

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté Des Sciences et de la Technologie



N° d'ordre : M...../GE/2024

## Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de Master Académique

**Département** : Génie électrique

**Filière** : Energies Renouvelables

**Spécialité** : Energies renouvelables en électrotechnique

Présenté par :

**LARBI Houcine**

**BOUZIDI Zakaria**

**Analyse du dimensionnement et évaluation des performances d'une centrale photovoltaïque de 30 MW reliée au réseau électrique à Saida, Algérie.**

President: Mr. OMARI Hamza

MAA

Université de Mostaganem

Examineur: Mr. MISSOUM Ibrahim

MCB

Université de Mostaganem

Encadrant: Mme. BOU TLILIS Fatima

MCA

Université de Mostaganem

Co - Encadrant : Mlle. AMRANI Fatima

DOCTORANTE

Université de Mostaganem

Zohra Bochra

Année Universitaire : 2023/2024

# **Remerciement**

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

Je voudrais adresser mes plus sincères remerciements à ma directrice de recherche, le professeur Mme. BOUTLILIS Fatima, pour sa guidance, ses conseils précieux et son soutien tout au long de cette étude. Ses expertises et ses encouragements constants ont été une source inestimable d'inspiration et de motivation.

Je remercie particulièrement Mlle. AMRANI Fatima Zohra Bochra, dont les suggestions et les critiques constructives ont été importants dans la finalisation de ce mémoire.

Nous tenons également à remercier le président OMARI Hamza et l'examineur Mr. MISSOUM Ibrahim pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'expertiser notre travail.

Je tiens également à exprimer ma reconnaissance à l'ensemble des membres du Département de Génie électrique pour leur soutien académique et leurs précieux enseignements qui ont grandement enrichi mes connaissances et compétences.

Je n'oublie pas de remercier mes collègues et amis, en particulier toute la famille électromécanique, pour leur camaraderie, et les moments de convivialité partagés qui ont rendu ces années d'études plus agréables et mémorables.

Enfin, je tiens à exprimer ma gratitude à ma famille pour leur amour, leur patience, et leur soutien inconditionnel. Sans leur encouragement, je n'aurais pas pu accomplir ce travail.

À tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire, je vous dis un grand merci.

## **Dédicace**

**Je dédie le fruit de mes efforts au secret qui attire le sourire et l'espoir dans ma vie. Aux deux mots les plus doux, Je leur parle.**

**À l'homme qui m'a appris la patience face à l'adversité, ma précieuse offrande d'Allah, qui doit ma vie, mon succès et tout mon respect  
mon cher père.**

**À la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes demandes et n'a ménagé aucun effort pour faire moi plaisir  
ma chère mère.**

**Je prie Allah de les guérir et de prolonger leur vie.**

**À ceux qui sont plus grands et qui doivent compter, aux bougies de ma vie, à ceux qui existent, à ceux qui ont acquis un pouvoir et un amour illimités, à ceux avec qui j'ai connu le sens de la vie, mes frères et sœurs.**

**À toutes les familles LARBI, TAHAR et BOUZIDI**

**À nos frères et sœurs, pour leur soutien et leur présence. Merci de nous avoir encouragés et aidés à continuer, même quand c'était difficile.**

**À nos amis, pour leur compréhension et leur soutien. Merci d'avoir été là pour nous, de nous avoir fait rire et de nous avoir motivés.**

**À nos enseignants et encadrants, pour leurs conseils et leur aide. Merci de nous avoir guidés et d'avoir partagé vos connaissances avec nous.**

**Enfin, à nous-mêmes, pour avoir travaillé dur et persévéré jusqu'au bout.**

**Nous sommes fiers de ce que nous avons accompli ensemble.**

**Les deux frères Houcine et Zakaria**

## Résumé :

La centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna Saïda, d'une capacité de 30 MWc et connectée au réseau électrique, s'inscrit dans un programme national visant à produire de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Une brève analyse a été faite pour l'évaluation du dimensionnement de cette centrale. Les caractéristiques techniques de la centrale, son mode de fonctionnement, ainsi que les conditions environnementales et géographiques spécifiques à la région de Saïda ont été entièrement étudiées. Notre étude évalue la performance de cette centrale selon les normes standardisées de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI 61724), en se basant sur les données expérimentales (météorologiques et de production d'électricité) de l'année 2020. Les résultats montrent que l'indice de performance normalisé (PR) est de 78,40 %. De plus, nous avons utilisé le logiciel PVsyst pour simuler la centrale et valider les résultats réels obtenus. Les simulations ont confirmé la fiabilité et l'efficacité du système photovoltaïque. Cette étude souligne l'importance des énergies renouvelables dans la transition énergétique et offre des recommandations pour optimiser les performances des centrales photovoltaïques similaires.

**Mots clés :** Centrale Photovoltaïque, Energie solaire, Évaluation de performance, PVsyst.

## ملخص :

إن محطة الطاقة الكهروضوئية في عين السخونة سعيدة، بقدرة 30 ميغاوات والمتصلة بالشبكة الكهربائية، هي جزء من برنامج وطني يهدف إلى إنتاج الكهرباء من مصادر الطاقة المتجددة. تم إجراء تحليل مفصل لتقييم أساس تصميم هذه المحطة. تم دراسة الخصائص التقنية للمحطة، وطريقة عملها، بالإضافة إلى الظروف البيئية والجغرافية الخاصة بمنطقة سعيدة بشكل كامل. تقيم دراستنا أداء هذه المحطة وفقاً للمعايير القياسية للجنة الكهروتقنية الدولية (IEC 61724)، استناداً إلى البيانات التجريبية (الأرصاء الجوية والطاقة الكهربائية المنتجة) لعام 2020. تُظهر النتائج أن نسبة مؤشر الأداء (PR) هي 78.40%. بالإضافة إلى ذلك، استخدمنا برنامج PVsyst لمحاكاة المحطة والتحقق من صحة النتائج الفعلية التي تم الحصول عليها. أكدت المحاكاة فعالية وكفاءة النظام الكهروضوئي. تسلط هذه الدراسة الضوء على أهمية الطاقة المتجددة في التحول الطاقوي وتقديم توصيات لتحسين أداء محطات الطاقة الكهروضوئية المماثلة.

**الكلمات المفتاحية:** محطة توليد الطاقة الكهروضوئية، الطاقة الشمسية، تقييم الأداء، PVsyst

## Abstract:

The Ain-Skhouna Saïda photovoltaic power plant, with a capacity of 30 MWp and connected to the electrical grid, is part of a national program aimed at producing electricity from renewable energy sources. A brief analysis was conducted to evaluate the sizing of this power plant. The technical characteristics, operational mode, as well as the environmental and geographical conditions specific to the Saïda region, have been thoroughly studied. Our study evaluates the performance of this power plant according to the standardized norms of the International Electrotechnical Commission (IEC 61724), based on experimental data (meteorological and electricity production) from the year 2020. The results show that the normalized performance ratio (PR) is 78.40%. Additionally, we used the PVsyst software to simulate the power plant and validate the actual results obtained. The simulations confirmed the reliability and efficiency of the photovoltaic system. This study highlights the importance of renewable energies in the energy transition and provides recommendations for optimizing the performance of similar photovoltaic power plants.

**Keywords:** Photovoltaic power plant, Solar energy, Performance evaluation, PVsyst

## Table des matières

REMERCIEMENT .....	I
DEDICACE .....	II
RESUME .....	III
LISTE DES FIGURES.....	IV
LISTE DES TABLEAUX.....	VI
LISTE DES ABREVIATIONS .....	VII
INTRODUCTION GENERALE .....	2
<b>CHAPITRE I : Généralités sur les systèmes Photovoltaïques</b>	
I.1 Introduction .....	5
I.2 Historique de l'énergie Solaire Photovoltaïque.....	5
I.3 Energie solaire .....	7
I.3.1 Rayonnement solaire.....	7
I.3.2 Gisement solaire en Algérie .....	8
I.4 Description de l'énergie photovoltaïque .....	9
I.4.1 Principe d'une cellule photovoltaïque (l'effet photovoltaïque).....	9
I.4.2 Types des Cellule Photovoltaïque .....	9
I.4.3 Modèle d'une cellule photovoltaïque .....	10
I.4.4 Caractéristiques Electriques de la cellule Photovoltaïque.....	10
I.4.4.1 Caractéristique courant - tension (I-V) .....	10
I.4.4.2 Caractéristique puissance - tension (P-V) .....	11
I.4.5 Paramètres d'une cellule photovoltaïque .....	11
I.4.5.1 Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ).....	11
I.4.5.2 Tension de circuit-ouvert ( $V_{oc}$ ).....	12
I.4.5.3 Puissance optimale .....	12
I.4.5.4 Facteur de Forme.....	12
I.4.5.5 Le rendement énergétique .....	12
I.4.6 Influence de l'éclairement et de la température sur la caractéristique $I=f(V)$ et $P=f(V)$ .....	13
I.5 Les éléments constitutifs du système photovoltaïque.....	14
I.5.1 Les cellules photovoltaïques .....	14
I.5.1.1 Groupement des Cellules Photovoltaïques.....	15
I.5.2 Protection des Modules PV .....	16
I.5.2.1 Les diodes by-pass .....	16
I.5.2.2 Les diodes anti retour .....	16
I.5.3 Le Convertisseur DC/AC (Onduleur central).....	16
I.5.4 Le Régulateur de Charge.....	17
I.5.5 Transformateur de puissance.....	18
I.6 Les catégories du system PV .....	18
I.6.1 Les systèmes autonomes .....	18
I.6.2 Les systèmes PV connectés au réseau.....	18
I.7 Normes de Raccordement des Systèmes PV au Réseau Electrique .....	19
I.7.1 Tension de fonctionnement .....	19
I.7.2 Fréquence .....	20
I.7.3 Mise à la terre.....	20

I.7.4	Injection du courant continu.....	20
I.7.5	Facteur de Puissance .....	20
I.8	Avantages et inconvénients des installations PV dans le réseau électrique.....	20
I.8.1	Les avantages .....	20
I.8.2	Les inconvénients.....	21
I.9	Objective de travail.....	21
I.10	Conclusion.....	21

## **CHAPITRE II : Présentation de la centrale photovoltaïque Ain-Skhouna**

II.1	Introduction .....	23
II.2	Situation géographique de la centrale PV Ain-Skhouna Saïda.....	23
II.3	Description de la centrale PV Skhouna (Saïda).....	24
II.3.1	Les champs solaires PV.....	24
II.3.2	Les boîtes centrales (les centraux box) .....	26
II.3.3	Les onduleurs .....	27
II.3.4	Les transformateurs.....	27
II.3.5	RMU (ring main unit) .....	28
II.3.6	SKID .....	29
II.3.7	Dimensionnement des câbles de la centrale.....	29
II.3.8	Point d'injection au réseau SONELGAZ.....	30
II.3.9	La salle de contrôle .....	30
II.3.10	L'armoire de communication des charges.....	31
II.3.11	La station météorologique.....	31
II.4	Opération d'entretien et de maintenance .....	32
II.4.1	Présentation et classification de la maintenance .....	32
II.4.2	Répartition des tâches.....	33
II.4.3	Plan d'entretien annuel.....	33
II.4.4	Contrôle courant.....	33
II.4.5	Contrôle périodique.....	33
II.4.6	Anomalies et réparations.....	34
II.4.7	Le Nettoyage .....	34
II.5	Conclusion.....	35

## **CHAPITRE III : Evaluation de l'efficacité de la centrale PV d'Ain-Skhouna Saïda**

III.1	Introduction .....	37
III.2	La méthode d'analyse utilisée .....	37
III.3	Paramètres de performance de système PV.....	38
III.3.1	Les rendements énergétiques : .....	38
III.3.1.1	Rendement du champ photovoltaïque ( $Y_a$ ) .....	38
III.3.1.2	Rendement final d'un système photovoltaïque ( $Y_F$ ).....	38
III.3.1.3	Rendement de référence d'un système photovoltaïque ( $Y_R$ ) .....	38
III.3.2	Les pertes de la centrale PV .....	39
III.3.2.1	Pertes du système par conversion ( $L_S$ ).....	39
III.3.2.2	Pertes du champ photovoltaïque ( $L_C$ ) .....	39
III.3.2.3	Pertes énergétiques totales ( $L_T$ ).....	39
III.3.3	Ratio de performance (PR).....	39
III.3.4	Facteur de charge ( $C_F$ ).....	39

III.3.5 Efficacité du système ( $\eta_{\text{sys}}$ ).....	39
III.4 Résultats expérimentale et l'interprétation des résultats réels.....	40
III.4.1 Analyse des conditions environnementales de la centrale Ain-Skhouna (Saïda).....	40
III.4.2 Analyse des performances de la centrale .....	41
III.4.2.1 Energie de sortie EAC en termes de l'irradiation globale (G) .....	41
III.4.2.2 Les rendements énergétiques (YF) (YR) .....	43
III.4.2.3 Le rendement final (YF) en fonction de facteur de charge (CF).....	44
III.4.2.4 L'efficacité du système ( $\eta_{\text{sys}}$ ) en termes de la température ( $T_{\text{am}}$ ).....	44
III.4.2.5 Les pertes énergétiques totales (LT).....	45
III.4.2.6 Le ratio de performance (PR).....	45
III.5 Aperçu sur le logiciel utilisé.....	46
III.5.1 Définition du logiciel PVsyst.....	47
III.6 Validation des paramètres de performance réels de la centrale PV par les résultats de simulation PVsyst .....	47
III.6.1 L'énergie de sortie EAC .....	47
III.6.2 Les rendements énergétiques (YF)(YR) .....	48
III.6.3 Facteur de charge (CF).....	48
III.6.4 L'efficacité du système ( $\eta_{\text{sys}}$ ).....	49
III.6.5 Les pertes énergétiques totale (LT) .....	50
III.6.6 Le ratio de performance (PR).....	50
III.13 Comparaison des performances réelles de la centrale avec d'autres centrale PV a grandes échelles installées en Algérie .....	52
III.14 Conclusion.....	52
CONCLUSION GENERALE.....	55
ANNEXE .....	57
REFERENCES ET BIBLIOGRAPHIES .....	60

