



وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم



Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

Département génie électrique

Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de Master Académique

Filière : Électrotechnique

Spécialité : Energies renouvelables en électrotechnique

Présenté par :

Bouchiba Abdallah Mohamed

Djedi Oussama

Dimensionnement et Optimisation d'une Centrale Photovoltaïque Connecté au Réseau de 60 MW à El Kheneg, Laghouat

President: M.Meskine Said

Prof Université de Mostaganem

Examineur: M.Bekkouche Benaissa

Prof Université de Mostaganem

Encadrant: M. Missoum Ibrahim

MCB Université de Mostaganem

Année Universitaire : 2025/2026

Remerciements

Avant tout, je rends grâce à Allah, le Tout-Puissant, pour m'avoir accordé la force, la santé et la patience nécessaires à l'accomplissement de ce travail et à son achèvement dans les meilleures conditions.

Je tiens à exprimer mes plus sincères remerciements et ma profonde gratitude à mon directeur de mémoire, M. Missoum Ibrahim, qui a supervisé mon parcours de recherche avec compétence, proposé le sujet de ce mémoire, et ne m'a jamais ménagé ses précieux conseils et son aide tout au long des différentes étapes de la réalisation de ce travail.

Je remercie également les membres du jury pour avoir bien voulu évaluer et juger ce mémoire, en particulier M. Meskine et M. Bekkouche, pour l'honneur qu'ils m'ont accordé en acceptant de participer à la soutenance de ce travail.

J'exprime aussi ma profonde reconnaissance à l'ensemble des membres du département de Génie Électrique, pour leur soutien académique et leur enseignement de qualité, qui ont grandement contribué au développement de mes connaissances et au perfectionnement de mes compétences tout au long de mon parcours universitaire.

Enfin, je tiens à remercier mes camarades et amis, en particulier toute la famille de l'Électrotechnique, pour leur agréable compagnie et les moments inoubliables partagés ensemble, qui ont rendu ces années d'études plus enrichissantes et plus vivantes.

Dédicace

Je dédie le fruit de mes efforts au secret qui apporte le sourire et l'espoir dans ma vie, aux deux mots les plus doux que je murmure sans cesse.

À l'homme qui m'a appris la patience face aux épreuves, à mon précieux don de Dieu, à qui je dois ma vie, ma réussite et tout mon respect.

Mon cher Père

À la femme qui a souffert sans jamais me faire ressentir sa souffrance, qui n'a jamais dit « non » à l'une de mes demandes, et qui n'a épargné aucun effort pour mon bonheur.

Ma chère Mère

Je demande à Dieu le Tout-Puissant de les guérir et de prolonger leur vie. J'espère qu'un jour viendra où je pourrai leur rendre, ne serait-ce qu'un peu, car quoi que je fasse, je ne pourrai jamais m'acquitter pleinement de leur droit.

À tous les membres de ma chère famille.

À mes chers amis **Hocine** et **Rayan**

À mon estimé professeur **M. Missoum**

Résumé :

Dans ce travail, nous avons évalué le dimensionnement et l'optimisation de la centrale photovoltaïque d'El Kheneg, située dans la wilaya de Laghouat, d'une puissance installée de 60 MW. Le logiciel PVsyst a été utilisé pour dimensionner et simuler les différents composants de la centrale à partir des données réelles du site. Une solution d'optimisation basée sur la technologie des modules photovoltaïques bifaciaux (Bifacial) a ensuite été proposée et analysée. Enfin, une comparaison entre le système de référence et le système optimisé a été effectuée sur les plans technique, énergétique et économique afin d'évaluer l'impact de cette optimisation sur les performances globales de la centrale.

Mots-clés : énergie solaire photovoltaïque raccordée au réseau électrique, centrale photovoltaïque d'El Kheneg, dimensionnement, optimisation, modules photovoltaïques bifaciaux (Bifacial), PVsyst, performances énergétiques.

Abstract:

In this work, we carried out the sizing and optimization of the El Kheneg photovoltaic power plant, located in the Wilaya of Laghouat and connected to the electrical grid, with an installed capacity of 60 MW. The PVsyst software was used for the sizing and simulation of the different components of the plant based on the actual site data. An optimization solution based on bifacial photovoltaic module technology was also proposed and studied. Finally, a comparison between the reference system and the optimized system was performed from technical, energy, and economic perspectives in order to evaluate the impact of this optimization on the overall performance of the power plant.

Keywords: grid-connected photovoltaic solar energy, El Kheneg photovoltaic power plant, sizing, optimization, bifacial photovoltaic modules (Bifacial), PVsyst, energy performance.

ملخص :

في هذا البحث، قمنا بإجراء تحسين وتحسين للمحطة الكهروضوئية بالخنق، الواقعة بولاية الأغواط والمربوطة بالشبكة الكهربائية، بقدرة مركبة تبلغ 60 ميغاواط. وقد تم استخدام برنامج PVsyst لتحسين ومحاكاة مختلف مكونات المحطة بالاعتماد على المعطيات الحقيقية للموقع. كما تم اقتراح ودراسة حل تحسيني يعتمد على تقنية الألواح الكهروضوئية ثنائية الوجه (Bifacial). وأخيراً، تم إجراء مقارنة بين النظام المرجعي والنظام المحسن من الناحية التقنية والطاقوية والاقتصادية بهدف تقييم أثر هذا التحسين على الأداء العام للمحطة.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الشمسية الكهروضوئية المربوطة بالشبكة الكهربائية، المحطة الكهروضوئية بالخنق، التحسين، التحسين، الألواح ثنائية الوجه (Bifacial)، PVsyst، الأداء الطاقوي.

N=°	Table des matières	Page
	Introduction générale	1
	Chapitre I : Généralités sur les énergies renouvelables et les centrales photovoltaïques	3
I.1	Introduction.....	4
I.2	Définition des énergies renouvelables.....	4
I.3	Les différentes énergies renouvelables.....	5
I.3.1	Energie solaire.....	5
I.3.1.1	Energie solaire photovoltaïque.....	5
I.3.1.2	Energie solaire thermique.....	5
I.3.2	Energie éolienne.....	6
I.3.3	Energie géothermique.....	6
I.3.4	Energies hydraulique.....	7
I.3.5	Energie biomasse.....	7
I.4	Gisement solaire.....	8
I.4.1	Introduction.....	8
I.4.2	Rayonnement solaire.....	8
I.4.2.1	Les différents types de rayonnement solaire.....	8
I.4.3	Spectre solaire.....	9
I.4.4	Potentiel solaire en Algérie.....	10
I.5	Cellule Photovoltaïque.....	10
I.5.1	L'effet photovoltaïque.....	11
I.5.2	Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	11
I.6	Module photovoltaïque.....	12
I.6.1	Caractéristiques courant-tension (I-V) et Puissance-tension (P-V).....	12
I.6.1.1	Caractéristiques (I-V).....	12

I.6.1.2	Caractéristique puissance-tension (P-V).....	13
I.7	Facteurs influents sur le Rendement du panneau PV.....	13
I.7.1	Ensoleillement.....	14
I.7.2	Orientation et inclinaison des panneaux.....	14
I.7.3	Température des panneaux.....	15
I.7.4	Qualité des panneaux et d'onduleur.....	15
I.7.4.1	Qualité des panneaux.....	15
I.7.4.2	Onduleur.....	15
I.7.4.3	Comment Choisir Son Onduleur Solaire.....	15
I.7.5	L'ombrage.....	16
I.8	Types des cellules solaires PV.....	16
I.8.1	Cellules PV monocristallines.....	17
I.8.2	Cellules PV polycristallines.....	17
I.8.3	Cellules PV amorphe.....	17
I.9	Présentation générale d'une centrale photovoltaïque	17
I.10	Introduction.....	17
I.11	Sites des centrales énergies renouvelables en Algérie.....	18
I.12	Système photovoltaïque	19
I.12.1	Type de système photovoltaïque	20
I.13	Générateur PV.....	21
I.14	Onduleurs.....	21
I.14.1	Type des onduleurs.....	21
I.15	Transformateurs de puissance (élevateur).....	22
I.16	Câblage électrique.....	23
I.17	Boîte de jonction.....	24

I.18	RMU.....	24
I.19	Mise à la terre.....	25
I.20	Types protection des installations photovoltaïques.....	26
I.21	Systèmes de protection et supervision (SCADA).....	27
I.22	Conclusion.....	27
Chapitre II : Dimensionnement et Optimisation de la Centrale Photovoltaïque d’El		
	Kheneg.....	28
II.1	Introduction.....	29
II.2	Présentation de la centrale photovoltaïque d’El Kheneg (Laghouat).....	29
II.3	Fonctionnement de la centrale PV d’El Kheneg (Laghouat)	29
II.4	Dimensionnement une centrale pv.....	29
II.5	Étapes du dimensionnement d'une centrale photovoltaïque.....	29
II.5.1	Étape1: présentation et détermination des coordonnées géographiques du site.....	29
II.5.2	Étap2: Détermination des besoins de l'utilisateur.....	31
II.5.3	Étape 3: Choix des modules photovoltaïques.....	31
II.5.4	Étape 4: Dimensionnement de SKID	34
II.5.5	Étape 5: Câblage.....	37
II.6	Optimisation du dimensionnement de la centrale photovoltaïque d’El Kheneg.....	43
II.6.1	Définition des panneaux bifaciaux	43
II.6.2	Principe de fonctionnement	44
II.6.3	L’installation d’un panneau solaire bifacial	45
II.6.4	Dimensionnement de la solution optimisée avec des panneaux bifaciaux.....	45
II.6.4.1	Choix des modules photovoltaïques.....	45

II.6.4.2	Détermination du nombre de modules et de la puissance installée.....	45
II.6.4.3	Configuration d'une sous-centrale de 1 MW.....	46
III.6.4.4	Dimensionnement des câbles	46
II.7	Logiciel PVSYST	46
II.8	Les étapes de la simulation d'un système PV connecté au réseau réseau Pvsyst.....	47
II.8.1	Désignation du projet.....	47
II.8.2	Les Coordonnées géographiques et Météorologiques du site d'El kheneg.....	47
II.8.3	Trajectoire du soleil.....	48
II.8.4	Orientation des panneaux.....	49
II.8.5	Dimensionnement du champ PV et l'onduleur de la centrale.....	50
II.8.6	Optimisation du centrale d'El Kheneg.....	51
II.8.6.1	Orientation des panneaux.....	51
II.8.6.2	Dimensionnement du champ PV et de l'onduleur pour Optimisation.....	51
II.9	Conclusion.....	52
Chapitre III : Simulation, analyse des performances et optimisation de la centrale		
	photovoltaïque d'El Kheneg.....	53
III.1	Introduction.....	54
III.2	Présentation de projet.....	54
III.3	Résultats de la simulation et discussions.....	54
III.3.1	Présentation des résultats de simulation.....	55
III.3.1.1	Principaux résultats pour la centrale d'El Kheneg.....	55
III.3.1.2	Irradiation horizontale globale et l'irradiation directe sur le plan des capteurs.....	55
III.3.1.3	Température ambiante.....	56

III.3.1.4	l'énergie nominale du champ photovoltaïque et de l'énergie effective à la sortie du champ.....	57
III.3.1.5	Durée de production PV du champ.....	58
III.3.1.6	Diagramme d'entrée/sortie journalier.....	59
III.3.1.7	Diagramme des pertes.....	60
III.3.1.8	Énergie produite par la centrale PV.....	61
III.3.1.9	Pertes onduleur globales et pertes ohmiques de câblage.....	62
III.3.1.10	Energie injectée dans le réseau.....	63
III.3.1.11	L'indice de performance.....	64
III.3.2	Étude comparative du système photovoltaïque avant et après optimisation....	67
III.3.2.1	Principaux résultats.....	67
III.3.2.2	Energie utile produite.....	68
III.3.2.3	L'indice de performance (PR).....	70
III.3.2.4	Diagramme de pertes.....	71
III.3.2.5	Evaluation economique.....	74
III.3.2.6	Résumé d'évaluation technico-économique.....	75
III.3.2.7	Emissions de CO ₂ évitées.....	76
III.4	Conclusion.....	77
Conclusion générale.....		78

Liste des figures

Figure I.1	Les Types Energies Renouvelables.....	4
Figure I.2	L'énergie Solaire Photovoltaïques.....	5
Figure I.3	Capteur Solaire Thermique.....	6
Figure I.4	Un éolienne.....	6
Figure I.5	Centrale géothermique.....	7
Figure I.6	Centrale hydraulique.....	7
Figure I.7	Centrale Biomasse.....	8
Figure I.8	Les Types de Rayonnement Solaire Reçus au Sol.....	9
Figure I.9	Composition du spectre solaire.....	10
Figure I.10	Composants et principe de fonctionnement des cellules PV.....	11
Figure I.11	Principe de Fonctionnement d'une Cellule PV.....	12
Figure I.12	Module Photovoltaïque.....	12
Figure I.13	Caractéristique (I-V).....	13
Figure I.14	Caractéristique (P-V).....	13
Figure I.15	Ombrage panneaux solaire.....	16
Figure I.16	Types des technologies des cellules photovoltaïques.....	17
Figure I.17	Répartition des projets d'énergies renouvelables en Algérie jusqu'à 2018..	18
Figure I.18	Schéma d'un système photovoltaïque autonome.....	20
Figure I.19	Schéma d'un système photovoltaïque connecté.....	20
Figure I.20	Présentation d'une cellule, d'un panneau et d'un champ photovoltaïque...	21
Figure I.21	Types de systèmes d'onduleurs photovoltaïques.....	22
Figure I.22	Transformateur.....	23
Figure I.23	Câble solaire.....	23

Figure I.24	Boite jonction.....	24
Figure I.25	Schéma unifilaire de la connexion RMU entre deux Skid.....	25
Figure I.26	Mise à terre.....	26
Figure I.27	Schéma unifilaire du système de protection électrique avec parafoudre....	26
Figure II-1	Schéma général de la centrale photovoltaïque de el kheneg.....	30
Figure II.2	Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques.....	30
Figure II.3	Schéma de SKID.....	34
Figure II.4	Câbles de section 4 mm ² reliant deux chaînes photovoltaïques.....	39
Figure II.5	Câble collecteur électrique de type NFA2X (95mm ²).....	40
Figure II.6	Référence du câble de transmission du boîtier central CC vers l'onduleur.....	41
Figure II.7	Référence du câble de transmission MT.....	42
Figure II.8	Diagramme des flux lumineux et de l'albédo pour deux rangées de panneaux solaires.....	44
Figure II.9	Site de la centrale d'El Kheneg.....	48
Figure II.10	Diagramme de la trajectoire du soleil.....	49
Figure II.11	Orientation des panneaux.....	50
Figure II.12	Choix des composants du système.....	50
Figure II.13	Orientation des panneaux avec panneaux bifaciaux.....	51
Figure II.14	Choix des composants du système avec optimisation.....	52
Figure III.1	Irradiation horizontale globale et l'irradiation directe sur le plan des capteurs.....	56
Figure III.2	Répartition mensuelle des températures ambiantes moyennes simulées pour notre projet.....	57

Figure III.3	Énergies nominale (STC) et effective produites mensuellement par le champ photovoltaïque.....	58
Figure III.4	Durée de production PV du champ.....	59
Figure III.5	Diagramme d'entrée/sortie journalier.....	60
Figure III.6	Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière.....	61
Figure III.7	Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur).....	62
Figure III.8	Pertes onduleurs globales et ohmique de câblage.....	63
Figure III.9	Énergie injectée dans le réseau.....	63
Figure III.10	Indice de performance de la centrale électrique de kheneg.....	64
Figure III.11	Impact de la température du module sur le rapport de performance.....	65
Figure III.12	Efficacité du champ photovoltaïque.....	65
Figure III.13	Efficacité de l'onduleur.....	66
Figure III.14	Indice de performance de la centrale PV.....	67
Figure III.15	Productions normalisées (a : monofacial) (b :bifacial).....	69
Figure III.16	L'indice de performance (a : monofacial) (b :bifacial).....	71
Figure III.17	Diagramme de pertes (a : monofacial) (b : bifacial).....	73
Figure III.17	Evaluation économique du PVsyst pour le monofacial.....	74
Figure III.18	Evaluation économique du PVsyst pour le bifacial.....	75

Liste des tableaux

Tableau I.1	Potentiel Solaire en Algérie.....	10
Tableau I.2	Rendement de panneaux photovoltaïques selon l'orientation.....	14
Tableau I.3	Impact de la température sur le rendement des panneaux photovoltaïques.....	15
Tableau I.4	Liste des centrales photovoltaïques et éoliennes en Algérie.....	18
Tableau I.5	Les niveaux de tension défini par la norme UTE C18-510.....	23
Tableau II.1	Données géographiques du site EL KHENEG.....	30
Tableau II.2	Fiche technique du panneau.....	45
Tableau II.3	Configuration d'une sous-centrale de 1 MW.....	46
Tableau II.4	Sections des câbles de la solution optimisée.....	46
Tableau III.1	Bilan et résultat principaux.....	55
Tableau III.2	Bilan et résultat principaux pour la pannaeux 250W.....	68
Tableau III.3	Bilan et résultat principaux pour la pannaeux bifacial 500W.....	68
Tableau III.4	Résumé d'évaluation technique du PVsyst pour les panneaux monofaciaux 250 w et bifaciaux 500 w.....	75
Tableau III.5	Résumé d'évaluation économique du PVsyst pour monofacial 250W et bifacial 500W.....	76

Nomenclature

G : Rayonnement globale
D : Rayonnement direct
R : Rayonnement réfléchi (albedo)
I-V : Caractéristique courant-tension
 V_{co} : Tension de circuit ouvert
 I_{cc} : Courant de court-circuit
P-V : Caractéristique puissance-tension
DC : Courant continu
AC : Courant alternatif
PIAT : Pôle In Salah, Adrar, Timimoun
RIS : Réseau isolés du sud
RIN : Réseau Interconnecté du nord
TBT : Très basse tension
BT : Basse tension
MT : Moyenne tension
HT : Haute tension
SKID : L'unité de conversion
RMU : Unité de distribution d'énergie en boucle
SCADA : Systèmes de protection et supervision
 α : Angle d'inclinaison
 V_{mp} : Tension maximale
 I_{mp} : Courant maximal
 P_p : Puissance crête
 $E_{produit}$: Énergie électrique produite
 N_e : Nombre d'heures d'exposition aux conditions STC
 E_{sol} : Énergie solaire journalière par unité de surface ($Wh/m^2/j$)
N : Nombre d'heures équivalentes (h/j)
 C_p : Coefficient des pertes
 N_t : Le nombre total des modules
 P_c : Puissance Crête
 P_u : Puissance Utile

N_e : Nombre d'heures d'ensoleillement
 P_{csc} : Puissance crête de sous champ
 N_{tsc} : Nombre totale de module pour une sous champ.
 P_o : Puissance maximale de l'onduleur
 P_c : Puissance crête de sous centrale
 N_{ssc} : Nombre réel de modules en série dans sous centrale
 N_{psc} : Nombre réel de module en parallèle dans sous centrale
 U_{ond_max} : Tension max de l'onduleur
 I_{max} : Courant max des chaines
 I_{ccpv} : Courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.
 I_B : Courant d'emploi
 I_z : Courant admissible
 I_c : Courant circulant
 K_1 : Facteur de correction de mode de pose
 K_2 : Facteur de correction de l'influence mutuelle des circuits
 K_3 : Facteur de correction de température et nature de l'isolation
GlobHor : Irradiation globale horizontale.
GlobEff : Global 'effective', corr. Pour IAM et ombrage
Diff Hor : Irradiation diffuse horizontale.
 T_{Amb} : Température ambiante.
GlobInc : Global incident plan capteurs.
E Array : Energie effective sortie champ.
E_Grid : Energie injectée dans le réseau
PR : Indice de performance
 L_c : Pertes de collection (champ PV)
 L_s : Pertes systemes (onduleur,...)
 Y_f : Energie utile produite (sortie onduleur)
STC : Standard test condition

Introduction générale :

Ces dernières années, la demande mondiale en énergie a fortement augmenté en raison du développement rapide des activités industrielles et de la croissance démographique. Actuellement, une grande partie de l'énergie produite dans le monde provient des combustibles fossiles tels que le pétrole, le gaz naturel et le charbon. Cependant, l'utilisation de ces ressources entraîne des émissions de gaz à effet de serre et contribue à la pollution de l'environnement. De plus, leur exploitation excessive conduit à l'épuisement progressif des réserves disponibles.

Face à cette situation, il est devenu nécessaire de rechercher des sources d'énergie alternatives capables de répondre aux besoins énergétiques tout en limitant les impacts négatifs sur l'environnement. Parmi ces sources, l'énergie solaire photovoltaïque apparaît comme l'une des solutions les plus prometteuses grâce à son caractère renouvelable, propre et disponible en grande quantité.

L'Algérie bénéficie d'un potentiel solaire très important grâce à sa situation géographique et à l'étendue de son territoire saharien. Cela offre de grandes opportunités pour le développement des systèmes photovoltaïques et leur intégration dans le secteur énergétique national. Dans ce contexte, l'énergie solaire représente une solution durable pour répondre à la demande croissante en énergie tout en préservant les ressources naturelles et l'environnement.

Dans le cadre de sa transition énergétique, l'Algérie accorde une importance croissante au développement de l'énergie solaire. Cette orientation se traduit notamment par la mise en service de 23 centrales photovoltaïques réparties sur l'ensemble du territoire national. De plus, plusieurs projets de développement sont programmés afin d'atteindre une capacité de production d'environ 200 MW par an entre 2021 et 2030.

Dans ce cadre, l'Algérie a entamé dès 2011 la mise en œuvre de son programme national des énergies renouvelables à travers la réalisation de plusieurs projets dans différentes régions du pays. Une attention particulière a été accordée aux centrales photovoltaïques raccordées au réseau électrique, compte tenu de leur rôle important dans la transition énergétique et la valorisation du potentiel solaire national .

Parmi ces centrales, on peut citer la centrale photovoltaïque d'El Kheneg, située dans la wilaya de Laghouat, avec une puissance installée de 60 MW. Cette installation reflète les

efforts déployés par l'Algérie pour exploiter son important potentiel solaire et développer la production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

Ce mémoire est structuré en trois chapitres principaux, précédés d'une introduction générale et suivis d'une conclusion générale, comme suit :

Le **premier chapitre** présentera les généralités relatives aux énergies renouvelables, avec un intérêt particulier porté à l'énergie solaire photovoltaïque. Il exposera les différentes sources d'énergies renouvelables ainsi que leurs principes fondamentaux de fonctionnement. Il présentera également les notions générales relatives aux systèmes photovoltaïques et à leurs principaux composants.

Le **deuxième chapitre** sera consacré à l'étude d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau électrique, en particulier la centrale d'**El Kheneg**, située dans la wilaya de Laghouat, d'une puissance installée de **60 MW**. Ce chapitre présentera la situation géographique de la centrale, ses différents composants ainsi que son principe de fonctionnement. Il comprendra également l'étude technique et le dimensionnement du générateur photovoltaïque et des principaux composants de la centrale. Il traitera ensuite l'optimisation du dimensionnement à travers l'intégration de modules photovoltaïques bifaciaux (*Bifacial*), ainsi que la simulation du système à l'aide du logiciel **PVsyst**, afin d'évaluer ses performances et d'étudier l'impact de cette optimisation.

Le **troisième chapitre** sera consacré à l'analyse et à la discussion des résultats obtenus à partir des simulations. Il présentera les principaux résultats techniques et énergétiques de la centrale et établira une comparaison entre le système de référence utilisant des modules monofaciaux et le système optimisé basé sur des modules bifaciaux. Cette comparaison portera notamment sur l'énergie produite, l'indice de performance (PR), les différentes pertes du système, ainsi que sur les aspects techniques et économiques et l'estimation des émissions de CO₂ évitées.

Enfin, la conclusion générale présentera les principaux résultats et les conclusions essentielles de l'étude, tout en ouvrant des perspectives pour le développement et l'amélioration future des performances des centrales photovoltaïques.

Chapitre I:

Généralités sur les énergies
renouvelables et les centrales
photovoltaïques.

I.1 Introduction:

Ce chapitre présente les principales notions relatives aux énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire photovoltaïque. Nous abordons le gisement solaire, le potentiel solaire en Algérie, le principe de fonctionnement des cellules et modules photovoltaïques ainsi que les facteurs influençant leurs performances. Enfin, nous présentons les principaux composants d'une centrale photovoltaïque et leurs fonctions.

Partie I: Les Energies Renouvelables

I.2 Définition des énergies renouvelables:

Les énergies renouvelables sont des énergies de sources naturelles qui se régénèrent plus rapidement qu'elles ne sont consommées, comme la lumière du soleil et le vent. Ces sources d'énergie se caractérisent par leur abondance et son existence dans le globe. En revanche, les combustibles fossiles (le charbon, le pétrole et le gaz) sont des ressources non renouvelables et provoquent l'émission de gaz à effet de serre, tels que le dioxyde de carbone. C'est pourquoi, pour faire face à la crise climatique, il est nécessaire de passer aux énergies renouvelables (figure I.1).[1]

Parmi les formes d'énergie renouvelable les plus utilisées:

- l'énergie solaire qui exploite la lumière et la chaleur du soleil.
- l'énergie éolienne qui transforme la force du vent en électricité.
- l'énergie hydraulique qui utilise les mouvements de l'eau.
- la biomasse qui repose sur la combustion ou la méthanisation de matières organiques.

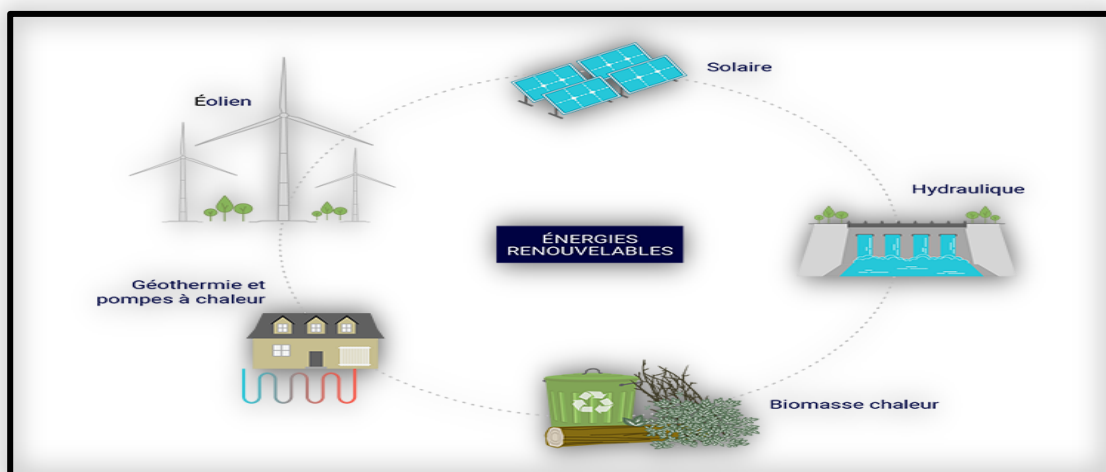


Figure I.1: Les Types Energies Renouvelables.

I.3 Les différentes énergies renouvelables:

I.3.1 Energie solaire:

L'énergie solaire est une source d'énergie renouvelable, tout comme l'énergie éolienne ou l'énergie marémotrice. Sa source principale est le soleil. Les rayons du soleil sont convertis soit en électricité par des panneaux photovoltaïques, soit en chaleur par des panneaux solaires thermiques. L'électricité produite peut être utilisée pour l'éclairage ou le fonctionnement d'appareils ménagers, tandis que la chaleur sert au chauffage et à la production d'eau chaude sanitaire, ce qui en fait un allié important dans la transition énergétique.[2]

I.3.1.1 Energie solaire photovoltaïque:

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie électrique produite à partir du rayonnement solaire grâce à des panneaux ou des centrales solaires photovoltaïques. (voir Figure I.2).[3]



Figure I.2: L'énergie Solaire Photovoltaïques.

I.3.1.2 Energie solaire thermique:

L'énergie solaire thermique se définit comme l'exploitation de la chaleur du rayonnement solaire. Cette transformation du soleil en énergie thermique se fait par le biais d'un dispositif spécifique, appelé capteur solaire thermique. Ce dernier collecte l'énergie solaire et la transmet à un fluide caloporteur. La chaleur obtenue peut être utilisée de façon directe, pour le chauffage des locaux ou la production d'eau chaude sanitaire, ou de manière indirecte pour produire de la vapeur d'eau servant à actionner des alternateurs.[4]



Figure I.3: Capteur Solaire Thermique.

I.3.2 Energie éolienne:

Une éolienne est une machine permettant de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis convertie en électricité. Lorsque plusieurs éoliennes sont installées sur un même site, on parle de « parc » ou de « ferme » d'éoliennes.[5]



Figure I.4: Un éolienne.

I.3.3 Energie géothermique:

L'énergie géothermique est une source d'énergie renouvelable qui exploite la chaleur naturelle de la terre. Cette chaleur, emmagasinée dans le sous-sol et les nappes d'eau souterraines, peut être utilisée directement pour le chauffage ou transformée en électricité. Cette énergie propre et constante présente l'avantage d'être disponible 24h/24, indépendamment des conditions météorologiques.[6]



Figure I.5: Centrale géothermique.

I.3.4 Energies hydraulique:

L'énergie hydraulique est une source d'énergie renouvelable qui exploite la force de l'eau pour produire de l'électricité. Elle est l'une des plus anciennes et des plus répandues dans le monde, contribuant de manière significative à la production d'énergie décarbonnée [7]. On distingue trois principales filières d'énergie hydraulique: la grande (centrale de grande et moyenne chute) et la petite hydraulique (usine au fil de l'eau). Les énergies marines (usine marémotrices, hydroliennes, holométriques) utilisent aussi la force motrice de l'eau pour produire de l'énergie.



Figure I.6: Centrale hydraulique.

I.3.5 Energie biomasse:

Dans le domaine de l'énergie, la biomasse correspond à toutes les matières organiques pouvant être transformées en énergie pour la production de chaleur, d'électricité ou de biocarburants. On parle alors souvent de biomasse-énergie. Ainsi, la biomasse peut provenir

de la forêt et de l'agriculture (bois, déchets verts, résidus de cultures agricoles...), des animaux (déchets alimentaires ou issus de la filière agroalimentaire et de la pêche...) et de déchets divers (biodéchets des ménages, des collectivités, de la restauration ou des boues de station d'épuration...).[4]



Figure I.7: Centrale Biomasse .

Partie II : Ressource solaire et conversion photovoltaïque

I.4 Gisement solaire

I.4.1 Introduction

Le gisement solaire, représentant la quantité d'énergie solaire atteignant la surface de la Terre, est une ressource inépuisable qui joue un rôle essentiel dans la transition vers des sources d'énergie plus durables. Cette ressource est évaluée en fonction de l'ensoleillement, mesuré en kWh/m² par an, sur une zone géographique donnée.

