité croissante. Les principaux facteurs de risque résident dans la réalisation effective des hypothèses de croissance commerciale, qui suppose une exécution rigoureuse du plan de développement géographique, ainsi que dans la préparation anticipée à la fin de l'exonération fiscale. Sous réserve de ces conditions, le projet présente toutes les caractéristiques d'une initiative entrepreneuriale solide, capable de générer de la valeur de manière durable et progressive.

III.8. Dimensionnement et fonctionnement de l'application TAQA DZ

Étape 1— Écran d'accueil

L'écran d'accueil (figure III.5) affiche le logo TAQA DZ et son slogan "L'énergie du futur, entre vos mains", avec deux options : "Commencer" (nouvel utilisateur) ou "J'ai déjà un compte" (utilisateur existant).



Figure 31 : Capture d'écran de l'écran d'accueil de l'application TAQA DZ

Étape 2 — Choix de la langue

Au premier lancement, l'application propose à l'utilisateur de choisir sa langue d'interface parmi trois options : arabe, français ou anglais (figure III.5). Le français est sélectionné par défaut dans cette démonstration.

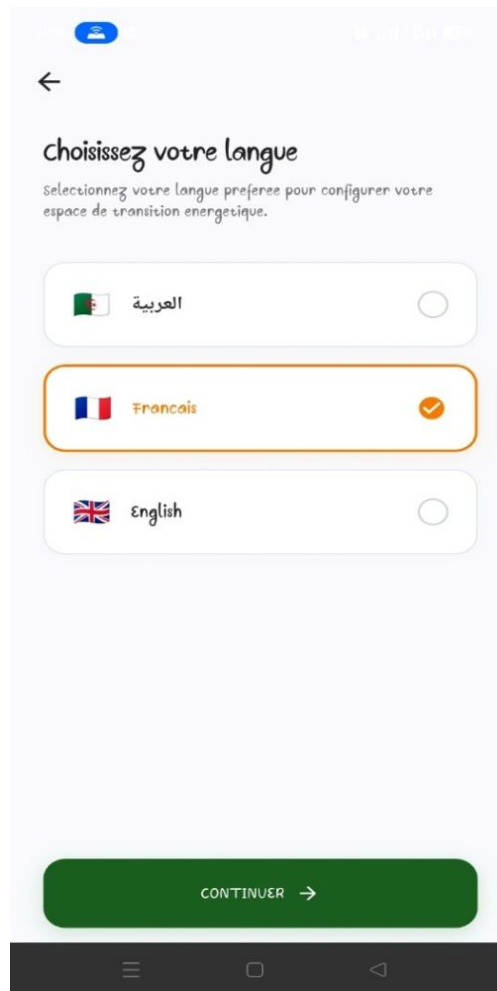


Figure 32: Capture d'écran de l'écran de sélection de la langue de l'application TAQA DZ

Étape 3 — Choix du profil utilisateur

L'utilisateur choisit ensuite son profil d'utilisation de la plateforme (figure III.7) : "Espace Client" (simulation de projets solaires, calcul de puissance, commande de composants) ou "Devenir un Expert TAQA" (techniciens certifiés réalisant études techniques et installations).



Figure 33 : Capture d'écran de l'écran de choix du profil utilisateur de l'application TAQA DZ

Étape 4 — Création de compte

Le formulaire d'inscription (figure III.8) collecte les informations de l'utilisateur : prénom, nom, numéro de téléphone et adresse e-mail. M. Mohammed Benramdane crée ainsi son compte sur TAQA DZ avant validation via le bouton "S'inscrire".

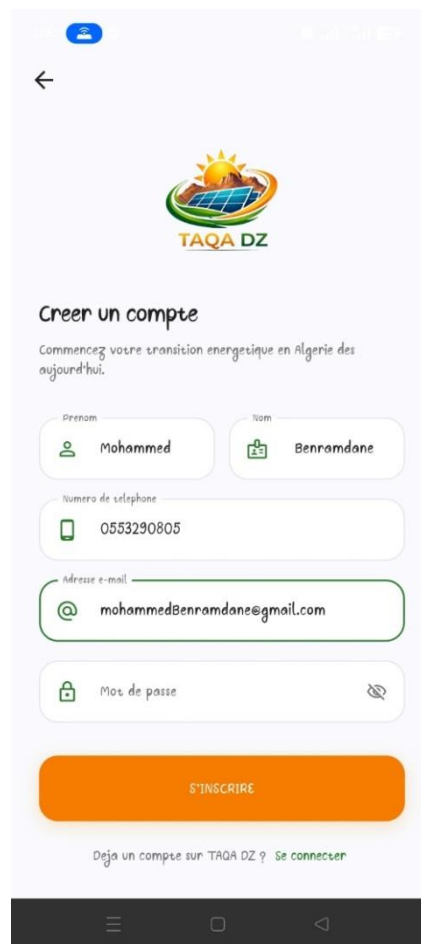


Figure 34: Capture d'écran du formulaire de création de compte de l'application TAQA DZ

Étape 5 — Tableau de bord

Une fois connecté, M. Mohammed Benramdane accède au tableau de bord "Mon Espace" de l'application TAQA DZ (figure III.9). Cet écran constitue le point d'entrée principal de l'espace client et se compose de trois sections.