## Liste des figures

Figure I. 1: Les types de rayonnements solaires reçus au sol.....	8
Figure I. 2: Irradiation globale (G) reçue sur une surface horizontale.....	8
Figure I. 3: Principe de fonctionnement d'une cellule PV.....	9
Figure I. 4: Les types des technologies des cellules photovoltaïques.....	10
Figure I. 5: Modèle électrique d'une cellule PV.....	10
Figure I. 6: Caractéristique courant - tension (I-V).....	11
Figure I. 7: Caractéristique puissance - tension (P-V).....	11
Figure I. 8: Caractéristique courant-tension du GPV pour différents niveaux d'éclairement et une température fixe 25° C.....	13
Figure I. 9: Caractéristique de puissances du GPV pour différents niveaux d'éclairement et une température fixe 25 °C.....	13
Figure I. 10: Caractéristique courant-tension du GPV pour différentes valeurs de température et un éclairement fixe 1000W/m <sup>2</sup> .....	14
Figure I. 11: Caractéristique puissances-tension du GPV pour différentes valeurs de température et un éclairement fixe 1000W/m <sup>2</sup> .....	14
Figure I. 12: Schéma des cellules photovoltaïques associées en série.....	15
Figure I. 13: Schéma des cellules photovoltaïques associées en parallèle.....	15
Figure I. 14: Protection d'un GPV par la mise en place d'une diode d'anti-retour / by-pass.....	16
Figure I. 15: Système PV connecté à un réseau électrique avec l'onduleur central.....	17
Figure I. 16: Schéma qui représente principe d'une installation PV.....	19
Figure II. 1 : Evolution mensuelle d'irradiation horizontale globale et la températures à Ain-Skhouna.....	23
Figure II. 2: Vue satellite de la centrale Ain-Skhouna de Saïda.....	24
Figure II. 3: répartition des tables des modules dans la centrale.....	25
Figure II. 4: Schéma d'installation d'un seul champ (Saida 2).....	26
Figure II. 5: Schéma d'une deux boites centrale.....	26
Figure II. 6: Schéma d'un transformateur de puissance 1800 KVA 360V/30KV de la centrale.....	28
Figure II. 7: Schéma simplifié du RMU (Ain-Skhouna).....	28
Figure II. 8: Schéma du SKID de la centrale.....	29
Figure II. 9: Poste d'évacuation (30KV/60KV) Ain-Skhouna.....	30
Figure II. 10: Armoire de communication des charges.....	31
Figure II. 11: Station météo et leurs composantes de mesures (Ain Skhouna).....	32
Figure II. 12: Classification de l'entretien.....	32
Figure II. 13: Machine mobile pour le nettoyage des panneaux.....	35
Figure III. 1: Bilan des rendements et des pertes du système PV.....	38
Figure III. 2: Energie alternative mensuelle en fonction de l'irradiation globale de la centrale.....	42
Figure III. 3: La corrélation positive entre l'irradiation globale et l'énergie produite.....	42
Figure III. 4: Les rendements énergétique mensuelle moyenne de la centrale.....	43
Figure III. 5: Le rendement final mensuel (YF) en fonction de facteur de charge (CF).....	44
Figure III. 6: L'influence de la température mensuelle sur l'efficacité du système de la centrale.....	44
Figure III. 7: Les pertes énergétiques totales mensuelle de la centrale.....	45
Figure III. 8: L'indice de performance mensuel de la centrale.....	46
Figure III. 9: Comparaison entre L'énergie de sortie EAC réel et simulé de la centrale.....	47
Figure III. 10: Comparaison entre les rendements énergétiques mensuels, réels et simulés.....	48
Figure III. 11: Comparaison entre le facteur de charge mensuel réel et simulé.....	49

Figure III. 12: Comparaison entre L'efficacité du système ( $\eta_{sys}$ ) mensuelle réels et simulés de la centrale.. 49  
Figure III. 13: Comparaison entre les pertes énergétiques totale mensuelle (LT) réels et simulés de la centrale.  
..... 50  
Figure III. 14: Comparaison entre l'indice de performance (PR) mensuel réel et simulé de la centrale. .... 51

## Liste des tableaux

Tableau I. 1: Les types des cellules photovoltaïques.....	9
Tableau I. 2: les niveaux de tension défini par la norme UTE C18-510. ....	18
Tableau I. 3: Plage de fonctionnement de tension et temps de déconnexion IEEE1547 & IEC61727. ....	20
Tableau II. 1: Caractéristiques électriques des modules PV de la centrale d'Ain-Skhouna.....	25
Tableau II. 2: Spécifications des onduleurs de la centrale Ain-Skhouna.....	27
Tableau II. 3: Répartition des panneaux photovoltaïques d'un SKID dans la centrale d'Ain-Skhouna.....	29
Tableau II. 4: dimensionnement des câbles de la centrale PV Ain-Skhouna.....	30
Tableau III. 1: L'ensemble des équations des paramètres de performance de système PV. ....	40
Tableau III. 2: Résultats des données météorologiques (G) (Tam) (V) année 2020 de la centrale. ....	41
Tableau III. 3: Comparaison de diverses installations photovoltaïques à grande échelle.....	52

## Liste des abréviations

<b>AC / CA :</b>	Alternative Current / Courant alternatif
<b>CDER :</b>	Centre de développement des énergies renouvelables
<b>CEI :</b>	Commission Électrotechnique International
<b>CF :</b>	Facteur de capacité
<b>DC / CC :</b>	Direct Current / Courant continu
<b>EAC :</b>	L'énergie totale produit par le système PV
<b>G :</b>	Irradiation horizontale globale
<b>GPV :</b>	Générateur photovoltaïque
<b>GRTE :</b>	Société Algérienne de gestion du réseau de transport de l'électricité
<b>HT :</b>	Haute tension
<b>I<sub>sc</sub>:</b>	Courant de court-circuit
<b>I<sub>mpp</sub>:</b>	Courant à P <sub>max</sub>
<b>I<sub>opt</sub> :</b>	Courant optimale
<b>LS :</b>	Pertes du système (Système Losses)
<b>MBE :</b>	Erreur de biais moyen
<b>MPPT :</b>	Suiveur du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracker)
<b>MT :</b>	Moyenne tension
<b>NOCT :</b>	Température nominale des cellules en service
<b>N<sub>s</sub>:</b>	Nombre des cellules en série
<b>P<sub>max</sub> :</b>	Puissance maximale
<b>PR :</b>	Rapport de performance (performance ratio)
<b>PV :</b>	Photovoltaïque
<b>R :</b>	Coefficient de corrélation
<b>RMU :</b>	Ring main unit (Unité centrale de sonnerie)
<b>SCADA :</b>	Système de contrôle et d'acquisition de données (Supervisory Control And Data quisition)
<b>SKTM :</b>	Shariket el Kahraba wel Taket Moutajdida
<b>STC :</b>	Condition de test standard (Standard test condition)
<b>T<sub>am</sub> :</b>	Température ambiante
<b>TBT :</b>	Très basse tension
<b>V<sub>mpp</sub>:</b>	Tension à P <sub>max</sub>
<b>V<sub>oc</sub>:</b>	Tension circuit ouvert
<b>V<sub>opt</sub> :</b>	Tension optimale

<b>Wc :</b>	Watts-crête
<b>Ya :</b>	Le rendement du champ PV
<b>YF :</b>	Le rendement final du système PV
<b>YR :</b>	Le rendement de référence
<b><math>\eta_{\text{sys}}</math>:</b>	Efficacité du système PV
<b><math>\tau</math> :</b>	Temps d'enregistrement (1h)

---

# *Introduction générale*

---

## Introduction Générale

Dans un contexte mondial caractérisé par la transition énergétique et la recherche de solutions durables pour la production d'électricité, les systèmes photovoltaïques occupent une place prépondérante, car ils améliorent la qualité de l'énergie et réduisent les effets des gaz polluants. De manière générale, les énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire, offrent des perspectives prometteuses pour répondre aux besoins énergétiques croissants tout en réduisant l'impact environnemental. Bien que ces énergies se caractérisent par leur comportement intermittent et que le coût de leur conversion soit actuellement considéré comme élevé, elles sont abondantes et gratuites dans l'univers. Ainsi, grâce aux rencontres et forums présentés partout dans le monde dans ce domaine, la communauté mondiale a pris conscience de l'importance de ces énergies. Cela a incité chaque pays à élaborer un programme spécial en fonction de ses capacités financières et de gisement pour promouvoir ces énergies.

L'Algérie s'est engagée dans une stratégie de promotion des énergies renouvelables en lançant d'ambitieux programmes de développement des énergies propres et de l'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien repose sur une politique axée sur le développement des ressources inépuisables et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'après-pétrole. En général, ce programme comprend deux grandes phases. La première porte sur le Programme National de Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (2011-2030), et la seconde est une mise à jour de la première tranche appelée Programme National pour la Transition Energétique (2020-2035). Cependant, le gouvernement a mis en place des objectifs prétentieux dans le développement des EnR. Ces objectifs ont été discutés et adoptés en 2011 avec le lancement des travaux de réalisation des centrales photovoltaïques raccordées au réseau au niveau des hauts plateaux algériens. Ce programme a été actualisé par le gouvernement en 2015, en augmentant les capacités de production en EnR à 22000 MW dans le parc national, à l'horizon 2030, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020. Ces objectifs visent à réaliser 40 % de la production d'énergie électrique par des sources d'énergies renouvelables (37 % solaire, 3 % éolien). Cependant, au cours de l'année 2016, le gouvernement a mis en service 23 centrales photovoltaïques raccordées au réseau, parmi lesquelles la centrale d'Ain-Skhouna, dans la région de Saïda [1]. Cependant, notre travail consistera à une analyse du dimensionnement et à l'évaluation des performances d'une centrale photovoltaïque de 30 MW reliée au réseau électrique à Saïda, Algérie.

Notre travail s'articulera autour de trois axes principaux qui permettront de structurer notre démarche d'analyse et d'évaluation. Dans un premier temps, nous aborderons les généralités sur les systèmes photovoltaïques. Cette partie introductive vise à fournir un cadre théorique et technique sur le fonctionnement, les composants, ainsi que les avantages et les défis liés à l'utilisation des systèmes

photovoltaïques. Cette base théorique est essentielle pour comprendre les principes sous-jacents à l'exploitation de l'énergie solaire.

Le second axe sera consacré à la présentation de la centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna. Une brève analyse sera réservée pour l'évaluation du dimensionnement de cette centrale. Les caractéristiques techniques de la centrale, son mode de fonctionnement, ainsi que les conditions environnementales et géographiques spécifiques à la région de Saïda seront détaillées.

Le troisième axe portera sur l'évaluation de l'efficacité de la centrale à l'aide d'un logiciel de simulation utilisé dans le domaine des systèmes photovoltaïques. L'objectif est de fournir une évaluation complète de la centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna, en mettant en avant les facteurs clés qui influencent son efficacité. Nous espérons que cette étude contribuera au développement et à l'amélioration des pratiques dans le domaine des énergies renouvelables en Algérie.

Enfin, ce travail sera conclu par une conclusion générale qui résume l'ensemble des résultats obtenus et leurs interprétations.

# CHAPITRE I

---

## *Généralités sur les systèmes Photovoltaïques*

---

## I.1 Introduction

L'énergie solaire est disponible en abondance sur toute la surface de la terre, malgré une diminution importante à la traversée de l'atmosphère ; la quantité qui arrive au sol reste assez importante. On peut ainsi compter sur 1000 W/m<sup>2</sup> crête dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m<sup>2</sup> lorsque l'atmosphère est faiblement polluée.

Ce chapitre présentera des généralités sur les systèmes photovoltaïques, il est composé de trois parties.

La première partie sera consacré à l'énergie photovoltaïque, elle comporte l'historique de l'énergie photovoltaïque au monde et en Algérie et le rayonnement solaire, le spectre solaire.

La deuxième partie sera réservée à la description de l'énergie photovoltaïque, les technologies photovoltaïques, la modélisation photovoltaïque, et l'influence de l'association des modules (en série, en parallèle et série/parallèle).

La dernière partie sera dédiée aux catégories du système PV, Les éléments constitutifs des systèmes photovoltaïques, et les normes de raccordement des systèmes PV au réseau électrique.

## I.2 Historique de l'énergie Solaire Photovoltaïque

### Dans le monde :

Le terme "photovoltaïque" a été formé avec les mots "photo" (lumière en Grec) et "Volta", le nom du physicien italien Alessandro Volta, qui inventa la pile électrochimique en 1800.

- **1839** : L'effet photovoltaïque est découvert par le physicien français Antoine César Becquerel, observant l'apparition d'une tension électrique, produite par la lumière solaire, Aux bornes d'une pile constituée par des électrodes cuivre et platine plongées dans une Solution électrolytique acide.

- **1873** : L'ingénieur américain Willoughby Smith découvre les propriétés Photosensibles du sélénium.

- **1883** : Charles Fritts construit la première cellule en sélénium et or. Elle atteint un rendement d'environ 1%.

- **1885** : Ernst Werner Von Siemens, ingénieur et industriel allemand, précise que la conductivité du sélénium est proportionnelle à la racine carrée de l'intensité de la lumière et imagine les possibilités de captage de l'énergie solaire.

- **1887** : Heinrich Rudolf Hertz, physicien allemand, publie les résultats de ses expériences photoélectriques dans un article intitulé "Sur un effet de la lumière ultraviolette sur les décharges électriques".