I.4.2 Rayonnement solaire:

C'est l'énergie que le Soleil émet dans l'espace interplanétaire. Lorsque nous parlons de la quantité d'énergie solaire atteignant la surface terrestre, nous utilisons des concepts d'irradiation. L'irradiation solaire est l'énergie reçue par unité de surface au cours du temps (KWh/m²), la puissance reçue en un temps donné. De même, l'irradiance solaire est la puissance reçue en un instant - elle est exprimée en watts par mètre carré (W/m²).[8]

I.4.2.1 Les différents types de rayonnement solaire:

- **Rayonnement direct**

C'est le rayonnement reçu directement du Soleil, il peut être mesuré par un pyrhéliomètre.

- **Rayonnement diffus**

C'est rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions. Il peut être mesuré par un pyranomètre.

- **Rayonnement réfléchi (albédo)**

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

- **Rayonnement global**

C'est le résultat de la superposition des trois compositions directes, diffuse et réfléchie .Et qui est le rayonnement pris en compte pour la détermination du rendement des cellules solaires.

$$G = S + D + R \quad (I.1)$$

Avec: G: Rayonnement global; S: Rayonnement diffus; D: Rayonnement direct; R: Albédo

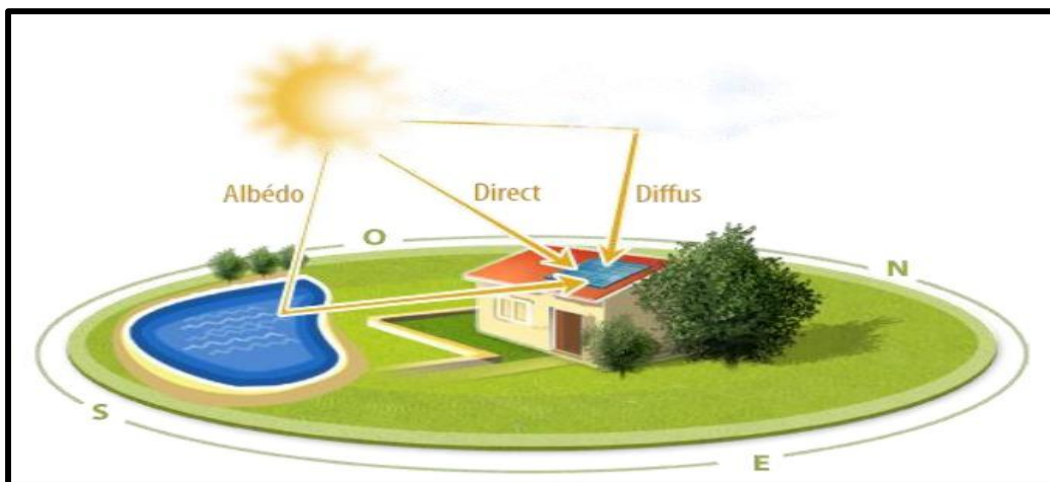


Figure I.8: Les Types de Rayonnement Solaire Reçus au sol.

I.4.3 Spectre solaire:

Le rayonnement solaire est une forme d'ondes électromagnétique. Le spectre électromagnétique de l'énergie solaire peut être décomposé en 3 intervalles principales longueurs d'ondes: rayons Ultraviolets, rayons Visibles et rayons Infrarouges.

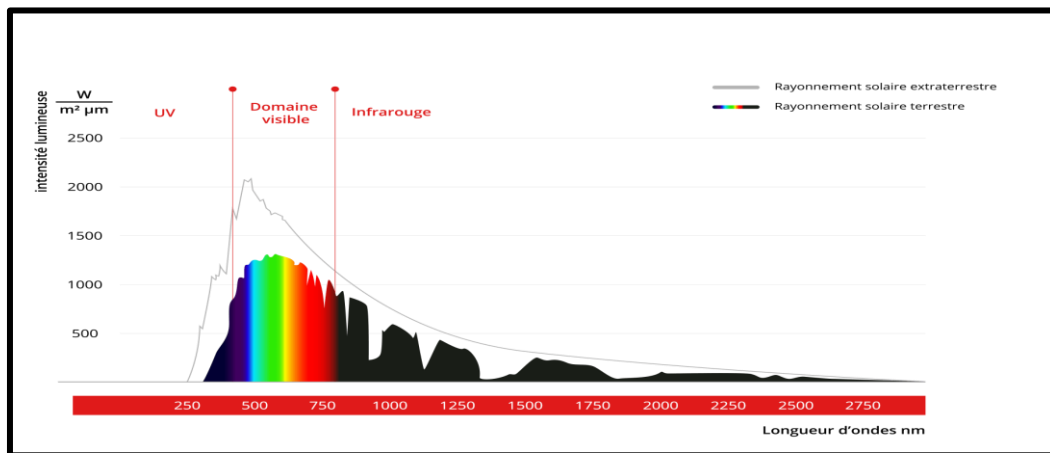


Figure I.9: Composition du spectre solaire.

I.4.4 Potentiel solaire en Algérie

La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2500 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ au Sud du pays[8].(Tableau .I-1)

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie(%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (H/an)	2560	3000	3500
Energie moyenne reçue($\text{KWh/m}^2/\text{an}$)	1700	1900	2650

Tableau I.1: Potentiel Solaire en Algérie.

I.5 Cellule Photovoltaïque:

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui convertit l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique. Cet fut découvert en 1839 par le physicien français Antoine Becquerel. Il faut attendre les années 1960 et les satellites spatiaux pour que les cellules trouvent de réelles applications. Les panneaux solaires, formés par des assemblages de cellules, commencent à arriver sur les toits à la fin des années 1980. L'essor du photovoltaïque, avec de grands parcs de production électrique, n'a plus cessé depuis le début du XXI^e siècle.[9]

I.5.1 L'effet photovoltaïque:

La cellule photovoltaïque à base de silicium est constituée de deux fines couches de semi-conducteur, dopées différemment (voir figure I.10). La couche supérieure (2), exposée au rayonnement solaire, est dopée négativement au phosphore, tandis que la couche inférieure (3) est dopée positivement au bore.

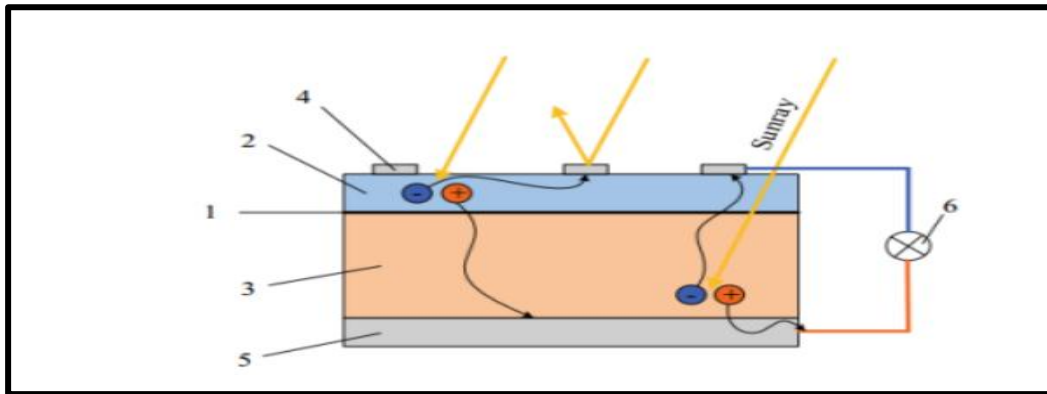


Figure I.10: Composants et principe de fonctionnement des cellules PV.

Ensuite, dans la zone située entre ces deux électrodes, on trouve une jonction p-n (1), où des charges électriques se combinent, créant ainsi un champ électrique opposé.

Où : (1) représente la jonction p-n, (2) la couche dopée négativement, (3) la couche dopée positivement, (4) l'électrode négative, (5) l'électrode positive et (6) la charge.[7]

I.5.2 Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est le suivant:

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui convertit l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation repose sur les trois mécanismes suivants :

- **Absorption des photons** (dont l'énergie est supérieure à la bande interdite) par le matériau constituant le dispositif.
- **Conversion** de l'énergie photonique en énergie électrique, correspondant à la création de paires électron-trou dans le matériau semi-conducteur.
- **Collecte** des charges-générées dans le dispositif.

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être suffisamment conducteur pour permettre le passage du courant, d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque.

Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électron-trou créées est nécessaire. Pour cela, une jonction PN est le plus souvent utilisée.[10]

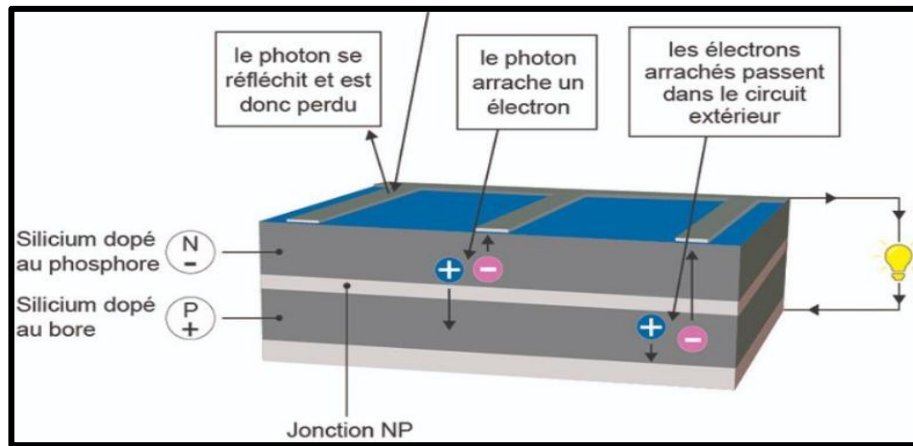


Figure I.11: Principe de Fonctionnement d'une Cellule PV.

I.6 Module photovoltaïque:

Un module PV est un dispositif qui convertit la lumière du soleil en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque. Il est composé de plusieurs cellules solaires, généralement en silicium, qui absorbent la lumière du soleil et génèrent un courant électrique. Les modules photovoltaïques sont les éléments constitutifs des panneaux solaires et constituent le composant principal de tout système d'énergie solaire.



Figure I.12: Module Photovoltaïque.

I.6.1 Caractéristiques courant-tension (I-V) et Puissance-tension (P-V):

I.6.1.1 Caractéristiques (I-V):

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) représentant l'ensemble des configurations électriques que peut prendre la cellule. Il existe trois grandeurs physiques définissent cette courbe (Figure I.13):

- **Tension de circuit ouvert (V_{co}):** C'est la tension maximale que le réseau fournit lorsque les bornes ne sont pas connectées à une charge (une condition de circuit ouvert). Cette valeur est bien plus élevée que V_{max} , ce qui concerne le fonctionnement du réseau PV fixé par la charge. Cette valeur dépend du nombre de panneaux photovoltaïques reliés en série.
- **Courant de court-circuit (I_{cc}):** Le courant maximal fourni par le réseau PV lorsque les connecteurs de sortie sont en court-circuit (une condition de court-circuit). Cette valeur est bien plus élevée que celle d' I_{max} , ce qui correspond au courant normal du circuit de fonctionnement.

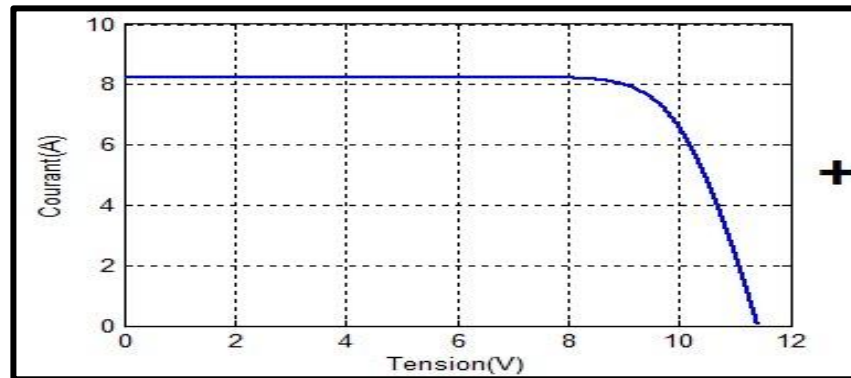


Figure I.13: Caractéristique (I-V).

I.6.1.2 Caractéristique puissance-tension (P-V)

La Figure I.14 représente la caractéristique puissance-tension (P-V) d'une cellule PV qu'il est obtenu à partir de sa caractéristique courant-tension (I-V). Son point de puissance maximal: MPP (en anglais : *maximal power point*) obtenu pour une tension et un courant maximales (V_{max} , I_{max}).[11]

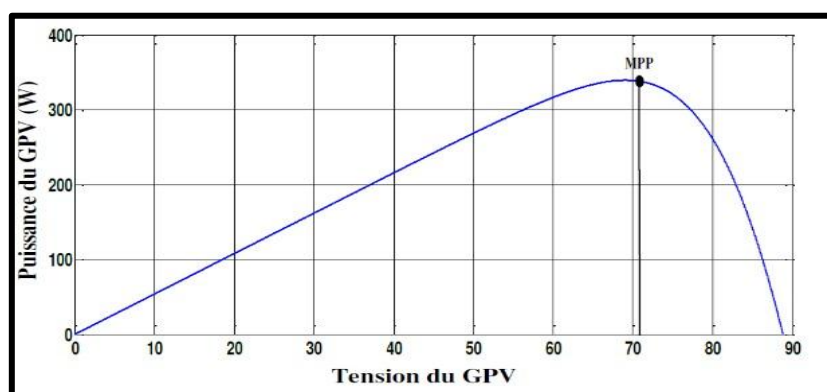


Figure I.14: Caractéristique (P-V).

I.7 Facteurs influents sur le Rendement du panneau PV:

Le rendement d'un panneau solaire est un indicateur clef de sa performance. Il est exprimé en pourcentage de rendement et représente la proportion de lumière solaire convertie en énergie

électrique utilisable. Plus le pourcentage de rendement est élevé, plus le panneau solaire est efficace. Lorsque vous choisissez d'investir dans du photovoltaïque, comprendre comment optimiser ce rendement est essentiel pour maximiser votre retour sur investissement. Les facteurs qui peuvent influencer les performances de notre système solaire sont comme suite:

I.7.1 Ensoleillement:

L'ensoleillement est le principal facteur influençant la production d'énergie solaire. Plus un panneau reçoit de lumière directe, plus il produit d'électricité. Cependant, l'intensité solaire varie selon :

- **Latitude:** Les régions proches de l'équateur bénéficient d'un ensoleillement plus stable durant toute l'année.
- **Saison:** En hiver, les jours sont plus courts et l'angle d'incidence des rayons du soleil est plus faible, réduisant la production.
- **Couverture nuageuse:** Un ciel couvert peut entraîner une baisse de production jusqu'à 80 %, bien que les panneaux puissent capter une partie du rayonnement diffus.

I.7.2 Orientation et inclinaison des panneaux:

Inclinaison

L'inclinaison des panneaux solaires joue un rôle crucial dans l'optimisation de la production d'énergie. Une inclinaison appropriée permet de capter le maximum de rayonnement solaire, améliorant ainsi l'efficacité de votre installation.

Méthodes de calcul basées sur la latitude

La latitude de votre emplacement est un facteur déterminant pour définir l'angle optimal d'inclinaison de vos panneaux solaires. Une règle empirique consiste à ajouter 10° à la latitude de votre position pour obtenir l'angle d'inclinaison idéal.

Orientation:

Pour profiter au maximum du rayonnement solaire, il est conseillé d'orienter les panneaux solaires vers le sud si on est dans l'hémisphère nord, et vers le nord si on est dans l'hémisphère sud. En les orientant ainsi vers le sud ou le nord, il est possible d'optimiser le temps d'exposition au rayonnement solaire et l'angle d'incidence, améliorant ainsi la captation de l'énergie solaire.

Tableau I.2: Rendement de panneaux photovoltaïques selon l'orientation.

Orientation	Rendement (%)
Sud	100

Sud-est	95
Sud-ouest	
Est	80
Ouest	

I.7.3 Température des panneaux:

Contrairement aux idées reçues, les températures élevées réduisent le rendement des panneaux solaires. La température excessive entraîne une perte d'efficacité des cellules photovoltaïques, qui peut atteindre jusqu'à 0,5 % par degré supérieurs au-delà de 25°C.

Exemple de baisse de rendement avec la température :

Tableau I.3: Impact de la température sur le rendement des panneaux photovoltaïques.

Température (°C)	Perte de rendement (%)
25	0 %
30	-2,5 %
40	-7,5 %
50	-12,5 %

I.7.4 Qualité des panneaux et d'onduleur

Deux éléments clés méritent une attention particulière: les panneaux solaires et l'onduleur.

I.7.4.1 Qualité des panneaux:

Les panneaux haut de gamme, souvent fabriqués à partir de silicium monocristallin, offrent non seulement un meilleur rendement, mais aussi une longévité accrue. En plus du rendement, leur robustesse est cruciale pour résister aux conditions climatiques comme la grêle ou les variations de température. Des certifications, telles que IEC 61215, garantissent la qualité et la fiabilité des panneaux. Opter pour des modèles certifiés permet d'assurer une production énergétique stable et optimale sur le long terme.

I.7.4.2 Onduleur:

Les panneaux solaires produisent du courant continu (DC), qui doit être converti en courant alternatif (AC) pour être utilisé dans une habitation. Cette conversion est assurée par des onduleurs ou micro-onduleurs.

I.7.4.3 Comment Choisir Son Onduleur Solaire ?

Le choix d'un onduleur dépend de plusieurs critères techniques et économiques. Parmi les points clés à évaluer:

- La puissance de l'installation (en kWc).

- Le type de panneaux et leur disposition.
- La présence d'ombrages partiels.
- Les besoins en autoconsommation.
- La compatibilité avec une batterie, maintenant ou plus tard.
- La fiabilité et la garantie du fabricant.

I.7.5 L'ombrage:

L'ombrage, même partiel, peut considérablement réduire la production des panneaux solaires. En effet, les cellules photovoltaïques fonctionnent en série, ce qui signifie qu'une seule cellule ombragée peut affecter l'ensemble du panneau.

Sources d'ombrage courantes :

- **Arbres et végétation:** La croissance des arbres à proximité peut progressivement réduire l'exposition solaire.
- **Bâtiments voisins:** Un mauvais positionnement par rapport aux structures environnantes entraîne des pertes d'efficacité.

Solutions pour minimiser l'ombrage:

- **Installation à un emplacement dégagé:** Réaliser une étude préalable de l'ombre portée pour choisir le meilleur positionnement.
- **Entretien régulier:** Éliminer les accumulations de poussières et autres débris pour éviter les micro-ombrages.



Figure I.15: Ombrage panneaux solaire.

I.8 Types des cellules solaires PV:

Les cellules photovoltaïques sont les éléments clés des panneaux solaires. Elles convertissent la lumière du soleil en électricité. Les différents types de cellules photovoltaïques comprennent (voir Figure I.16)[12] :

I.8.1 Cellules PV monocristallines:

Les cellules monocristallines sont fabriquées à partir d'un seul cristal de silicium pur. Elles ont un rendement élevé, mais sont également les plus coûteuses de toutes les cellules photovoltaïques.

I.8.2 Cellules PV polycristallines:

Les cellules polycristallines sont fabriquées à partir de plusieurs cristaux de silicium. Elles sont moins coûteuses que les cellules monocristallines, mais ont un rendement légèrement inférieur.

I.8.3 Cellules PV amorphe:

Les cellules à base de silicium amorphe sont fabriquées à partir d'un film mince de silicium. Elles sont les moins coûteuses de toutes les cellules photovoltaïques, mais ont également un rendement très faible.



Figure I.16: Types des technologies des cellules photovoltaïques.

Partie III : Centrale photovoltaïque

I.9 Présentation générale d'une centrale photovoltaïque

I.10 Introduction:

En Algérie, actuellement, le réseau électrique est connecté à un total de 29 centrales photovoltaïques. Stratégiquement répartis sur les hauts plateaux et dans le sud du pays, en raison des conditions solaires favorables ainsi que de la disponibilité des terrains appropriés. La capacité totale installée de ces centrales atteint 1100.3 MWc, et l'électricité qu'elles produisent est directement injectée dans le réseau électrique.

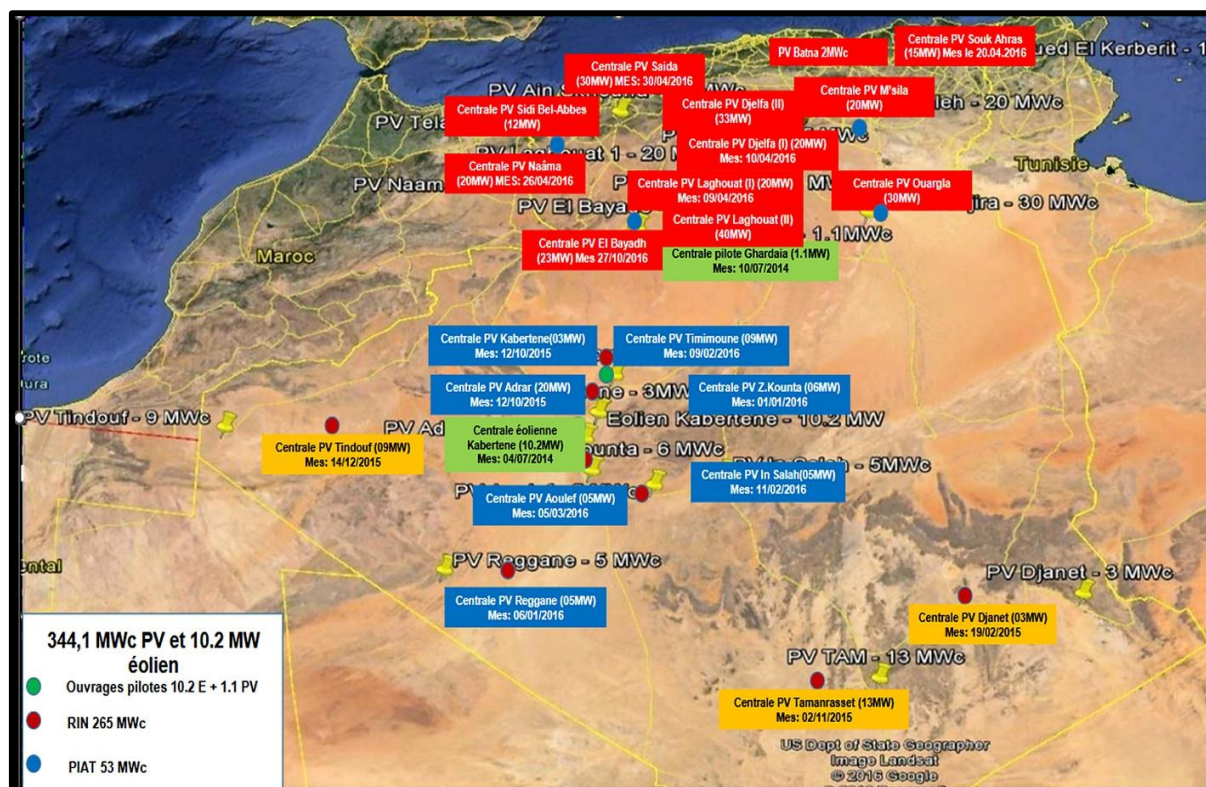


Figure I.17: Répartition des projets d'énergies renouvelables en Algérie jusqu'à 2018.

I.11 Sites des centrales énergies renouvelables en Algérie:

Voici les sites des centrales en Algérie.

Tableau I.4: Liste des centrales photovoltaïques et éoliennes en Algérie.

Centrale	Puissance Installée (MWc)	Date
1- Réseau PIAT		
Eolienne Kabertène	10.2	04/07/2014
Adrar	20	12/10/2015
Kabertène	03	12/10/2015
In Salah	05	11/02/2016
Timimoune	09	09/02/2016
Regguen	05	06/01/2016
Zaouiat Kounta	06	01/01/2016

Aoulef	05	05/03/2016
Bordj Badji Mokhtar	10	07/ 2021
in guezzam	06	07/ 2021
2- Réseau RIS		
Tamanrasset	13	02/11/2015
Djanet	03	19/02/2015
Tindouf	09	14/12/2015
3- Réseau RIN		
Oued Nechou PV (Ghardaia)	1,1	10/07/2014
Sedret Leghzel (Naâma)	20	26/04/2016
Oued El kebrit (Souk Ahras)	15	20.04.2016
Ain Skhoua (Saida)	30	30/04/2016
Ain El Bel (Djelfa)	53	10/04/2016
Lekhneg (Laghout)	60	09/04/2016
Telagh (Sidi-Bel-Abbes)	12	2016
Labiodh Sidi Chikh (El-Bayadh)	23	27/10/2016
El Hdjira (Ouargla)	30	2014
Ain-El-Melh (M'Sila)	20	2016
Oued El Ma (Batna)	02	07/2016
4- Centrale sonatrach/Ennie		
Bir Rebaa Nord (Ouargla)	20	11/2018
Oued zine (illizi)	10	09/2019
5- Sonalgaz energie renouvelable		
Tendla (el meghaier)	200	18/05/2026
El ghrous (biskra)	200	18/05/2026
El oued	300	En attente
Total	1100.3	

I.12 Système photovoltaïque :

Un système photovoltaïque (PV) est un système permettant de produire de l'énergie électrique à partir du rayonnement solaire. Il peut être utilisé dans différents modes de fonctionnement, notamment autonome ou raccordé au réseau électrique. [12]

I.12.1 Type de système photovoltaïque :

❖ Système photovoltaïque autonome :

Ce système n'est pas raccordé au réseau électrique et est principalement utilisé dans les sites isolés. Il nécessite généralement un système de stockage par batteries afin de garantir l'alimentation des charges lorsque la production photovoltaïque est insuffisante, notamment pendant la nuit.[18]

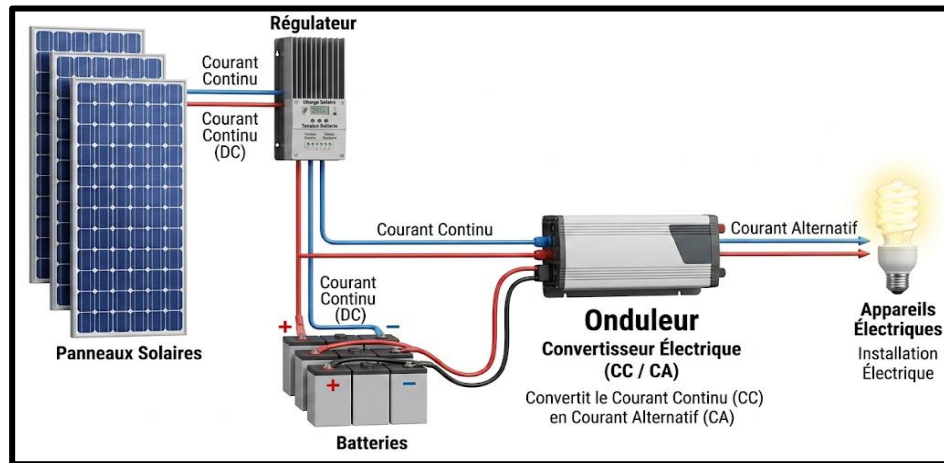


Figure I.18: Schéma d'un système photovoltaïque autonome.

❖ Système photovoltaïque connecté au réseau :

Ce système est raccordé au réseau électrique. L'énergie produite peut être consommée sur le site ou injectée dans le réseau en cas de surplus. Lorsque la production photovoltaïque est insuffisante, le réseau assure l'alimentation des consommateurs. Ce système ne nécessite généralement pas de batteries et doit être synchronisé avec le réseau en termes de tension, de fréquence et de phase.

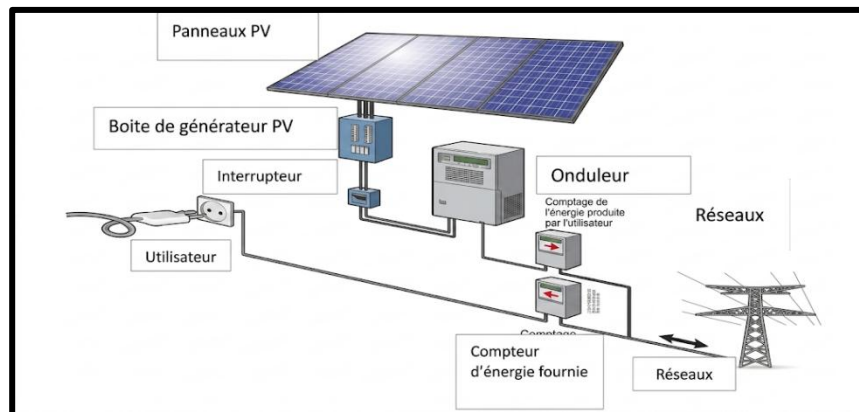


Figure I.19: Schéma d'un système photovoltaïque connecté au réseau.

I.13 Générateur PV:

Le générateur photovoltaïque est constitué d'un ensemble de modules photovoltaïques interconnectés en série et en parallèle afin d'obtenir la tension et la puissance requises. Plusieurs modules sont regroupés pour former un champ photovoltaïque capable de produire l'énergie électrique nécessaire à l'installation. [13]

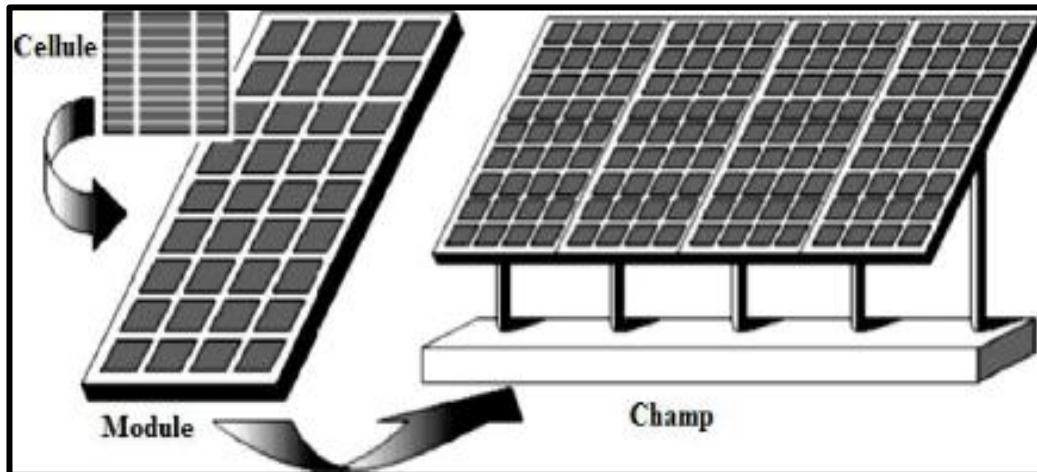


Figure I.20: Présentation d'une cellule, d'un panneau et d'un champ photovoltaïque.