La première section, intitulée "Votre Étude Énergétique", affiche l'état des données solaires de l'utilisateur. Pour un nouveau compte, cette section indique "Aucune donnée solaire" et invite l'utilisateur à "lancer son premier calcul de dimensionnement pour afficher ses rapports", confirmant qu'aucune simulation n'a encore été réalisée pour le Département de Génie Mécanique.

La deuxième section, "Raccourcis & Actions", propose deux fonctionnalités principales accessibles directement depuis le tableau de bord :

- **"Simuler un système solaire"** : permet de lancer le module de dimensionnement en estimant les besoins énergétiques et la configuration optimale du système photovoltaïque ;
- **"Parcourir le catalogue experts"** : donne accès à l'annuaire des installateurs professionnels certifiés disponibles en Algérie, pour une éventuelle demande d'intervention.

Enfin, une barre de navigation inférieure permet de basculer entre quatre onglets principaux de l'application : "Simulation" (actif par défaut), "Boutique" (catalogue de composants solaires), "Demandes" (suivi des commandes et interventions) et "Profil" (informations personnelles de l'utilisateur).

Pour engager le dimensionnement du système photovoltaïque autonome du Département de Génie Mécanique, M. Benramdane sélectionne l'option "Simuler un système solaire", donnant accès au module de simulation détaillé dans les étapes suivantes.

Une fois connecté, l'utilisateur accède au tableau de bord "Mon Espace" (figure III.9), qui propose deux raccourcis principaux : "Simuler un système solaire" (lancer un dimensionnement) et "Parcourir le catalogue experts" (trouver un installateur certifié).

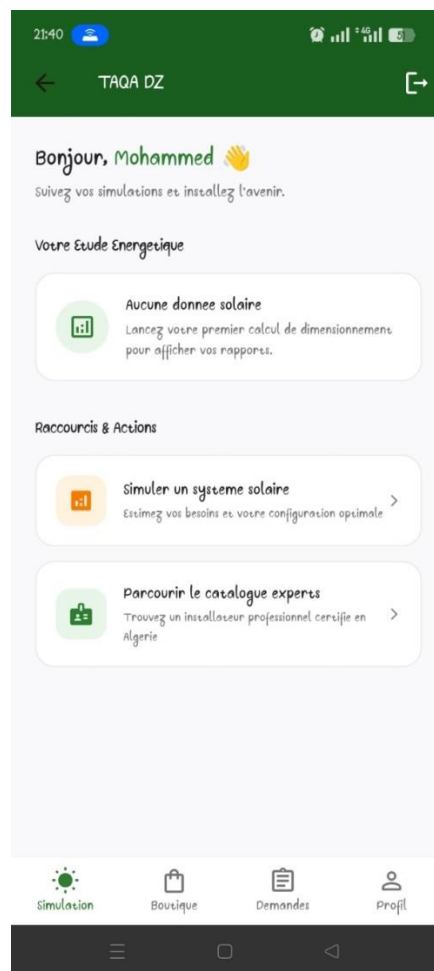


Figure 35 : Capture d'écran du tableau de bord "Mon Espace" de l'application TAQA DZ

Étape 6 — Simulation : type de système solaire

La première étape du module de simulation (figure III.10), intitulée "Configuration globale", consiste à choisir le type de système solaire : On-Grid (raccordé au réseau), Off-Grid (isolé, avec batteries) ou Hybride. M. Benramdane sélectionne l'option "Off-Grid (Isolé)", conformément au système autonome avec batteries dimensionné au Chapitre II, puis valide via "Continuer la configuration".