- **1902** : Phillip Lenard, physicien allemand, fait une série d'observations sur l'énergie cinétique des électrons et détermine que le seuil de l'effet photoélectrique dépend de la fréquence de la lumière incidente.

- **1905** : Albert Einstein publie "Sur un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière". Cet article lui vaudra le prix Nobel de physique en 1922.
- **1918** : Le scientifique polonais Jan Czochralski développe un procédé pour créer du silicium monocristallin.
- **1939** : L'ingénieur américain Russel Ohl découvre la jonction P-N et développe la première cellule solaire en silicium.
- **1954** : Les chercheurs américains Gerald Pearson, Darryl Chapin et Calvin Fuller mettent au point une cellule photovoltaïque en silicium pour les laboratoires Bell.
- **1958** : Première utilisation spatiale de photopiles solaires dans le satellite américain Vanguard et équipement du satellite Sputnik III de cellules photovoltaïques.
- **1971** : Elliot Berman crée la société Solarpower pour développer des applications terrestres pour les modules photovoltaïques.
- **1973** : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.
- **1995** : Des programmes de toits photovoltaïques raccordés au réseau ont été lancés, au Japon et en Allemagne, et se généralisent depuis 2001.
- **2006** : La France lance à son tour un dispositif incitatif de développement pour le photovoltaïque raccordé au réseau.
- **2010** : le gouvernement Français confirme sa volonté de développer le solaire photovoltaïque en reconduisant les mesures d'incitation avec le maintien d'un prix d'achat et des aides fiscales (Crédit d'impôt, TVA réduite et exonération d'impôt sur les revenus solaire). [2]

#### **En Algérie :**

Il est important de souligner que parmi les centrales lancées, dix-neuf (19) sont déjà en service et alimentent les réseaux de 30 KV et 60 KV, ce qui représente une puissance installée totale de 268 MWc. Djanet est la première centrale à être mise en service, le 19 février 2015, avec une puissance de 03 MWc. Au cours de l'année 2015, cinq centrales d'une puissance totale de 48 MW ont été connectées au réseau, à savoir Djanet, Adrar, Kabertène, Tindouf et Tamanrasset. En 2016, quatorze (14) centrales avec une puissance totale de 220 MW ont été connectées, dont Timimoune, Aoulef, Reggane, In Salah, Zaouiet Kounta, El Bayodh, Naâma, Sidi Belabbas, Saïda, Ouargla, M'sila, Souk Ahras, Djalfa (1) et Laghouat, cette dernière est la plus élevée de toutes les centrales installées avec une puissance de 60 MW. [3]

Les projets de production d'électricité EnR consacrés au marché national seront réalisés en deux étapes [1] :

- **Première phase 2015 - 2020** : impliquera la production d'une puissance de 4010 MW à partir des sources photovoltaïques et éoliennes, ainsi que 515 MW à partir de biomasse, de géothermie.
- **Deuxième phase 2021 - 2030** : consistera à établir des connexions électriques entre le Nord et le Sahara, ce qui permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar, ainsi que leur intégration dans le système énergétique national. Le solaire thermique pourrait être économiquement fiable à cette date.

### I.3 Energie solaire

La distance entre la Terre et le soleil est d'environ 150 millions de kilomètres, ce qui permet à la lumière du soleil de nous atteindre en 8 minutes et 20 secondes. L'énergie solaire est produite par le rayonnement et elle est considérée comme une source d'énergie durable.

L'énergie solaire peut être convertie en générale en deux manières :

- **Transformation en électricité** : photovoltaïque solaire.
- **Transformation en chaleur** : énergie thermique solaire

Le solaire photovoltaïque désigne le processus de transformation de l'énergie solaire en électricité en utilisant des cellules photovoltaïques. Les systèmes photovoltaïques sont employés par l'être humain depuis 45 ans. [4]

#### I.3.1 Rayonnement solaire [5]

Le soleil émet des ondes électromagnétiques dont certaines atteignent en permanence la limite supérieure de l'atmosphère terrestre. Ce rayonnement électromagnétique se situe dans la plage de longueur d'onde de la lumière visible (0,4 à 0,75  $\mu\text{m}$ ) et proche infrarouge (plus de 0,75 et jusqu'à environ 4  $\mu\text{m}$ ) en raison de la température de surface du soleil (environ 5800 K). Le rayonnement moyen qu'il transporte sur une année et sur toute la calotte atmosphérique, représentant un éclaircissement de 340  $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ . Selon le bilan énergétique, on constate que, sur la quantité d'éclaircissement que le soleil apporte au système Terre ainsi qu'à l'atmosphère, environ 100  $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$  sont réfléchis dans l'espace. Seul le reste est absorbé, dont un tiers par l'atmosphère et les deux tiers par la surface de la Terre. Le rayonnement solaire global correspond à la somme de différents rayonnements, comme le montre la Figure I. 1 :

- **Le rayonnement direct** : les rayons du soleil atteignent le sol sans subir aucune modification.
- **Le rayonnement diffus** : les rayons du soleil rencontrent des obstacles (nuages, poussières...) qui les redirigent dans de multiples directions.
- **Le rayonnement réfléchi ou Albédo** : il s'agit du résultat de la réflexion des rayons du soleil sur une surface réfléchissante (ex. : la neige est une surface qui réfléchit très bien le rayonnement solaire – l'asphalte des routes ne réfléchit pratiquement pas le rayonnement solaire).

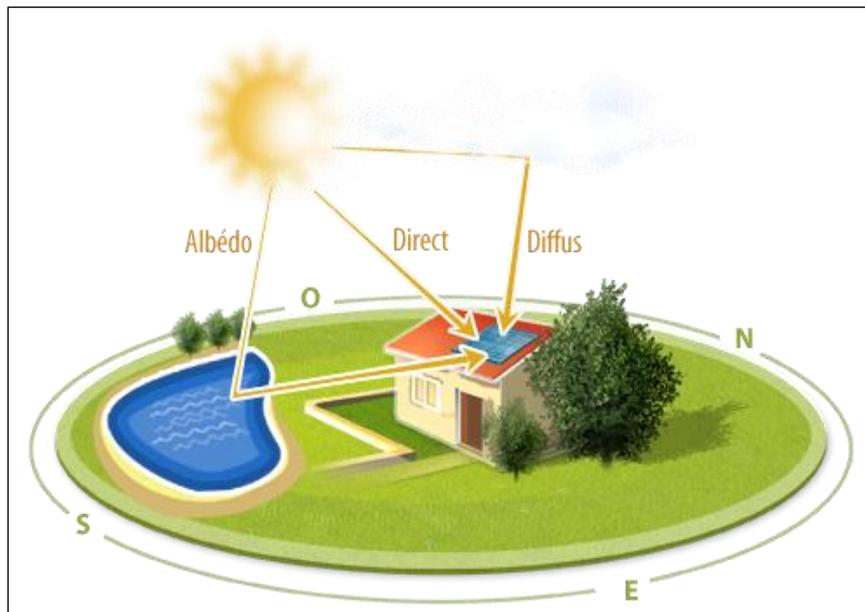


Figure I. 1: Les types de rayonnements solaires reçus au sol.

### I.3.2 Gisement solaire en Algérie [6]

L'Algérie possède l'un des plus grands gisements solaires au monde, étant donné sa position géographique. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2500 heures par an et peut même atteindre 3700 heures, notamment dans les hauts plateaux et le Sahara.

Selon les cartes du Centre de développement des énergies renouvelables (CDER) dans son Atlas des ressources ENR de l'Algérie, le Commissariat a indiqué que sur l'ensemble du territoire national, « la quantité totale d'énergie solaire reçue par jour sur une surface horizontale d'un mètre carré varie entre 4,55 KWh (~1659 KWh par an et par m<sup>2</sup>) au Nord et 6,74 KWh (~2459 KWh par an et par m<sup>2</sup>) dans le Grand Sud », comme le montre la Figure I. 2.

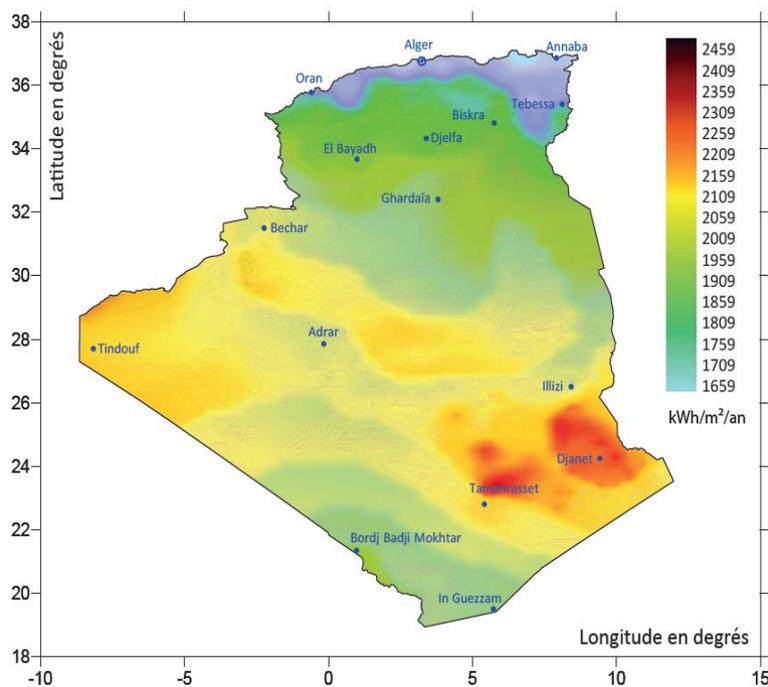


Figure I. 2: Irradiation globale (G) reçue sur une surface horizontale.

## I.4 Description de l'énergie photovoltaïque

### I.4.1 Principe d'une cellule photovoltaïque (l'effet photovoltaïque)

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants :

- Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au Gap) par le matériau constituant le dispositif.
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création des paires électron/trou dans le matériau semi-conducteur.
- Collecte des particules générées dans le dispositif ; Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement 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 créé est nécessaire.

Pour cela, on utilise le plus souvent une jonction P-N. D'autres structures, comme les hétérojonctions, voir la Figure I. 3 [7]

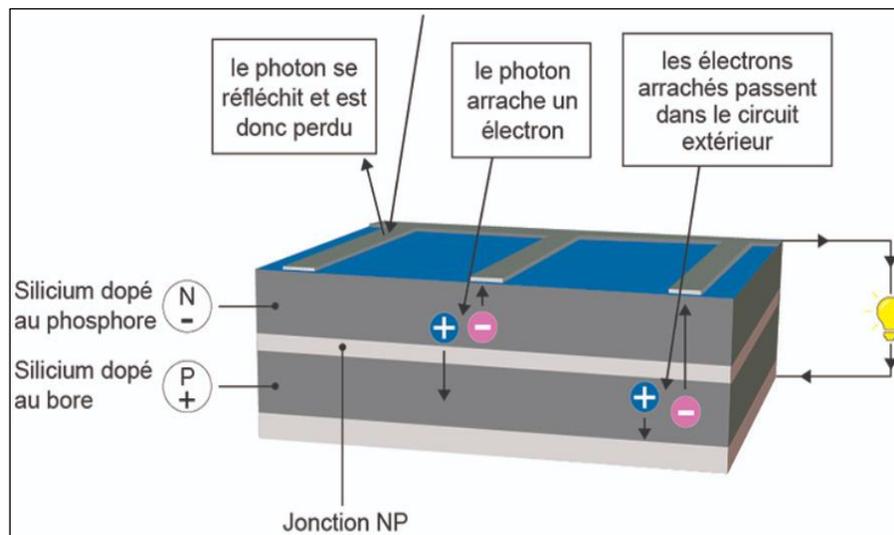


Figure I. 3: Principe de fonctionnement d'une cellule PV.

### I.4.2 Types des Cellule Photovoltaïque [8]

Il existe de nombreux types de cellules photovoltaïques et chaque type a son propre rendement et coût, comme indiqué dans le Tableau I. 1. Voici une description de chaque type. Comme indiqué dans la Figure I. 4.

Tableau I. 1: Les types des cellules photovoltaïques.

Type de cellule	☑ Rendement	📅 Durée de vie	💰 Coût
Silicium monocristallin	14% – 20%	~30 ans	Élevé
Silicium polycristallin	11% – 15%	Non spécifié	Moyen
Silicium amorphe	5% – 9%	Non spécifié	Faible

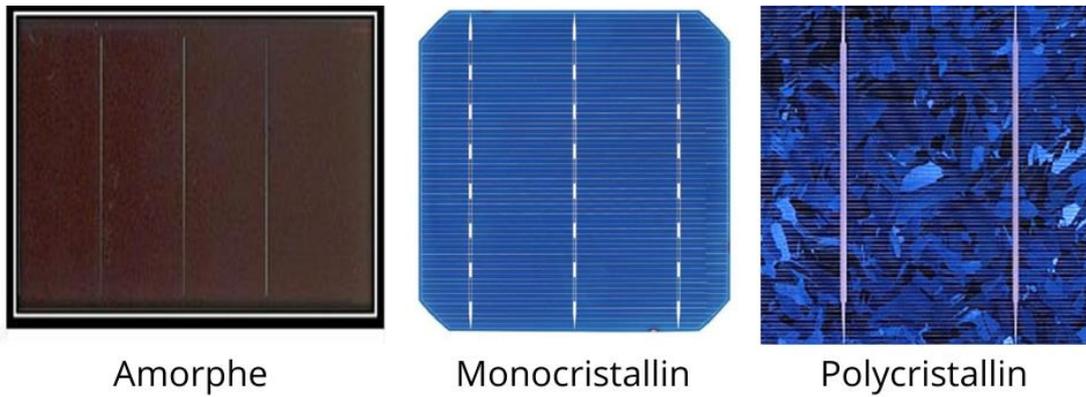


Figure I. 4: Les types des technologies des cellules photovoltaïques.