I.14 Onduleurs:

Un onduleur est un convertisseur statique qui transforme l'énergie électrique continu en énergie électrique alternative compatible avec le réseau électrique ou les charges à alimenter.[14]

I.14.1 Types d'onduleurs

Il existe plusieurs types d'onduleur solaire DC/AC, notamment :

❖ Micro- Onduleurs:

Ce type d'onduleur est largement utilisé dans les bâtiments résidentiels et se caractérise par sa petite taille ; il est installé derrière chaque panneau solaire. Il convertit le courant continu (DC) produit par les panneaux en courant alternatif (AC). Chaque panneau solaire possède son propre onduleur et fonctionne de manière indépendante des autres modules, ce qui améliore les performances globales du système photovoltaïque.

❖ Onduleurs String :

Ce type d'onduleur relie un ensemble de panneaux photovoltaïques connectés en série. Il se caractérise par une puissance plus élevée, ce qui permet d'utiliser un seul onduleur pour plusieurs panneaux, simplifiant ainsi l'installation et la maintenance.

❖ Onduleurs centralisé:

L'onduleur centralisé est un onduleur de forte puissance utilisé principalement dans les grandes centrales photovoltaïques. Il regroupe et convertit le courant continu (DC) provenant de plusieurs chaînes de panneaux photovoltaïques en courant alternatif (AC). Contrairement à l'onduleur string, qui est associé à un nombre limité de chaînes, l'onduleur central permet de gérer un grand nombre de chaînes simultanément. Il est généralement installé au sol et convient particulièrement aux installations photovoltaïques de grande puissance connectées au réseau électrique.

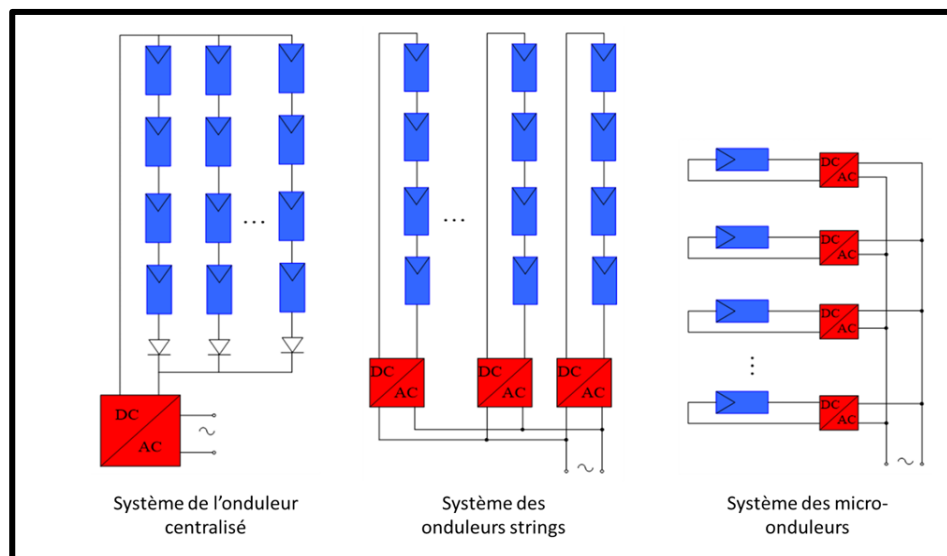


Figure I.21: Types de systèmes d'onduleurs photovoltaïques.

I.15 Transformateurs de puissance (élevateur)

Un transformateur de puissance est un appareil électrique indispensable au fonctionnement du réseau électrique ou Un dispositif statique à deux enroulements ou plus, qui convertit un système de tension et de courant alternatif en un autre système en un autre système de même fréquence avec des valeurs de tension et de courant généralement différentes pour transmettre l'électricité. Il peut être monophasé ou triphasé.[15]



Figure I.22: Transformateur.

En effet, la norme UTE C18-510 illustre les niveaux de tension comme indiqué dans le Tableau I.5 :

Tableau I.5: Les niveaux de tension défini par la norme UTE C18-510.

Domaine	tension nominale (v)
TBT	$Un \leq 50V$
BT	$50V < Un \leq 1000V$
MT	$1000V < Un \leq 50KV$
HT	$50KV < Un$

I.16 Câblage électrique:

Une installation photovoltaïque comprend plusieurs types de câble en fonction des contraintes électriques ou extérieure. Le câblage entre les modules photovoltaïques et l'onduleur intègre une connectique particulière pour éviter les risques de chocs électriques pendant l'installation. Enfin toutes les parties métalliques d'une installation photovoltaïque sont interconnectées et reliées à la même prise de terre. [15]



Figure I.23: Câble solaire.

I.17 Boîte de jonction:

Une boîte de jonction est une boîte de protection où les fils sont interconnectés. Les boîtes de jonction sont souvent encastrées dans le plâtre d'un mur, dans le plafond ou dans le béton. Ils sont standard dans la plupart des maisons, des bâtiments et des usines.

Les boîtes de jonction se trouvent à l'intérieur et à l'extérieur. Les boîtes de jonction étanches sont couramment utilisées à l'extérieur.

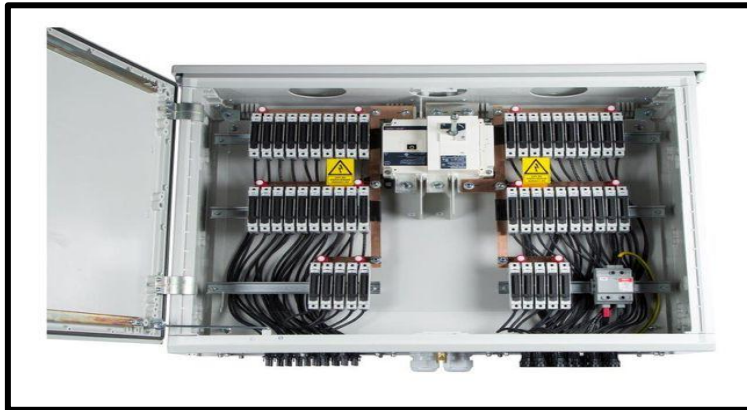


Figure I-24: Boite jonction.

I.18 RMU :

Un RMU (unité de distribution d'énergie en boucle) est un ensemble de distribution compact et fermé, principalement utilisé dans les réseaux de distribution moyenne tension. Elle est conçue pour assurer la commande, la protection et l'isolement des circuits électriques au sein d'un réseau de distribution en boucle.

Contrairement aux installations de appareillage électrique traditionnelles, qui peuvent nécessiter des espaces plus grands et de multiples composants, un RMU combine plusieurs fonctions en une seule unité intégrée.

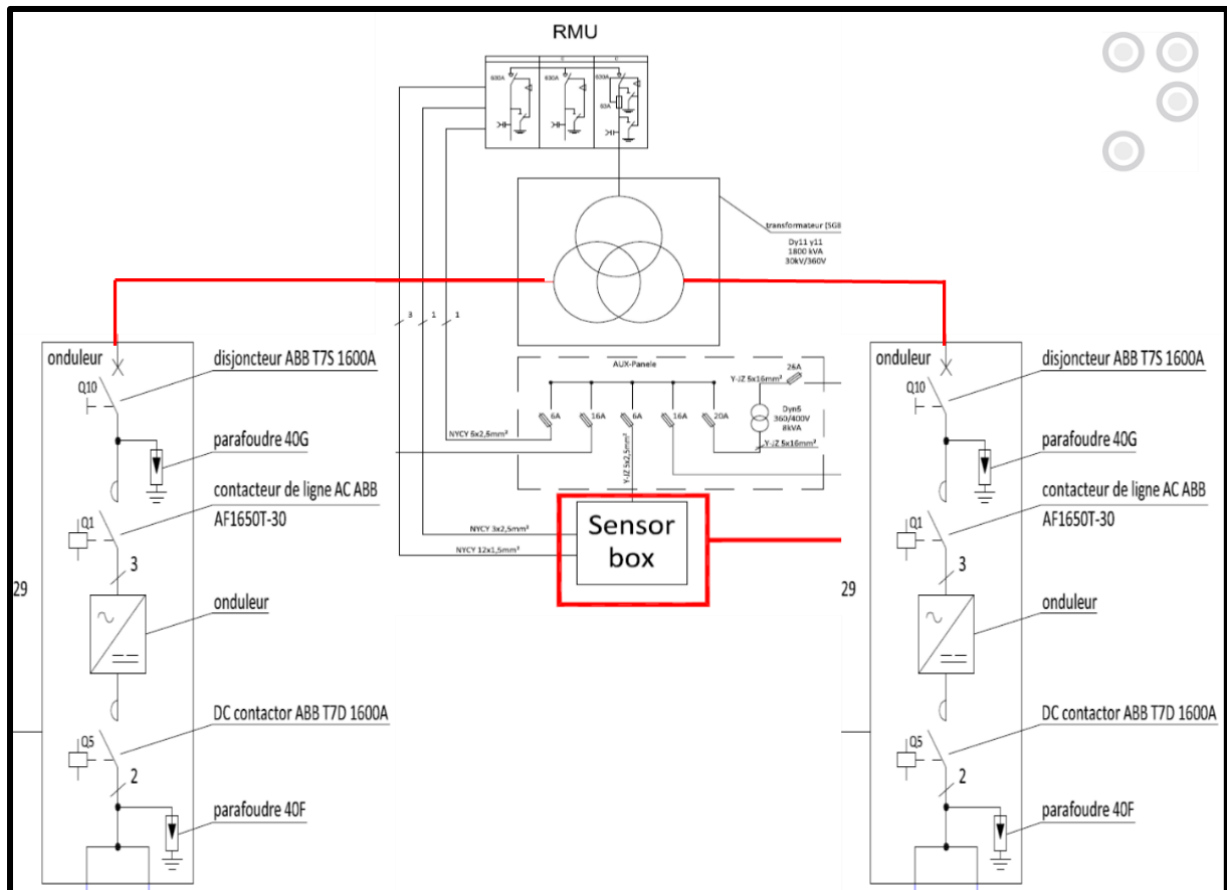


Figure I-25: Schéma unifilaire de la connexion RMU entre deux Skid.

I.19 Mise à la terre:

L'ensemble des parties métalliques d'une installation photovoltaïque doit être mis à la terre en respectant le principe d'équipotentialité et en évitant les boucles d'induction. Le câble de terre est de couleur vert/jaune de type H07V. Le conducteur est en cuivre et l'isolation en PVC (polychlorure de vinyle). La section minimale des câbles de terre reliant les modules photovoltaïques est de 6mm². La section minimale du câble de terre reliant la prise de terre unique est de 16mm². [15]

Bien que les panneaux solaires soient produits avec une isolation renforcée, des dégradations liées au temps ou aux intempéries peuvent affaiblir cette protection. En cas de problème, la mise à la terre permet de canaliser l'excès de courant vers la terre, protégeant ainsi votre équipement et les occupants de la maison.

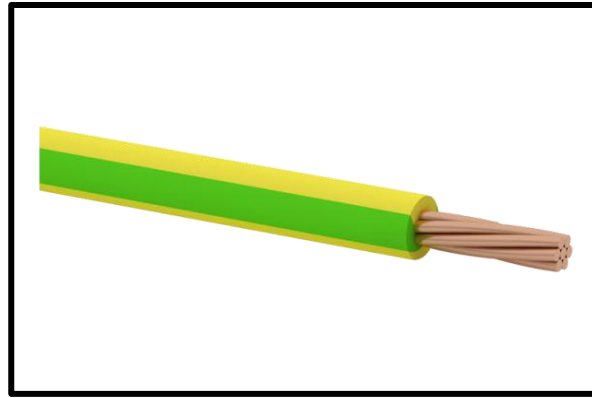


Figure I.26: Mise à terre.

I.20 types protection des installations photovoltaïques :

1. Parafoudres :

Les parafoudres jouent un rôle crucial pour protéger votre installation solaire contre les surtensions provoquées par la foudre. Lorsqu'un orage éclate à proximité, le parafoudre détourne le surplus de courant vers la terre, plutôt que vers les éléments électriques de votre kit ou vos prises.

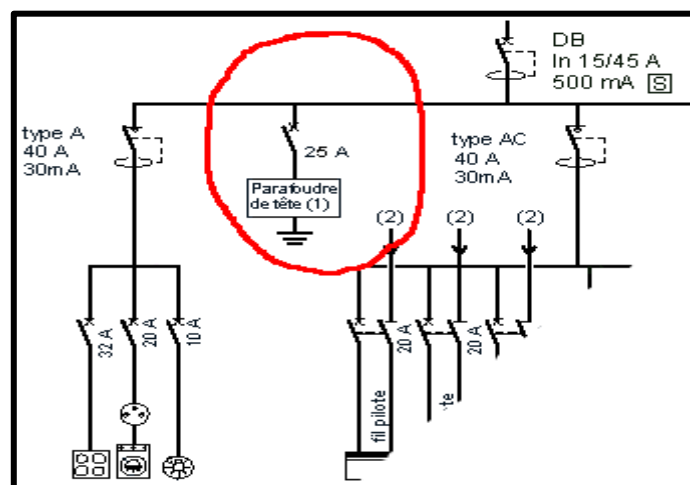


Figure I-27: Schéma unifilaire du système de protection électrique avec parafoudre.

2. Coffret de protection :

Le coffret de protection de panneau solaire est un élément central de votre installation. Il fait le lien entre les panneaux photovoltaïques et la terre, tout en assurant la protection de l'ensemble de l'installation (en monophasé comme en triphasé) contre les surtensions ou d'autres anomalies électriques. Ces coffrets permettent également de contrôler la tension et d'assurer la sécurité de votre réseau électrique en cas de dysfonctionnement.

I.21 Systèmes de protection et supervision (SCADA) :

Le système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) joue un rôle essentiel dans la gestion et l'optimisation des centrales photovoltaïques. Il permet de superviser en temps réel les équipements, de collecter et d'analyser les données clés telles que l'irradiance, la puissance produite, la température des panneaux et l'état des onduleurs. Grâce à cette supervision, SCADA contribue à améliorer la performance des centrales en ajustant les paramètres d'exploitation, détecter rapidement les défauts pour limiter les pertes et optimiser la maintenance grâce à des alertes et des diagnostics avancés. Il assure également la sécurisation des opérations en protégeant les infrastructures contre les cyberattaques et les défaillances techniques. En fournissant des analyses détaillées et des rapports de performance, SCADA permet aux exploitants d'optimiser leur production d'énergie solaire tout en réduisant les coûts d'exploitation et de maintenance, garantissant ainsi un meilleur retour sur investissement.

I.22 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les principales notions liées à l'énergie solaire photovoltaïque, son fonctionnement, ses caractéristiques et les facteurs influençant ses performances. Nous avons également décrit les principaux composants d'une centrale photovoltaïque. Ces notions constituent une base nécessaire pour aborder l'étude et le dimensionnement de la centrale étudiée dans le chapitre suivant.

Chapitre II :
Dimensionnement et
Optimisation de la Centrale
Photovoltaïque d'El Kheneg

II.1 Introduction :

Dans ce chapitre, nous présentons l'étude de la centrale photovoltaïque d'El Kheneg, située dans la wilaya de Laghouat. Nous décrivons d'abord le site et le fonctionnement de la centrale ainsi que ses principaux composants. Ensuite, nous réalisons le dimensionnement du système photovoltaïque et des câbles. Enfin, une optimisation de la centrale par l'utilisation de panneaux bifaciaux est étudiée et simulée à l'aide du logiciel PVsyst afin d'évaluer ses performances énergétiques.

II.2 Présentation de la centrale photovoltaïque d'El Kheneg (Laghouat):

La centrale solaire photovoltaïque d'El Kheneg a été réalisée en une durée d'environ 19 mois et a été mise en service au mois de mai 2016. Cette installation s'inscrit dans le cadre du programme national de développement des énergies renouvelables. Elle fait également partie d'un ensemble de 23 centrales similaires implantées dans les régions des hauts plateaux et du sud-ouest algérien, avec une capacité totale estimée à 343 MW.

II.3 Fonctionnement de la centrale PV d'El Kheneg (Laghouat) :

La centrale fonctionne en mode connecté au réseau. Les panneaux photovoltaïques produisent du courant continu, qui est converti en courant alternatif par les onduleurs. L'énergie est ensuite injectée dans le réseau après élévation de la tension par des transformateurs (de 315 V à 30 kV puis à 60 kV).[14]

Avant l'injection, une synchronisation est assurée avec le réseau (tension, fréquence et phase). En cas de mauvais temps, la production diminue, et en cas de perturbation du réseau, la centrale se déconnecte automatiquement pour protéger les équipements.

II.4 Dimensionnement une centrale pv :

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est une étape cruciale qui nécessite la prise en compte de plusieurs critères : techniques, météorologiques, économiques et stratégiques. Le choix des paramètres de l'installation dépend directement de la taille du champ photovoltaïque, laquelle est définie par la puissance de consommation visée.

II.5 Étapes du dimensionnement d'une centrale photovoltaïque

II.5.1 Étape1: présentation et détermination des coordonnées géographiques du site :

Cette étape consiste à présenter le site d'implantation de la centrale photovoltaïque et à déterminer ses coordonnées géographiques afin d'identifier les données climatiques et solaires nécessaires à l'étude et à la simulation du système.

Site présentation	data
Ville	El kheneg (laghouat)
Latitude	33 ,7275°
Longitude	2 ,8107°
Altitude	797 m

Tableau II.1: Données géographiques du site EL KHENEG.



Figure II.1: Schéma général de la centrale photovoltaïque de el kheneg.

✓ Orientation et inclinaison des modules :

Afin de maximiser la production d'électricité de la centrale photovoltaïque, les modules doivent être orientés et inclinés de manière optimale afin de capter le maximum de rayonnement solaire. Pour la centrale photovoltaïque d'El Kheneg, l'angle d'inclinaison des modules est de 33°.[15]

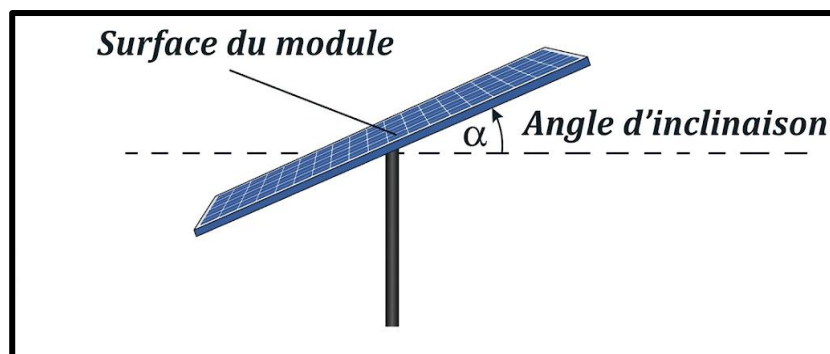


Figure II.2 : Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques.

II.5.2 Étape 2 : Détermination des besoins de l'utilisateur.

La puissance prévue pour ce projet s'inscrit dans le cadre du programme national algérien de développement des énergies renouvelables, qui vise la construction de centrales de production d'énergie propre raccordées au réseau de Sonelgaz. Cette centrale, conçue dans la région d'El Kheneg à Laghouat avec une capacité totale de 60 MW, a pour objectif de renforcer la qualité de l'approvisionnement énergétique et de combler le déficit dans les zones ciblées.

Le système repose sur 240 240 modules solaires, répartis avec précision pour garantir une production annuelle significative. Grâce à cette configuration technique, la centrale contribue à l'injection d'une énergie supplémentaire et durable directement dans le réseau électrique national.

II.5.3 Étape 3 : Choix des modules photovoltaïques

Le module photovoltaïque choisi est le Yingli Solar YL250P-29b (silicium polycristallin). Ce choix a été principalement motivé par des critères économiques, notamment son rapport coût-efficacité. Les principales caractéristiques électriques du module, obtenues à partir de la base de données du logiciel PVsyst dans les conditions de test standard (STC), sont les suivantes :

$$V_{mp}=30.23V, V_{oc}=37.70V/ I_{mp}=8.27A, I_{sc}=8.84A.$$

✓ Production électrique d'un module en une journée:

Un module photovoltaïque est caractérisé avant tout par sa puissance crête P_p (W), qui correspond à la puissance délivrée dans des conditions de test standard (STC : 1 000 W/m² à 25 °C). Dans le cadre de ce projet, chaque module Yingli solar YL250P-29b possède une puissance crête de 250 Wc. Exposé à ces conditions STC, le module produit une puissance instantanée égale à cette valeur. Sur une durée d'ensoleillement effectif de N heures, l'énergie électrique produite (E_{prod}) est le produit de la puissance crête et du temps écoulé :

$$E_{produit}=N \times P_p \quad (II.1)$$

$E_{produit}$: Énergie électrique produite (Wh)

N : Nombre d'heures d'exposition aux conditions STC

P_p : Puissance crête (W)

D'après le rapport PVsyst concernant le site d'El Kheneg (Laghouat), ce fort potentiel solaire garantit que chacun des 240 240 modules contribue efficacement à l'injection annuelle totale

de 119 261 MWh dans le réseau. La production énergétique journalière d'un module varie en fonction de l'irradiation quotidienne spécifique, mais ce module demeure un élément fondamental pour atteindre le rendement global de la centrale (PR) de 81,22 %.[15]

$$E_{sol}=N_e \times 1000 \quad (II.2)$$

Esol : Énergie solaire journalière par unité de surface (Wh/m²/j)

Ne : Nombre d'heures équivalentes (h/j)

1000 W/m² : Puissance sous conditions STC

✓ Détermination des pertes électriques (Electrical losses)

Un système photovoltaïque est sujet à diverses pertes que le concepteur doit identifier et quantifier avec précision. Cette étape est cruciale car toutes les sources de déperdition doivent être prises en compte lors du dimensionnement, afin de garantir que l'installation puisse fournir l'énergie cible injectée au réseau, tout en compensant l'énergie dissipée.

✓ Types de pertes :

- a) Pertes dues à l'encrassement du panneau ou à un revêtement appliqué en façade, modifiant son courant de charge, sans affecter la tension .
- b) Pertes par chute de tension aux bornes des diodes en série .
- c) Pertes par chute de tension aux bornes des câbles, en fonction de leur longueur, de leur section et de l'intensité transportée .
- d) Une autre perte affecte directement la tension du panneau : la chute de tension lorsque la température augmente, la puissance maximale étant atteinte à 25 °C .
- e) Par ailleurs, un écart peut exister entre la réalité et le calcul, car celui-ci suppose que la puissance du panneau photovoltaïque est proportionnelle à l'éclairement, alors qu'en réalité, c'est le courant qui l'est. Il est donc parfois nécessaire de prendre en compte les pertes en début et en fin de journée, lorsque l'éclairement est faible.
- f) Enfin, il existe une perte liée à la puissance réelle du panneau, qui peut être inférieure à celle annoncée dans la documentation du fabricant. Nous ne prenons pas en compte cette perte dans nos calculs, car elle est loin d'être systématique, mais il est important de savoir qu'elle existe.

✓ Évaluation du coefficient des pertes C_p :

Généralement le taux des pertes est mentionné avec les caractéristiques techniques de chaque appareil pour les installations photovoltaïques ces pertes sont chiffrées comme suit :

- Pertes onduleurs 10% $\longrightarrow 100\% - 10\% = 90\% = 0.9$.
- Pertes température 10% $\longrightarrow 100\% - 10\% = 90\% = 0.9$.
- Pertes câbles et des connexion 3% $\longrightarrow 100\% - 3\% = 97\% = 0.97$.
- Pertes dues aux salissures 10% $\longrightarrow 100\% - 10\% = 90\% = 0.9$.
- Pertes faible éclaircissement 4% $\longrightarrow 100\% - 4\% = 96\% = 0.96$.
- Pertes due à la qualité de module 3% $\longrightarrow 100\% - 3\% = 97\% = 0.97$.

Pour calculer le coefficient global, on multiplie tous les coefficients entre eux :

$$C_p = 0.9 \times 0.9 \times 0.97 \times 0.90 \times 0.96 \times 0.97 = 0.65 = 65\% \text{ soit } 100\% - 65\% = 35\% \text{ de pertes totales.}$$

Composition du champ photovoltaïque

La taille d'un champ photovoltaïque dépend principalement de sa puissance crête. Le raccordement des modules en série est limité par la tension d'entrée admissible de l'onduleur, tandis que leur connexion en parallèle dépend du courant maximal supporté par celui-ci.

✓ Nombre total des panneaux

Le module photovoltaïque choisi possède une puissance nominale de 250 W . Le nombre total de modules N_t nécessaires pour constituer le champ photovoltaïque est donné par la relation suivante :

$$N_t = \frac{P_c}{\text{Puissance crête unitaire du module}} \quad (\text{II.3})$$

$$P_c = \frac{P_u}{N_e \cdot C_p} = \frac{60060000}{1.54 \times 0.65} = 60000000 \text{ W} \quad (\text{II.4})$$

- N_t : le nombre total des modules
- P_c : puissance Crête
- P_u : Puissance Utile
- N_e : nombre d'heures d'ensoleillement,
- C_p : Coefficient des pertes

Ce qui implique que le nombre des modules est : N_t

$$N_t = \frac{60000000}{250} = 240000 \text{ modules.} \quad (\text{II.5})$$

✓ **Le dimensionnement de 1 MW est adopté :**

Donc notre travail est limité au dimensionnement d'une sous centrale qui sera le même pour les autres zones du site de la station solaire. La puissance crête :

$$P_{\text{CSC}} = \frac{\text{Consommation journalière totale}}{N \times C_p} = \frac{1000}{1.54 \times 0.83} = 999 \text{ KW.} \quad (\text{II.6})$$

Ce qui implique que le nombre de modules par onduleur 1 MW est :

$$N_{\text{tsc}} = \frac{999}{250} = 3996 \text{ panneaux.} \quad (\text{II.7})$$

Avec :

- P_{CSC} : la puissance crête de sous champ ;
- N_{tsc} : Nombre totale de module pour une sous champ.

II.5.4 Étape 4: Dimensionnement de SKID

Le SKID est l'ensemble des équipements qui collecte l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques et la convertit du courant continu (DC) en courant alternatif (AC). Chaque SKID gère 2 MW. Il se compose de :

- Quatre Boite de jonction ;
- Deux onduleurs ;
- Un capteur ;
- Un transformateur ;
- Une unité de gestion du réseau (RMU).

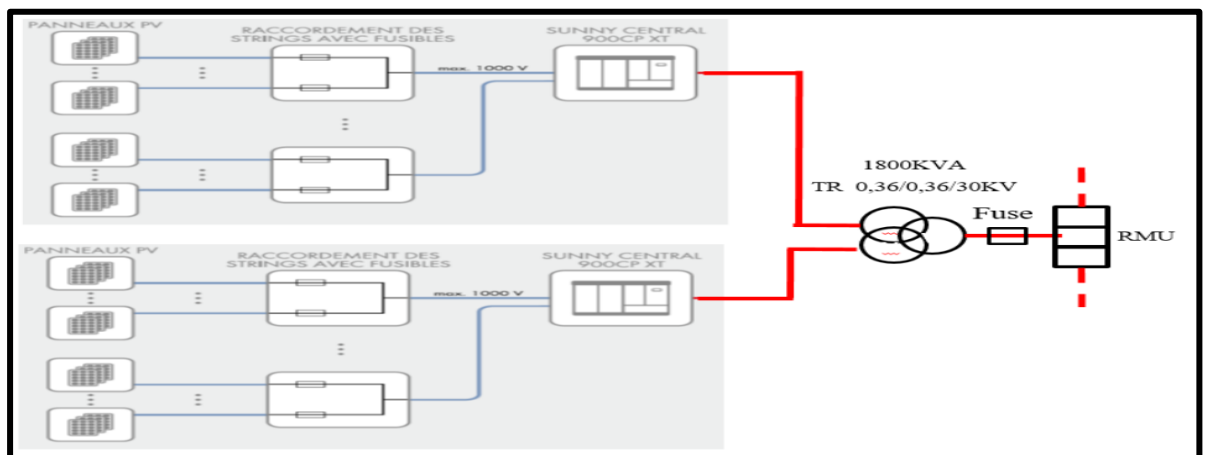


Figure II.3 : Schéma de SKID.

❖ Dimensionnement et adaptation de l'onduleur :

Pour une installation connectée au réseau électrique, le dimensionnement de l'onduleur s'effectue en stricte conformité avec les caractéristiques des modules photovoltaïques et celles du réseau électrique. En effet, les caractéristiques de la tension de sortie de l'onduleur doivent être rigoureusement synchronisées avec celles du réseau.

D'autre part, les onduleurs sont caractérisés par une plage de tension d'entrée limitée, qui doit être compatible avec la tension des modules connectés en série, quels que soient la température, le nombre de modules en série et la technologie utilisée.

Ce dimensionnement consiste à veiller à ce que la gamme de tension du générateur photovoltaïque reste incluse en permanence dans la plage de tension d'entrée de l'onduleur, et ce, peu importe la température des modules :

- **Par temps froid (à -10°C) :** en présence d'un nombre de modules en série trop élevé, la tension du champ peut dépasser la limite supérieure de la plage d'entrée de l'onduleur, ce qui provoquerait la destruction irréversible de ce dernier.
- **Par temps chaud (+60°C) :** en présence d'un nombre insuffisant de modules, la tension peut devenir trop basse et réduire considérablement le rendement de conversion, jusqu'à provoquer l'arrêt complet du système.

❖ Puissance nominale :

L'onduleur délivre une puissance AC proche de la puissance DC du champ PV. Pour optimiser la production, le ratio entre la puissance de l'onduleur (P_o) et la puissance crête du champ (P_{csc}) doit être compris entre 0.7 et 1.2 (selon les normes de la DGS).

Pour notre sous-centrale, le choix s'est porté sur l'onduleur Sungrow SG1000MX. La vérification de cette condition donne :

$$\frac{P_o}{P_c} = \frac{1100}{999} = 1.1 \quad 0.7 \leq 1.1 \leq 1.2. \quad (\text{II.8})$$

Avec :

- P_o : Puissance maximale de l'onduleur
- P_c : la puissance crête de sous centrale

❖ Le nombre maximal de module en série :

La tension V_{mpp} du module est de 42,1 V, valeur obtenue à partir du logiciel Pvsyst.

$$N_{ssc} = \frac{U_{ond\ max}}{U_{co}} = \frac{1000}{42.1} = 23.75 \approx 24 \text{ module.} \quad (\text{II.9})$$

Donc :

$$\rightarrow U_{DC_branche} = 24 \times 42.1 = 1010.4 \text{ v} > U_{ond_max} \quad (\text{II.10})$$

Cela dépasse la tension max de l'onduleur donc il faut réduire le nombre de panneaux en série à 23 modules, ou bien 22 modules.

$$\rightarrow U_{DC_branche} = 23 \times 42.1 = 968.3 \text{ v} < U_{ond_max} \quad (\text{II.11})$$

$$\rightarrow U_{DC_branche} = 22 \times 42.1 = 926.2 \text{ v} < U_{ond_max}. \quad (\text{II.12})$$

Donc le nombre final des modules en série par branche est 22 ou 23 modules.