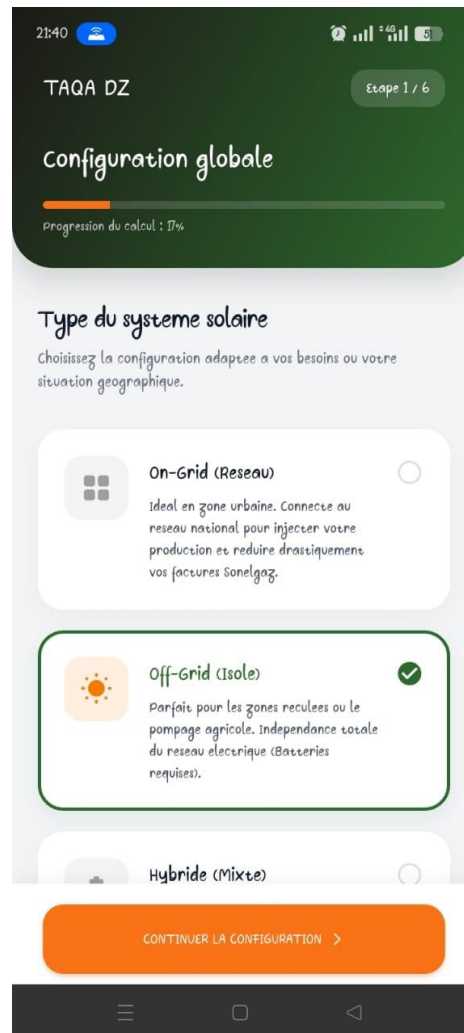


Figure 36 : Capture d'écran de l'étape 1/6 du module de simulation : choix du type de système solaire (Off-Grid)

Étape 7 — Simulation : inventaire des équipements

L'étape 2 (figure III.11) constitue l'inventaire des équipements du Département de Génie Mécanique : pour chaque appareil (lampes, climatiseurs, ordinateurs, vidéoprojecteurs, photocopieuse, imprimante), M. Benramdane précise le nombre, la puissance unitaire et la durée d'utilisation journalière, conformément au Tableau II.1 du Chapitre II. L'utilisateur peut également ajouter un équipement non répertorié via la fonction "Ajouter un appareil personnalisé", en renseignant son nom, sa puissance nominale (en watts) et son utilisation

estimée (en heures/jour). L'application calcule automatiquement la consommation totale, affichant "CALCULER : 186 680 WH / J" — une valeur strictement identique à Etot calculé analytiquement au Chapitre II (Tableau II.1, Éq. II.2), validant ainsi la cohérence entre l'algorithme de l'application et la méthodologie de dimensionnement présentée dans ce mémoire.



Figure 37 : Capture d'écran de l'étape 2/6 du module de simulation : inventaire des équipements du Département de Génie Mécanique

Étape 8 — Simulation: géolocalisation

L'étape 3 du module de simulation (figure III.12), intitulée "Géolocalisation", utilise la position GPS de l'utilisateur pour récupérer automatiquement les données solaires et climatiques du site (ici : Tlemcen, Algérie, latitude 34,9193°, longitude -1,2993°), via l'API PVGIS. L'application affiche les paramètres suivants : heures de pointe (PSH) = 5,3 h/j, irradiation

globale horizontale (GHI) = 5,32 kWh/m²/j, angle d'inclinaison optimal = 34°, température moyenne annuelle = 16,6°C et vitesse moyenne du vent = 1,7 m/s. M. Benramdane poursuit ensuite vers le choix des panneaux via le bouton "Continuer vers les panneaux".

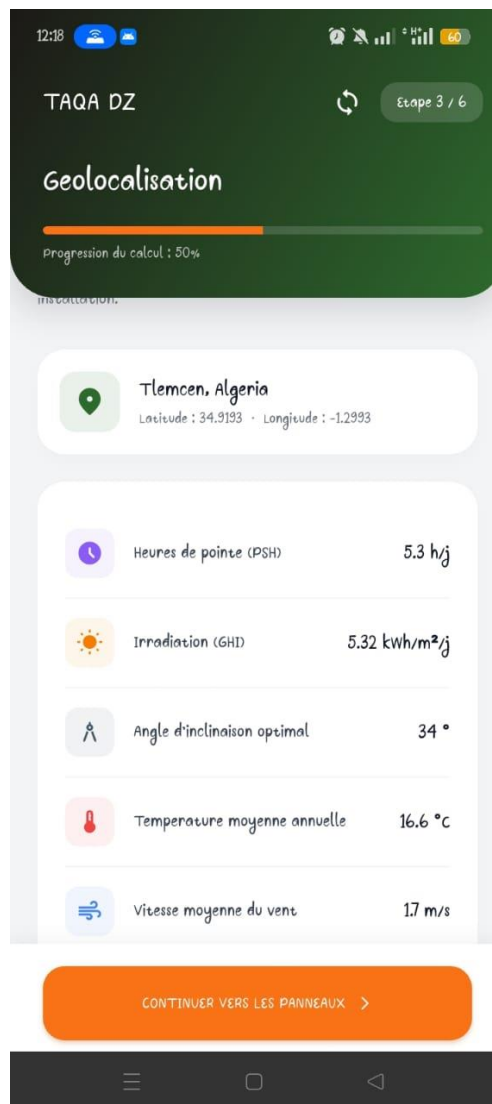


Figure 38 : Capture d'écran de l'étape 3/6 du module de simulation : géolocalisation et données solaires du site

Étape 9 — Simulation : choix de la technologie du générateur photovoltaïque

L'étape 4 du module de simulation (figure III.13), intitulée "Générateur Photovoltaïque", propose d'abord à l'utilisateur de choisir la technologie des modules photovoltaïques parmi trois options : Monocristallin, Polycristallin et TOPCON Bifacial .M. Benramdane sélectionne la technologie **Monocristallin**, cohérente avec le module Jinko Solar JKM-585N-72HL4-BDV retenu dans la simulation PVsyst du Chapitre II.