**I.4.3 Modèle d'une cellule photovoltaïque**

Le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque est présenté dans la Figure I. 5 inclut une source de courant, une diode, une résistance série et une résistance shunt.

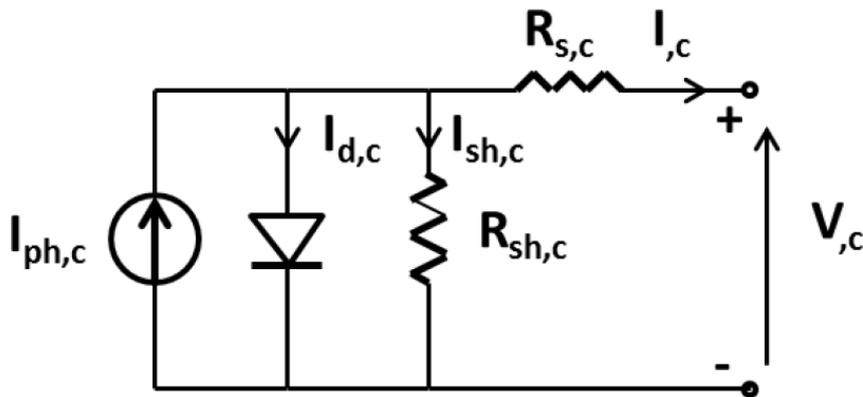


Figure I. 5: Modèle électrique d'une cellule PV.

En se basant sur le circuit, le courant généré par la cellule pourra être présenté par l'équation suivante :

$$I_{,c} = I_{ph,c} - I_{0,c} \left( \exp \frac{q(V_{,c} + R_{s,c} I_{,c})}{aKT} - 1 \right) - \frac{(V_{,c} + R_{s,c} I_{,c})}{R_{sh,c}} \tag{I-1}$$

Dans cette équation,  $I_{ph,c}$  est le photo-courant d'une cellule,  $I_{0,c}$  est le courant de saturation inverse de la diode d'une cellule,  $q$  et  $a$  et  $K$  et  $T$  désignent respectivement la charge de l'électron, facteur d'idéalité de la diode, Constante de Boltzmann et la température de la cellule,  $V_{,c}$  est la tension aux bornes de la cellule,  $I_{,c}$  est le courant de la cellule,  $R_{s,c}$  et  $R_{sh,c}$  sont les résistances série et shunt de la cellule. [9]

**I.4.4 Caractéristiques Electriques de la cellule Photovoltaïque**

**I.4.4.1 Caractéristique courant - tension (I-V)**

Les caractéristiques courant-tension (I-V) représentées dans la Figure I. 6, sur ces caractéristiques, trois zones de fonctionnement sont distinguées :

**Zone 1** : elle est assimilable à un générateur de courant  $I_{cc}$  proportionnel à l'irradiation. Le fonctionnement dans cette zone donne des puissances faibles, des courants élevés et des tensions faibles.

**Zone 2** : elle correspond au coude de cette caractéristique, où le fonctionnement du générateur dans cette zone donne des puissances élevées à valeurs de courant et de tension modérées. Un point optimum de puissance « *MPP* » (maximum power point) peut être identifié au point  $(I_{op}, V_{op})$ , permettant d'exploiter au mieux le gisement solaire.

**Zone 3** : elle est assimilable à un générateur de tension, où le fonctionnement dans cette zone donne des puissances faibles, des courants faibles et des tensions élevées. [10]

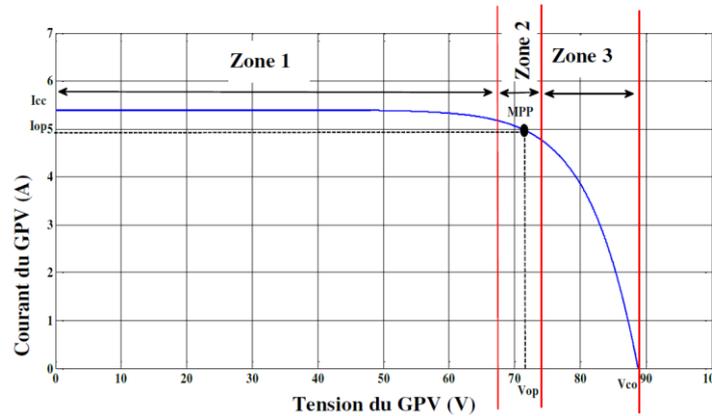


Figure I. 6: Caractéristique courant - tension (I-V).

**I.4.4.2 Caractéristique puissance - tension (P-V)**

La Figure I. 7 représente la caractéristique puissance-tension (P-V) d'une cellule PV qu'il est obtenue à partir de sa caractéristique courant-tension (I-V).

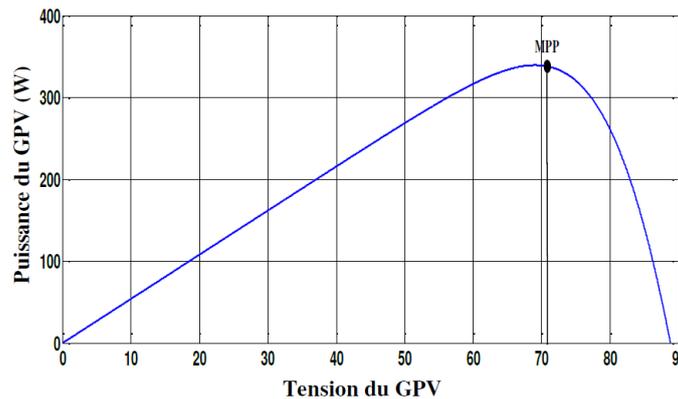


Figure I. 7: Caractéristique puissance - tension (P-V).

**I.4.5 Paramètres d'une cellule photovoltaïque**

**I.4.5.1 Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) [11]**

Si l'on place une cellule en court-circuit, elle va débiter un courant maximal à tension nulle. Ce courant est dit courant de court-circuit  $I_{cc}$ .

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 \times \left( \exp\left(\frac{R_s \times I_{cc}}{V_t}\right) - \frac{R_s \times I_{pv}}{R_p} \right) \tag{I-2}$$

Pour la plupart des modules PV (dont la résistance est faible), et sous éclairage normal, on peut négliger le terme :

$$I_o \times \left( \exp\left(\frac{R_s \times I_{cc}}{V_t}\right) - 1 \right) \quad \text{I-3}$$

Devant  $I_{ph}$ . L'expression approchée du courant de court-circuit est alors :

$$I_{cc} = I_{ph} - \frac{R_s I_{cc}}{R_p} \quad \text{I-4}$$

#### I.4.5.2 Tension de circuit-ouvert ( $V_{oc}$ )

C'est la tension maximale d'un générateur PV et pour laquelle le courant débité par le générateur PV est nul. De ce fait la tension en circuit ouvert s'écrira :

$$V_{oc} = V_T \ln\left(I_{ph} - \frac{V_{oc}}{R_p}\right) \frac{1}{I_0} \quad \text{I-5}$$

#### I.4.5.3 Puissance optimale [11]

La puissance maximale utile  $P_{opt} = V_{opt} I_{opt}$ , s'obtient en annulant la dérivée de la puissance. Pour l'éclairage considéré, le point de puissance maximale **MPPT** représente le point où la puissance de la cellule est maximale. Ce point, est associé à une tension maximale  **$V_{opt}$**  et à une intensité maximale  **$I_{opt}$** .

C'est cette puissance qui sera toujours recherchée par des régulateurs de charge afin d'optimiser la charge de la batterie et le fonctionnement du générateur. Par ailleurs, lorsqu'il est question de puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement, on parle alors de puissance crête, mesurée en watts-crête (**Wc**).

#### I.4.5.4 Facteur de Forme

On appelle facteur de forme « **FF** » le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule,  **$P_{max}$**  (W) dans des conditions d'éclairage, de température et de vitesse de circulation de l'air ambiant données, et le produit du courant de court-circuit  **$I_{cc}$**  par la tension de circuit ouvert  **$V_{oc}$**  (c'est-à-dire la puissance maximale d'une cellule idéale). [12]

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc} V_{oc}} \quad \text{I-6}$$

**FF** : facteur de forme.

**$P_{max}$**  : Puissance maximale aux bornes de la cellule PV (W) .

**$V_{oc}$**  : Tension de circuit ouvert (V) .

**$I_{cc}$**  : Intensité de court-circuit (A) .

#### I.4.5.5 Le rendement énergétique

Est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale produite «  **$P_{max}$**  » et la puissance du rayonnement solaire parvenant au module. Soit « **S** » la surface du module et « **E** » l'éclairage, ce rendement a pour expression : [11]

$$\mu = \frac{P_{max}}{E \times S} = \frac{V_{opt} \times I_{opt}}{E \times S} \quad \text{I-7}$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert.

### I.4.6 Influence de l'éclairement et de la température sur la caractéristique I=f(V) et P=f(V)

La Figure I. 8 présente les caractéristiques I-V pour différents niveaux d'éclairement. On peut voir que le courant de court-circuit varie proportionnellement avec l'éclairement, alors que la tension en circuit est peu affectée. Par conséquent, la puissance extraite augmente, comme on peut le distinguer sur la Figure I. 9.

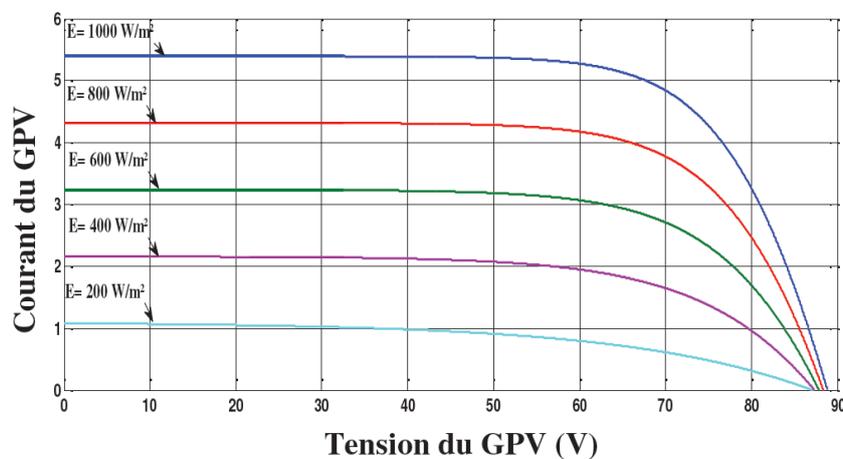


Figure I. 8: Caractéristique courant–tension du GPV pour différents niveaux d'éclairement et une température fixe 25° C.

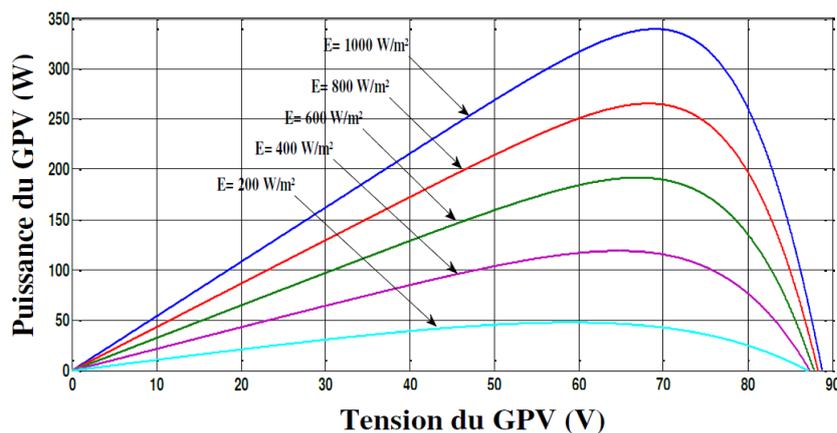
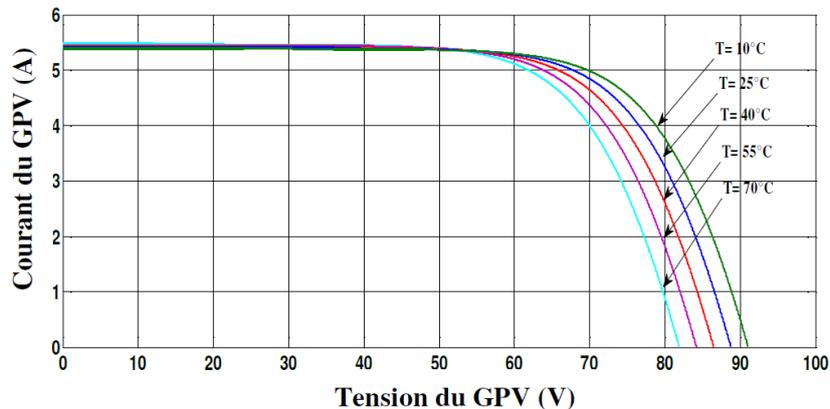


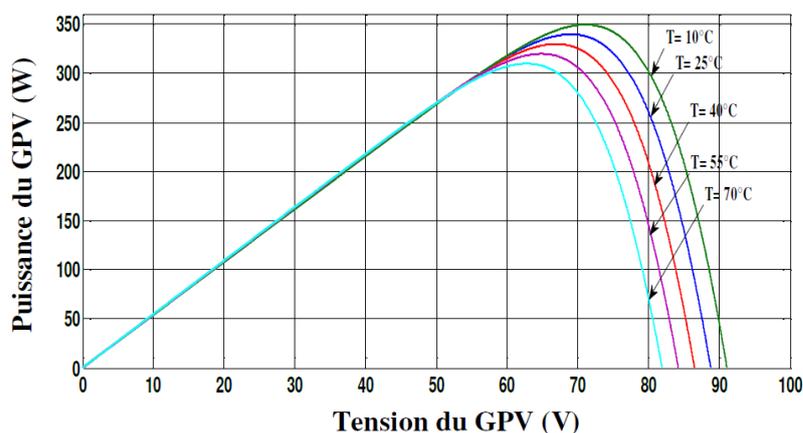
Figure I. 9: Caractéristique de puissances du GPV pour différents niveaux d'éclairement et une température fixe 25 °C.