❖ Nombre de module en parallèle (chaînes):

$$N_{psc} = \frac{N_{tsc}}{N_{ssc}} = \frac{3996}{23} = 174 \text{ Chaines de PV en parallèles.} \quad (\text{II.13})$$

Donc :

$$\rightarrow I_{max} = (N_{psc} \times I_{ccpv}) = 174 \times 8.84 \rightarrow I_{max} = 1538.16 \text{ A.} \quad (\text{II.14})$$

Elle ne dépasse pas le courant max de l'onduleur 1635 A.

$$N_{psc} = \frac{N_{tsc}}{N_{ssc}} = \frac{3996}{22} = 182 \text{ Chaines de module PV en parallèles.} \quad (\text{II.15})$$

Donc :

$$\rightarrow I_{max} = (N_{psc} \times I_{ccpv}) = 182 \times 8.84 \rightarrow I_{max} = 1608.88 \text{ A.} \quad (\text{II.16})$$

Elle ne dépasse le courant max de l'onduleur 1635 A.

Avec :

- N_{tsc} : nombre totale de module dans une sous centrale.
- N_{ssc} : Nombre réel de modules en série dans sous centrale
- N_{psc} : nombre réel de module en parallèle dans sous centrale

- $U_{\text{ond_max}}$: tension max de l'onduleur
- U_{co} : Tension de circuit ouvert du module.
- I_{max} : courant max des chaines
- I_{ccpv} : le courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.

❖ Interprétation de résultats obtenus.

Cependant le nombre total des modules de la centrale est :

$$N_t' = N_{\text{psc}} \times N_{\text{ssc}} \times \text{nombre d'onduleurs} .$$

➤ $N_t' = 182 \times 22 \times 60 = 240240$ panneaux. (II.17)

→ $N_t < N_t' \quad 240000 < 240240.$

La différence entre les deux valeurs N_t' et N_t est de 1560 modules qui est due aux incertitudes de calculs qui dépend du nombre de modules soit en séries soit en parallèle soit le nombre de modules par onduleur.

Nous avons constaté que l'installation qui a été faite par l'entreprise est basée sur la standardisation, elle consiste à répartir 26 modules en série avec une tension qui est inférieure de 10 % par rapport à la tension maximale supportée par l'onduleur. Et pour le courant la plupart des sous champs dépassent le courant maximal de l'onduleur avec une marge de 100 A.

II.5.5 Étape 5 : Câblage

Les câbles jouent un rôle essentiel dans toute installation électrique. Cependant, un mauvais choix de leur section peut entraîner des problèmes importants. En effet, une section trop grande augmente inutilement le coût du projet, tandis qu'une section trop petite peut provoquer une surchauffe et engendrer des dysfonctionnements, voire des dégradations du système électrique. Il est donc important de bien dimensionner les câbles afin de réduire les pertes d'énergie lors du transport de l'électricité.

Pour cela, il est nécessaire de distinguer deux types de courant : le courant d'emploi et le courant admissible.

a) Le courant d'emploi (IB) :

Il correspond au courant maximal circulant dans le circuit en fonctionnement normal. Il est déterminé à partir du courant consommé, avec l'application de différents facteurs de correction selon les conditions de fonctionnement.

b) le courant admissible (I_z):

Il s'agit du courant maximal que le conducteur peut supporter sans risque d'échauffement ou de détérioration. Il est évalué en fonction du courant d'emploi ainsi que des conditions d'installation et de l'environnement dans lequel le câble est posé :

$$I_z > \frac{I_B}{K_1 \times K_2 \times K_3} \quad (\text{II.18})$$

Avec :

Les facteurs de correction K_1 , K_2 et K_3 permettent de tenir compte des conditions d'installation afin de corriger le courant admissible du câble.

- K_1 = mode de pose.
- K_2 = influence mutuelle des circuits.
- K_3 = température et nature de l'isolation.

❖ Câble DC de la chaîne solaire :

Le câble DC relie les deux chaînes photovoltaïques. Chaque chaîne est composée de 24 modules ayant les caractéristiques suivantes :

$$I_{mpp} = 8.27 \text{ A et } I_{sc} = 8.84 \text{ A}$$

Pour tenir compte des surcharges possibles côté courant continu, 1,25 est un coefficient contre les surcharges côté continu provient de la norme 712.433. Le système comprend 2 chaînes en parallèle.

Ainsi, le courant circulant dans les chaînes peut être estimé comme suit :

$$I_c = 8,27 \times 1,25 \times 2 = 20,68 \text{ A.} \quad (\text{II.19})$$

a) Courant d'emploi (I_B) :

Le courant d'emploi est déterminé à partir du courant de court-circuit, en appliquant le même coefficient de sécurité et le nombre de chaînes :

$$I_B = 8,84 \times 1,25 \times 2 = 22,1 \text{ A} \quad (\text{II.20})$$

b) Le courant admissible I_z :

$$I_z > \frac{I_B}{K_1 \times K_2 \times K_3} \quad (\text{II.21})$$

Selon les tableaux (Annexe 03), les valeurs de K_1 , K_2 et K_3 sont : $K_1=0.95$, $K_2=0.8$, $K_3=0.5$.

$$I_z > \frac{22.1}{0.95 \times 0.8 \times 0.5} = 58.16 \text{ A.} \quad (\text{II.22})$$

Pour déterminer la section du câble correspondant au courant calculé de 58,16 A, on se réfère à la figure II.4 qui présente un tableau de correspondance entre le courant admissible et la section du câble selon le mode d'installation. Comme la valeur 58,16 A n'apparaît pas dans le tableau, on choisit la valeur normalisée immédiatement supérieure, soit 65 A. Pour des câbles posés sur une surface sans contact entre eux, la section obtenue est de 4 mm².

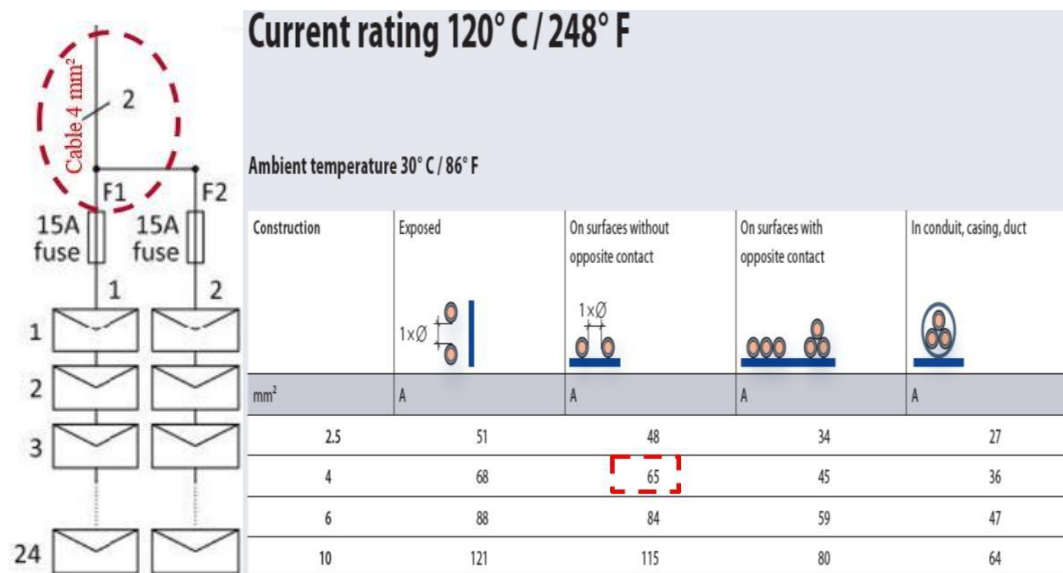


Figure II.4 : Câbles de section 4 mm² reliant deux chaînes photovoltaïques.

❖ Câble collecteur

Le câble collecteur est un câble qui regroupe le courant de plusieurs tableaux. Chaque tableau est composé de deux chaînes. Un groupe de 8 tableaux, soit 16 chaînes, constitue un générateur photovoltaïque. Calcul des courants I_B et I_Z du câble collecteur : a)

a) Courant de fonctionnement I_B pour 16 chaînes :

$$I_B = 8,84 \times 16 \times 1,25 = 176,8A \quad (\text{II.23})$$

b) Le courant admissible I_Z pour 16 chaînes :

$$I_Z > \frac{I_B}{K_1 \times K_2 \times K_3} \quad (\text{II.24})$$

Selon les tableaux (Annexe 03), les valeurs de K_1 , K_2 et K_3 sont : $K_1=0,90$, $K_2=0,88$, $K_3=0,87$.

$$I_Z > \frac{176,8}{0,90 \times 0,88 \times 0,87} = 256,59A. \quad (\text{II.25})$$

D'après la figure II.5 qui normalise la section en fonction du courant admissible et de la méthode d'installation, la valeur du courant la plus proche de 256.59 A est égale à 265 A, ce qui correspond à une section de 95 mm².

Section nominale des conducteurs mm ²	Méthodes de référence du Tableau B.52.1						
	Câbles multiconducteurs		Câbles monoconducteurs				
	Deux conducteurs chargés	Trois conducteurs chargés	Deux conducteurs chargés jointifs	Trois conducteurs en tréfle chargés	Trois conducteurs chargés en nappe		
						Non jointifs	
						Horizontaux	Verticaux
	Méthode E	Méthode E	Méthode F	Méthode F	Méthode F	Méthode G	Méthode G
1	2	3	4	5	6	7	8
2,5	23	19,5	—	—	—	—	—
4	31	26	—	—	—	—	—
6	39	33	—	—	—	—	—
10	54	46	—	—	—	—	—
16	73	61	—	—	—	—	—
25	89	78	98	84	87	112	99
35	111	96	122	105	109	139	124
50	135	117	149	128	133	169	152
70	173	150	192	166	173	217	196
95	210	183	235	203	212	265	241
120	244	212	273	237	247	308	282

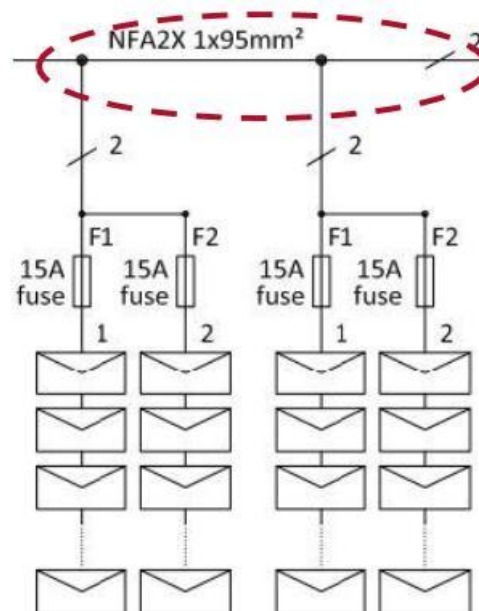


Figure II.5: Câble collecteur électrique de type NFA2X (95mm²).

❖ Câble de transmission du boîtier central DC vers l'onduleur:

a) Courant d'emploi IB:

$$I_B = 176.8 \times 11 = 1944.8 \text{ A.} \quad (\text{II.26})$$

11: nombre d'entrée du central box utilisé.

b) Courant admissible Iz:

On utilise les mêmes tableaux (annexe 09) pour déduire les valeurs de K_1 , K_2 et K_3 :

$$K_1 = 1, K_2 = 1, K_3 = 0.87$$

$$I_z > \frac{I_B}{K_1 \times K_2 \times K_3} = \frac{1944.8}{1 \times 1 \times 0.87} = 2235.40 \text{ A.} \quad (\text{II.27})$$

Vue que notre courant est très élevé on va le transporter sur 2 câble parallèle ce qui implique que :

$$I_z = \frac{2235.40}{2} = 1117.7 \text{ A.} \quad (\text{II.28})$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant de 1117,7 A en se référant à la figure II.6 nous obtenons une section de 300 mm²

mm ²		mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	kg	A	kA	kJ/m
SIENOPYR(120) (N)HXSGAFHXOE EN50264-3-1 1800 V ... FM ohne Schirm / without screen												
1,5	5DB7 501	1,5	-	5,5	6,4	23	58	46	48	36	0,189	624
2,5	5DB7 502	2,0	-	6,0	6,9	25	63	50	61	49	0,315	700
4	5DB7 503	2,4	-	6,4	7,3	27	67	54	78	65	0,504	777
6	5DB7 504	2,9	-	6,9	7,8	29	72	58	99	82	0,756	862
10	5DB7 505	3,9	-	8,3	9,2	34	86	69	150	116	1,26	1165
16	5DB7 506	5,6	-	10,3	11,5	43	107	86	227	156	2,02	1647
25	5DB7 507	6,7	-	12,4	13,6	64	128	102	342	206	3,15	2357
35	5DB7 508	7,9	-	13,6	14,8	70	140	112	442	256	4,41	2647
50	5DB7 509	9,4	-	15,0	16,5	78	155	124	587	323	6,30	3009
70	5DB7 510	10,9	-	16,5	18,0	85	170	136	774	407	8,82	3371
95	5DB7 511	12,6	-	19,0	20,5	98	195	156	1039	486	12,0	4384
120	5DB7 512	14,3	-	20,7	22,2	106	212	170	1273	571	15,1	4848
150	5DB7 513	16,2	-	23,0	24,5	118	235	188	1573	659	18,9	5740
185	5DB7 514	17,6	-	24,5	26,9	127	253	202	1909	750	23,3	6540
240	5DB7 515	20,8	-	27,7	30,1	143	285	228	2421	900	30,2	7515
300	5DB7 516	23,1	-	30,0	32,4	154	308	246	2959	1041	37,8	8216
400	5DB7 517	26,8	-	34,1	37,7	177	353	282	3917	1250	50,4	10453

Figure II.6: Référence du câble de transmission du boîtier central CC vers l'onduleur.

❖ **Câble du transformateur sur châssis et cellule RMU :**

Chaque SKID à deux onduleurs, la chute de tension maximale autorisée est de 10% de la tension nominale autorisée est donc de 27KV.

a) Courant d'emploi IB_skid:

$$I_{B_skid} = \frac{2 \times 1100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 27 \times 10^3} = 47.04 \text{ A.} \quad (\text{II.29})$$

6 h/jour de production PV sont supposées en moyenne, donc la puissance maximale du Skid par jour est la suivante :

$$I_{PV_Journalier} = 6 \times I_{SKID} = 6 \times 47,04 = 282,24 \text{ A / jour.} \quad (\text{II.30})$$

b) Courant admissible I_z boucle :

Les valeurs de K_1 , K_2 et K_3 sont déterminés à partir des tableaux (annexe 09) :

$$K_1 = 0.95, K_2 = 0.82, K_3 = 0.71$$

$$I_z > \frac{I_B}{K_1 \times K_2 \times K_3} = \frac{282.24}{0.95 \times 0.82 \times 0.71} = 510,3 \text{ A.} \quad (\text{II.31})$$

Pour déterminer la section transversale du câble correspondant à notre courant de 510,3 A, nous divisons par 2 et obtenons 255,15 A. En nous référant au tableau (II.7), Alors on obtient une section de 120 mm² correspond à un courant admissible 289 A.

Nombre de fils et section transversale nominale <i>Number of cores and cross-section</i>	Courant de court-circuit admissible, conducteur <i>Conductor short-circuit current</i>	Courant de court-circuit admissible, écran Screen <i>short-circuit current</i>	Constante de temps de chauffage (en triangle) * <i>Time heating constant (trefoil)*</i>	Constante de temps de chauffage (à plat) * <i>Time heating constant (flat)*</i>	Capacité dans l'air (en triangle) * <i>Current ratings of cable in air (trefoil)*</i>	Capacité dans l'air (à plat) * <i>Current ratings of cable in air (flat)*</i>	Capacité en état enterré (en triangle)* <i>Current ratings of cable in ground (trefoil)*</i>	Capacité de charge : en état enterré (à plat) * <i>Current ratings of cable in ground (flat)*</i>
mm ²	kA	kA	s	s	A	A	A	A
1x50/16	4.7	3.2	263	202	187	219	174	195
1x70/16	6.6	3.2	337	258	232	273	213	233
1x95/16	9.0	3.2	425	327	282	331	254	283
1x120/16	11.3	3.2	510	395	325	382	289	321
1x180/25	14.2	5.0	632	504	367	429	322	354
1x185/25	17.5	5.0	735	594	421	492	364	399
1x240/25	22.7	5.0	897	737	496	578	422	458

Figure II.7: Référence du câble de transmission MT.

❖ Câble de la connexion boucle :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 4 skid, donc :

a) Courant d'emploi I_B boucle:

$$I_{B_boucle} = 4 \times 47.04 = 188,16 \text{ A} \quad (\text{II.32})$$

b) Courant admissible I_z boucle :

Les valeurs de K_1 , K_2 et K_3 sont déterminés à partir des tableaux : $K_1=0.90$, $K_2=0.88$, $K_3=0.71$.

$$I_z > \frac{IB}{K1 \times K2 \times K3} = \frac{188.16}{0.90 \times 0.88 \times 0.71} = 334.61 \text{ A.} \quad (\text{II.33})$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant de 334.61 A en se réfère au Figure III.8, Alors on obtient une section de 240 mm² correspond à un courant admissible 422 A.

❖ Connexion au poste de livraison :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 4 skid, avec la même méthode de calcul on obtient :

a) Le courant d'emploi IB_boucle :

$$I_{B_boucle} = 4 \times 47.04 = 188,16 \text{ A} \quad (\text{II.34})$$

b) Courant admissible I_z_boucle

D'après les tableaux (annexe 09) les valeurs de K1, K2 et K3 Egales :

$$K_1 = 0.95, K_2 = 0.73, K_3 = 0.79$$

$$I_z > \frac{IB}{K1 \times K2 \times K3} = \frac{188.16}{0.95 \times 0.73 \times 0.79} = 343.44 \text{ A.} \quad (\text{II.35})$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant 343.44A en se réfère au Figure III.8, alors on obtient une section de 240mm² correspond à un courant admissible de 422A.

II.6 Optimisation du dimensionnement de la centrale photovoltaïque d'El Kheneg :

Afin d'améliorer les performances énergétiques de la centrale photovoltaïque d'El Kheneg, une optimisation du système a été réalisée en remplaçant les modules monofaciaux de 250 W par des modules bifaciaux de 500 W, tout en conservant la même surface disponible.

II.6.1 Définition des panneaux bifaciaux :

Les panneaux solaires bifaciaux sont des modules solaires capables de générer de l'électricité à la fois à partir de l'avant et de l'arrière. Ils utilisent des cellules solaires bifaciales, dont l'arrière est généralement encapsulé dans des matériaux transparents (comme du verre ou des feuilles de fond transparentes). En plus de produire de l'énergie à partir de la face avant, la

face arrière peut également capter la lumière ambiante diffuse et réfléchie pour une production d'électricité supplémentaire.

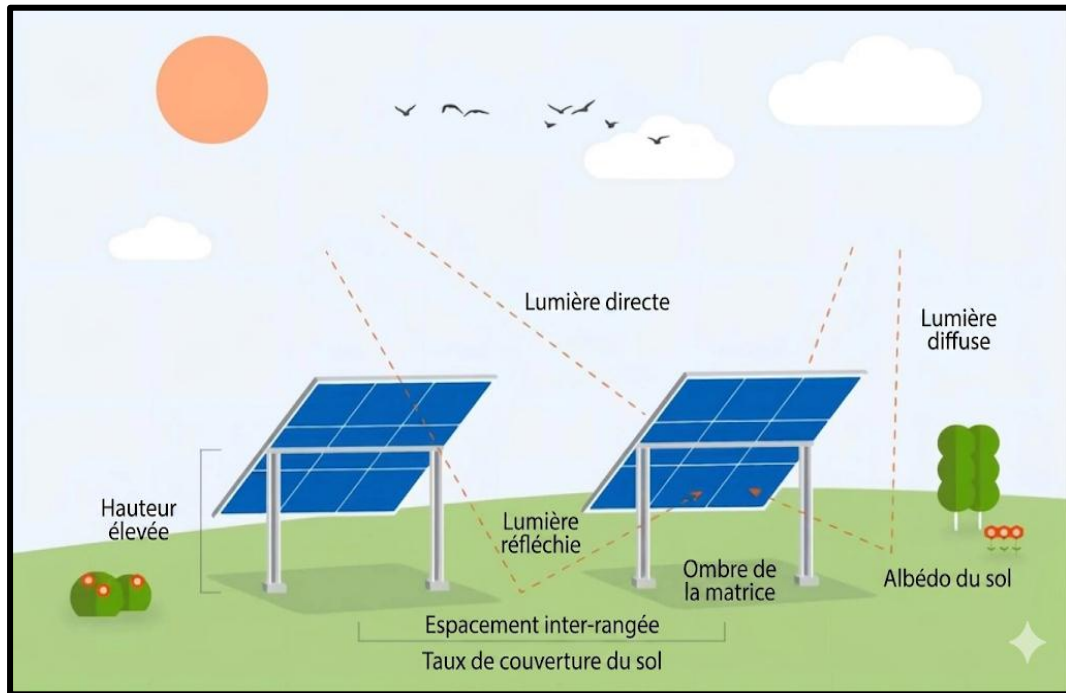


Figure II.8: Diagramme des flux lumineux et de l'albédo pour deux rangées de panneaux solaires.

II.6.2 Principe de fonctionnement :

Contrairement à un panneau classique, le modèle bifacial est composé de cellules photovoltaïques sur ses deux faces. Celles-ci sont protégées par une enveloppe en verre. On parle de technologie « bi-verre », qui peut toutefois exister sur certains panneaux monofaces, pour plus de solidité et de durabilité.

Quand ils ne sont pas en verre, les panneaux monofaces disposent généralement d'une couche inférieure (appelée « feuille de fond ») en polymère, tel que du Tedlar. Celle-ci est moins robuste et surtout non recyclable.

Dans le cas du modèle bifacial, la face exposée au soleil va donc capter les rayons, comme tous les panneaux. Mais en plus, la partie située de l'autre côté va également recevoir une partie du rayonnement solaire, qui est renvoyé par la surface sur laquelle reposent les capteurs photovoltaïques (ardoises, tuiles, pelouse...). Plutôt que d'être perdue, les panneaux exploitent ainsi l'énergie de la lumière réfléchie.

II.6.3 L'installation d'un panneau solaire bifacial :

Pour qu'un équipement biface puisse fonctionner des deux côtés et que le pouvoir réfléchissant opère, il ne peut pas être posé sur un toit comme un panneau solaire classique. On installe donc les panneaux bifaciaux sur une structure en hauteur, qui peut être pivotante ou non. La forme même de cette structure est importante car elle ne doit pas générer de gêne ou d'ombrage pour l'équipement.

En fait, avant la pose, il est nécessaire d'étudier quel est l'endroit idéal pour installer les panneaux, de sorte que l'albédo fonctionne au mieux : cet emplacement est variable en fonction de la région dans laquelle vous vivez, de son ensoleillement, de la nature de votre terrain, etc. Chaque situation est particulière ! Cependant, des principes de base sont à connaître pour optimiser le rendement de la face arrière :

- Il ne faut pas que les panneaux soient installés trop proches du sol.
- Les panneaux doivent être espacés entre eux pour que la lumière puisse mieux circuler.

II.6.4 Dimensionnement de la solution optimisée avec des panneaux bifaciaux

II.6.4.1 Choix des modules photovoltaïques

Le module retenu pour ce projet est le AE solar (silicium polycristallin). Ce choix a été principalement motivé par des critères économiques, notamment son rapport coût-efficacité. D'après les Tableau II.2, ce module délivre une puissance crête optimale de 500 W.

Type de module	AE solar
Puissance mesurée	500W
V_{mp}	42.81
V_{oc}	56.6
I_{mp}	11.68
I_{sc}	12.27
Dimension 500w	1950×1134×30
Dimension 250w	1165×1137×20

Tableau II.2 : Fiche technique du panneau.

II.6.4.2 Détermination du nombre de modules et de la puissance installée

Pour optimiser la configuration de la centrale, nous avons respecté les contraintes de surface et calculé le nombre de panneaux en fonction de l'espace disponible.

$$N = \frac{S_{total \text{ du panneau } 250W}}{S_{un \text{ panneau } 500W}} \quad (II.36)$$

$$N = \frac{240240 \times 1137 \times \cos(\beta) \times 1165}{1950 \times 1134 \times \cos(\beta)} = 143907 \text{ panneaux bifacial.} \quad (\text{II.37})$$

Calcul la puissance total :

$$P_{\text{total}} = N_{\text{PANNEAU}} \times P_{\text{PANNEAU}} \quad (\text{II.38})$$

$$P_{\text{total}} = 143907 \times 500 = 71953 \times 500 \text{ W} = 71,954 \approx 72 \text{ MW.} \quad (\text{II.39})$$

II.6.4.3 Configuration d'une sous-centrale de 1 MW

Afin de faciliter la configuration de la centrale, le dimensionnement est réalisé par sous-centrales de 1 MW. Les principaux paramètres obtenus sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau II.3 : Configuration d'une sous-centrale de 1 MW

Paramètre	Valeur
Puissance de la sous-centrale	1 MW
Nombre de modules	1998 panneaux
Nombre de modules en série	16 modules
Nombre de chaînes en parallèle	125 chaînes

II.6.4.4 Dimensionnement des câbles :

Le dimensionnement des câbles est effectué en tenant compte des courants de fonctionnement et des coefficients de correction liés aux conditions d'installation. Les sections retenues pour les différents circuits sont résumées dans le tableau suivant.

Type de câble	Résultat du dimensionnement	Section retenue
Câble DC de la chaîne	$I_z = 80,72 \text{ A}$	6 mm^2
Câble collecteur	$I_z \approx 356,14 \text{ A}$	120 mm^2
Central Box → Onduleur	$I_z \approx 3102,75 \text{ A}$	$2 \times 400 \text{ mm}^2$

Tableau II.4 : Sections des câbles de la solution optimisée

II.7 Logiciel PVSYST :

PVsyst est un logiciel conçu pour l'industrie de l'énergie solaire. Il permet de créer, simuler et analyser des systèmes d'énergie solaire de tous types. PVsyst est reconnu pour sa précision et sa flexibilité, et ce pour deux raisons :

1) PVSyst permet aux utilisateurs de saisir des données spécifiques concernant leurs systèmes solaires, par exemple les données relatives aux modules photovoltaïques et aux onduleurs.

2) PVSyst peut simuler les performances d'un système énergétique dans diverses conditions, par exemple, l'orientation des panneaux solaires, la localisation et le climat du site, la charge électrique et les profils de consommation, etc. De plus, PVSyst offre un large éventail d'options de personnalisation avancées pour la conception des systèmes photovoltaïques. Cela inclut la modélisation de différentes technologies de panneaux, la prise en compte de l'ombrage et d'autres facteurs spécifiques au site, ainsi que l'optimisation des performances du système selon divers critères, par exemple, la production d'énergie et le coût.

II.8 Les étapes de la simulation d'un système PV connecté au réseau sous Pvsyst :

Pour notre étude on a choisi un système raccordé au réseau, la simulation d'un système sous PVSyst nécessite plusieurs étapes qui se succèdent l'une après l'autre.

II.8.1 Désignation du projet:

Le projet se concentre principalement sur la définition du site géographique et l'utilisation d'un fichier météo horaire. De plus, il est possible de créer plusieurs variantes du système à étudier.

II.8.2 Les Coordonnées géographiques et Météorologiques du site d'El Kheneg:

Premièrement nous avons utilisé le PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) pour obtenir les coordonnées géographiques et météorologiques de la zone d'El Kheneg, wilaya de Laghouat. La figure (II.9) présente une carte interactive du site.

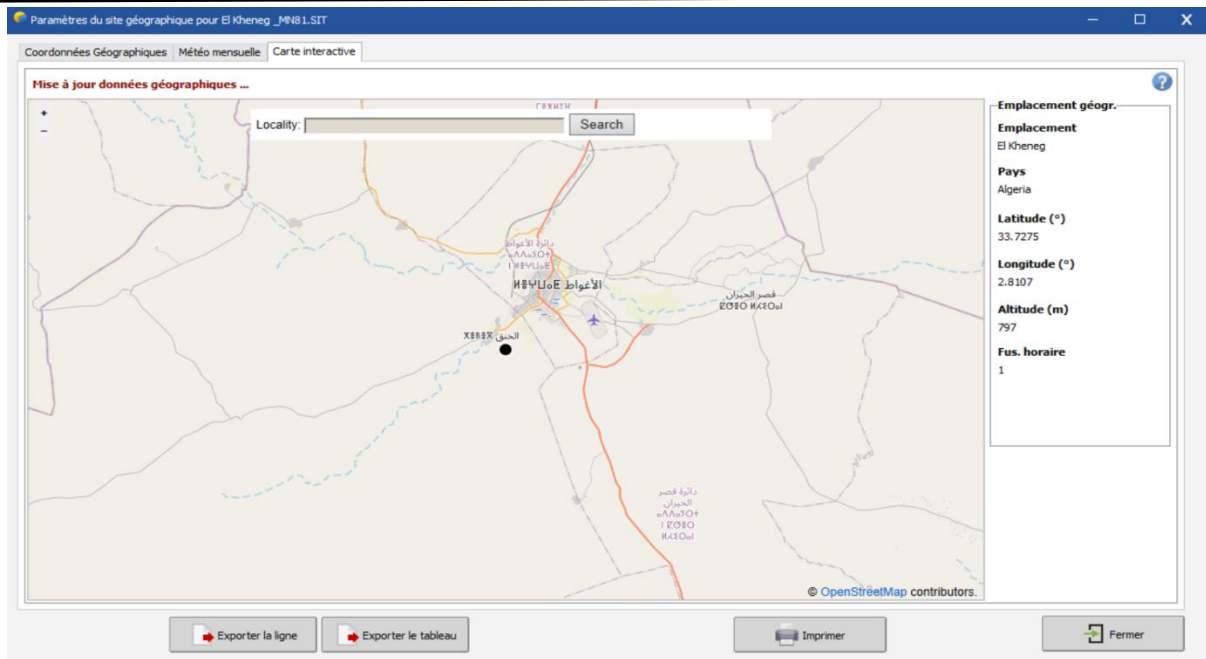


Figure II.9: Site de la centrale d'El Kheneg.