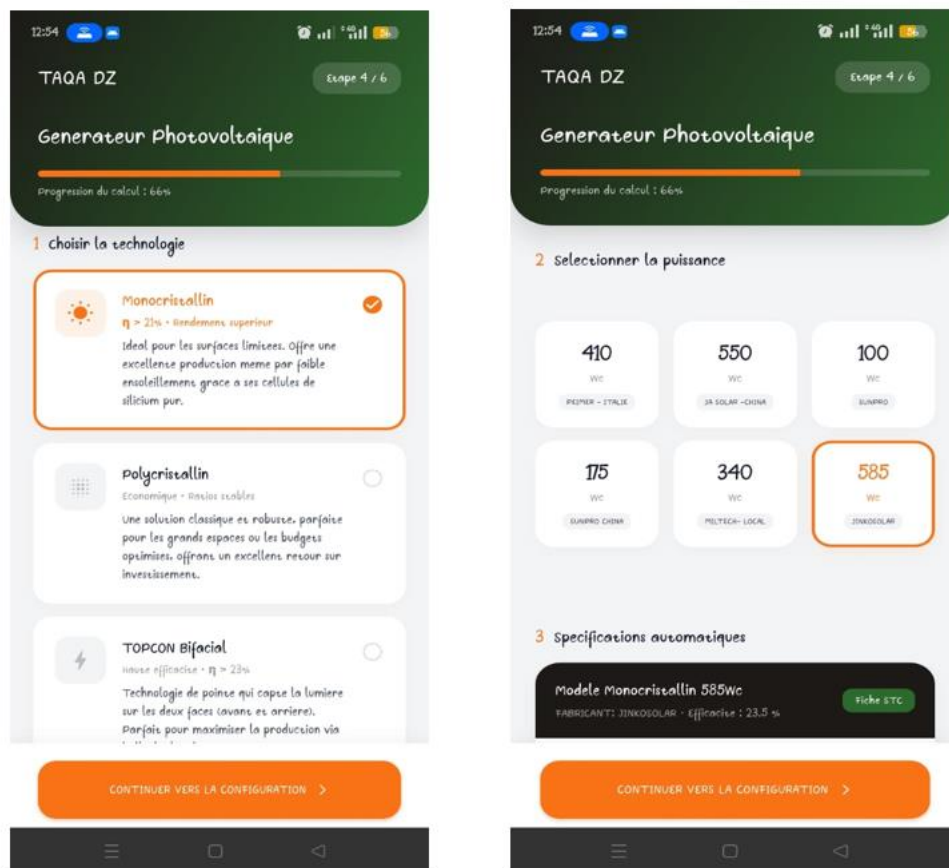


Figure 39: Capture d'écran de choix de la technologie du générateur photovoltaïque

Étape 10 — Simulation: paramétrage du système

L'étape 5/6 (figure III.14), intitulée "Paramétrage Système", concerne le dimensionnement du parc de stockage (batteries) et de l'onduleur/régulation : technologie des batteries, tension du système (V_{sys}) et autonomie de secours souhaitée. Une fois ces paramètres validés, l'utilisateur lance le calcul final via le bouton "Lancer l'ingénierie & voir rapport".



Figure 40 : Capture d'écran de l'étape 5/6 du module de simulation : paramétrage du système

Étape 11 —Simulation : rapport de dimensionnement final

Étape 6/6, En sélectionnant "Lancer l'ingénierie & voir rapport", l'application traite l'ensemble des données saisies (consommation journalière, géolocalisation, technologie et puissance des modules, paramétrage du parc de stockage) et génère le rapport final de dimensionnement (figure III.15), présentant la configuration optimale du système photovoltaïque calculée pour le Département de Génie Mécanique



Figure 41 : Capture d'écran de l'étape 6/6 du module de simulation : rapport de dimensionnement final

Étape 13 — Demande d'un expert certifié

L'onglet "Suivi Expert" permet d'accéder au profil d'un technicien certifié, tel qu'Amine Rahmani, Ingénieur Systèmes Photovoltaïques basé à Tlemcen avec 6 ans d'expérience (figure III.16), affichant sa grille tarifaire (main d'œuvre sur devis, frais de déplacement selon wilaya, délai d'intervention de 48h). Via le formulaire de demande d'intervention, l'utilisateur précise le type de prestation (Installation ou Maintenance), la localisation (Département de Génie Mécanique, Faculté de Technologie, Tlemcen) ainsi que la date et l'heure souhaitées (25/06/2026 à 9h00). Une fois validée, la demande est confirmée ("Votre demande d'intervention a été envoyée !") et apparaît en statut "En attente" dans le suivi expert du profil client.