De manière analogue, la Figure I. 10 et la Figure I. 11 illustrent les mêmes comportements du GPV, pour une augmentation de la température de la cellule, alors que le niveau d'éclairement est maintenu constant à sa valeur standard 1000 W/m².

Le courant augmente légèrement à mesure que la température augmente, ce qui est dû à l'absorption accrue de la lumière. Toutefois, comme la température augmente, la tension en circuit ouvert tend à diminuer, par conséquent la puissance extraite tend alors à diminuer.



**Figure I. 10:** Caractéristique courant–tension du GPV pour différentes valeurs de température et un éclairement fixe  $1000\text{W/m}^2$ .



**Figure I. 11:** Caractéristique puissances–tension du GPV pour différentes valeurs de température et un éclairement fixe  $1000\text{W/m}^2$ .

## I.5 Les éléments constitutifs du système photovoltaïque

### I.5.1 Les cellules photovoltaïques

Pour déterminer la taille d'une installation photovoltaïque, il est important de comprendre le comportement électrique des cellules photovoltaïques et des panneaux photovoltaïques qui constitueront le champ photovoltaïque.

Pour générer la puissance nécessaire, le panneau photovoltaïque est composé de modules photovoltaïques qui sont connectés en série et/ou en parallèle. Les modules sont fixés sur une armature métallique qui permet de supporter les panneaux photovoltaïques dans une certaine orientation et inclinaison. [13]

Le champ photovoltaïque est composé de plusieurs panneaux connectés en série et en parallèle pour augmenter la tension et le courant.

**I.5.1.1 Groupement des Cellules Photovoltaïques**

Un générateur photovoltaïque est créé en combinant plusieurs cellules photovoltaïques en série ou en parallèle.

**A. Groupement en série**

La tension du générateur photovoltaïque peut être augmentée en combinant des cellules  $N_s$  en série, voir la Figure I. 12 [14]

$$V_{MO} = N_s \times V_{oc} \quad \text{I-8}$$

L'équation résume les caractéristiques électriques d'une association de  $N_s$  cellules en série.

Avec :  $V_{oc}$  La tension en circuit ouvert.

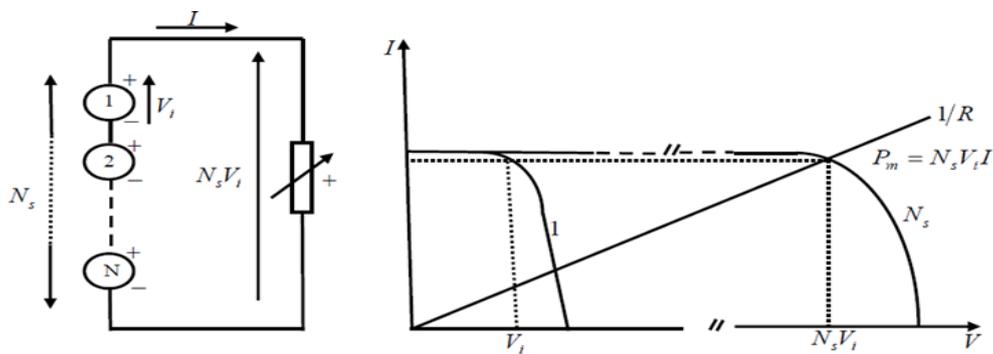


Figure I. 12: Schéma des cellules photovoltaïques associées en série.

**B. Groupement en parallèle**

Il est également possible d'associer des cellules  $N_p$  parallèlement, ce qui augmente le courant de sortie du générateur, voir la Figure I. 13. [14]

$$I_{MCC} = N_p \times I_{cc} \quad \text{I-9}$$

L'équation résume les caractéristiques électriques d'une association de  $N_p$  cellules en parallèle.

Avec :  $I_{cc}$  le courant de court-circuit.

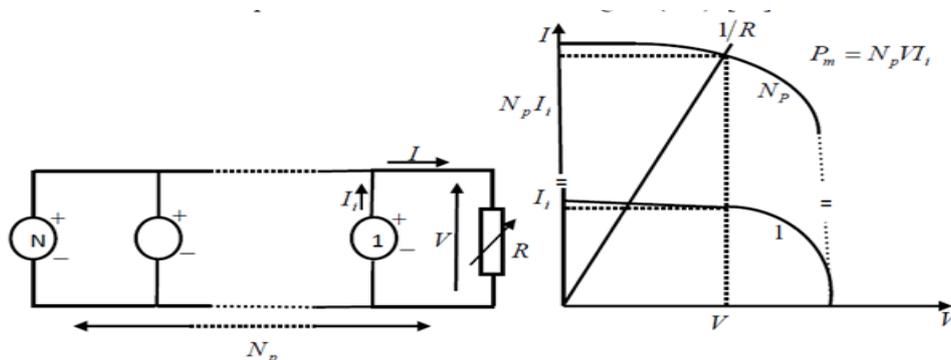


Figure I. 13: Schéma des cellules photovoltaïques associées en parallèle.

**C. Groupement série-parallèle**

Un groupement série-parallèle est utilisé si les cellules solaires doivent produire plus de courant et de tension pour une application spécifique. Dans cette situation, nous parlerons de module et de

panneaux solaires. Un panneau solaire est un ensemble de modules assemblés selon un montage mixte, chaque module étant constitué d'un ensemble de cellules généralement montées en série. [15]

## I.5.2 Protection des Modules PV

Il existe deux types de protection conventionnels sont utilisés dans les installations actuelles, voir la Figure I. 14.

### I.5.2.1 Les diodes by-pass

La mise en série des cellules peut être dangereuse lorsque l'une d'entre elles se retrouve à l'ombre. Elle va s'échauffer et risque de se détruire. En effet, une cellule "masquée" voit l'intensité qui la traverse diminuer. De ce fait, elle bloque la circulation de l'intensité "normale" produite par les autres modules. La tension aux bornes de cette cellule "masquée" augmente, d'où l'apparition d'une surchauffe. C'est l'effet d'auto polarisation inverse. Une telle cellule est appelée "Hot spot". Pour supprimer ce problème et protéger la cellule « masquée », on place des diodes « by-pass » en antiparallèles sur « 18 ou 24 » cellules de façon à court-circuiter les cellules ombrées. [16]

### I.5.2.2 Les diodes anti retour

La tension produite par chaque string peut être différente. Le string avec la tension la plus faible peut absorber un courant inverse des autres strings lors de la mise en parallèle de ces strings pour former un champ. Ainsi, la production diminue et les modules du string traversés par le courant inverse peuvent également défailir. Au bout de chaque string, une diode anti-retour est placée pour éviter ces courants inverses. [16]

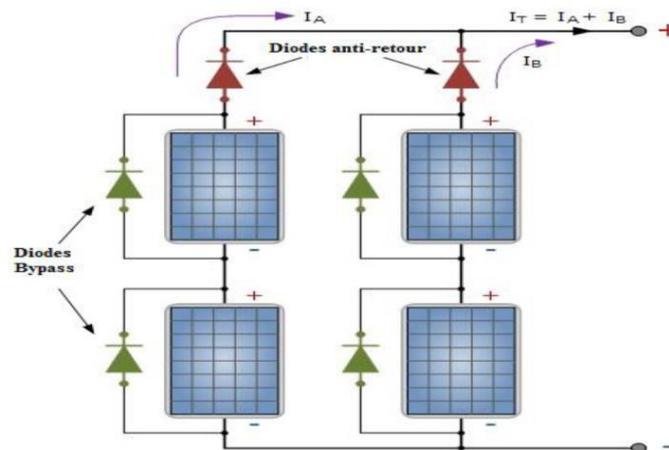


Figure I. 14: Protection d'un GPV par la mise en place d'une diode d'anti-retour / by-pass.

## I.5.3 Le Convertisseur DC/AC (Onduleur central)

Un onduleur centralisé convertit le courant continu généré par un groupe de cellules solaires en courant alternatif, comme illustré dans la Figure I. 15. Le réseau de cellules solaires est généralement constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle, chaque rangée contenant plusieurs modules solaires connectés en série. Pour minimiser les pertes d'énergie et maximiser l'efficacité, il est recommandé de connecter autant de modules que possible en série.

L'installation d'un onduleur connecté au réseau électrique nécessite l'accord du distributeur d'énergie. Pour garantir la sécurité, l'onduleur doit surveiller en permanence les perturbations et arrêter d'injecter de l'énergie en cas de panne. Ceci est essentiel pour permettre une maintenance sûre sur le réseau. [17]

La topologie d'onduleur central est avantageuse, car simple à mettre en œuvre et ne nécessite qu'un seul onduleur connecté au champ photovoltaïque. Il présente un faible coût d'investissement et est facile à entretenir. L'assemblage est également simple, permettant une meilleure efficacité de conversion de tension. En connectant plusieurs modules en série, le taux de transformation est réduit, conduisant à une efficacité accrue du convertisseur.

Par contre, ce montage présente plusieurs défauts :

- Pertes de conversion solaire (un seul MPPT pour un ensemble de modules).
- Pertes et risques électriques dans le câblage DC.
- Aucune évolutivité.
- Aucune continuité de service en cas de panne de l'onduleur.

Malgré les nombreux défauts de cette configuration, cette solution reste très employée dans les centrales PV au sol de forte puissance. [18]

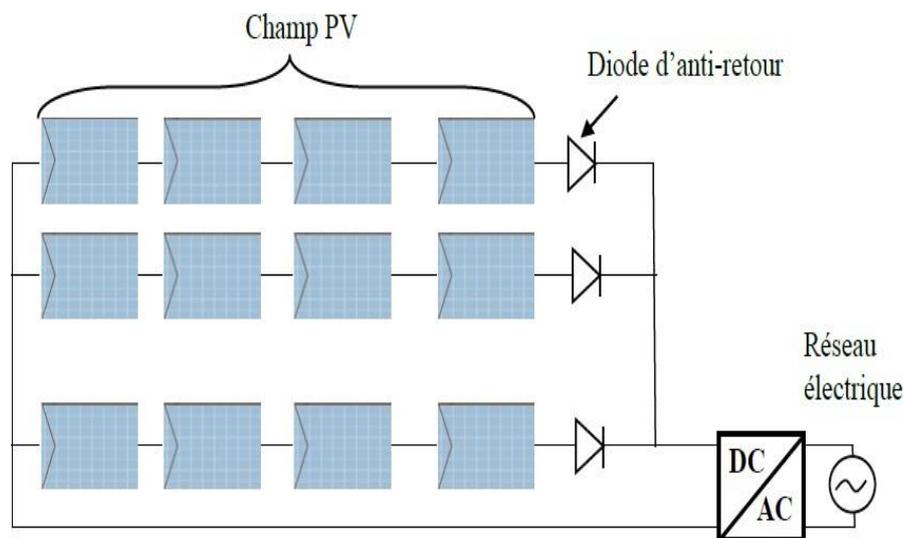


Figure I. 15: Système PV connecté à un réseau électrique avec l'onduleur central.

#### I.5.4 Le Régulateur de Charge

Le régulateur de charge dans un système photovoltaïque est le composant de jonction entre le générateur solaire, la batterie de stockage et les utilisateurs du système. Il assure le bon fonctionnement de la batterie et la gestion du système autonome solaire PV en protégeant la batterie contre les surcharges et les décharges profondes. Il n'y a plus de discussions sur l'importance d'un régulateur de charge dans un système photovoltaïque autonome.

Le régulateur de charge/décharge est responsable de la gestion des processus de charge et de décharge de la batterie. Il évite la surcharge, qui peut entraîner une détérioration de la batterie, et

déconseille de vider complètement la batterie. Il est recommandé de maintenir le niveau de décharge de la batterie entre 50 % et 80 % pour éviter de l'endommager. En évitant les situations extrêmes, le régulateur contribue à prolonger la durée de vie de la batterie. [19]

### I.5.5 Transformateur de puissance

Le transformateur de puissance a un rôle principal dans le développement et l'avancement des réseaux électriques alternatifs. Sa fonction principale est d'augmenter la tension pour un transport efficace de l'énergie (élévateur), tout en diminuant la tension aux points d'utilisation pour minimiser les pertes d'énergie. Dans l'ensemble, les transformateurs sont essentiels pour connecter différents réseaux énergétiques. En effet, la norme UTE C18-510 illustre les niveaux de tension comme indiqué dans le Tableau I. 2 :

**Tableau I. 2:** Les niveaux de tension défini par la norme UTE C18-510.

Domaine	Valeur de la tension nominale $U_n$
TBT	$U_n \leq 50V$
BT	$50V < U_n \leq 1000V$
MT	$1000V < U_n \leq 50KV$
HT	$50KV < U_n$

## I.6 Les catégories du system PV

Les systèmes PV peuvent être classés en deux catégories : Les systèmes autonomes ou isolés du réseau, Les systèmes raccordés au réseau.

### I.6.1 Les systèmes autonomes

Les installations autonomes sont des installations non raccordées au réseau, constituées de panneaux photovoltaïques et équipées d'un système de stockage qui fournit une énergie électrique, même dans des conditions d'éclairage ou d'obscurité minimales.