II.8.3 Trajectoire du soleil :

La figure II.10 présente la trajectoire apparente du soleil au cours de l'année pour le site d'El Kheneg, situé à une latitude de $33,7275^{\circ}$ N. Elle représente la hauteur du soleil en fonction de son azimut pour différentes périodes de l'année et différentes heures de la journée. On constate que la trajectoire solaire varie selon la saison : le soleil atteint une hauteur maximale autour du 22 juin, tandis que sa trajectoire est plus basse autour du 22 décembre. Ce diagramme permet ainsi d'analyser la position du soleil au cours de la journée et d'optimiser l'orientation et l'inclinaison des panneaux photovoltaïques tout en limitant les effets d'ombrage.

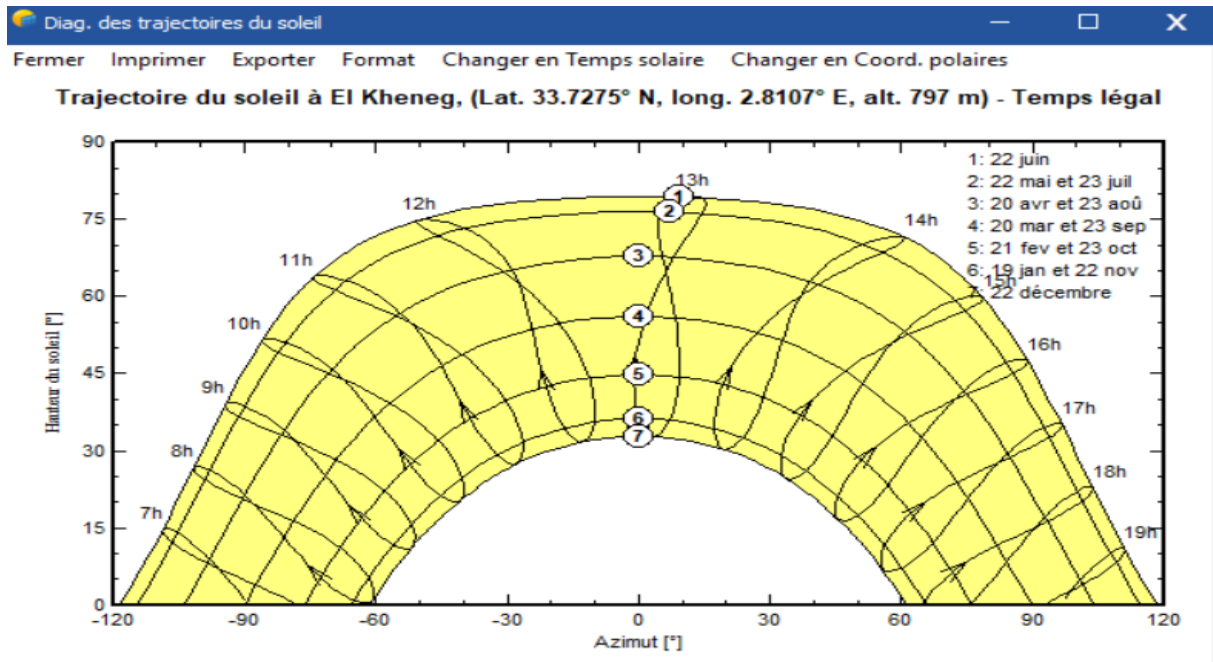


Figure II.10: Diagramme de la trajectoire du soleil.

II.8.4 Orientation des panneaux :

Pour un bon dimensionnement de la centrale photovoltaïque, il est nécessaire de choisir l'orientation et l'inclinaison favorisant la production d'énergie. Pour cette simulation, la société SKTM a retenu un plan fixe avec une inclinaison de 33° par rapport à l'horizontale. Ce choix sera justifié ultérieurement lors de l'étude de l'influence de l'inclinaison sur le rendement du champ photovoltaïque.

Chapitre II : Dimensionnement et optimisation de la centrale photovoltaïque d'El Kheneg

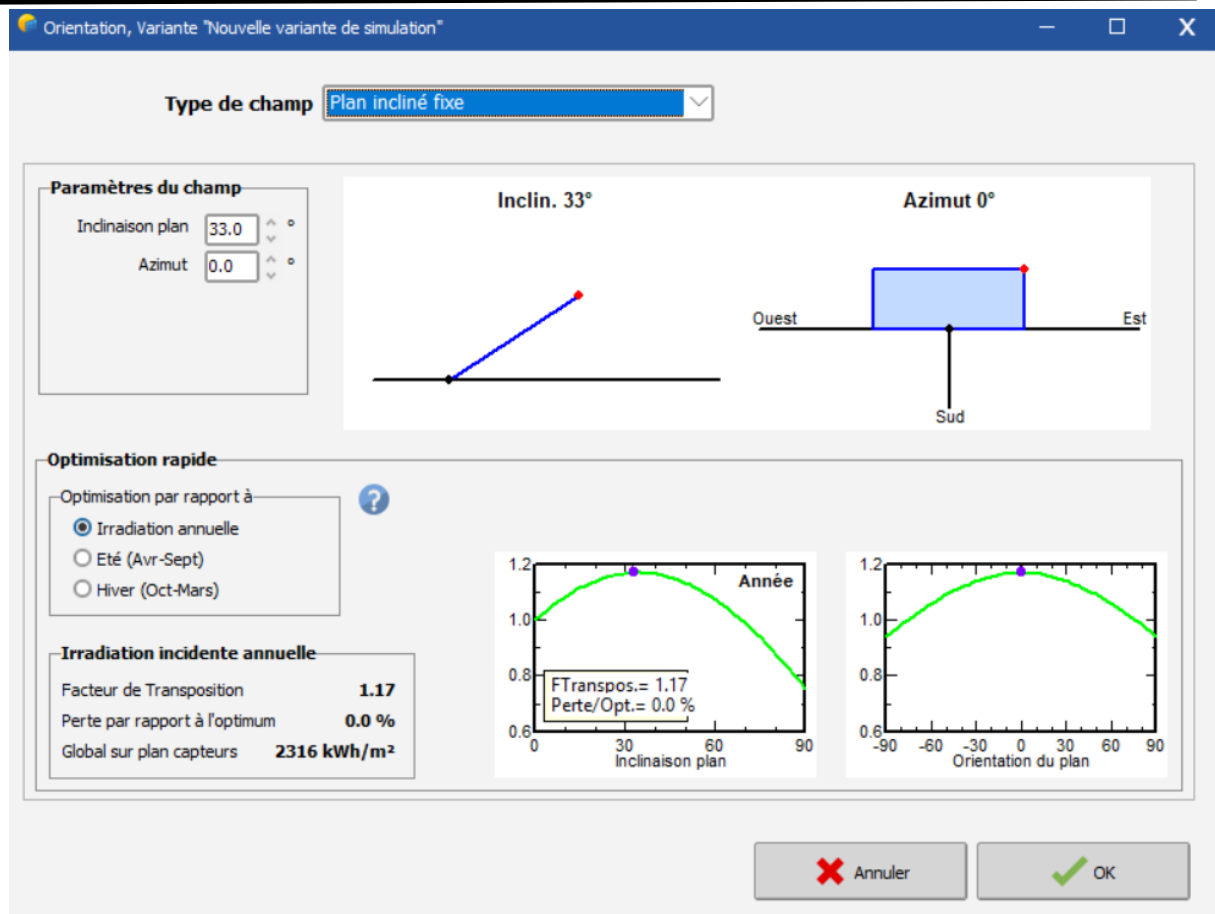


Figure II.11: Orientation des panneaux

II.8.5 Dimensionnement du champ PV et l'onduleur de la centrale:

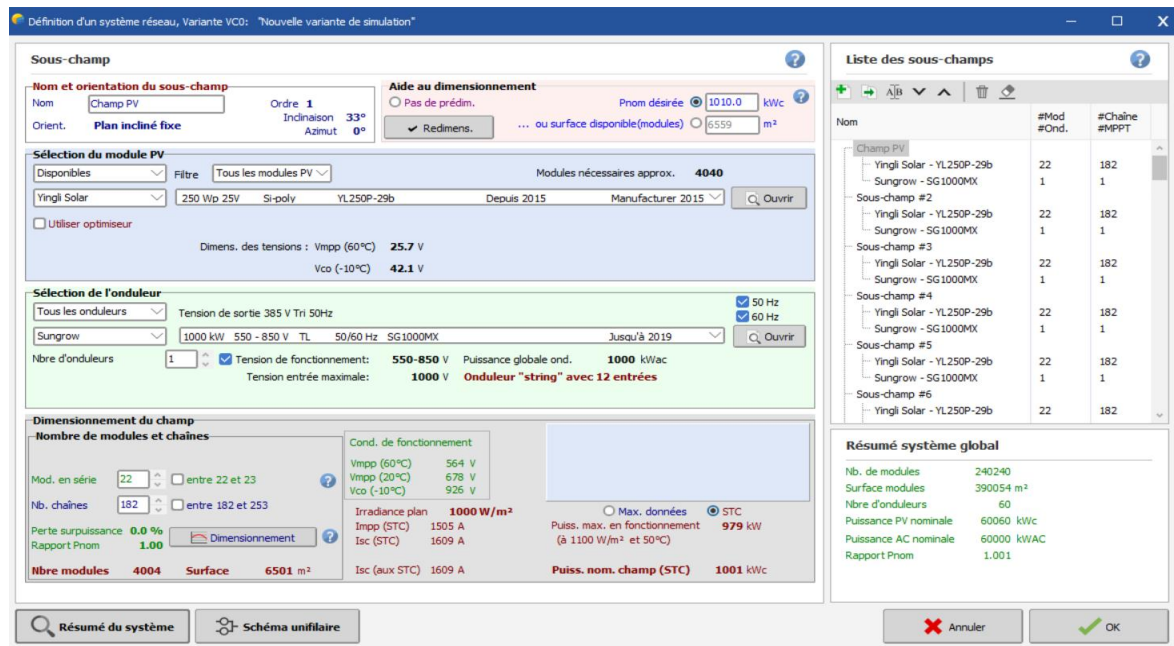


Figure II.12: Choix des composants du système.

II.8.6 Optimisation du centrale d'El Kheneg:

II.8.6.1 Orientation des panneaux:

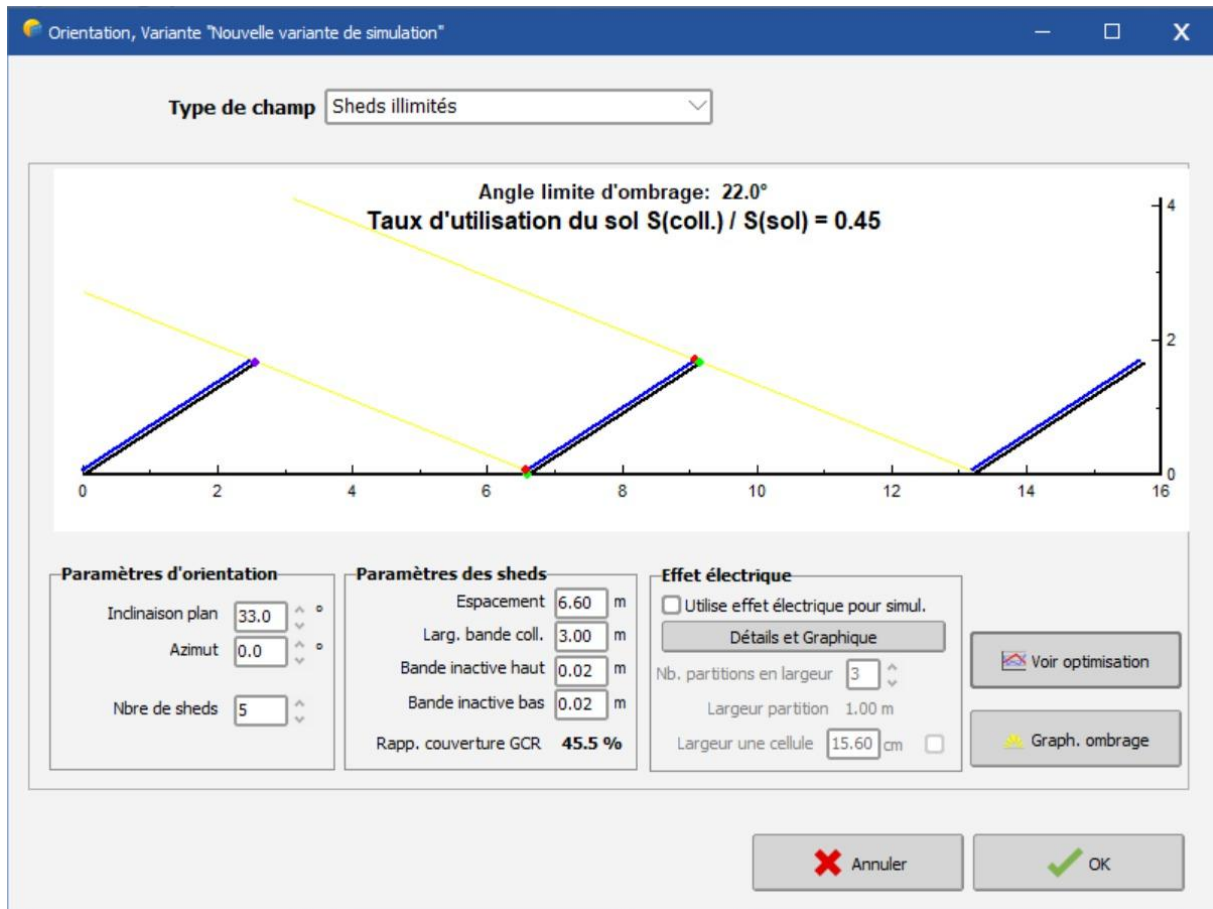


Figure II.13: Orientation des panneaux avec panneaux bifaciaux.

II.8.6.2 Dimensionnement du champ PV et de l'onduleur pour Optimisation :

Chapitre II : Dimensionnement et optimisation de la centrale photovoltaïque d'El Kheneg

Sous-champ

Nom et orientation du sous-champ
Nom: Champ PV
Orient: Sheds illimités
Inclinaison: 33°
Azimut: 0°

Aide au dimensionnement
☐ Pas de prédim.
☒ Redimens.
Prom désirée: 1010.0 kWc
... ou surface disponible(modules): 4817 m²

Sélection du module PV
Disponibles: Tous les modules PV
Module bifacial
Système bifacial
AE Solar - 500 Wp 36V Si-mono AE 500ME-T150BS Depuis 2022 Manufactureur 2020
Utiliser optimiseur
Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) 37.9 V
Vco (-10°C) 56.6 V

Sélection de l'onduleur
Tous les onduleurs
Tension de sortie 385 V Tri 50Hz
Sungrow - 1000 kW 550 - 850 V TL 50/60 Hz SG1000MX Jusqu'à 2019
Nbre d'onduleurs: 1
Tension de fonctionnement: 550-850 V Puissance globale ond. 1000 kWac
Tension entrée maximale: 1000 V Onduleur "string" avec 12 entrées

Dimensionnement du champ
Nombre de modules et chaînes
Mod. en série: 16 entre 15 et 17
Nb. chaînes: 125 entre 125 et 168
Perte surpuissance: 0.0 %
Rapport Pnom: 1.00
Dimensionnement
Nbre modules: 2000 Surface: 4770 m²
Cond. de fonctionnement
Vmpp (60°C) 606 V
Vmpp (20°C) 703 V
Vco (-10°C) 906 V
Irradiance plan: 1000 W/m²
Imp (STC) 1460 A
Isc (STC) 1534 A
Isc (aux STC) 1534 A
Puiss. max. en fonctionnement (à 1100 W/m² et 50°C) 1007 kW
Puiss. nom. champ (STC) 1000 kWc

Liste des sous-champs

Nom	#Mod #Ond.	#Chaîne #MPPT
AE Solar - AE 500ME-T150BS	16	125
Sungrow - SG1000MX	1	1
Sous-champ #3		
AE Solar - AE 500ME-T150BS	16	125
Sungrow - SG1000MX	1	1
Sous-champ #4		
AE Solar - AE 500ME-T150BS	16	125
Sungrow - SG1000MX	1	1
Sous-champ #5		
AE Solar - AE 500ME-T150BS	16	125
Sungrow - SG1000MX	1	1
Sous-champ #6		
AE Solar - AE 500ME-T150BS	16	125
Sungrow - SG1000MX	1	1
Sous-champ #7		
AE Solar - AE 500ME-T150BS	16	125

Résumé système global

Nb. de modules	144000
Surface modules	343425 m²
Nbre d'onduleurs	72
Puissance PV nominale	72000 kWc
Puissance AC nominale	72000 kWac
Rapport Pnom	1.000

Résumé du système | Schéma unifilaire | Annuler | OK

Figure II.14: Choix des composants du système avec optimisation.

II.9 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons étudié la centrale photovoltaïque d'El Kheneg à travers la présentation du site, de son fonctionnement et de ses principaux équipements. Le dimensionnement du champ photovoltaïque, des onduleurs et des câbles a ensuite été réalisé. Enfin, une solution d'optimisation basée sur l'utilisation de panneaux bifaciaux de 500 W a été proposée et étudiée à l'aide du logiciel PVsyst. Cette étude permet d'évaluer l'intérêt de cette configuration pour améliorer les performances énergétiques de la centrale. Les résultats détaillés des simulations et leur analyse feront l'objet du chapitre suivant.

Chapitre III :

Simulation, analyse des
performances et optimisation de la
centrale photovoltaïque d'El Kheneg

III.1 Introduction :

Dans ce chapitre, nous présentons les résultats obtenus à l'aide du logiciel PVsyst pour la centrale photovoltaïque d'El Kheneg. Nous analysons d'abord les principaux résultats de simulation ainsi que les performances énergétiques du système. Ensuite, nous comparons les deux configurations étudiées, à savoir les panneaux monofaciaux et bifaciaux, en termes de performances techniques et économiques. Enfin, nous discutons les résultats obtenus afin d'identifier la solution la plus adaptée à l'optimisation de la centrale.

III.2 Présentation de projet:

Nous avons utilisé le logiciel PVSYST pour simuler une installation photovoltaïque raccordée au réseau électrique. PVsyst permet de déterminer la configuration optimale en définissant la puissance nominale installée, le type d'onduleur ainsi que la technologie des modules photovoltaïques utilisés. Les données météorologiques exploitées dans la simulation sont fournies par PVsyst, qui s'appuie sur un modèle mathématique basé sur les valeurs moyennes mensuelles du rayonnement solaire pour les générer. Nous avons extrait les données essentielles de PVsyst afin d'analyser le comportement du système photovoltaïque à partir des caractéristiques géographiques du site et des paramètres techniques des différents composants. Cette analyse a pour objectif le dimensionnement et l'optimisation de l'installation photovoltaïque raccordée au réseau.

III.3 Résultats de la simulation et discussions:

Dans cette section, nous présentons les résultats de la simulation de la centrale photovoltaïque. Nous avons utilisé le logiciel PVsyst pour évaluer ces résultats.

Une fois ces étapes réalisées, il est possible de générer un rapport détaillé de quatre pages qui comprend les informations suivantes :

- L'indice de performance (PR [%]) qui évalue la qualité du système lui-même.
- Les productions normalisées, qui permettent de comparer les performances du système dans des conditions standardisées.
- La production d'énergie totale (Wh/an), qui est essentielle pour évaluer la rentabilité du système PV.
- La distribution de la puissance de sortie du système, qui indique comment la puissance est répartie à différents moments de la journée.

- Le diagramme des pertes, qui met en évidence les pertes énergétiques à chaque étape du système, permettant d'évaluer leur impact global.

III.3.1 Présentation des résultats de simulation :

III.3.1.1 Principaux résultats pour la centrale d'El Kheneg:

Bilans et résultats principaux

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
Janvier	100.4	31.12	5.72	162.7	160.4	8393748	8269392	0.846
Février	115.4	35.97	6.95	162.8	160.3	8322990	8205843	0.839
Mars	163.0	51.07	11.26	197.7	194.1	9775554	9627079	0.811
Avril	197.1	57.37	14.94	208.1	203.4	9973576	9822326	0.786
Mai	217.9	79.80	20.07	205.7	200.4	9757705	9599055	0.777
Juin	225.6	79.88	25.87	204.1	198.8	9346345	9190153	0.750
Juillet	232.8	79.33	30.71	215.8	210.5	9399382	9240624	0.713
Août	212.1	75.08	29.15	215.6	211.0	9434614	9284162	0.717
Septembre	168.5	59.12	23.15	192.8	189.0	8903848	8767421	0.757
Octobre	145.8	41.92	18.18	196.4	193.3	9416139	9277764	0.787
Novembre	110.7	25.36	10.38	174.7	172.6	8748460	8625700	0.822
Décembre	94.5	23.38	6.69	162.0	160.0	8312626	8195204	0.842
Année	1983.7	639.40	16.99	2298.5	2253.9	109784989	108104722	0.783

Tableau III.1: Bilan et résultat principaux.

Selon les données présentées dans le tableau (III.1), on constate une corrélation directe entre l'énergie solaire incidente (GlobInc) et l'énergie produite par le champ photovoltaïque (E Array). En effet, l'augmentation de l'irradiation reçue entraîne une hausse de la production énergétique du générateur photovoltaïque.

III.3.1.2 Irradiation horizontale globale et l'irradiation directe sur le plan des capteurs :

Le graphique montre la variation mensuelle de l'irradiation globale horizontale et de l'irradiation directe sur le plan des capteurs. L'irradiation globale horizontale atteint son maximum en juillet (≈ 233 kWh/m²) et son minimum en décembre (≈ 95 kWh/m²). L'irradiation directe sur le plan des capteurs est plus élevée en avril et en octobre (≈ 145 kWh/m²). Les valeurs annuelles sont respectivement de 1984 kWh/m² pour l'irradiation globale horizontale et 1582 kWh/m² pour l'irradiation incidente sur le plan des capteurs, ce qui traduit un bon potentiel solaire du site.

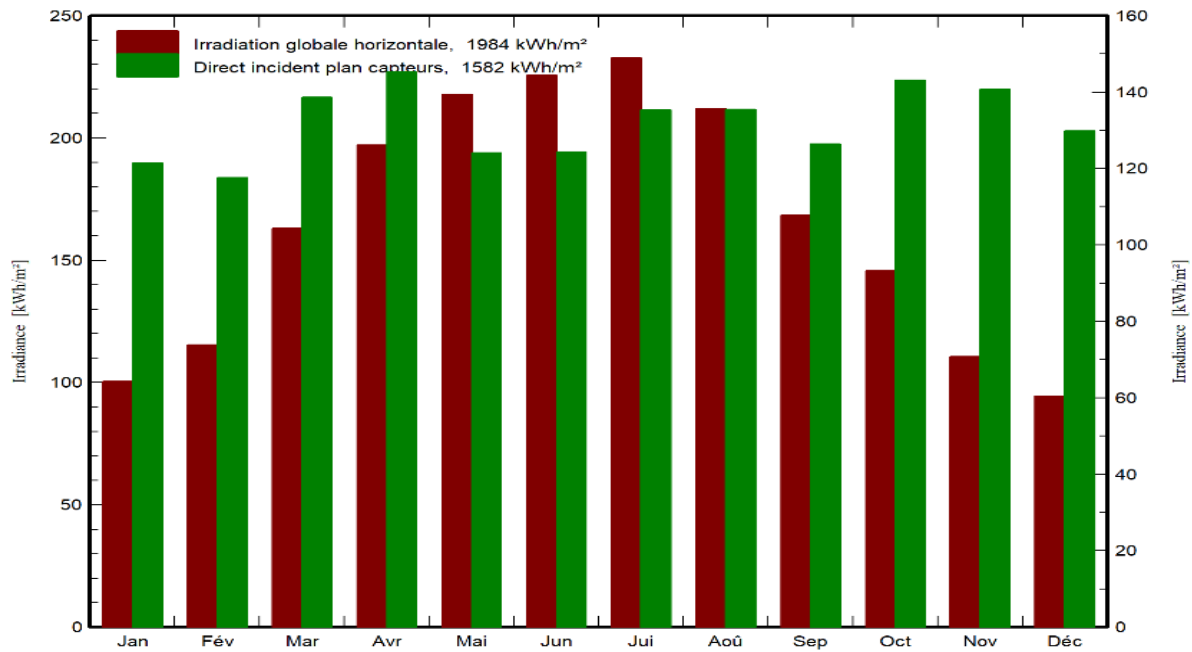


Figure III.1: Irradiation horizontale globale et l'irradiation directe sur le plan des capteurs.

III.3.1.3 Température ambiante :

La figure III.2 présente l'évolution mensuelle de la température ambiante du site. La température moyenne annuelle est d'environ 16,99 °C. Les températures augmentent progressivement de janvier à juillet, où elles atteignent une valeur maximale d'environ 30,7 °C, puis diminuent graduellement jusqu'en décembre. Les températures les plus faibles sont enregistrées en janvier (5,7 °C) et en décembre (6,7 °C). Cette variation saisonnière est caractéristique du climat de la région et influence directement les performances du système photovoltaïque.

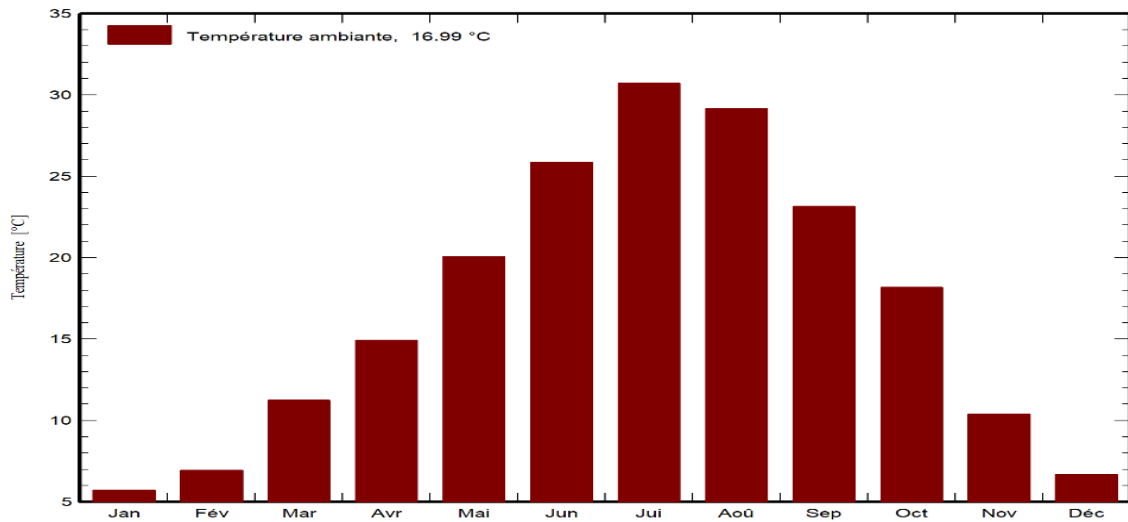


Figure III.2: Répartition mensuelle des températures ambiantes moyennes simulées pour notre projet.

III.3.1.4 L'énergie nominale du champ photovoltaïque et de l'énergie effective à la sortie du champ :

La figure III.3 illustre une comparaison mensuelle entre l'énergie théorique (nominale) et l'énergie effective produite par le champ photovoltaïque durant une année complète. La courbe rouge représente l'énergie nominale calculée selon les conditions de test standard (STC), avec un total annuel de 135 361 812 kWh, tandis que la courbe verte représente l'énergie effective réellement produite par le champ, avec un total annuel de 109 784 989 kWh. On observe à travers la courbe que la production est relativement faible durant les mois de janvier et février, puis augmente de manière notable à partir du mois de mars pour atteindre son pic durant les mois du printemps et de l'été (de mars jusqu'à août), ce qui correspond à l'augmentation de l'intensité du rayonnement solaire durant cette période, avant de diminuer progressivement durant l'automne et l'hiver (de septembre à décembre) en raison de la réduction de la durée d'ensoleillement et de l'angle d'incidence des rayons solaires. On remarque également que l'énergie effective reste, la plupart des mois, proche de l'énergie théorique, voire la dépasse parfois en début d'année, ce qui constitue un indicateur d'une bonne performance du champ. Le ratio de performance global (PR) est ainsi estimé à environ 81 % (rapport entre l'énergie effective et l'énergie théorique), l'écart restant étant principalement attribué aux pertes thermiques, aux pertes de conversion, à l'encrassement (poussière) et à d'autres facteurs liés aux conditions réelles de fonctionnement par rapport aux conditions standard.

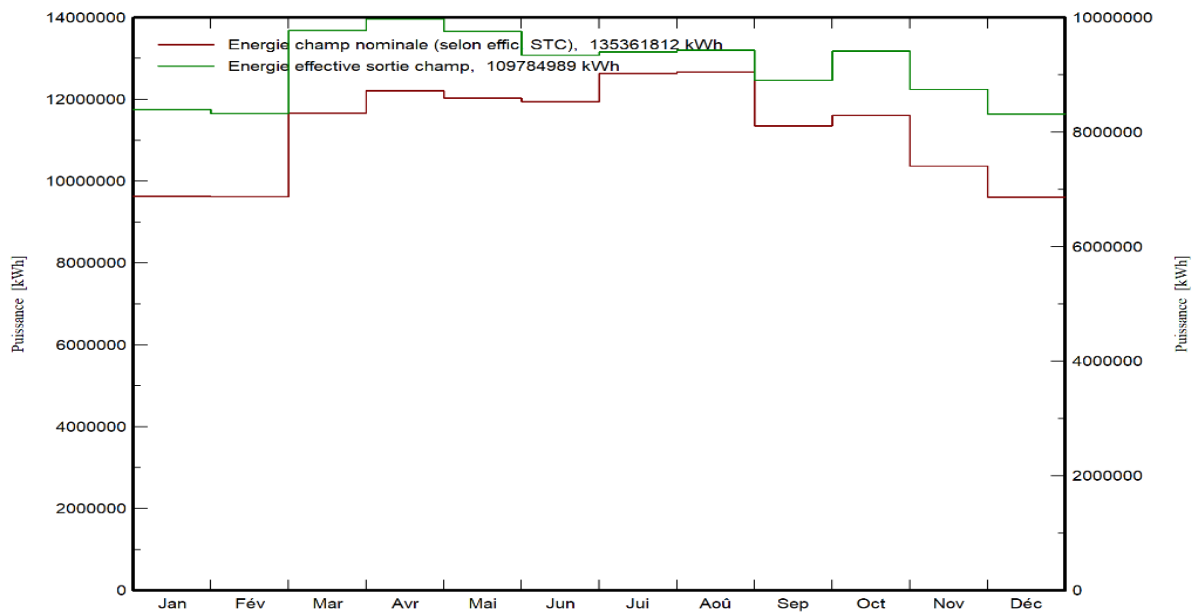


Figure III.3: Énergies nominale (STC) et effective produites mensuellement par le champ photovoltaïque.