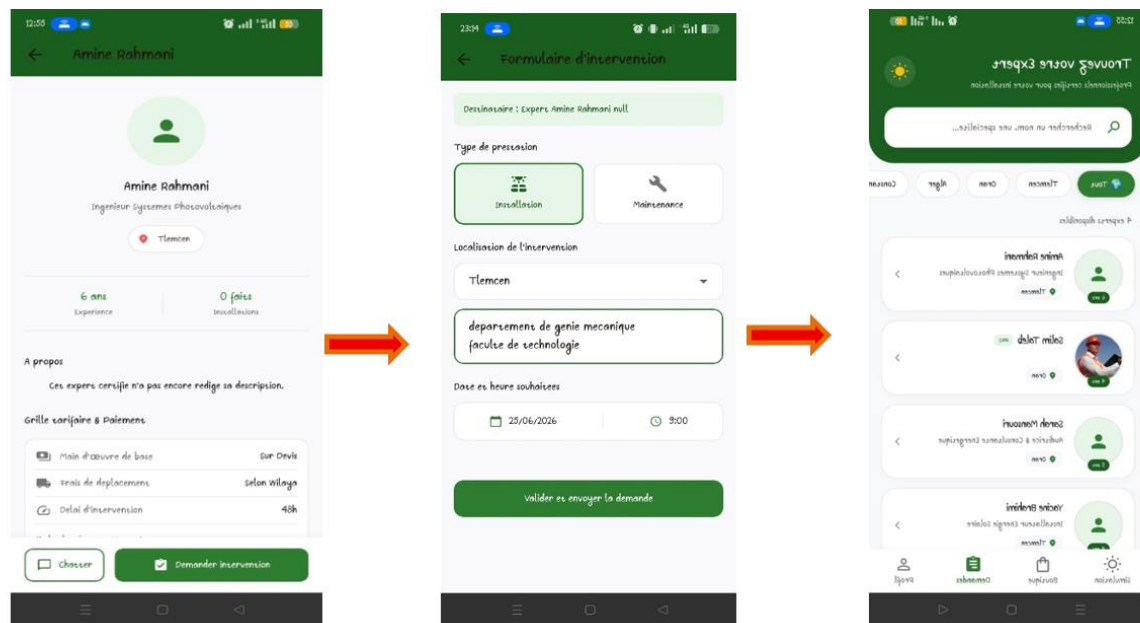


Figure 42: Capture d'écran de l'annuaire des experts certifiés et du profil détaillé de l'expert sélectionné (Amine Rahmani)

Étape 14 — Boutique TAQA, passation et suivi de commande

La "Boutique TAQA" (figure III.17) présente le catalogue de composants solaires certifiés, filtrable par catégorie (Panneau, Batterie, Onduleur, Protection), avec les prix réels du marché algérien en DZD. Le panier "Mon Panier TAQA" (figure III.17) permet de finaliser la commande : 90 panneaux photovoltaïques monocristallins sont sélectionnés, l'adresse de livraison est renseignée (Tlemcen), et le montant total général s'élève à 2 700 000 DA, validé via le bouton "Envoyer la commande". L'onglet "Mes Commandes" du profil (figure III.18) affiche ensuite l'historique des commandes passées par M. Benramdane, avec leur référence, montant, date et statut ("Annulée" ou "En attente"), ainsi qu'une timeline de suivi en quatre étapes (Commande passée → Validée par le fournisseur → Expédiée/Prête → Livraison confirmée) et une option pour annuler la commande, confirmée par le message "Votre commande a été annulée avec succès"