Différents types de systèmes photovoltaïques autonomes ont le choix de se connecter directement à une charge ou d'utiliser un adaptateur d'impédance MPPT. Ils peuvent fonctionner grâce au soleil ou stocker de l'électricité. Le couplage direct signifie fonctionner à puissance variable tout au long de la journée. Les accumulateurs électrochimiques et les pompes à eau sont des charges courantes, le stockage étant constitué d'eau stockée. L'adaptation d'impédance est généralement nécessaire pour optimiser les performances du système, nécessitant un dispositif électronique entre le générateur et la charge. [20]

### I.6.2 Les systèmes PV connectés au réseau

Les systèmes d'énergie photovoltaïque connectés au réseau sont le résultat de l'évolution vers des réseaux électriques décentralisés. En produisant de l'énergie plus près de l'endroit où elle est consommée, ces systèmes réduisent le besoin de mises à niveau coûteuses des lignes de transport. Ils éliminent également le besoin de batteries en envoyant l'énergie excédentaire au réseau et en puisant

en cas de besoin. Ces systèmes peuvent également servir d'alimentation de secours lors de pannes de réseau. [20]

La Figure I. 16 montre le schéma représentative d'un système mixte qui peut fonctionner en système autonome et comme système raccordé au réseau pour injecter le surplus de l'énergie.

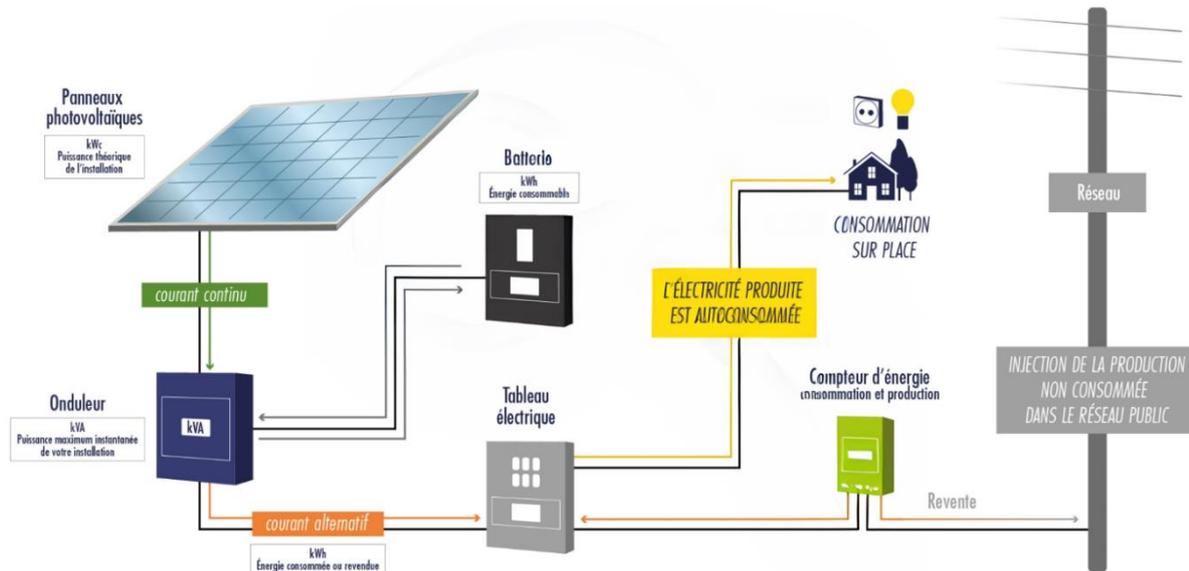


Figure I. 16: Schéma qui représente principe d'une installation PV.

## I.7 Normes de Raccordement des Systèmes PV au Réseau Electrique [21]

Le respect des normes techniques fixées par les organismes de normalisation est nécessaire pour le raccordement des installations photovoltaïques au réseau électrique. Ces normes peuvent varier d'un pays à l'autre en termes de limitations et de définitions. Les recommandations de l'IEEE (organisme américain) et de la CEI (Commission électrotechnique internationale) sont couramment référencées dans la littérature internationale. Chaque pays possède également sa propre réglementation spécifique. Malgré le nombre croissant de systèmes photovoltaïques en service connectés au réseau, la recherche sur la normalisation et la réglementation dans l'industrie continue de se développer.

### I.7.1 Tension de fonctionnement

La tension du réseau n'est pas normalement contrôlée par les systèmes photovoltaïques connectés au réseau de distribution basse tension, ils ne sont chargés que de l'injection du courant et de son contrôle. Il est nécessaire d'avoir une plage de tension autorisant le fonctionnement du convertisseur, afin de repérer des conditions de service anormales. Le Tableau I. 3 présente le temps réglementaire de déconnexion de l'onduleur selon les normes suivantes :

- **IEEE 1547** : Standard pour les ressources d'interconnexion distribuées avec les systèmes.
- **IEC 61727** : Caractéristiques d'interface de réseau de distribution au point de raccordement.

**Tableau I. 3:** Plage de fonctionnement de tension et temps de déconnexion IEEE1547 & IEC61727.

Plage de tension(% du nominal)	Temps de déconnexion (s)	
	IEEE 1547	IEC 61727
$V < 50$	0,16	0,1
$50 \leq V \leq 85$	-	2,00
$50 \leq V \leq 88$	2,00	-
$110 \leq V \leq 120$	1,00	-
$110 \leq V \leq 135$	-	2,00
$V > 120$	0,16	-
$V > 135$	-	0,05

### I.7.2 Fréquence

Les conseils concernant la fréquence de fonctionnement du convertisseur concernent des limites à la fois élevées et basses. Quand les fréquences du réseau dépassent ces limites, le convertisseur doit être déconnecté.

### I.7.3 Mise à la terre

Pour garantir la sécurité électrique dans les installations photovoltaïques, tous les composants métalliques doivent être connectés à la même prise de terre. Cela comprend la connexion de la borne négative du panneau solaire à la terre et la fourniture d'une connexion à la terre pour le poste de transformation.

### I.7.4 Injection du courant continu

Le courant continu injecté par l'onduleur du système photovoltaïque ne doit pas dépasser 0,5 % de son courant de sortie dans le réseau de distribution, peu importe les conditions de fonctionnement.

### I.7.5 Facteur de Puissance

Le convertisseur est chargé d'envoyer la puissance active et devrait idéalement fonctionner avec un facteur de puissance de 1. Cependant, il peut arriver qu'il doive également transmettre de la puissance réactive. Il est donc important que le convertisseur puisse ajuster le facteur de puissance de sortie selon les besoins. Selon la norme CEI 61727, le facteur de puissance ne doit jamais être inductif et doit être d'au moins 0,85 pour une puissance nominale supérieure à 10 % et 0,90 pour une puissance nominale supérieure à 50 %.

## I.8 Avantages et inconvénients des installations PV dans le réseau électrique

### I.8.1 Les avantages

- Conversion directe de l'énergie solaire gratuite et inépuisable en électricité.
- Absence de bruit, de pollution et d'émissions.
- Maintenance réduite (pas de pièces en mouvement, durée de vie des modules : 20 ans).
- Rentabilité assurée pour les applications de faible puissance (moins de 3-5 KWh/jour).

- Possibilité d'adaptation de la taille de l'installation aux besoins existants, avec possibilité d'extension à la demande, au fur et à mesure que le besoin énergétique augmente.
- Le risque de choc électrique est réduit en « 12 ou 24 Vcc » et le risque d'incendie est moindre qu'avec les groupes électrogènes alimentés au kérosène ou au fuel. [12]

### I.8.2 Les inconvénients

- Le coût d'investissement des panneaux photovoltaïques est élevé.
- Production d'énergie qui dépend de l'ensoleillement, toujours variable.
- Le faible rendement de conversion de module.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique par des batteries est nécessaire, le coût du système photovoltaïque augmente.
- Pollution à la fabrication. [22]

## I.9 Objectif de travail

L'objectif de ce travail sera la vérification du dimensionnement et l'évaluation des performances de la centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna, d'une capacité de 30 MW. Le travail sera orienté et étalé sur les axes suivants :

- Tout d'abord, la collecte et l'analyse des données de production d'électricité et météorologiques ;
- Vérification du dimensionnement et de l'équipement utilisé dans l'installation de la centrale, sans oublier la normalisation ;
- Évaluation des performances de la centrale par les paramètres standards utilisés dans ces domaines ;
- L'utilisation d'un outil informatique pour la simulation du système PV afin de comparer les résultats simulés aux données réelles ;
- Enfin, nous comparerons les résultats obtenus avec ceux d'autres centrales similaires.

Nous souhaitons que notre travail présentera une contribution profitable permettant d'informer en future les concepteurs des centrales photovoltaïques en Algérie sur les nouvelles pratiques.

## I.10 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de fournir une vue d'ensemble des systèmes photovoltaïques. Dans la première partie, nous avons présenté une description de la cellule photovoltaïque et son modèle mathématique, le modèle à une diode avec cinq paramètres, ainsi que l'influence de la température et de l'éclairement sur leurs caractéristiques « I-V et P-V ». La deuxième partie du chapitre a été consacrée à la classification des systèmes solaires photovoltaïques, qu'ils soient autonomes ou connectés au réseau, avec les normes de raccordement des centrales photovoltaïques au réseau électrique. Le chapitre suivant sera consacré à la présentation de la centrale Ain-Skhouna Saida, et une brève étude du dimensionnement de cette structure de grande échelle.

# CHAPITRE II

---

## *Présentation de la centrale photovoltaïque Ain-Skhouna*

---

## II.1 Introduction

Ce chapitre vise à fournir une compréhension globale de la centrale (PV) de Ain-Skhouna, située dans la région de Saïda. La situation géographique, le champ photovoltaïque, les onduleurs, les transformateurs et la salle de contrôle seront décrits. Ainsi, le dispositif de mesures environnementales pour suivre les paramètres climatiques. Une concentration particulière sur son fonctionnement global et les opérations d'entretien ainsi que sa maintenance nécessaires sera analysée afin d'assurer son efficacité et sa durabilité.

## II.2 Situation géographique de la centrale PV Ain-Skhouna Saïda

La centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna (30 MWc) est située à la Wilaya de Saïda, avec une latitude de  $34.53225^\circ$  ou  $34^\circ 31' 56''$  Nord, et une longitude de  $0.80484^\circ$  ou  $0^\circ 48' 17''$  Est, et une altitude de 1024.00 mètres. Cette localisation reçoit une quantité importante d'énergie solaire dans tout l'année, selon les saisons. La Figure II. 1 représente la variation mensuelle d'irradiation horizontale globale (G) et la température ambiante (Tam). Elles varient selon le mois et la saison. L'hiver a eu la plus faible valeur moyenne saisonnière d'irradiation solaire (G) (121,14 KWh/m<sup>2</sup>), et l'été a eu la valeur moyenne saisonnière la plus élevée (221,88 KWh/m<sup>2</sup>). La valeur G mensuelle la plus élevée de 247,15 KWh/m<sup>2</sup> a été enregistrée en juillet, alors que la valeur G mensuelle la plus basse de 86,04 KWh/m<sup>2</sup> a été enregistrée en décembre.

Le climat de la Wilaya de Saïda est semi-aride, avec des étés chauds et secs et des hivers rigoureux avec des gelées fréquentes. Les plages de température moyenne mensuelle (Tam) de 4,8 °C en Janvier à 29,5 °C en Juillet, avec une moyenne de 17,18 °C. Ces informations moyennes mensuelles ont été prises par logiciel PVgis de l'année 2020.

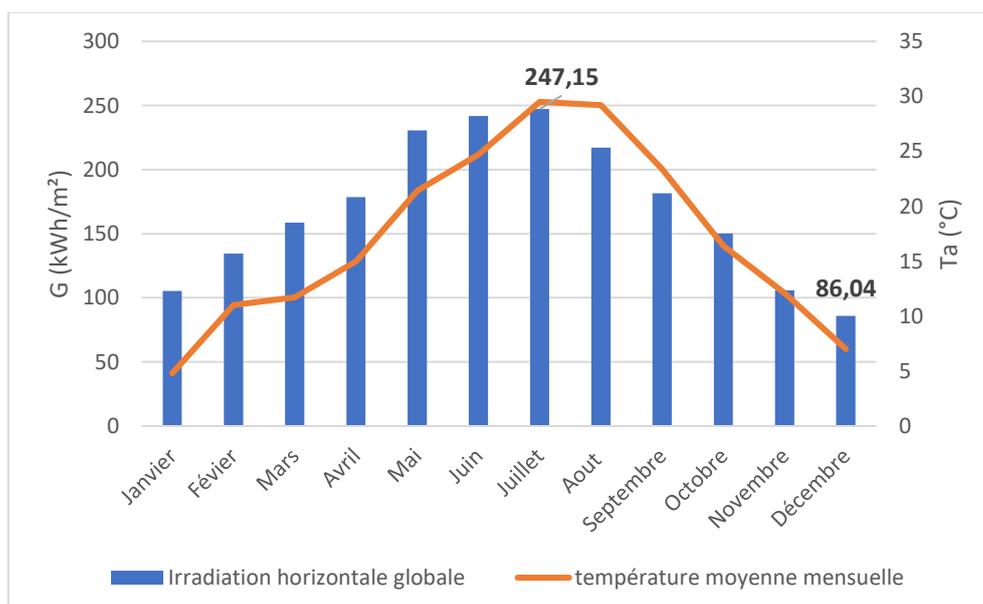


Figure II. 1 : Evolution mensuelle d'irradiation horizontale globale et la températures à Ain-Skhouna.