III.3.1.5 Durée de production PV du champ :

La figure III.4 présente la variation mensuelle de la durée de production du champ photovoltaïque au cours de l'année. On observe une augmentation progressive de la durée de production depuis l'hiver jusqu'à l'été, avec une valeur maximale d'environ 435 heures enregistrée en juillet. Par la suite, cette durée diminue progressivement pour atteindre ses valeurs les plus faibles en février et en décembre, avec environ 280 heures. La durée annuelle totale de production du champ photovoltaïque est estimée à 4265 heures, ce qui témoigne d'un potentiel solaire favorable sur le site étudié.

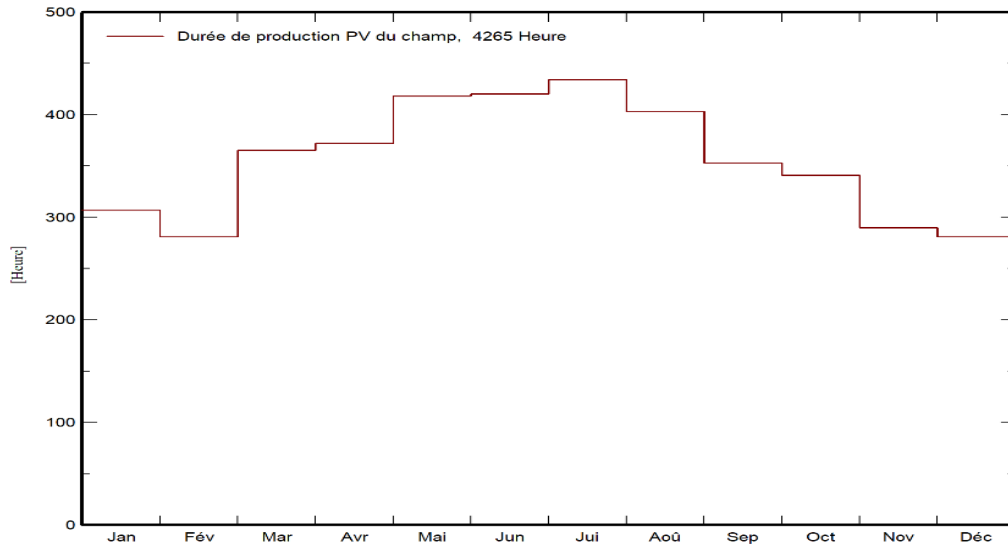


Figure III.4: Durée de production PV du champ .

III.3.1.6 Diagramme d'entrée/sortie journalier :

La figure III.5 illustre le diagramme d'entrée/sortie journalier, où l'axe horizontal représente le rayonnement solaire global incident sur le plan des modules (Global incident plane), tandis que l'axe vertical représente l'énergie utile en sortie du système (Énergie utile, sortie système) exprimée en MWh/jour, chaque point du diagramme représentant une journée de l'année, du 01/01 au 31/12. On observe, à travers la répartition des points, une relation quasi linéaire entre le rayonnement solaire et l'énergie produite : plus le rayonnement incident augmente, plus l'énergie de sortie du système augmente de manière proportionnelle, ce qui reflète le bon fonctionnement et la stabilité de la centrale tout au long de l'année. On remarque également une légère dispersion de certains points autour de la tendance linéaire générale, cette dispersion étant principalement attribuable à l'effet de la température, à l'accumulation de poussière sur les modules, ainsi qu'à l'angle d'incidence des rayons solaires, sans qu'aucune déviation importante ni point aberrant ne soit relevé, ce qui aurait pu indiquer des pannes ou des arrêts anormaux du système. Ce diagramme constitue ainsi un bon indicateur de la cohérence entre la production d'énergie et la ressource solaire disponible, confirmant que la centrale fonctionne de manière efficace et régulière tout au long de l'année.

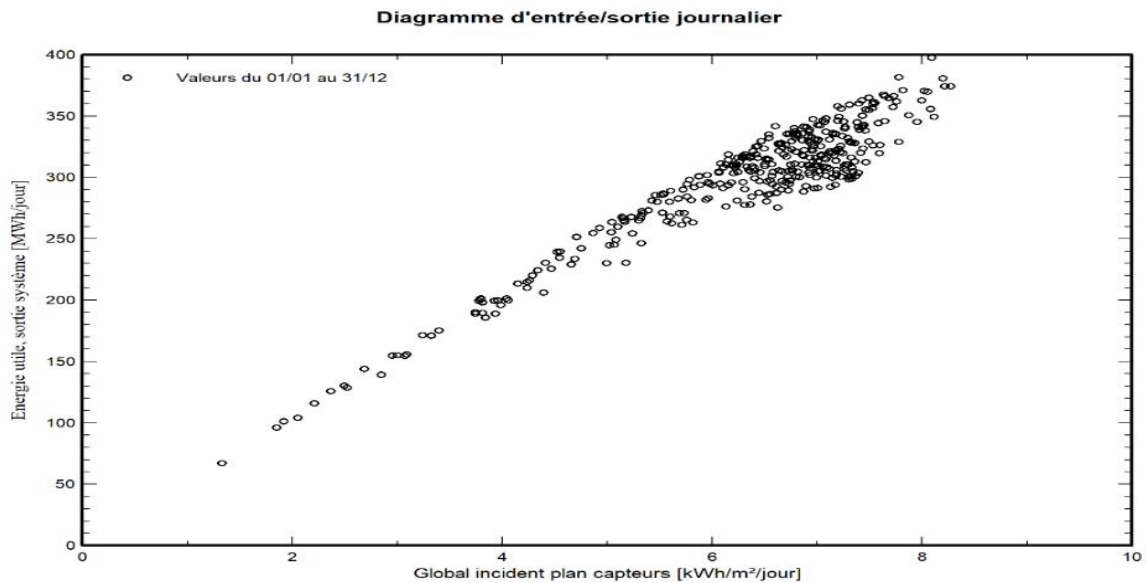


Figure III.5: Diagramme d'entrée/sortie journalier.

III.3.1.7 Diagramme des pertes :

Le diagramme des pertes montre que sur une énergie théorique de 135 361 812 kWh, le système ne délivre finalement que 108 104 722 kWh au réseau, soit un ratio de performance (PR) global d'environ 79.9%. La perte la plus importante est celle due à la température du champ (-10.5%), ce qui indique que l'échauffement des modules est le principal facteur limitant les performances, suivie par la dégradation des modules (-3.8%) et le mismatch (-3.3%). En revanche, les pertes liées à l'onduleur restent très faibles (moins de 2.5% au total), ce qui montre un bon dimensionnement de celui-ci par rapport au champ PV. En conclusion, le système présente un rendement global satisfaisant, mais des marges d'amélioration existent principalement au niveau de la gestion thermique des modules.

Diagramme des pertes pour "Nouvelle variante de simulation" - année

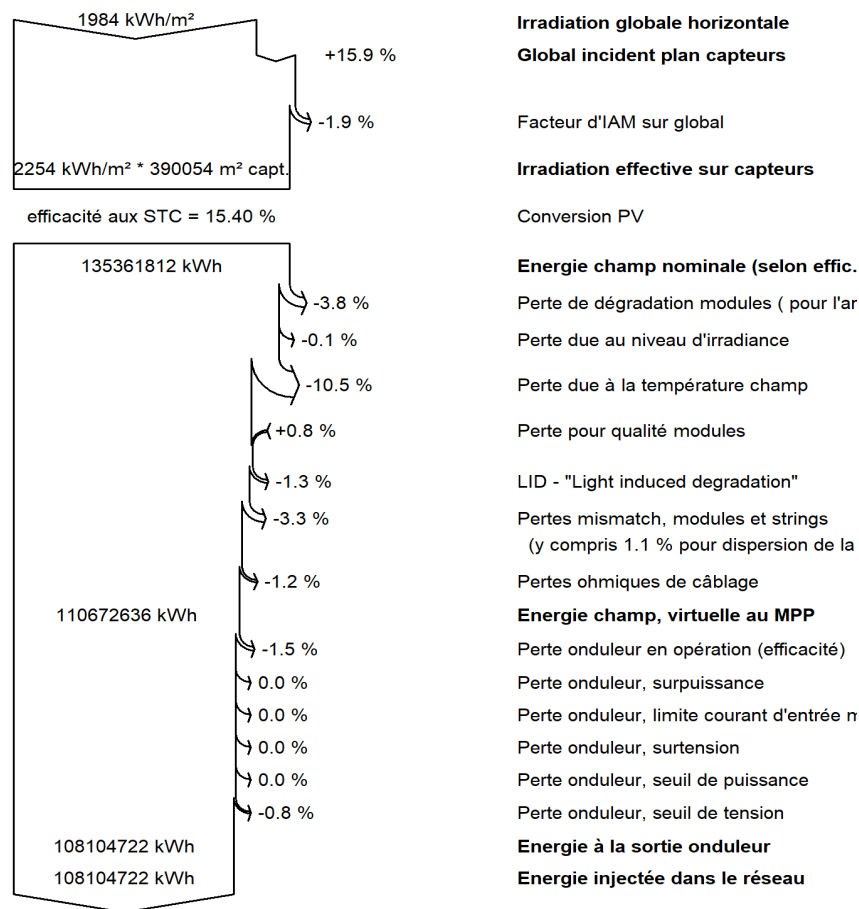


Figure III.6: Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière.

III.3.1.8 Énergie produite par la centrale PV:

La Figure III.7 montre que l'énergie produite par l'installation photovoltaïque durant une année pour chaque mois. Le chiffre principal qui suscite l'intérêt de l'investisseur et de l'exploitant de la centrale est la valeur absolue, qui doit être analysée en fonction des composants installés afin d'estimer une sorte de rapport qualité-prix. Sur cette figure on remarque que l'énergie maximale est produite durant le mois de juillet et de aout. L'énergie minimale est produite durant les 2 mois de janvier et de décembre. Les pertes Lc (perte de collection), Ls (perte du système) sont les pertes correspondantes au champ PV on remarque que ces valeurs des pertes égales à 1.29 (KWh/kWp/jr) et 0.08 (KWh/ kWp/jr).

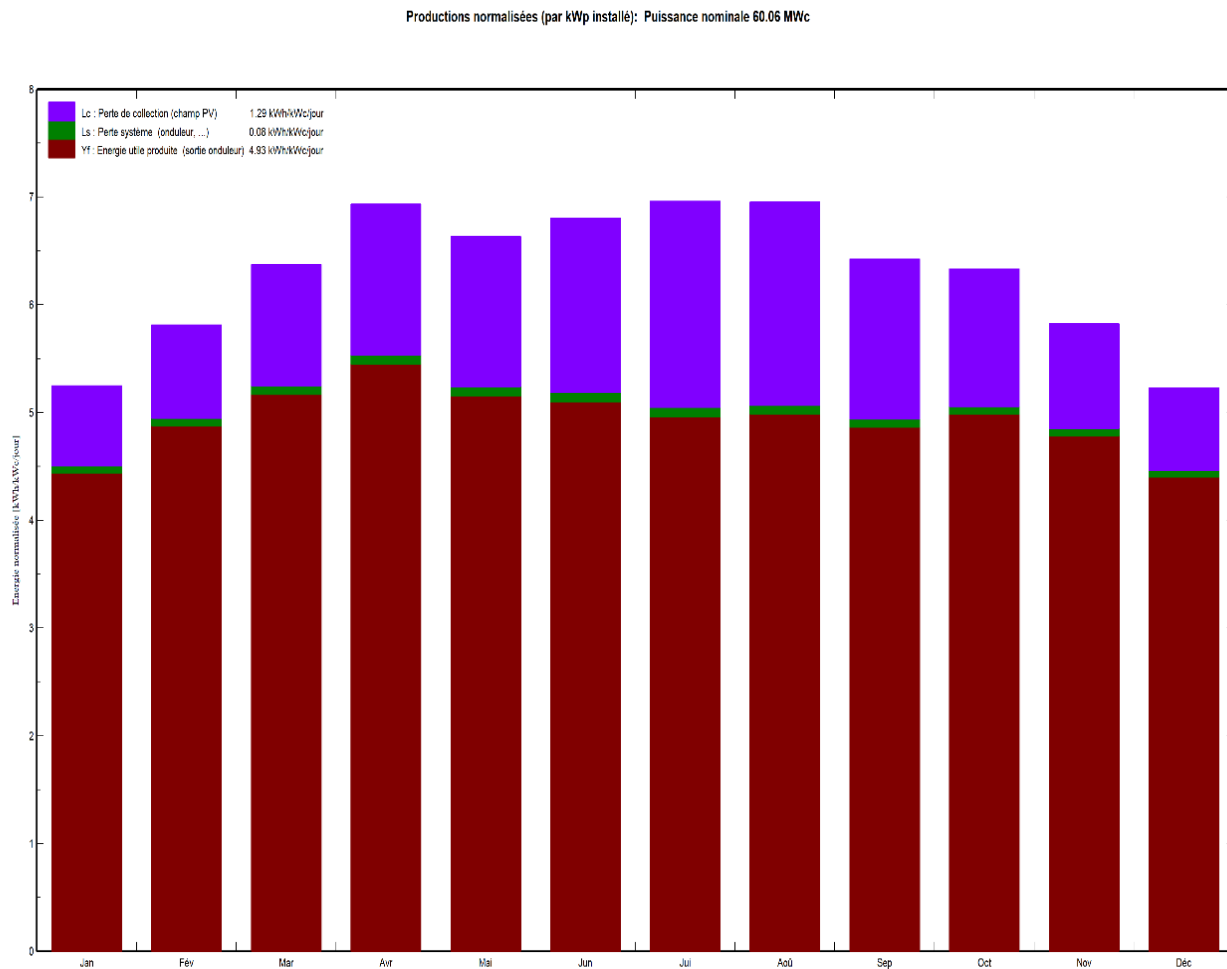


Figure III.7: Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur).

III.3.1.9 Pertes onduleur globales et pertes ohmiques de câblage :

La figure III.8 présente l'évolution mensuelle des pertes globales de l'onduleur et des pertes ohmiques de câblage de la centrale photovoltaïque. On observe que les pertes de l'onduleur sont plus importantes que les pertes de câblage, avec une valeur annuelle d'environ 2,57 GWh contre 1,35 GWh pour les pertes ohmiques. Les deux types de pertes augmentent durant les mois d'été (juillet-août), en raison de la hausse de la production énergétique, puis diminuent progressivement pendant les périodes de moindre ensoleillement. Cela montre l'influence directe du niveau de production sur l'importance des pertes du système.

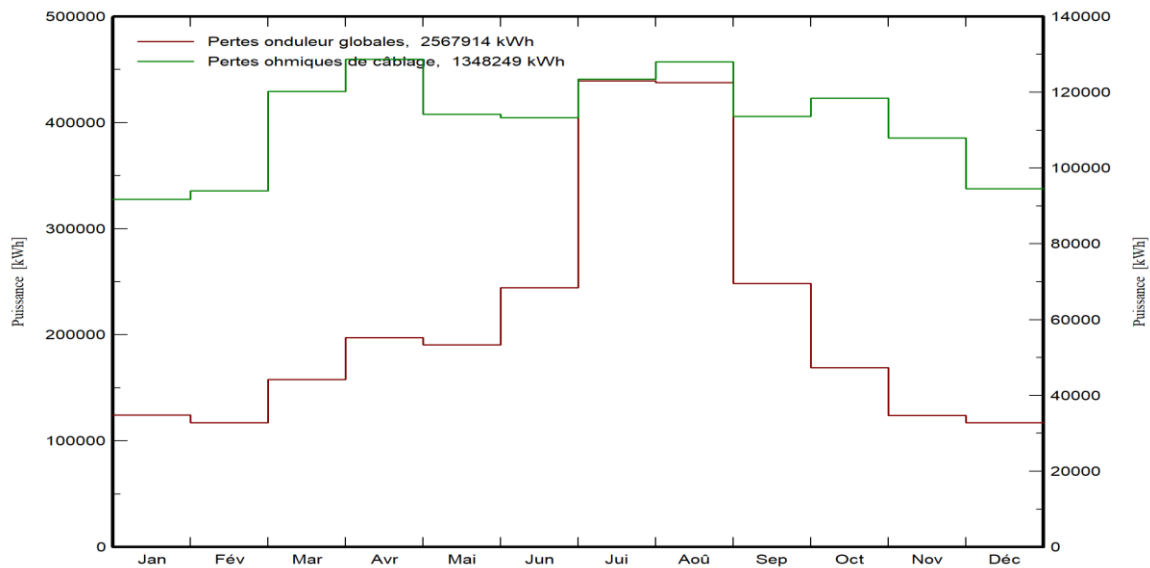


Figure III.8: Pertes onduleurs globales et ohmique de câblage.

III.3.1.10 Énergie injectée dans le réseau :

La figure III.9 présente l'évolution mensuelle de l'énergie injectée dans le réseau électrique. On observe que la production reste relativement élevée et stable tout au long de l'année, avec des valeurs maximales durant le printemps et l'été grâce à un ensoleillement plus important. Une légère diminution est enregistrée en automne et en hiver. L'énergie totale injectée dans le réseau atteint environ 10,81 GWh

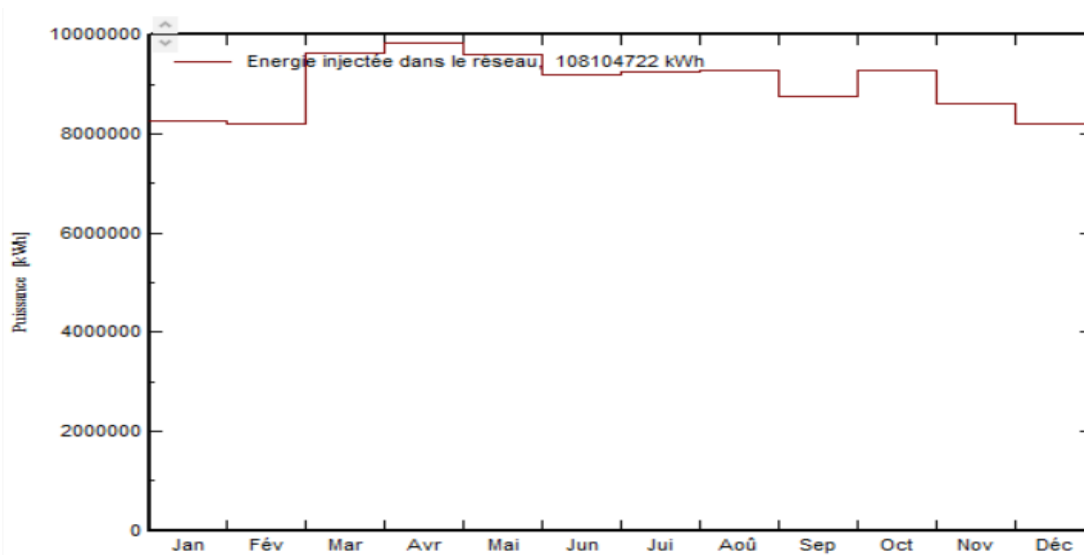


Figure III.9: Énergie injectée dans le réseau.

III.3.1.11 L'indice de performance:

La **Figure III.10** montre l'évolution de l'indice de performance au cours de l'année. L'indice atteint sa valeur maximale en hiver, avec une valeur d'environ 0,84, tandis qu'il diminue progressivement pour atteindre sa valeur minimale en été, d'environ 0,71. Cette baisse est principalement liée à l'augmentation de la température des modules photovoltaïques, qui entraîne une diminution de leur rendement. À partir de la fin de l'été, l'indice commence à augmenter progressivement avec la baisse des températures.

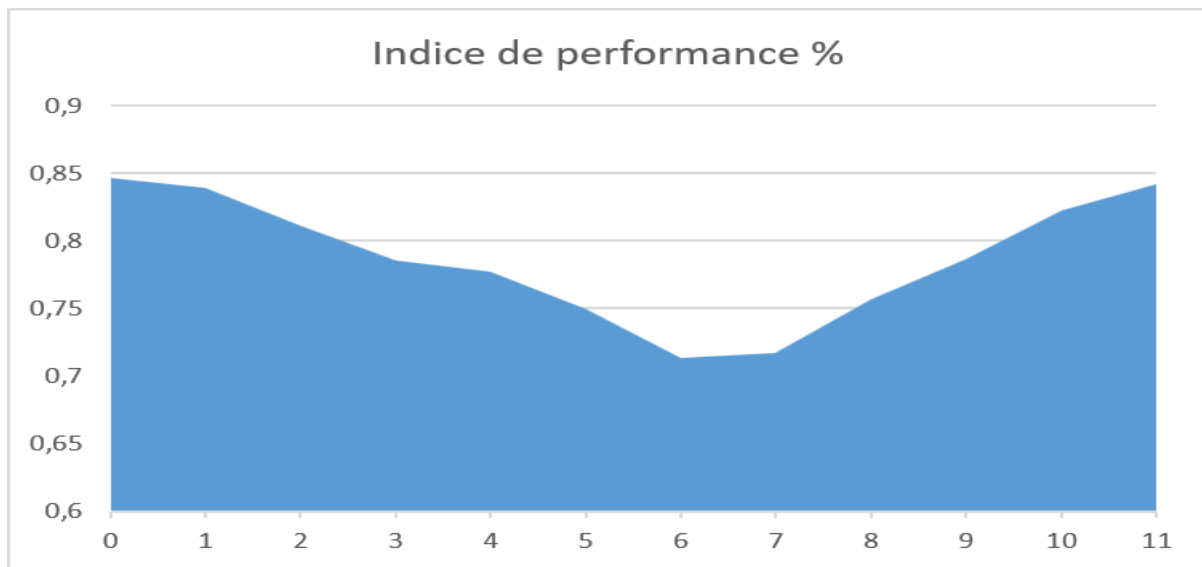


Figure III.10: Indice de performance de la centrale électrique de kheneg

Le graphique de la **figure III.11** montre clairement une relation inverse entre la température ambiante et l'indice de performance (PR). À basse température, le PR atteint sa valeur maximale de 84,6 % à 5,7 °C, en raison de l'amélioration du rendement électrique des modules photovoltaïques. En revanche, lorsque la température augmente, le PR diminue progressivement pour atteindre une valeur minimale de 71,3 % à 30,7 °C, en raison de l'effet négatif de l'échauffement des cellules sur leur rendement.

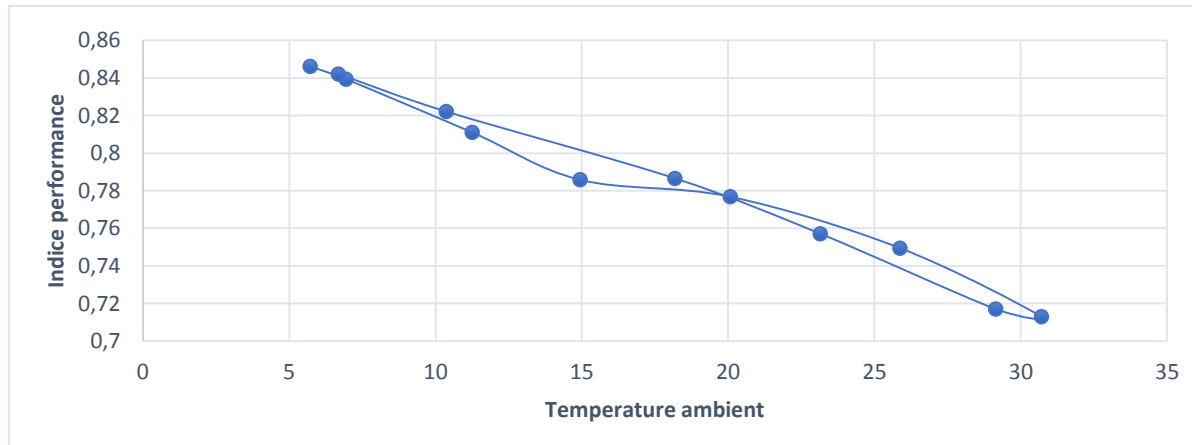


Figure III.11: Impact de la température du module sur le rapport de performance.

Le graphique de la **figure III.12** illustre l'évolution mensuelle du rendement des modules photovoltaïques sur toute l'année (du mois 0 représentant janvier au mois 11 représentant décembre). Les résultats mettent en évidence les constats suivants :

- En période hivernale (mois 0 et 11) : Le rendement des modules photovoltaïques atteint ses valeurs les plus élevées, avec environ 14,6 à 14,7. Les basses températures ambiantes favorisent le fonctionnement des cellules photovoltaïques en limitant leur échauffement et contribuent ainsi à maintenir un rendement élevé.
- En période estivale (mois 6 et 7) : Le rendement diminue jusqu'à environ 12,4 à 12,5 %, en raison notamment de l'augmentation de la température des modules, qui entraîne une diminution de leurs performances électriques.

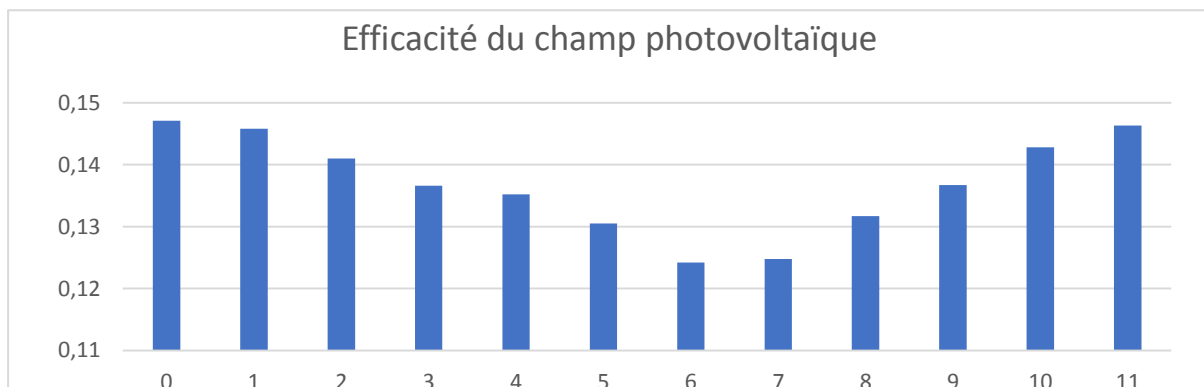


Figure III.12 Efficacité du champ photovoltaïque

Le graphique de la **figure III.13** présente l'évolution mensuelle du rendement de l'onduleur sur toute l'année. Les résultats mettent en évidence les points suivants :

- **Stabilité globale** : Le rendement de l'onduleur reste élevé et relativement stable tout au long de l'année, avec des valeurs comprises dans une plage très étroite, allant d'environ **98,3 % à 98,6 %**.
- **Période estivale (mois 5, 6 et 7)** : Une légère diminution du rendement est observée durant cette période, avec une valeur minimale enregistrée au **mois 6, d'environ 98,3 %**. Cette baisse peut être associée à l'augmentation de la température ambiante, qui peut affecter les performances des composants électroniques et les conditions de fonctionnement thermique de l'onduleur.
- **Période hivernale** : Le rendement augmente progressivement durant les mois plus froids et atteint sa valeur maximale au **mois 10, d'environ 98,6 %**. Cette amélioration peut être favorisée par des températures ambiantes plus faibles, permettant un meilleur refroidissement naturel de l'onduleur.

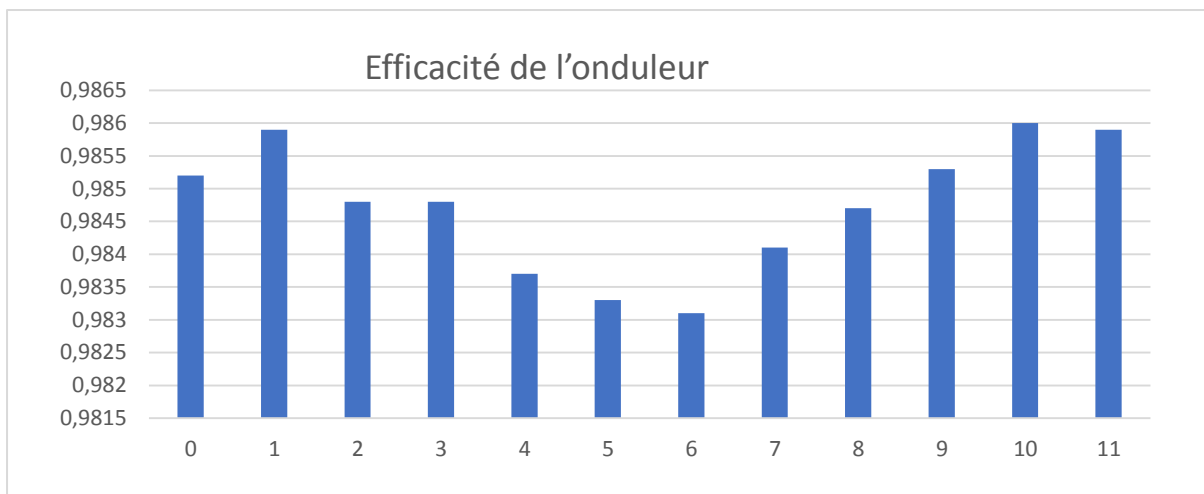


Figure III.13: Efficacité de l'onduleur.

D'après la **Figure III.14**, l'indice de performance annuel du système photovoltaïque est de **0,783, soit 78,3 %**. Les valeurs mensuelles varient approximativement entre **0,71 et 0,85**, avec une diminution des performances durant les mois de juillet et août, suivie d'une amélioration progressive à partir de septembre.

À titre indicatif, une valeur de PR comprise entre **0,74 et 0,86** peut être considérée comme une plage courante pour une installation photovoltaïque bien performante. Avec une valeur annuelle de **0,783**, le système étudié présente donc des performances **satisfaisantes**.

En pratique, un indice de performance de 100 % est difficilement atteignable, car une installation photovoltaïque est soumise à différentes pertes, notamment les pertes thermiques, électriques, de conversion et autres pertes du système. Dans le cas étudié, l'écart par rapport à 100 % est de 21,7 %, ce qui correspond à la fraction des performances théoriques non valorisées :

$$100 - 78,3 = 21,7\% \quad (\text{III.1})$$

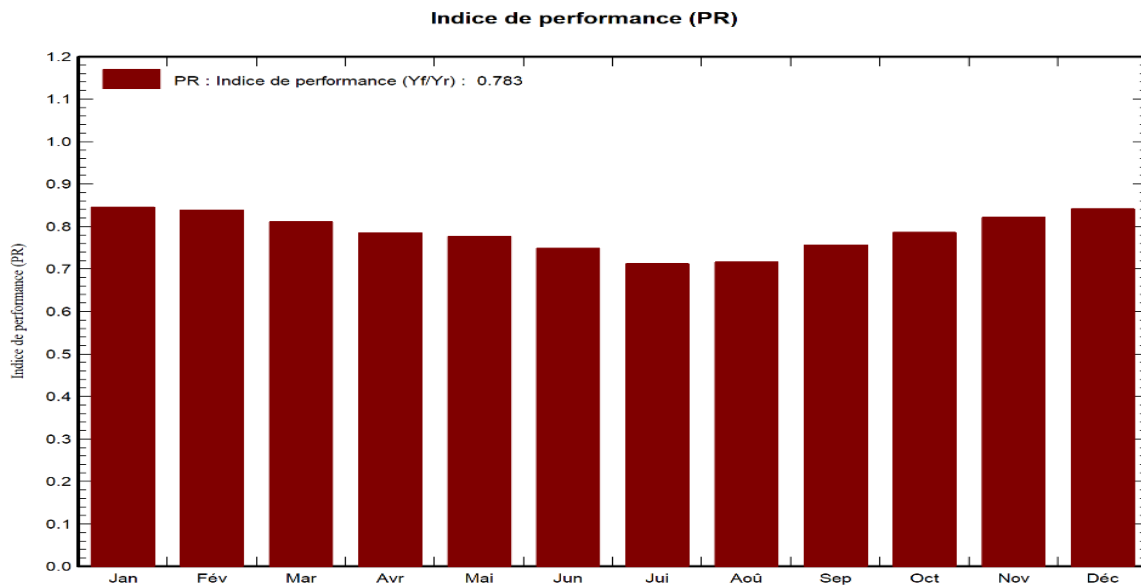


Figure III.14: Indice de performance de la centrale PV.