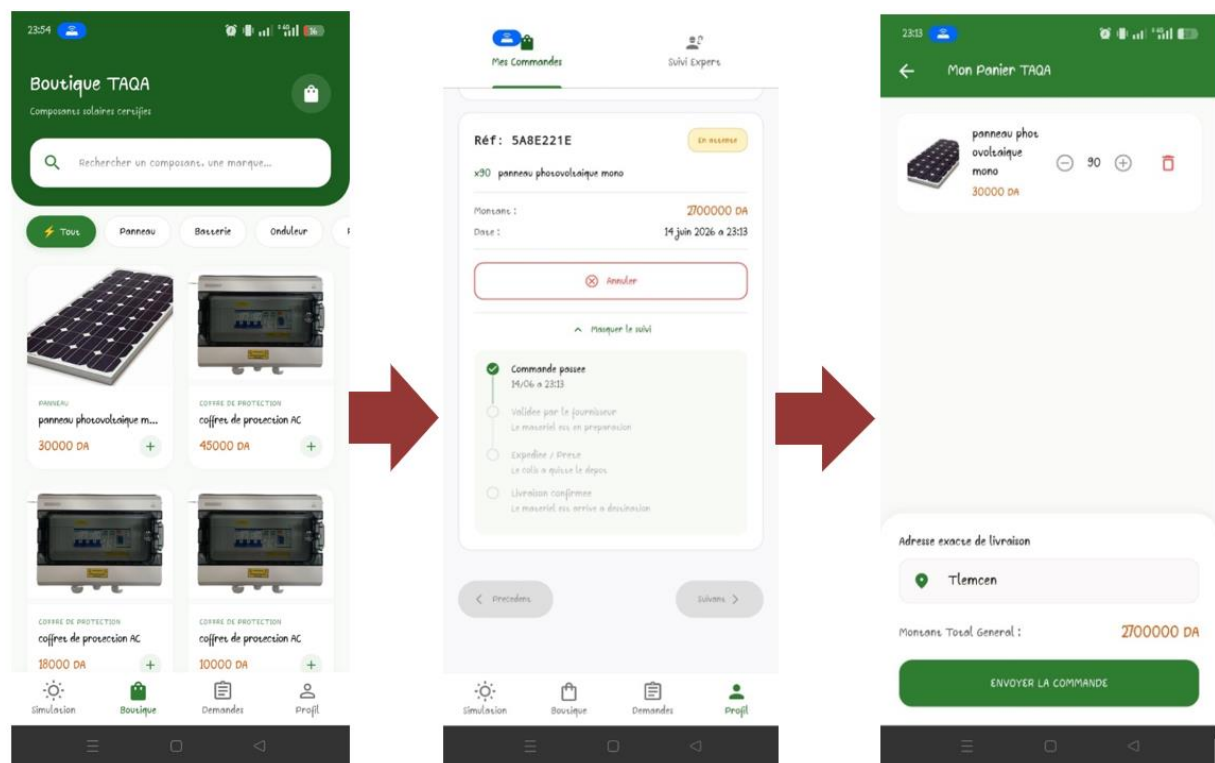


Figure 43: Capture d'écran de la Boutique TAQA, du panier "Mon Panier TAQA" et du suivi de commande

III.9. Conclusion

Ce chapitre a présenté TAQA DZ, une application mobile née directement des travaux de dimensionnement réalisés au Chapitre II, transformant une démarche d'ingénierie académique en solution numérique accessible au grand public algérien. L'identité visuelle, le positionnement et le fonctionnement de la plateforme ont été détaillés, mettant en évidence une structure marketplace tripartite reliant clients, experts certifiés et fournisseurs de matériel solaire.

L'analyse stratégique (Business Model Canvas, étude de la concurrence, marché cible et matrice SWOT) a confirmé le positionnement pionnier de TAQA DZ sur un marché algérien encore peu structuré numériquement, avec un potentiel de croissance significatif porté par les coupures électriques récurrentes et la baisse du coût des équipements PV.

L'étude financière a démontré la viabilité économique du projet : financé intégralement par fonds propres (953 500 DA), TAQA DZ présente un délai de récupération du capital de seulement 1 an, 3 mois et 17 jours, avec un résultat net passant de -813 700 DA en première année à 24 130 300 DA en troisième année, sous réserve de la réalisation des hypothèses de croissance commerciale et de l'anticipation de la fin de l'exonération fiscale.

La démonstration pas à pas du fonctionnement de l'application (section 3.7), illustrée par le cas concret du Département de Génie Mécanique de l'Université de Tlemcen, a permis de valider la cohérence de l'algorithme de dimensionnement intégré à TAQA DZ avec la méthodologie analytique du Chapitre II : la consommation journalière calculée par l'application (186 680 Wh/j) correspond exactement à la valeur obtenue manuellement (Tableau II.1, Éq. II.2), confirmant la fiabilité du moteur de calcul de l'application.

En définitive, ce chapitre montre que TAQA DZ ne constitue pas une simple application annexe, mais le prolongement naturel et opérationnel des Chapitres I et II : la théorie photovoltaïque et le dimensionnement technique y trouvent une traduction concrète, accessible et duplicable à l'échelle nationale. Le projet ouvre ainsi la voie à une diffusion à grande échelle des compétences acquises au cours de ce mémoire, au service de la transition énergétique algérienne, tout en posant les bases d'une initiative entrepreneuriale dont la viabilité technique, stratégique et financière a été établie tout au long de ce chapitre.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'énergie solaire photovoltaïque représente aujourd'hui l'une des réponses les plus concrètes et les plus accessibles aux défis énergétiques contemporains. Dans un pays comme l'Algérie, où le potentiel solaire figure parmi les plus importants au monde et où les objectifs nationaux de transition énergétique sont clairement affichés, la maîtrise de la conception et du dimensionnement des systèmes PV autonomes constitue une compétence d'ingénierie fondamentale et stratégique.