### II.3 Description de la centrale PV Ain-Skhouna (Saïda) [23]

La centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna 30 MWc a été installée en 2015, elle s'inscrit dans le cadre du programme national des énergies renouvelables est une station connectée au réseau injecte sa puissance produite directement dans le réseau national à 60 KV. Elle a été effectuée par les opérateurs allemands, le groupe BELECTRIC, et Shariket Khahraba wa Taket Mutadjadida (SKTM). Ce mégaprojet couvre une superficie de 42 hectares près de l'injecteur (GRTE), pour un coût de réalisation estimé à 50 millions d'euros, soit l'équivalent à l'époque de 480 millions de dinars. Ce projet mise en service le 10/05/2016, voir la Figure II. 2.



**Figure II. 2:** Vue satellite de la centrale Ain-Skhouna de Saïda.

#### II.3.1 Les champs solaires PV

Une superficie totale de 42,3 ha est occupée par tous les champs solaires de la centrale d'Ain-Skhouna, avec 119520 panneaux photovoltaïques (CS6P-250P-silicium polycristallin) installés, chacun avec une puissance crête de 250 Wc, avec les caractéristiques électriques regroupées dans le Tableau II. 1. Ces panneaux photovoltaïques sont orientés vers le sud et ils sont inclinés à un angle de 15 °. La centrale est composée de deux champs : Saïda 1 et Saïda 2, qui ont respectivement une puissance de 15.936 MWc et 13.944 MWc.

Il y a 8 skids dans le champ Saïda 1 et 7 skids dans le champ Saïda 2, ce qui donne un total de 15 skids. Chaque SKID présente une puissance crête de 1,992 MWc et il est constitué de deux (2) onduleurs (Sunny Central 850CP XT), quatre (4) boîtes centrales et d'un transformateur. Les deux boîtes centrales alimentent chaque onduleur (une avec des bornes positives (+) et l'autre avec des bornes négatives (-)). Toutes les boîtes présentent un total de 11 câbles munis de fusibles de protection. Les dix premiers câbles, chacun équipé de fusibles de protection de 200 A, permettent de connecter huit tables en parallèle, tandis que le dernier câble, équipé d'un fusible de protection de 100 A, permet de connecter trois tables en parallèle. La table est constituée de deux (2) strings en parallèle, chaque string contenant 24 panneaux photovoltaïques (CS6P-250P). La répartition des tables des

modules est illustrée dans la Figure II. 3. Ainsi, chaque onduleur regroupe 3984 panneaux. Un Schéma d’installation d’un seul champ (Saida 1) de la centrale PV Ain Skhouna est montré dans la Figure II. 4.

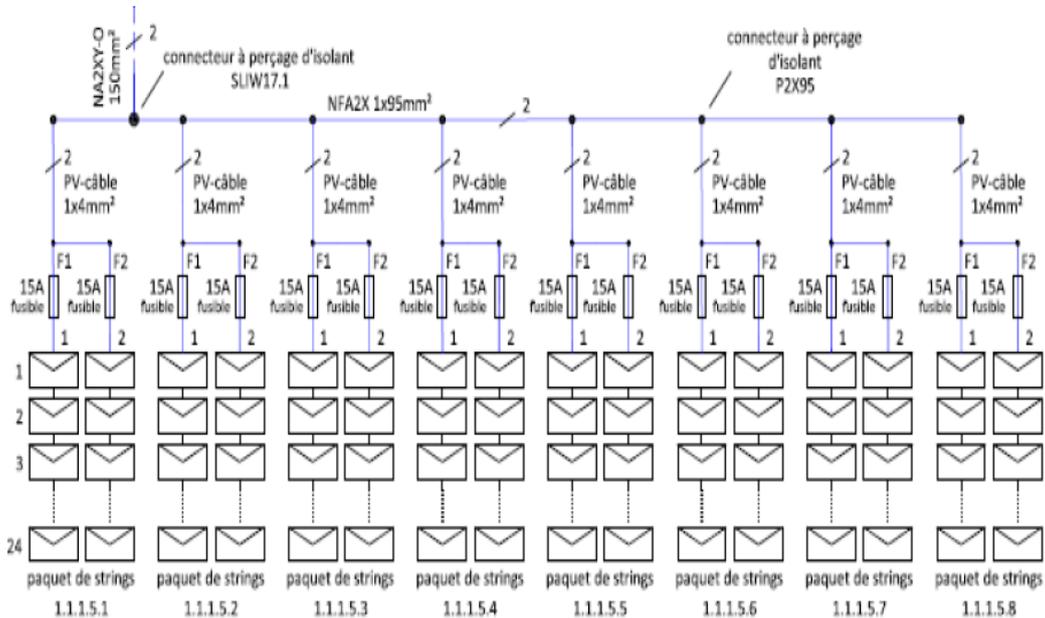


Figure II. 3: répartition des tables des modules dans la centrale.

Tableau II. 1: Caractéristiques électriques des modules PV de la centrale d’Ain-Skhouna.

Type de module PV	CS6P-250P
<b>Données électriques</b>	
Puissance maximale (Pmax)	250 W
Tension pour puissance maximale (Vmp)	30.1 V
Courant pour puissance maximale (Imp)	8.30 A
Tension à l’ouverture (Voc)	37.2 V
Courant de court-circuit (Isc)	8.87 A
Coefficient de température de Voc	-0.34%/°C
Coefficient de température de (Isc)	0.065 %/°C
Coefficient de température de (Pmax)	-0.43 %/°C
NOCT	47 °C
Réduction du rendement de 1000 W/m² à 200 W/m²	+ 96.5 %
<b>Dimensions</b>	
Longueur	1.638 m
Largeur 0.982 m	0.982 m
Poids 18.5 kg	18.5 kg
<b>Cellules</b>	
Nombre par module	60
Technologie de cellule	poly-cristalline
Taille de cellule (carré)	(0.163*0.163) m²
Rendement de cellule	15.54 %
Liaison des cellules	3 busbars

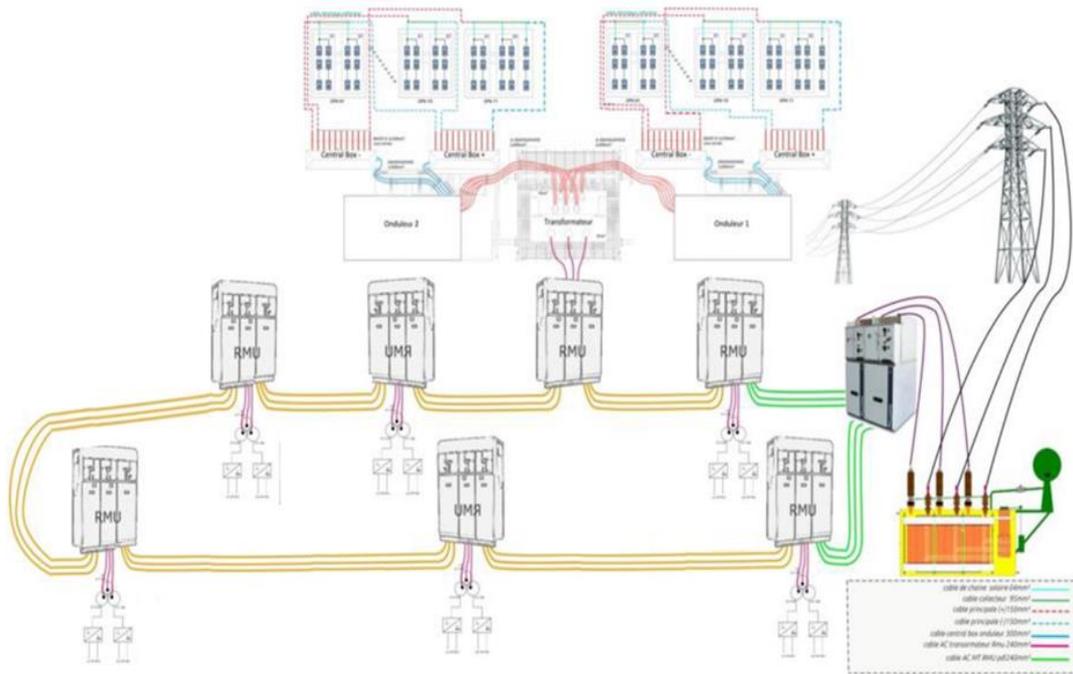


Figure II. 4: Schéma d'installation d'un seul champ (Saida 2).

### II.3.2 Les boîtes centrales (les centraux box)

Les boîtes centrales sont également connues sous le nom de boîtes de jonctions. Il est observé que 60 boîtes de jonctions sont installées à l'avant des onduleurs photovoltaïques dans la centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna. Les boîtes centrales collectent le courant généré par chaque skid, tandis que les bornes positives et négatives des boîtiers de jonction sont connectées respectivement aux bornes positives et négatives des générateurs photovoltaïques. La Figure II. 5 représente un schéma de boîte de jonction. [3]

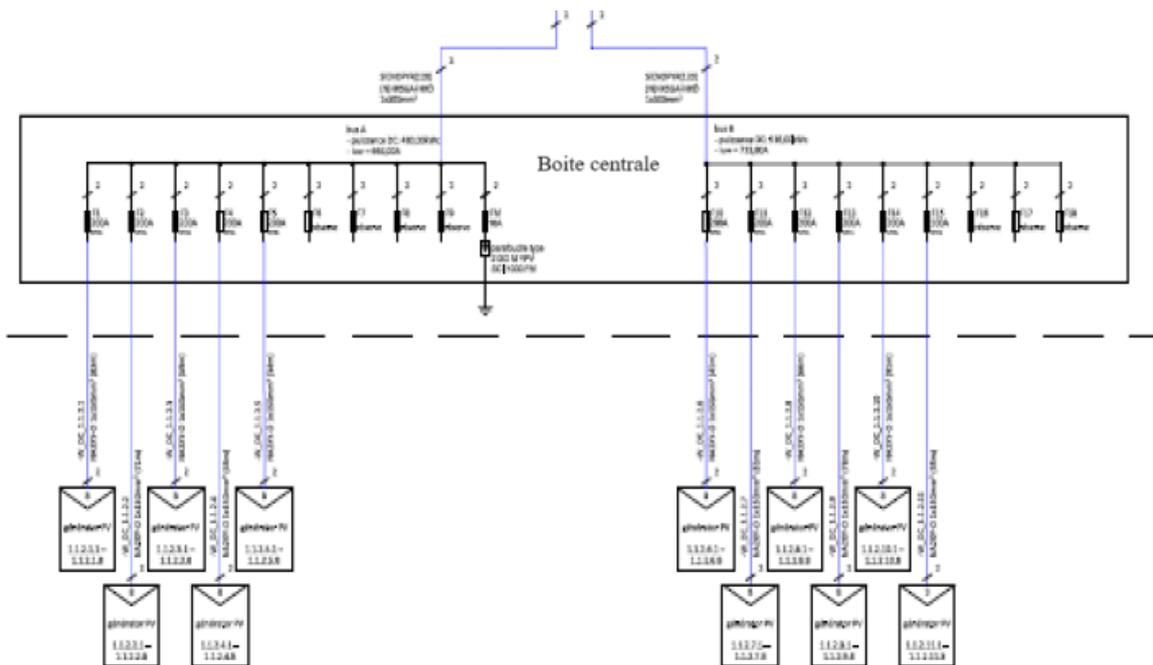


Figure II. 5: Schéma d'une deux boites centrale.

### II.3.3 Les onduleurs

Il y a 30 onduleurs de type Sunny Central 850CP XT dans la centrale d'Ain-Skhouna, dont les caractéristiques sont regroupées dans le Tableau II. 2. La puissance d'entrée maximale DC de chaque onduleur est de 954 KW, la tension d'entrée maximale de 1000 V et le courant d'entrée maximal de 1400 A. La puissance de sortie AC nominale est de 850 KVA, ce qui entraîne un rendement d'environ 98 % dans les conditions normales. Étant donné qu'il y a un système de suivi du point de puissance maximum MPPT "Maximum PowerPoint Tracking" qui permet de réguler la tension et le courant de sortie des panneaux solaires photovoltaïques afin de produire la puissance maximale possible à une irradiation et à une température spécifiques.

**Tableau II. 2:** Spécifications des onduleurs de la centrale Ain-Skhouna.

Caractéristiques générales	
Type	SC 850CP XT
Poids en kg	1900 kg
Dimensions (L / H / P)	2562 / 2272 / 956 mm
Entrée (DC)	
Puissance DC max. (pour $\cos \varphi = 1$ )	954 KW
Tension d'entrée max.	1000 V
$U_{MPP\_min}$ pour $I_{MPP} < I_{DCmax}$	568 V
Tension d'entrée assignée	681 V
Courant d'entrée max	1400 A
Courant de court-circuit max.	2500 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes	1
Nombre d'entrées DC	9
Sortie (AC)	
NOCT	47 °C
Réduction du rendement de 1000 W/m <sup>2</sup> à 200 W/m <sup>2</sup>	+ 96.5 %
Dimensions	
Puissance assignée (à 25 °C) / Puissance nominale (50 °C) AC	935 KVA / 850 KVA
Tension nominale AC / Plage de tension nominale AC	386 V / 348 V à 443V
Fréquence du réseau AC / Plage	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz à 63 Hz
Fréquence / tension de réseau assignée	50 Hz / 386 V
Courant de sortie max. / Taux de distorsion harmonique max	1411 A / 0.03
Phases d'injection / Phases de raccordement	3/3
Rendement	
Rendement max. / Rendement européen / Rendement CEC	98,6 % / 98,4 % / 98,5 %

### II.3.4 Les transformateurs

L'énergie électrique ainsi produite est évacuée vers un poste de distribution avant départ sur des réseaux isolés, comme le montre la Figure II. 6. Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système PV du réseau. L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur.