III.3.2 Étude comparative du système photovoltaïque avant et après optimisation

III.3.2.1 Principaux résultats :

Les tableaux III.2 et III.3 regroupent les bilans énergétiques annuels simulés sous PVsyst pour les deux variantes technologiques.

- Variante Monofaciale (250 W) : L'énergie produite par le champ (E_{Array}) est de 109 784 989 kWh/an (soit approx 109,78 GWh/an) et l'énergie injectée dans le réseau (E_{Grid}) s'élève à 108 104 722 kWh/an (approx 108,10 GWh/an).
- Variante Bifaciale (500 W) : E_{Array} atteint 142 231 543 kWh/an (approx 142,23 GWh/an) et E_{Grid} atteint 140 095 218 kWh/an (approx 140,10 GWh/an).

Tableau III.2: Bilan et résultat principaux pour la pannaeux 250W.

Bilans et résultats principaux								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
Janvier	100.4	31.12	5.72	162.7	160.4	8393748	8269392	0.846
Février	115.4	35.97	6.95	162.8	160.3	8322990	8205843	0.839
Mars	163.0	51.07	11.26	197.7	194.1	9775554	9627079	0.811
Avril	197.1	57.37	14.94	208.1	203.4	9973576	9822326	0.786
Mai	217.9	79.80	20.07	205.7	200.4	9757705	9599055	0.777
Juin	225.6	79.88	25.87	204.1	198.8	9346345	9190153	0.750
Juillet	232.8	79.33	30.71	215.8	210.5	9399382	9240624	0.713
Août	212.1	75.08	29.15	215.6	211.0	9434614	9284162	0.717
Septembre	168.5	59.12	23.15	192.8	189.0	8903848	8767421	0.757
Octobre	145.8	41.92	18.18	196.4	193.3	9416139	9277764	0.787
Novembre	110.7	25.36	10.38	174.7	172.6	8748460	8625700	0.822
Décembre	94.5	23.38	6.69	162.0	160.0	8312626	8195204	0.842
Année	1983.7	639.40	16.99	2298.5	2253.9	109784989	108104722	0.783

Tableau III.3: Bilan et résultat principaux pour la pannaeux bifacial 500W .

Nouvelle variante de simulation Bilans et résultats principaux								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
Janvier	100.4	31.12	5.72	162.7	156.7	10582396	10426405	0.890
Février	115.4	35.97	6.95	162.8	157.8	10603501	10456270	0.892
Mars	163.0	51.07	11.26	197.7	191.0	12554374	12366462	0.869
Avril	197.1	57.37	14.94	208.1	199.8	12909792	12717398	0.849
Mai	217.9	79.80	20.07	205.7	196.3	12560710	12360739	0.834
Juin	225.6	79.88	25.87	204.1	194.7	12174621	11977219	0.815
Juillet	232.8	79.33	30.71	215.8	206.2	12594119	12389844	0.797
Août	212.1	75.08	29.15	215.6	207.0	12669392	12472759	0.804
Septembre	168.5	59.12	23.15	192.8	185.6	11672801	11497925	0.828
Octobre	145.8	41.92	18.18	196.4	190.5	12211915	12036153	0.851
Novembre	110.7	25.36	10.38	174.7	170.0	11219963	11063755	0.880
Décembre	94.5	23.38	6.69	162.0	156.0	10477958	10330290	0.885
Année	1983.7	639.40	16.99	2298.5	2211.8	142231543	140095218	0.847

III.3.2.2 Energie utile produite :

L'analyse des résultats présentés dans la figure III.15 révèle que les panneaux bifaciaux sont plus efficaces en termes de production d'énergie utilisable quotidienne (5,33 Wh/kWc) que les panneaux monofaciaux (4,93 Wh/kWc). Les panneaux bifaciaux sont donc capables de produire de l'énergie même lorsque l'ensoleillement est faible.

De plus, leur résistance thermique est supérieure à celle des panneaux monofaciaux, ce qui leur permet de conserver leur efficacité à des températures plus élevées. Cet avantage est particulièrement important dans les régions chaudes ou ensoleillées.

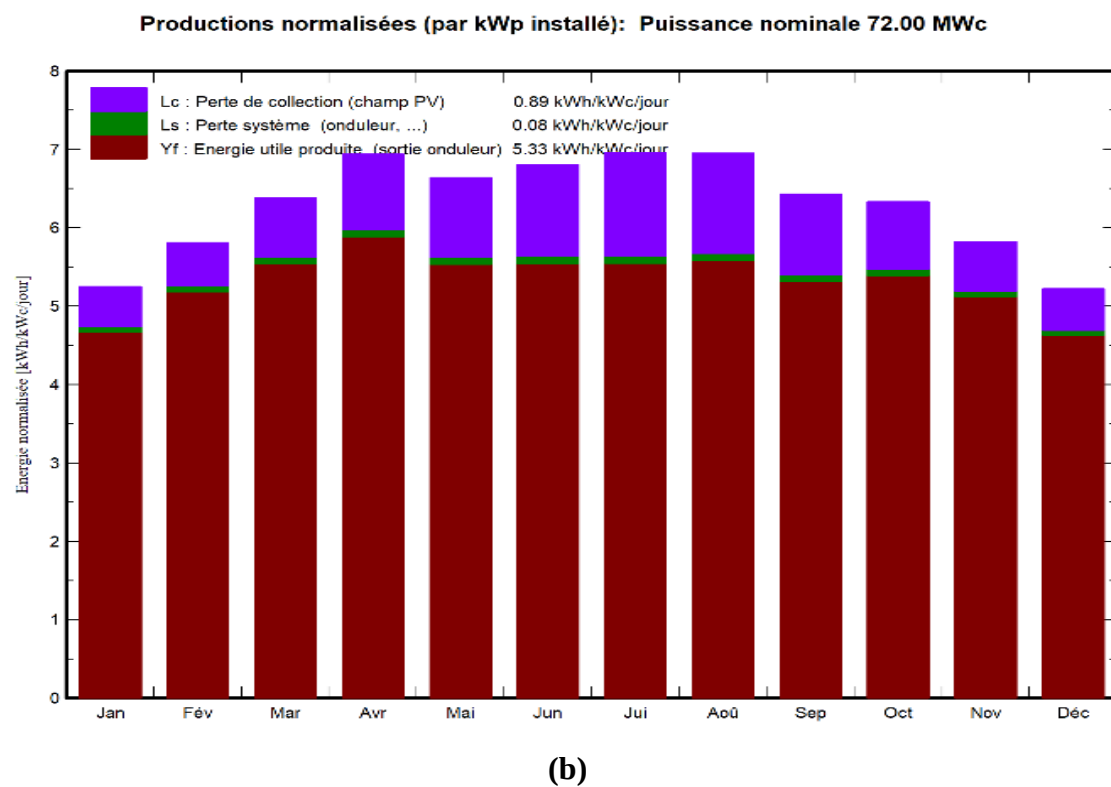
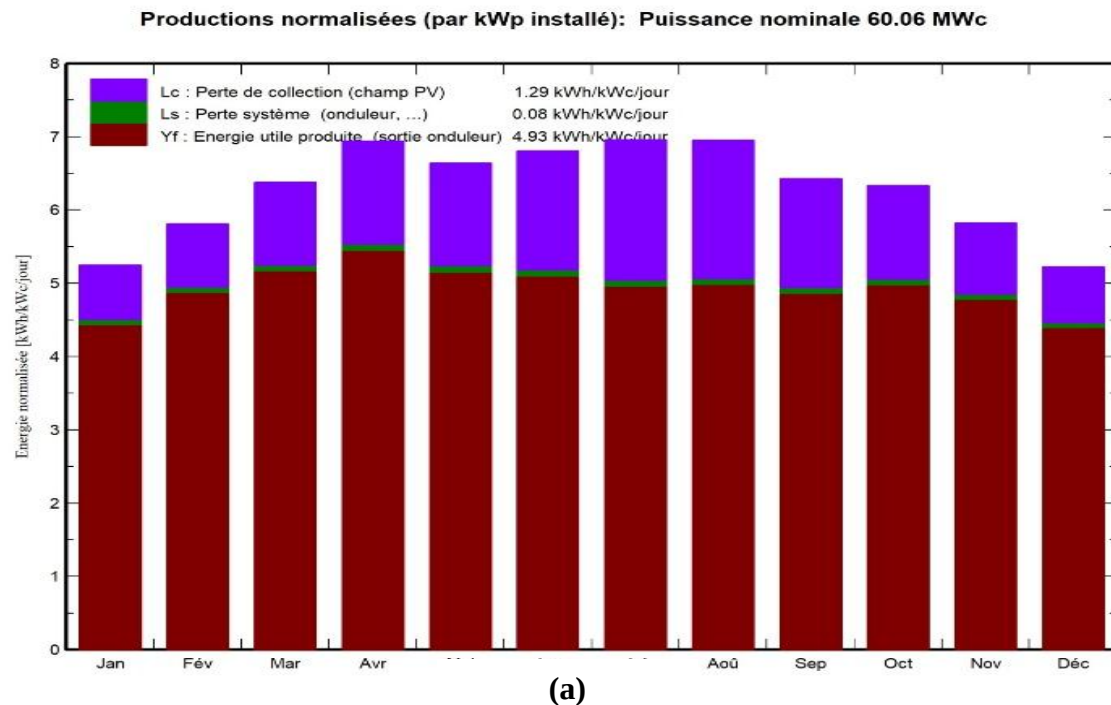
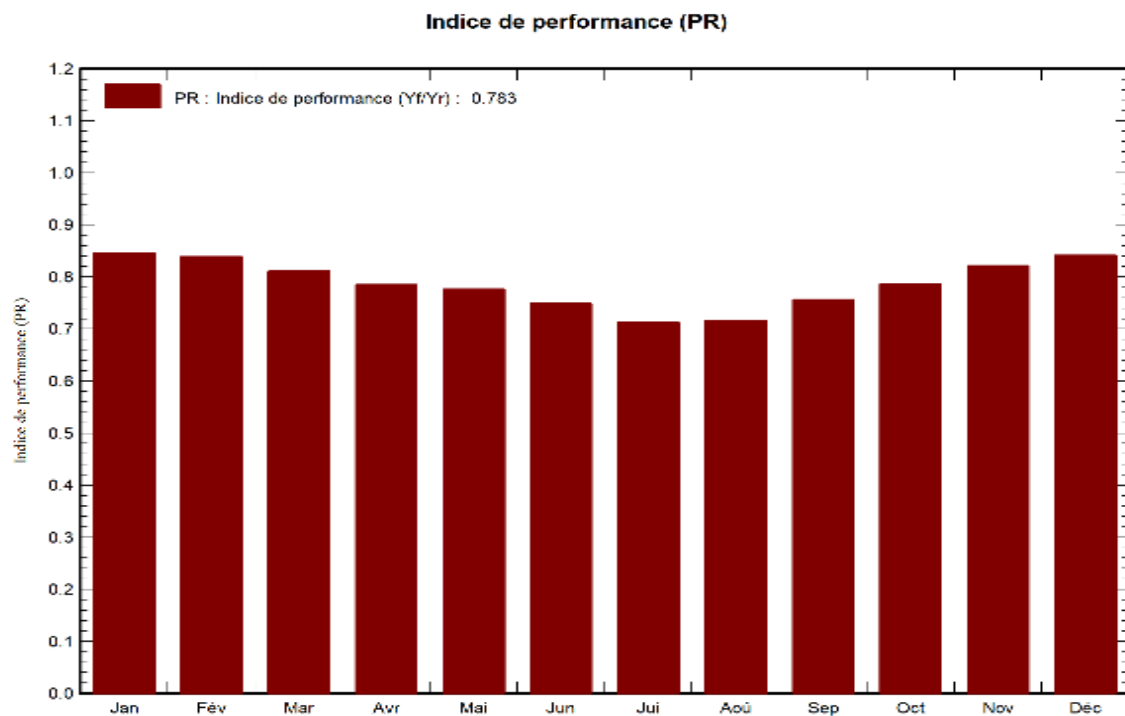


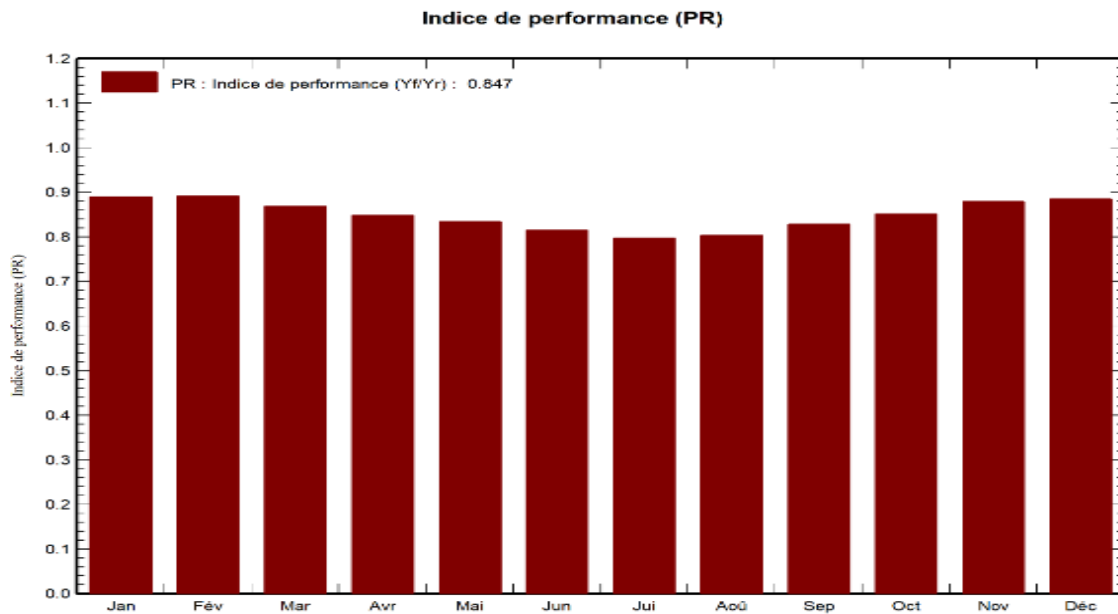
Figure III.15: Productions normalisées (a : monofacial) (b : bifacial).

III.3.2.3 L'indice de performance (PR) :

La figure III.16 illustre l'évolution du coefficient de performance (COP) des deux technologies. La comparaison de ces indicateurs de performance montre que la technologie des panneaux bifaciaux présente les meilleures performances (0,85). La technologie des panneaux monofaciaux arrive en deuxième position (0,78). Il est clair que la température ambiante a un impact négatif sur les performances des centrales photovoltaïques, quelle que soit la technologie utilisée. Les panneaux bifaciaux, dont le COP est supérieur à celui des panneaux à couches minces, affichent un COP plus élevé. Cependant, cet impact négatif n'affecte pas significativement la puissance de sortie, car il est compensé par des niveaux d'éclairement très élevés.



(a)



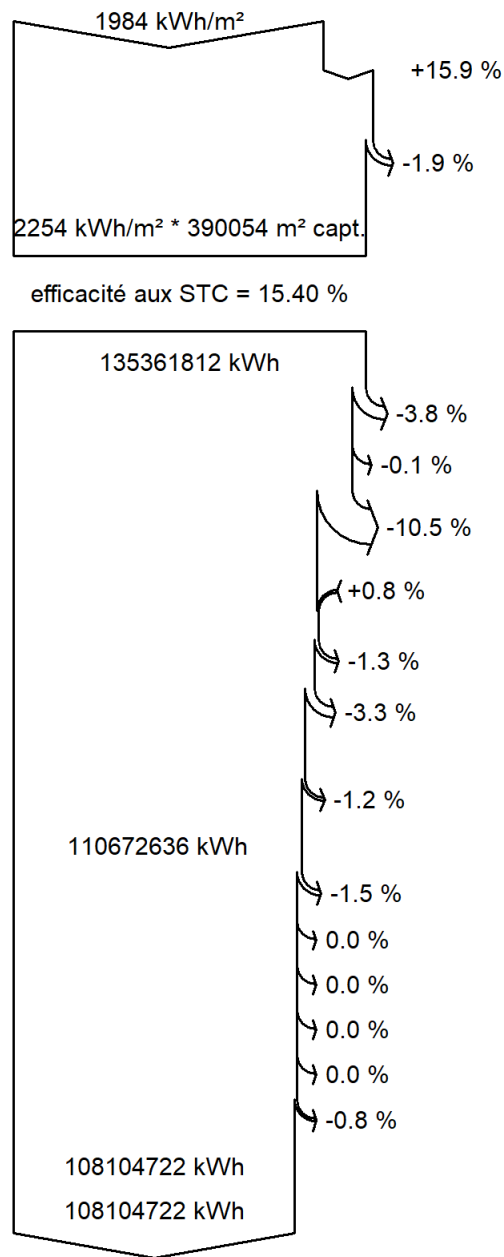
(b)
Figure III.16: L'indice de performance (a : monofacial) (b : bifacial).

III.3.2.4 Diagramme de pertes :

Le diagramme de pertes (Figure III.17) quantifie précisément les flux énergétiques :

- **Système Monofacial (250 W) :** Les pertes dues à la température du champ s'élèvent à -10,5%. L'efficacité aux STC est de 15,40%.
- **Système Bifacial (500 W) :** Les pertes thermiques sont réduites à -7,8%, traduisant un comportement thermique plus stable. L'efficacité aux STC grimpe à 20,98%

Diagramme des pertes pour "Nouvelle variante de simulation" - année



Irradiation globale horizontale

Global incident plan capteurs

Facteur d'IAM sur global

Irradiation effective sur capteurs

Conversion PV

Energie champ nominale (selon effic.

Perte de dégradation modules (pour l'ar

Perte due au niveau d'irradiance

Perte due à la température champ

Perte pour qualité modules

LID - "Light induced degradation"

Pertes mismatch, modules et strings
(y compris 1.1 % pour dispersion de la

Pertes ohmiques de câblage

Energie champ, virtuelle au MPP

Perte onduleur en opération (efficacité)

Perte onduleur, surpuissance

Perte onduleur, limite courant d'entrée n

Perte onduleur, surtension

Perte onduleur, seuil de puissance

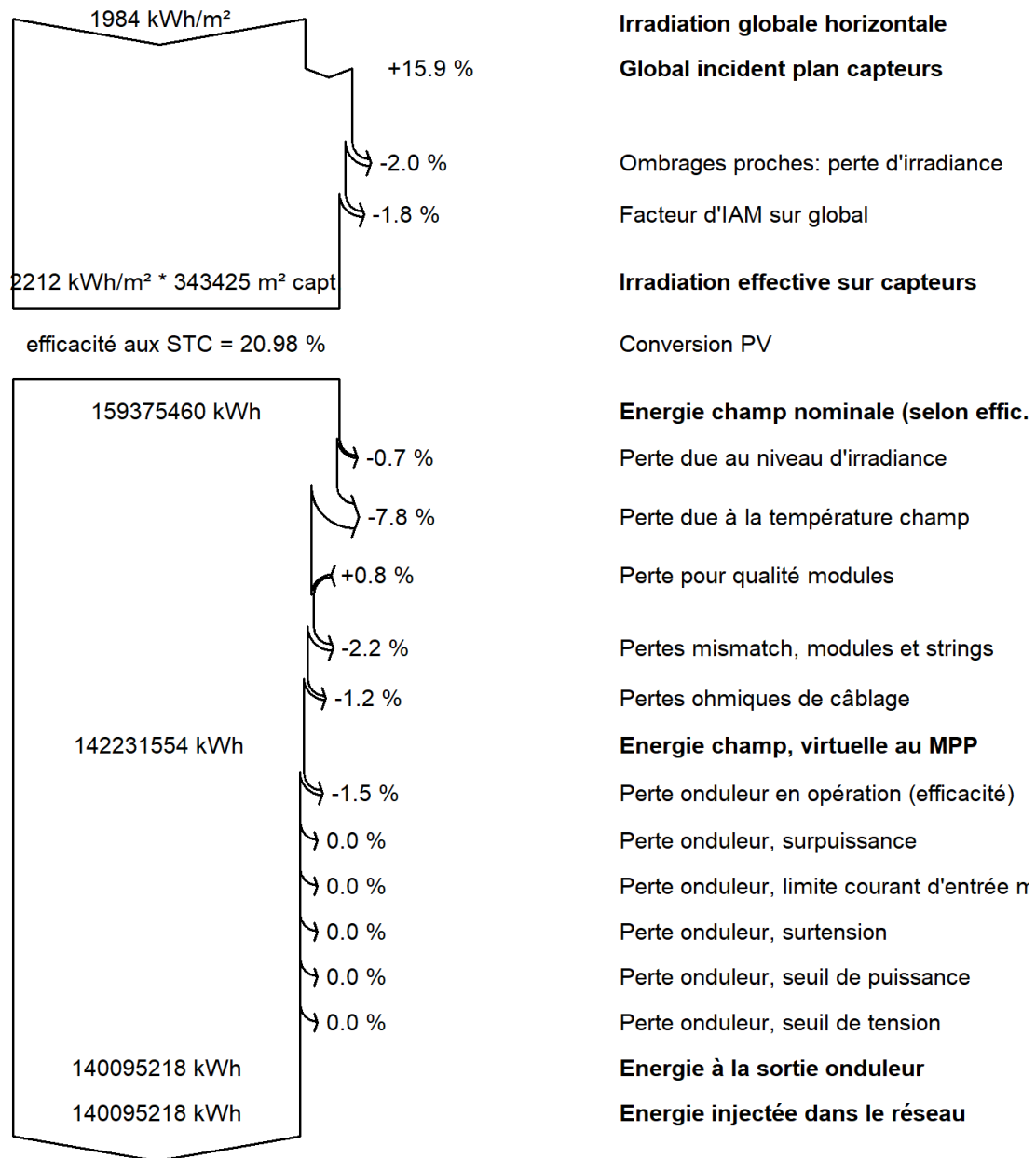
Perte onduleur, seuil de tension

Energie à la sortie onduleur

Energie injectée dans le réseau

(a)

Diagramme des pertes pour "Nouvelle variante de simulation" - année



(b)

Figure III.17: Diagramme de pertes (a : monofacial) (b : bifacial)

III.3.2.5 Evaluation économique :

L'optimisation technologique engendre une réduction spectaculaire des coûts grâce à l'augmentation de la densité de puissance des panneaux (500 W vs 250 W).

- Bien que le coût unitaire d'un module 500 W soit légèrement supérieur, le nombre total de modules requis chute drastiquement (144 000 modules au lieu de 240 240).
- Cette réduction du volume physique divise les coûts d'infrastructure globale : moins de structures de support (3 272 contre 5 460), une surface totale de terrain optimisée (343 425 m² contre 390 054 m²) et un coût d'installation global réduit à 510,5 milliards DZD (contre 851,7 milliards DZD).
- Conséquence directe : Le coût nivelé de l'énergie (LCOE) passe de 0,1110 DZD/kWh à 0,0857 DZD/kWh, soit une baisse du coût de production de 22,8%.

Cost of the system			
Installation costs			
Item	Quantity units	Cost DZD	Total DZD
PV modules			
YL250P-29b	240240	30 860.00	7 413 806 400.00
Supports for modules	5460	4 000.00	21 840 000.00
Inverters			
SG1000MX	60	15 000 000.00	900 000 000.00
Other components			
Accessories, fasteners	1	63 883 200.00	63 883 200.00
Wiring	1	159 708 000.00	159 708 000.00
Combiner box	910	40 000.00	36 400 000.00
Monitoring system, display screen	1	40 000.00	40 000.00
Surge arrester	1	40 000.00	40 000.00
Studies and analysis			
Engineering	1	177 261 550.00	177 261 550.00
Installation			
Global installation cost per module	240240	3 545 230 000.00	851 706 055 200 000.
Global installation cost per inverter	60	1 200.00	72 000.00
		Total	851 714 828 251 149.
		Depreciable asset	8 399 529 600.00

Operating costs	
Item	Total DZD/year
Land rent	12 000 000.00
Total (OPEX)	12 000 000.00

System summary	
Total installation cost	851 714 828 251 149. DZD
Operating costs	12 000 000.00 DZD/year
Produced Energy	108105 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.1110 DZD/kWh

Figure III.18: Evaluation économique du PVsyst pour le monofacial.

Cost of the system			
Installation costs			
Item	Quantity units	Cost DZD	Total DZD
PV modules			
AE 500ME-T150BS	144000	32 528.00	4 684 032 000.00
Supports for modules	3272	4 000.00	13 088 000.00
Inverters			
SG1000MX	72	15 000 000.00	1 080 000 000.00
Other components			
Accessories, fasteners	1	63 883 200.00	63 883 200.00
Wiring	1	159 708 000.00	159 708 000.00
Combiner box	750	40 000.00	30 000 000.00
Monitoring system, display screen	1	40 000.00	40 000.00
Surge arrester	1	40 000.00	40 000.00
Studies and analysis			
Engineering	1	177 261 550.00	177 261 550.00
Installation			
Global installation cost per module	144000	3 545 200 000.00	510 508 800 000.00
Global installation cost per inverter	72	31 200.00	2 246 400.00
		Total	510 515 010 299 150.
		Depreciable asset	5 841 003 200.00
Operating costs			
Item			Total DZD/year
Land rent			12 000 000.00
Total (OPEX)			12 000 000.00
System summary			
Total installation cost		510 515 010 299 150. DZD	
Operating costs		12 000 000.00 DZD/year	
Produced Energy		140095 MWh/year	
Cost of produced energy (LCOE)		0.0857 DZD/kWh	

Figure III.19: Evaluation économique du PVsyst pour le bifacial.

III.3.2.6 Résumé d'évaluation technico-économique :

Ce tableau résume l'évaluation technique des trois technologies :

Tableau III.4: Résumé d'évaluation technique du PVsyst pour les panneaux monofaciaux 250 w et bifaciaux 500 w.

	Panneaux monfacial	bifacial
Puissance de module PV (W_c)	250	500
Nombre des modules PV par sous champ	4000	2000
Nombre des modules PV total	240240	144000
Nombre des modules en série	22	16
Nombre des modules en	182	125

parallèle		
Dimension(m)	1.165×1.137×0.2	1.950×1.134×0.30
Surface de sous champs (m2)	5298.42	5226
Surface totale (m2)	390054	343425

Ce tableau résume l'évaluation économique des trois technologies :

Tableau III.5: Résumé d'évaluation économique du PVsyst pour monofacial 250 w et bifacial 500 w.

System Summary	Monofacial 250 W	Bifacial 500 W
Total instalation cost (DZD)	851714828251149	510515010299150
Operating cost	12000000	12000000
Produced energy	108105	140095
Cost of produced energy(LCOE)DZD/KWh	0.1110	0.0857

III.3.2.7 Emissions de CO₂ évitées :

Précision de l'unité : Les valeurs affichées par PVsyst correspondent aux émissions cumulées évitées sur la durée totale de vie du projet (définie à 30 ans).

- Pour le panneau Monofacial (250 W) : 1 563 653,303 tonnes de évitées au total sur 30 ans (soit environ 52 121 tonnes / an).
- Pour le panneau Bifacial (500 W) : 2 043 730,868 tonnes de évitées au total sur 30 ans (soit environ 68 124 tonnes / an).

La solution optimisée (bifaciale) permet donc d'éviter le rejet de 480 077 tonnes de supplémentaires dans l'atmosphère, renforçant considérablement l'intérêt environnemental du projet en Algérie.

III.4 Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons présenté et analysé les résultats de simulation de la centrale photovoltaïque d'El Kheneg à l'aide du logiciel PVsyst. L'étude a permis d'évaluer les performances énergétiques du système ainsi que ses principales pertes et son indice de performance. Une comparaison technico-économique a ensuite été réalisée entre les panneaux monofaciaux de 250 W et les panneaux bifaciaux de 500 W.

Les résultats montrent que la solution bifaciale permet d'obtenir une production énergétique plus importante, un meilleur indice de performance et une réduction significative du coût de l'énergie produite. Elle permet également de réduire les besoins en nombre de modules, en structures et en surface occupée. Sur le plan environnemental, cette configuration permet d'éviter davantage d'émissions de CO₂ .

Ainsi, au regard des résultats techniques, économiques et environnementaux obtenus, les panneaux bifaciaux de 500 W apparaissent comme la solution la plus adaptée pour l'optimisation de la centrale photovoltaïque d'El Kheneg.

Conclusion générale :

L'Algérie dispose d'un grand potentiel énergétique, que ce soit dans le domaine des énergies fossiles ou des énergies renouvelables. Dans le cadre de sa stratégie énergétique, l'Algérie accorde la priorité au développement des énergies renouvelables et au développement durable. Grâce à sa situation géographique privilégiée, l'Algérie offre de nombreuses opportunités d'investissement dans le secteur de l'énergie solaire photovoltaïque, à travers le lancement de plusieurs programmes et projets dédiés à la réalisation de centrales photovoltaïques pour la production d'énergie électrique.

Ce travail porte sur l'étude, le dimensionnement et l'optimisation de la centrale photovoltaïque d'El Kheneg. Il vise à évaluer ses performances techniques, énergétiques et économiques à travers des simulations réalisées sous PVsyst, ainsi qu'à analyser l'apport de la technologie des modules photovoltaïques bifaciaux par comparaison avec le système de référence.

Les panneaux photovoltaïques ont été installés avec un angle d'inclinaison de 33° par rapport à l'horizontale et orientés vers le sud, afin d'assurer une exploitation efficace du rayonnement solaire et d'améliorer la production d'énergie électrique sur le site d'étude.

La centrale photovoltaïque d'El Kheneg, située dans la wilaya de Laghouat, possède une puissance installée de 60 MW et s'étend sur une superficie de 120 hectares. Elle est composée de 240 240 panneaux photovoltaïques de type Yingli Solar d'une puissance unitaire de 250 Wc, fabriqués à base de silicium polycristallin. La centrale comprend également 60 onduleurs.