Ce mémoire a abordé cette problématique selon une progression rigoureuse en trois étapes complémentaires, allant de la théorie à l'application, en passant par l'expérimentation technique.

Dans un premier temps, les fondements physiques et technologiques de la conversion photovoltaïque ont été établis. Ce chapitre a retracé l'évolution historique de la filière solaire, de la découverte de l'effet photovoltaïque par Becquerel en 1839 jusqu'aux technologies de nouvelle génération dominantes en 2024. Les caractéristiques du rayonnement solaire — ses composantes directe, diffuse et réfléchie — ainsi que l'influence de l'atmosphère et la notion de masse d'air ont été présentées comme fondements du calcul énergétique. Le principe de fonctionnement des cellules PV, la structure de la jonction PN et le modèle électrique équivalent monodiode ont ensuite été développés, permettant de comprendre les paramètres électriques clés : courant de court-circuit, tension de circuit ouvert, facteur de forme et rendement de conversion. Une analyse comparative des principales technologies commerciales — monocristallines, polycristallines, PERC, TOPCon et HJT — a mis en évidence les compromis rendement/coût/température propres à chaque filière. Enfin, les trois architectures de systèmes photovoltaïques — autonome, raccordé au réseau et hybride — ont été décrites, posant les bases conceptuelles nécessaires à l'approche de dimensionnement développée dans le chapitre suivant.

Dans un second temps, le dimensionnement analytique du système photovoltaïque autonome du Département de Génie Mécanique a été conduit de manière méthodique, depuis l'inventaire de la consommation journalière (186 680 Wh/j) jusqu'à la configuration finale du champ PV (49,9 kWc, 85 modules en 5 strings $\times$ 17) et du parc de stockage (37 racks BYD HVS 12.8, Li-ion LFP, 512 V). La validation par simulation PVsyst V8.1.1 a confirmé la cohérence des résultats analytiques avec les données horaires réelles du site, avec un écart inférieur à 0,4 % sur la puissance crête et des indicateurs de performance (PR = 63,5 %, SF = 97,1 %) traduisant une quasi-autonomie énergétique complète du bâtiment.

Dans un troisième temps, l'application mobile TAQA DZ a été présentée comme le prolongement naturel et opérationnel de ce mémoire. En intégrant les mêmes algorithmes de dimensionnement, couplés aux données d'irradiation réelles fournies par l'API PVGIS, et en les rendant accessibles gratuitement depuis un smartphone Android, TAQA DZ répond à un besoin concret et non couvert du marché algérien du solaire. Sa structure marketplace tripartite — reliant clients, experts certifiés et fournisseurs — ainsi que sa viabilité financière démontrée (délai de récupération du capital

inférieur à 16 mois, rentabilité nette dès la deuxième année) en font un projet entrepreneurial solide, ancré dans le cadre réglementaire du Décret N°1275 relatif aux startups algériennes.

Au terme de ce travail, plusieurs perspectives se dégagent. Sur le plan technique, l'intégration d'un système de monitoring en temps réel et l'optimisation du poste éclairage — qui représente 75,6 % de la consommation journalière — constituent les principaux leviers d'amélioration de l'installation. Sur le plan numérique, le déploiement progressif de TAQA DZ vers de nouvelles wilayas et l'extension à la plateforme iOS représentent des axes de développement prioritaires pour maximiser l'impact de l'application à l'échelle nationale.

Ce mémoire s'inscrit ainsi dans une double ambition : contribuer, à l'échelle locale, à l'autonomie énergétique d'une institution universitaire algérienne, et proposer, à l'échelle nationale, un outil numérique innovant au service de la transition énergétique, en cohérence avec les objectifs du PNREE 2030 et la vision stratégique de l'Algérie en matière d'énergies renouvelables.