Pour la réalisation de ce travail, une étude générale a été d'abord effectuée sur les énergies renouvelables et leurs différents types ainsi que leurs principes de fonctionnement, en mettant l'accent sur l'énergie solaire photovoltaïque en tant que source d'énergie propre et importante. Ensuite, le principe de fonctionnement des centrales photovoltaïques a été abordé, ainsi que la présentation des différents composants du système et leurs fonctions. Par la suite, une étude technique et un dimensionnement de la centrale photovoltaïque d'El Kheneg (wilaya de Laghouat), raccordée au réseau électrique, ont été réalisés, suivis d'une simulation à l'aide du logiciel PVsyst afin d'évaluer ses performances énergétiques, puis une solution d'optimisation basée sur la technologie des modules photovoltaïques bifaciaux (Bifacial) a été proposée et analysée. Enfin, une comparaison entre les différentes technologies étudiées a été effectuée afin d'évaluer les performances et d'en déduire les résultats liés à la productivité énergétique du système.

Les résultats obtenus montrent que l'installation d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau électrique représente une solution prometteuse sur le plan énergétique, bien que son coût économique reste relativement élevé. Par conséquent, le développement du marché de l'énergie photovoltaïque nécessite une connaissance précise de la productivité de ces systèmes dans différents sites, en tenant compte des différentes pertes au sein du système et des conditions climatiques locales, ainsi que de l'évolution technologique de ses composants, afin d'améliorer le rendement énergétique et d'évaluer plus précisément la rentabilité économique.

Références et bibliographies

- [1] Organisation des Nations Unies (ONU). (s.d.). Qu'est-ce que l'énergie renouvelable ? Nations Unies. Consulté le 3 septembre 2026, à l'adresse un.org
- [2] Sarah. (2023, 22 juin). Tout savoir sur l'énergie solaire de A à Z : énergie photovoltaïque et thermique. Ekwateur. Consulté le 3 septembre 2026, à l'adresse ekwateur.fr
- [3] Haddadi, K. (2020). Polycopié de cours : Energies renouvelables [Polycopié de cours, Université Ferhat Abbas Sétif 1].
- [4] Bouchareb, A. (2023). Etude et dimensionnement optimale d'un système photovoltaïque autonome [Mémoire de master, Université de Ghardaïa].
- [5] IFP Énergies nouvelles (IFPEN). (2022). Énergie éolienne : transformer le vent en électricité. Repéré à ifpenergiesnouvelles.fr
- [6] UNIVERSITÉ SORBONNE PARIS NORD. Géothermie : un pas de plus vers la décarbonation. Paris, 2023. Disponible sur : <https://univ-spn.fr>
- [7] Abuteir, S. (2023). Evaluation and sizing of the Naama photovoltaic power plant [Mémoire de master, Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem].
- [8] Badda, K., & Bakka, R. (2023). Conception d'une centrale photovoltaïque pour alimenter un site connecté au réseau électrique [Mémoire de master, Université Kasdi Merbah Ouargla].
- [9] Planète Énergies. (s.d.). La cellule photovoltaïque : comment ça marche ? Planète Énergies. Consulté le 4 septembre 2026, sur planete-energies.com
- [10] Larbi, H., & Bouzidi, Z. (2024). Analyse du dimensionnement et évaluation des performances d'une centrale photovoltaïque de 30 MW reliée au réseau électrique à Saida, Algérie [Mémoire de master, Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem].
- [11] Boddac Kenagho Henderson Vianie, & Mahoso Ropafadzo (2024). Étude du dimensionnement d'une centrale photovoltaïque de 60 MW à la province de Djermaya, gouvernement de Tchad [Mémoire de master, Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem]
- [12] Ait Djoudi Oufella Wiam, & Zidane Saida (2024). Étude et analyses des performances d'une installation solaire photovoltaïque autonome [Mémoire de master, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou].

[13] Amara Karima (2015). Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension [Mémoire de magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou].

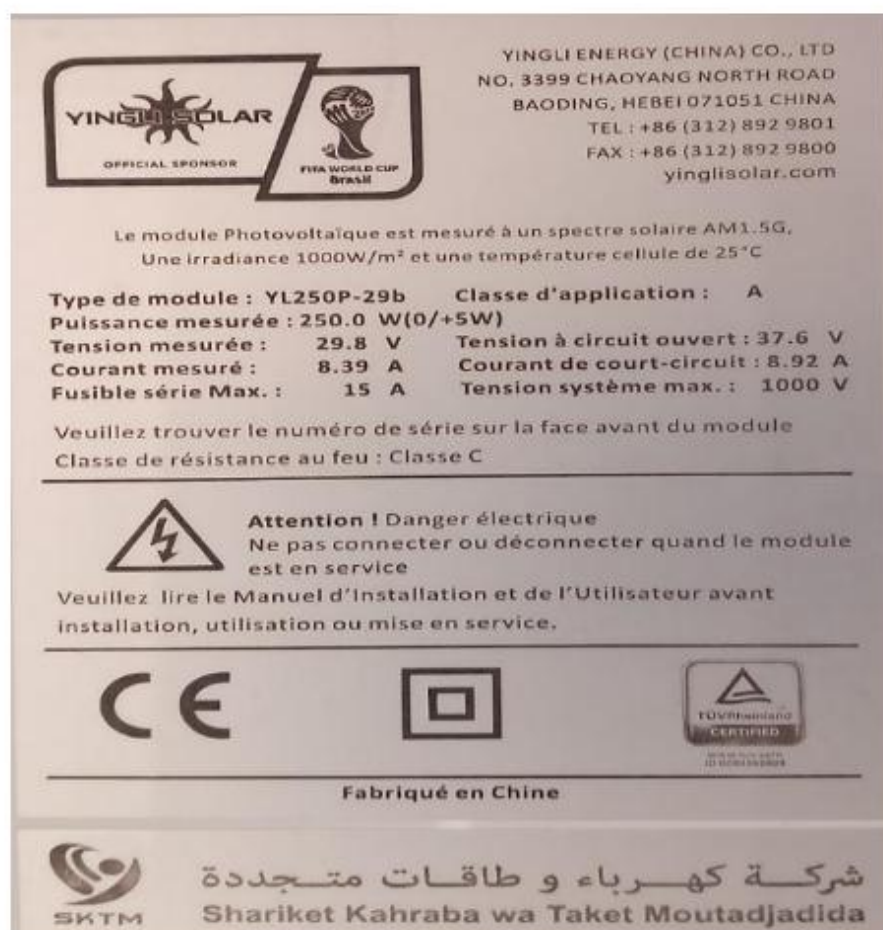
[14] Targant Lyes, & Khalef Sofiane (2018). Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique [Mémoire de master, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou].

[15] Si Abdelhadi, Harrath, N. (2023). Étude technico-économique d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau : Cas d'El Kheneg (Laghouat) [Mémoire de master, Université Saad Dahlab de Blida].

La valeur de $N_e = 1,45$ à été adoptée à titre approximatif à partir d'une étude réalisée dans la wilaya de Naâma

Annexe :

Yingli Solar 250W



Correction factor K1

Selection letter	Installation case	K1
B	Cables in conduits embedded directly in thermally insulating materials.	0.70
	Ducts embedded in thermally insulating materials.	0.77
	Multicore cables	0.90
	Building voids and gutters	0.95
C	Installation under ceiling	0.95

B, C, E, F	Other cases	1
-------------------	--------------------	----------

Correction factor K2

Selection letter	arrangement of contiguous cables	Correction factor K2											
		number of circuits or multi-conductor cables											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
B, C, F	recessed or embedded in the walls	1	0.8	0.7	0.65	0.6	0.55	0.55	0.5	0.5	0.45	0.4	0.4
C	single layer on walls or floors or non-perforated shelves	1	0.85	0.79	0.75	0.73	0.72	0.72	0.71	0.7	No additional reduction factor for more than 9 cables.		
	single layer ceiling	1	0.85	0.76	0.72	0.69	0.67	0.66	0.65	0.64			
E, F	single layer on perforated horizontal shelves or on vertical shelves	1	0.88	0.82	0.77	0.75	0.73	0.73	0.72	0.72			
	single layer on cable ladders, corbels, etc.	1	0.88	0.82	0.8	0.8	0.79	0.79	0.78	0.78			

Correction K₃:

ambient temperature (°C)	insulation		
	elastomer (rubber)	polyvinyl chloride (PVC)	cross-linked polyethylene (RP) butyl, ethylene, propylene (EPR)
10	1.29	1.22	1.15
15	1.22	1.17	1.12
20	1.15	1.12	1.08
25	1.07	1.06	1.04
30	1	1	1
35	0.93	0.94	0.96
40	0.82	0.87	0.91

45	0.71	0.79	0.87
50	0.58	0.71	0.82
55	-	0.61	0.76
60	-	0.5	0.71

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Nouveau

Variant: Nouvelle variante de simulation

Unlimited sheds

System power: 72.00 MWp

Bifacial - Algérie

| Author



PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
21/06/26 14:39
with V7.4.7

Project: Nouveau

Variant: Nouvelle variante de simulation

Project summary

Geographical Site

Bifacial

Algérie

Situation

Latitude 33.73 °N
Longitude 2.81 °E
Altitude 797 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

bifacial

Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100 % - Synthétique

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Sheds

Tilt 33 °

Azimuth 0 °

Unlimited sheds

Near Shadings

Mutual shadings of sheds

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 144000 units
Pnom total 72.00 MWp

Inverters

Nb. of units 72 units
Pnom total 72.00 MWac
Pnom ratio 1.000

Results summary

Produced Energy 140095218 kWh/year Specific production 1946 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 84.65 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	16
Loss diagram	17
Predef. graphs	18
P50 - P90 evaluation	19
Single-line diagram	20
Cost of the system	21
CO ₂ Emission Balance	22



PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
21/06/26 14:39
with V7.4.7

Project: Nouveau

Variant: Nouvelle variante de simulation

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited sheds	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	5 units
Sheds		Unlimited sheds	
Tilt	33 °	Sizes	
Azimuth	0 °	Sheds spacing	6.60 m
		Collector width	3.00 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	45.5 %
		Top inactive band	0.02 m
		Bottom inactive band	0.02 m
		Shading limit angle	
		Limit profile angle	22.0 °
Horizon		User's needs	
Free Horizon		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	AE Solar	Manufacturer	Sungrow
Model	AE 500ME-T150BS	Model	SG1000MX
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	500 Wp	Unit Nom. Power	1000 kWac
Number of PV modules	144000 units	Number of inverters	72 units
Nominal (STC)	72.00 MWp	Total power	72000 kWac
Array #1 - Champ PV		Array #2 - Sous-champ #2	
Number of PV modules	2000 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1000 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	125 string x 16 In series	Operating voltage	550-850 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	916 kWp		
U mpp	629 V		
I mpp	1454 A		
Array #3 - Sous-champ #3		Array #4 - Sous-champ #4	
Number of PV modules	2000 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1000 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	125 string x 16 In series	Operating voltage	550-850 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	916 kWp		
U mpp	629 V		
I mpp	1454 A		



PVsyst V7.4.7
 VCO, Simulation date:
 21/06/26 14:39
 with V7.4.7

Project: Nouveau
 Variant: Nouvelle variante de simulation

PV Array Characteristics

Array #70 - Sous-champ #70

Number of PV modules	2000 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1000 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	125 string x 16 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-850 V
P _{mpp}	916 kWp	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.00
U _{mpp}	629 V		
I _{mpp}	1454 A		

Array #71 - Sous-champ #71

Number of PV modules	2000 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1000 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	125 string x 16 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-850 V
P _{mpp}	916 kWp	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.00
U _{mpp}	629 V		
I _{mpp}	1454 A		

Array #72 - Sous-champ #72

Number of PV modules	2000 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1000 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	125 string x 16 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-850 V
P _{mpp}	916 kWp	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.00
U _{mpp}	629 V		
I _{mpp}	1454 A		

Total PV power

Nominal (STC)	72000 kWp
Total	144000 modules
Module area	343425 m²
Cell area	317520 m²

Total inverter power

Total power	72000 kWac
Number of inverters	72 units
P _{nom} ratio	1.00

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
U _c (const)	20.0 W/m²K
U _v (wind)	0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	7.1 mΩ
Global wiring resistance	0.099 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.8 %
---------------	--------

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Strings Mismatch loss

Loss Fraction	0.2 %
---------------	-------

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

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



PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
21/06/26 14:39
with V7.4.7

Project: Nouveau

Variant: Nouvelle variante de simulation

P50 - P90 evaluation

Weather data

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100 %
Kind Monthly averages
Synthétique - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 3.4 %
Specified Deviation
Climate change 0.0 %

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum) 3.9 %

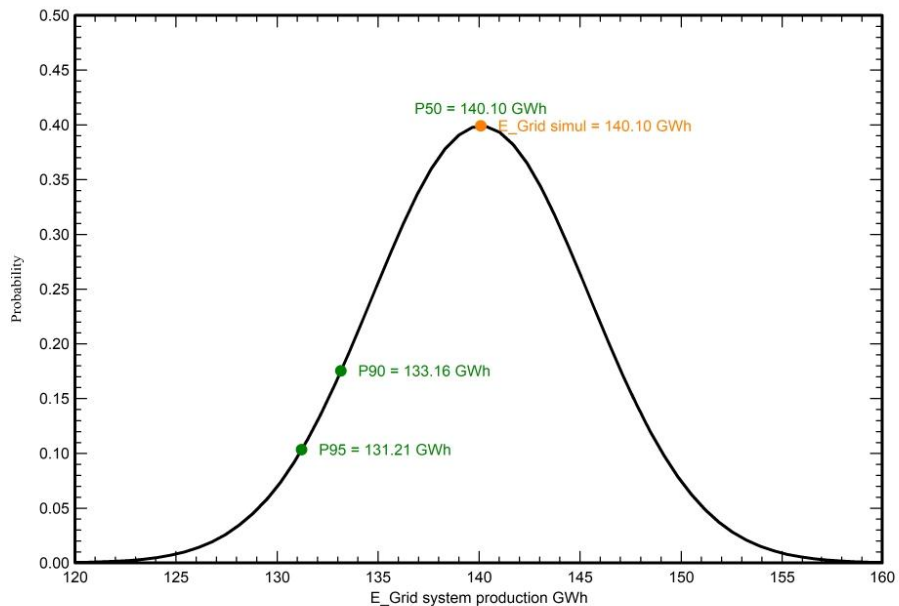
Simulation and parameters uncertainties

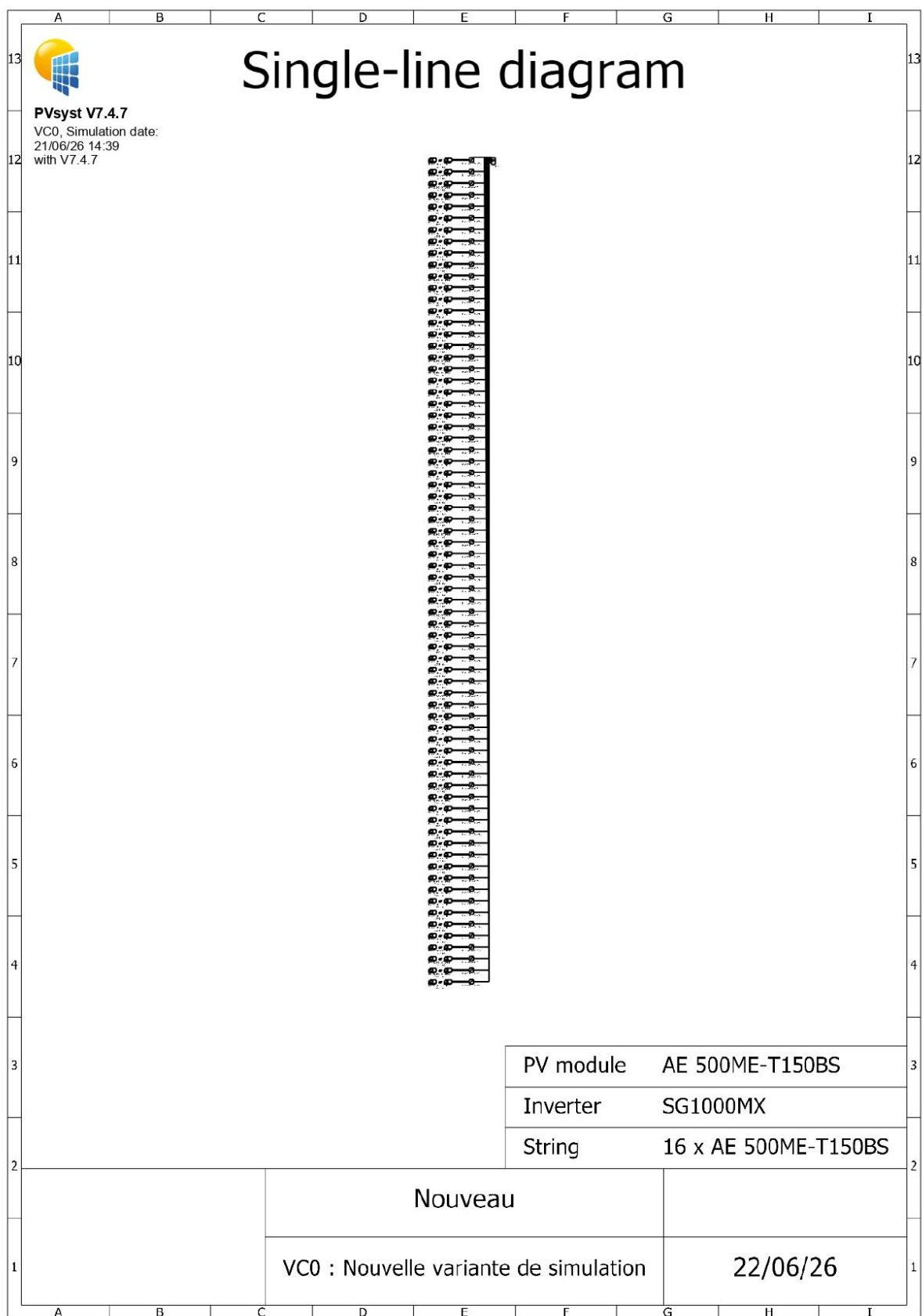
PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 5.41 GWh
P50 140.10 GWh
P90 133.16 GWh
P95 131.21 GWh

Probability distribution







PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
21/06/26 14:39
with V7.4.7

Project: Nouveau

Variant: Nouvelle variante de simulation

CO₂ Emission Balance

Total: 2043730.9 tCO₂

Generated emissions

Total: 129686.41 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 2504902.5 tCO₂

System production: 140095.22 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 596 gCO₂/kWh

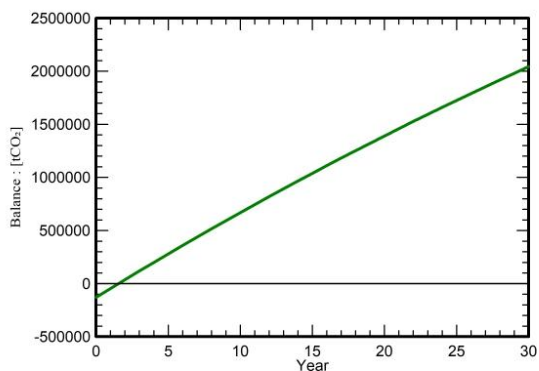
Source: IEA List

Country: Algeria

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	72000 kWp	123315840
Supports	4.40 kgCO ₂ /kg	1440000 kg	6339168
Inverters	436 kgCO ₂ /units	72.0 units	31401

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: el kheng laghouat

Variant: Nouvelle variante de simulation

No 3D scene defined, no shadings

System power: 60.06 MWp

El Kheneg - Algeria

| Author



PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
15/06/26 11:47
with V7.4.7

Project: el kheng laghouat Variant: Nouvelle variante de simulation

Project summary

Geographical Site El Kheneg Algeria	Situation		Project settings	
	Latitude	33.73 °N	Albedo	0.20
	Longitude	2.81 °E		
	Altitude	797 m		
	Time zone	UTC+1		
Weather data El Kheneg Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100 % - Synthétique				

System summary

System summary				
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings		
Simulation for year no 10				
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs
Fixed plane		No Shadings		Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth	33 / 0 °			
System information				
PV Array		Inverters		
Nb. of modules	240240 units	Nb. of units	60 units	
Pnom total	60.06 MWp	Pnom total	60.00 MWac	
		Pnom ratio	1.001	

Results summary

Produced Energy	108104722 kWh/year	Specific production	1800 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.31 %
-----------------	--------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	14
Loss diagram	15
Predef. graphs	16
P50 - P90 evaluation	17
Single-line diagram	18
Cost of the system	19
CO ₂ Emission Balance	20



PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
15/06/26 11:47
with V7.4.7

Project: el kheng laghouat Variant: Nouvelle variante de simulation

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation
Fixed plane
Tilt/Azimuth 33 / 0 °

Horizon

Free Horizon

No 3D scene defined, no shadings

Sheds configuration
No 3D scene defined

Near Shadings

No Shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Yingli Solar
Model YL250P-29b
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 250 Wp
Number of PV modules 240240 units
Nominal (STC) 60.06 MWp

Array #1 - Champ PV

Number of PV modules 4004 units
Nominal (STC) 1001 kWp
Modules 182 string x 22 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 894 kWp
U mpp 593 V
I mpp 1508 A

Array #2 - Sous-champ #2

Number of PV modules 4004 units
Nominal (STC) 1001 kWp
Modules 182 string x 22 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 894 kWp
U mpp 593 V
I mpp 1508 A

Array #3 - Sous-champ #3

Number of PV modules 4004 units
Nominal (STC) 1001 kWp
Modules 182 string x 22 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 894 kWp
U mpp 593 V
I mpp 1508 A

Array #4 - Sous-champ #4

Number of PV modules 4004 units
Nominal (STC) 1001 kWp
Modules 182 string x 22 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 894 kWp
U mpp 593 V
I mpp 1508 A

Inverter

Manufacturer Sungrow
Model SG1000MX
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 1000 kWac
Number of inverters 60 units
Total power 60000 kWac

Number of inverters 1 unit
Total power 1000 kWac

Operating voltage 550-850 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.00

Number of inverters 1 unit
Total power 1000 kWac

Operating voltage 550-850 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.00

Number of inverters 1 unit
Total power 1000 kWac

Operating voltage 550-850 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.00

Number of inverters 1 unit
Total power 1000 kWac

Operating voltage 550-850 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.00



PVsyst V7.4.7
 VCO, Simulation date:
 15/06/26 11:47
 with V7.4.7

Project: el kheng laghouat
 Variant: Nouvelle variante de simulation

PV Array Characteristics

Array #59 - Sous-champ #59

Number of PV modules	4004 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1001 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	182 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-850 V
P _{mpp}	894 kWp	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.00
U _{mpp}	593 V		
I _{mpp}	1508 A		

Array #60 - Sous-champ #60

Number of PV modules	4004 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1001 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	182 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-850 V
P _{mpp}	894 kWp	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.00
U _{mpp}	593 V		
I _{mpp}	1508 A		

Total PV power

Nominal (STC)	60060 kWp
Total	240240 modules
Module area	390054 m²
Cell area	350702 m²

Total inverter power

Total power	60000 kWac
Number of inverters	60 units
P _{nom} ratio	1.00

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
U _c (const)	20.0 W/m²K
U _v (wind)	0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	6.6 mΩ
Global wiring resistance	0.11 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction	1.3 %
---------------	-------

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.8 %
---------------	--------

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Strings Mismatch loss

Loss Fraction	0.2 %
---------------	-------

Module average degradation

Year no	10
Loss factor	0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion	0.4 %/year
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.960	0.880	0.800	0.670	0.430	0.000



PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
15/06/26 11:47
with V7.4.7

P50 - P90 evaluation

Weather data

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100 %
Kind Monthly averages
Synthétique - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 3.4 %
Specified Deviation
Climate change 0.0 %

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum) 3.9 %

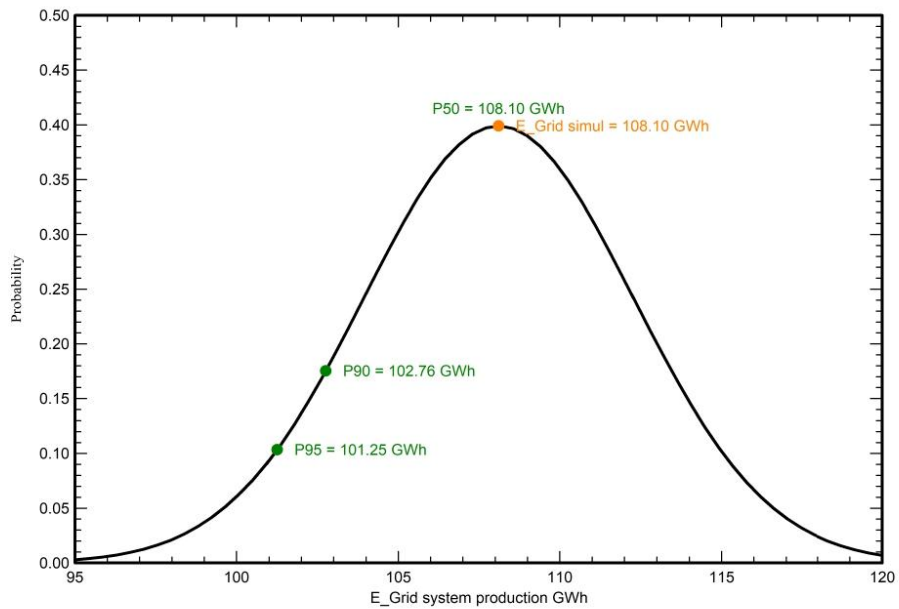
Simulation and parameters uncertainties

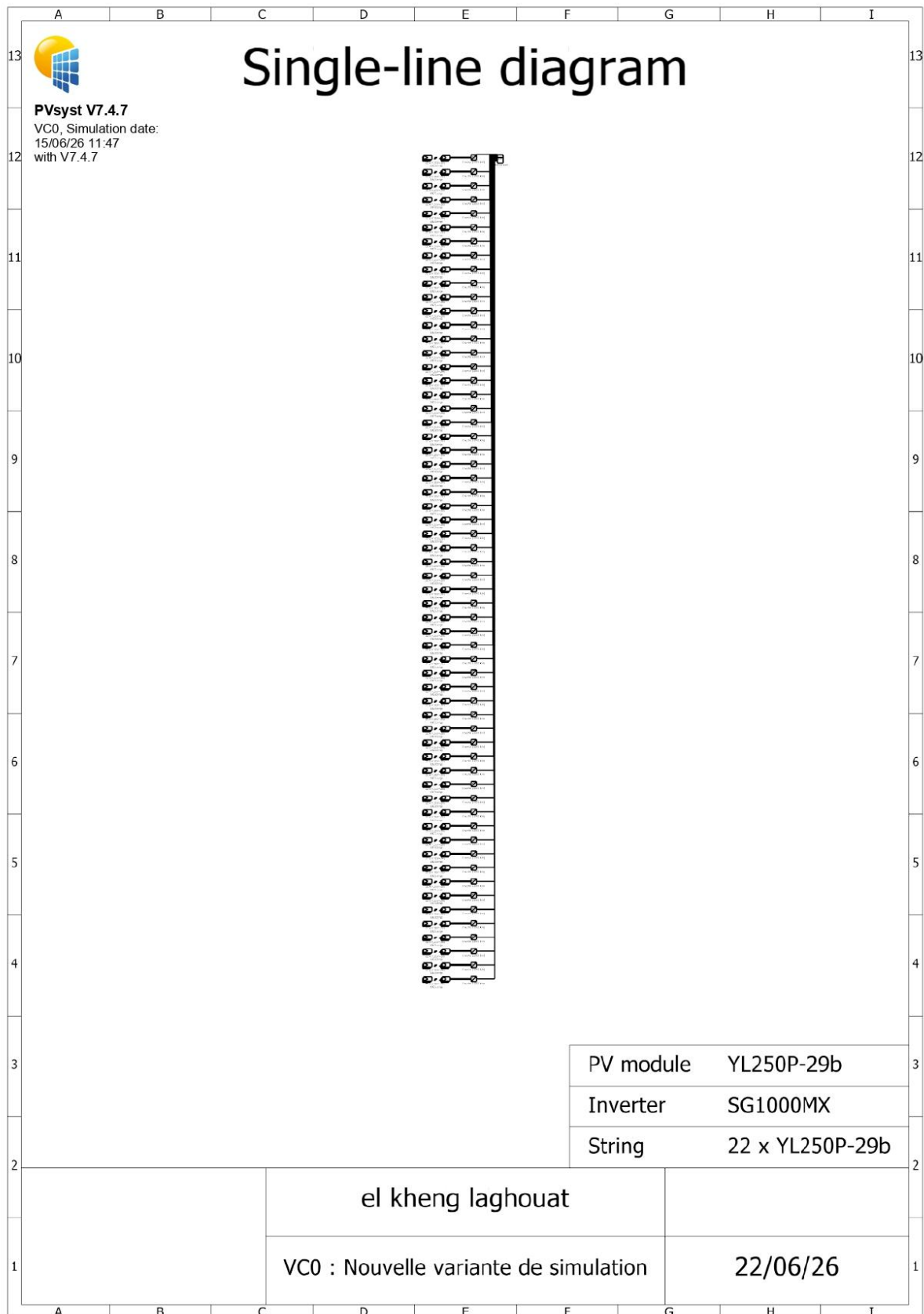
PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 4.17 GWh
P50 108.10 GWh
P90 102.76 GWh
P95 101.25 GWh

Probability distribution







PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
15/06/26 11:47
with V7.4.7

Project: el kheng laghouat

Variant: Nouvelle variante de simulation

CO₂ Emission Balance

Total: 1563653.3 tCO₂

Generated emissions

Total: 113467.98 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 1932912.4 tCO₂

System production: 108104.72 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 596 gCO₂/kWh

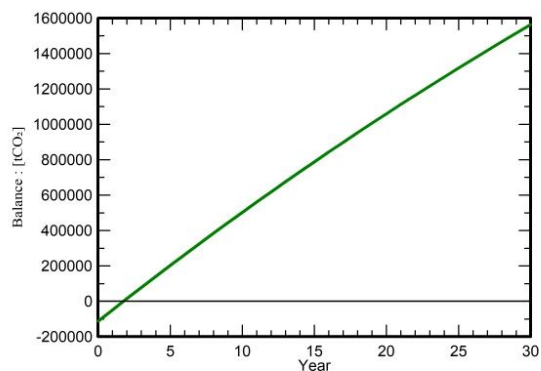
Source: IEA List

Country: Algeria

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	60060 kWp	102865963
Supports	4.40 kgCO ₂ /kg	2402400 kg	10575845
Inverters	436 kgCO ₂ /units	60.0 units	26168