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] A. Labouret et M. Villoz, *Énergie solaire photovoltaïque*, 5^e éd. Paris : Dunod, 2018. ISBN 978-2-10-077882-1.
- [2] J. A. Duffie et W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed. Hoboken, NJ : Wiley, 2013. ISBN 978-0-470-87366-3.
- [3] A. Luque et S. Hegedus (Éd.), *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2nd ed. Chichester : Wiley, 2011. ISBN 978-0-470-72169-8.
- [4] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, 2nd ed. Waltham, MA : Academic Press/Elsevier, 2014. ISBN 978-0-12-397270-5.
- [5] R. A. Messenger et H. Abtahi, *Photovoltaic Systems Engineering*, 4th ed. Boca Raton, FL : CRC Press, 2017. ISBN 978-1-4987-7944-0.
- [6] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, 2nd ed. Hoboken, NJ : Wiley-IEEE Press, 2013. ISBN 978-1-118-14062-8.
- [7] M. A. Green, *Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications*. Englewood Cliffs, NJ : Prentice Hall, 1982 ; reimpr. 2015.
- [8] J. Nelson, *The Physics of Solar Cells*. London : Imperial College Press, 2003. ISBN 978-1-86094-349-2.
- [9] H. Mathieu et H. Fanet, *Physique des semi-conducteurs et des composants électroniques*, 6^e éd. Paris : Dunod, 2009.
- [10] M. G. Villalva, J. R. Gazoli et E. R. Filho, Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009. DOI: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [11] D. L. Evans, Simplified method for predicting photovoltaic array output, *Solar Energy*, vol. 27, no. 6, pp. 555–560, 1981.
- [12] A. Mellit, S. A. Kalogirou, L. Hontoria et S. Shaari, Artificial intelligence techniques for sizing PV systems: a review, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, pp. 406–419, 2009. DOI: 10.1016/j.rser.2008.01.006.
- [13] IEC 61215-1:2021, *Terrestrial PV Modules — Design Qualification and Type Approval*. Genève : IEC, 2021.
- [14] IEC 60904-3:2019, *Photovoltaic devices — Part 3: Measurement principles for terrestrial PV solar devices*. Genève : IEC, 2019.
- [15] IRENA, *Renewable Energy Statistics 2024*. Abu Dhabi : IRENA, 2024. [En ligne] : <https://www.irena.org/publications>
- [16] IEA PVPS, *Trends in Photovoltaic Applications 2024, Rapport T1-43:2024*. Paris : IEA, 2024. [En ligne] : <https://iea-pvps.org/>

- [17] Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report. Freiburg : Fraunhofer ISE, novembre 2024. [En ligne] : <https://www.ise.fraunhofer.de/>
- [18] NREL, Best Research-Cell Efficiency Chart. Golden, CO : NREL, 2024. [En ligne] : <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- [19] ADEME, Guide de l'énergie photovoltaïque. Angers : ADEME, 2022.
- [20] M. S. Mahmoud (Éd.), Hybrid Renewable Energy Systems. Boca Raton, FL : CRC Press, 2018.
- [21] B. Bendib, Optimisation des systèmes photovoltaïques hybrides, Thèse de Doctorat, Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen, 2022.
- [22] A. Boudghene Stambouli, Algerian renewable energy assessment: the challenge of sustainability, Energy Policy, vol. 39, no. 8, pp. 4507–4519, 2011. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.04.040.
- [23] A. B. Stambouli, Z. Khiat, S. Flazi et Y. Kitamura, A review on the renewable energy development in Algeria, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 16, no. 7, pp. 4445–4460, 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2012.04.013.
- [24] C. Zidani, F. Benyarou et B. Benyoucef, Simulation de la position apparente du soleil et estimation des énergies solaires incidentes pour la ville de Tlemcen, Rev. Énerg. Ren., vol. 6, pp. 69–76, 2003.
- [25] N. Bachari, N. Benabadji, A. Razagui et A. H. Belbachir, Estimation et cartographie des composantes du rayonnement solaire au sol à partir des images Meteosat, Rev. Énerg. Ren., vol. 4, pp. 35–47, 2001.
- [26] NASA Langley Research Center, POWER Project — Prediction of Worldwide Energy Resources. [En ligne] : <https://power.larc.nasa.gov/> (accès 2025).
- [27] European Commission — JRC, PVGIS — Photovoltaic Geographical Information System. Ispra : JRC, 2023. [En ligne] : <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [28] A. Hamidat et B. Benyoucef, Systematic procedures for sizing photovoltaic pumping system using water tank storage, Energy Policy, vol. 37, no. 4, pp. 1489–1501, 2009. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.12.014.
- [31] A. Mermoud et B. Wittmer, PVSYST User Manual — PV System Simulation Software, Version 8. Satigny : PVsyst SA, 2024.
- [34] Jinko Solar, Datasheet JKM585N-72HL4-BDV — 585 Wp N-type Bifacial Mono. Shangrao : Jinko Solar, 2024.
- [35] BYD Co. Ltd., Battery-Box Premium HVS 12.8 — Technical Specification. Shenzhen : BYD Energy Storage, 2023.
- [40] CEREFÉ, Rapport annuel sur les énergies renouvelables en Algérie — Bilan 2023. Alger : CEREFÉ, 2024.