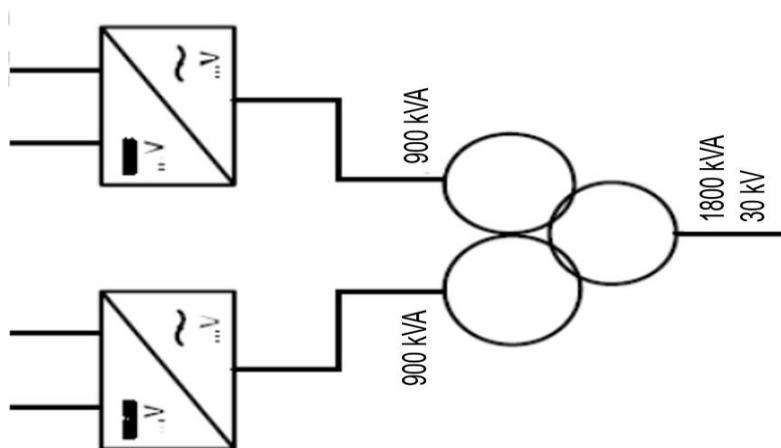


Figure II. 6: Schéma d’un transformateur de puissance 1800 KVA 360V/30KV de la centrale.

II.3.5 RMU (ring main unit)

Les SKIDS sont bouclés via les RMU, qui assurent la connexion, la déconnexion et la communication avec les cellules des autres sous-champs. Les terminaux de boucle RMU sont connectés aux cellules du poste de livraison, voir la Figure II. 7. La RMU est un ensemble d'appareillage sous boîtier métallique assemblé en usine et utilisé pour assurer la connexion de la charge d'un réseau de distribution en boucle. La RMU se compose de cellules MT nommées :

- La cellule arrivée
- Cellule de départ
- Cellule de protection du transformateur
- Cellule d’arrivée et de départ
- Cellule modulaire avec fonction d’arrivée ou de départ, équipée d’un sectionneur à trois positions (ouvert, fermé ou mis à la terre). Permettant la communication avec le jeu de barres et l’ensemble des cellules.

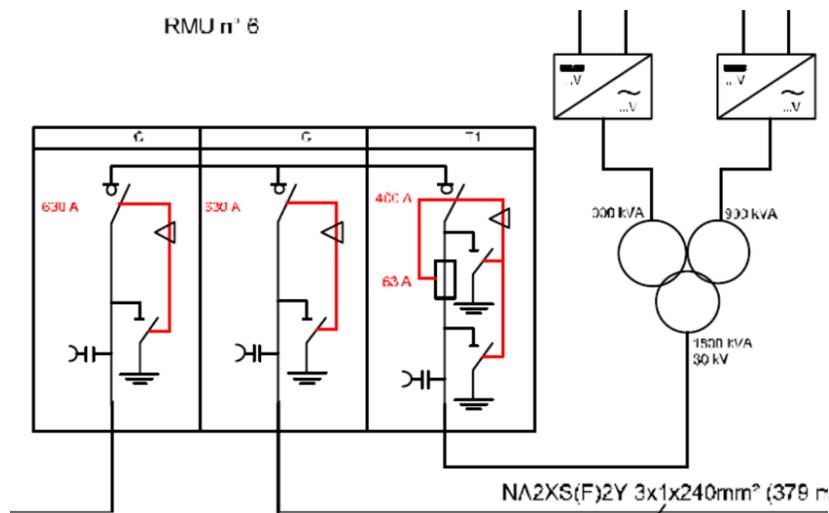


Figure II. 7: Schéma simplifié du RMU (Ain-Skhouna).

II.3.6 SKID

Le SKID est l'ensemble des équipements permettant de regrouper l'énergie produite par les champs photovoltaïques et le convertir du direct en alternatif, chaque SKID est Composé de : 4 Boîtes Centrales - 2 onduleurs - Boîtier capteur - Un transformateur - RMU. Comme le montre la Figure II. 8, le Tableau II. 3 montre la répartition des panneaux photovoltaïques d'un SKID dans la centrale d'Ain-Skhouna.

Tableau II. 3: Répartition des panneaux photovoltaïques d'un SKID dans la centrale d'Ain-Skhouna.

SKID	Onduleurs	Nbr des modules	Nbr des panneaux en série	Nbr de string	Boite centrale	I max (A)	Umax (V)	Puissance crête (Wc)
1	01	3984	24	166	02	1472,42	892,8	996.000
	02	3984	24	166	02	1472,42	892,8	996.000

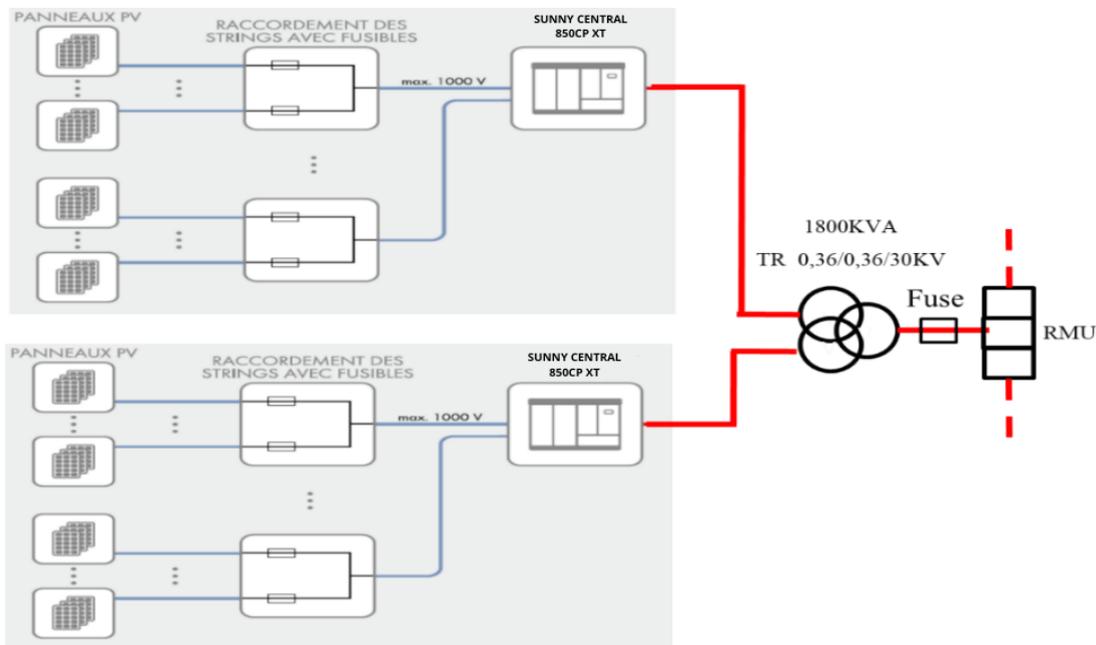


Figure II. 8: Schéma du SKID de la centrale.

II.3.7 Dimensionnement des câbles de la centrale

Les câbles jouent un rôle essentiel dans une installation électrique. Un surdimensionnement peut entraîner des coûts supplémentaires lors de la réalisation du projet, tandis qu'un sous-dimensionnement peut provoquer une surchauffe et entraîner un dysfonctionnement de l'installation électrique. Il est donc nécessaire d'effectuer un dimensionnement optimal afin de minimiser les pertes lors du transport de l'électricité. Pour cela, il est important de connaître l'intensité du courant circulant dans ces câbles, y compris le courant de fonctionnement et le courant admissible, comme le montre le tableau II. 4. [24]

**Tableau II. 4:** Dimensionnement des câbles de la centrale PV Ain-Skhouna.

Câbles	Courant admissible (A)	Section des Cable (mm <sup>2</sup> )
Cable DC d'une table	58	4
Cable DC 8 tables	257,45	95
Cable DC boîte centrale	262	150
Cable DC Onduleur	1051,39	300
Cable AC RMU	408,32	240

### II.3.8 Point d'injection au réseau SONELGAZ

La tension de fonctionnement de la centrale photovoltaïque de Ain-Skhouna est de 30 KV. La centrale est équipée d'un transformateur élévateur 30/60 KV SGB, au niveau de la poste de distribution Ain-Skhouna afin d'élever la tension à 60 KV pour évacuer la puissance active vers le réseau de GRTE, voir la Figure II. 9.



**Figure II. 9:** Poste d'évacuation (30KV/60KV) Ain-Skhouna.

### II.3.9 La salle de contrôle

En dehors de l'armoire de commutation des charges et des panneaux d'affichage, les équipements de la centrale solaire photovoltaïque sont reliés à une cabine de type salle de contrôle, qui est isolée de la chaleur extérieure. Ainsi, elle dispose de quatre climatiseurs en alternance qui maintiennent une température adéquate dans la salle de contrôle.

L'espace de contrôle est composé de trois ordinateurs, dont deux sont utilisés pour collecter les données de la centrale et superviser les systèmes tels que les onduleurs, les connecteurs, les panneaux, etc., tandis que l'autre est utilisé pour surveiller le réseau électrique GRTE (Société Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Électricité) afin de garantir le bon fonctionnement des panneaux solaires installés.

La conception du système de surveillance des données a respecté la norme IEC 61724. On mesure immédiatement chaque 15 minutes pendant la journée les paramètres suivants : le rayonnement

solaire (G), la température ambiante ( $T_{am}$ ), la température du module ( $T_m$ ), la vitesse du vent ( $v$ ), ainsi que l'énergie générée DC et AC (EDC et EAC).

Selon la norme standardisée CEI 60529, la salle de contrôle est conforme à la norme IP 54. Cet indice représente une protection contre l'entrée de corps étrangers (poussière) et les effets néfastes causés par l'entrée de l'eau.

### II.3.10 L'armoire de communication des charges

L'armoire de communication des charges est un dispositif qui permet de connecter chaque charge alimenté dans la centrale et de commuter les sources d'énergie entre le réseau et l'installation photovoltaïque, voir la Figure II. 10.

Les principales fonctionnalités de cette armoire incluent :

- Des disjoncteurs de distribution équipés de verrous mécaniques pour la conversion des sources énergétiques : réseau / panneaux solaires photovoltaïques ou réseau / groupe électrogène. (Moteur diesel de 30 KVA).
- Deux compteurs d'énergie : un compteur qui enregistre l'énergie électrique injectée au réseau par le système solaire PV et un autre compteur qui enregistre l'énergie reçue du réseau.
- Un serveur bleu qui enregistre les données des puissances instantanées consommées par les différentes charges.



Figure II. 10: Armoire de communication des charges.

### II.3.11 La station météorologique

La centrale d'Ain-Skhouna dispose de dispositifs de mesure environnementale, tels qu'un pyromètre de type ISO9060, un capteur de température (de type DLE120), un capteur d'humidité (de type DMA672.1) et un anémomètre pour la mesure de la vitesse du vent (de type KIT 5.0). Les instruments présentés dans la Figure II. 11 offrent la possibilité d'enregistrer les conditions météorologiques dans la zone où les modules PV sont installés. Les informations recueillies sont stockées dans l'un des ordinateurs de collecte de données de la centrale situé dans la salle de contrôle.



Figure II. 11: Station météo et leurs composantes de mesures (Ain Skhouna).

## II.4 Opération d’entretien et de maintenance

### II.4.1 Présentation et classification de la maintenance

La maintenance est définie comme l'ensemble des actions techniques, administratives et de gestion effectuées tout au long du cycle de vie d'un élément afin de le maintenir ou de le restaurer dans un état lui permettant d'accomplir la fonction requise.

Selon la Figure II. 12, l'entretien se divise en deux catégories : la maintenance préventive et la maintenance corrective. La première vise à préserver la fonctionnalité de l'élément et à éviter les défaillances, tandis que la seconde intervient après la survenue d'une défaillance pour rétablir la fonctionnalité de l'élément.

La maintenance corrective est déclenchée suite à la détection de défauts. L'intervention corrective peut être immédiate ou différée en fonction des procédures établies. La maintenance planifiée périodiquement est une forme de maintenance corrective différée, car la restauration de la fonctionnalité de l'élément est reportée jusqu'à la prochaine intervention de maintenance programmée.[25]

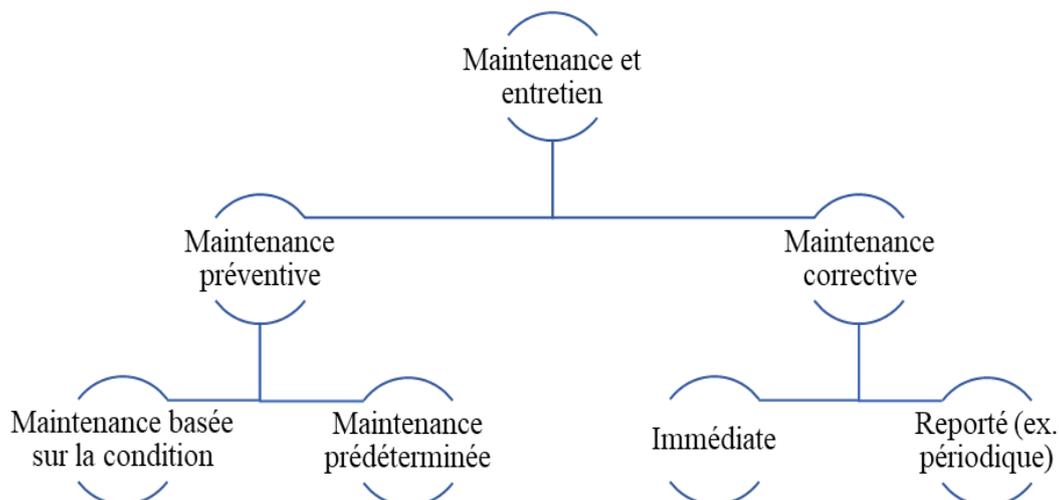


Figure II. 12: Classification de l’entretien.

### II.4.2 Répartition des tâches

La compagnie allemande a mis en place un calendrier qui a permis de superviser toutes les tâches dans les centrales et les représentants des diverses organisations responsables du projet de la centrale solaire photovoltaïque. Ce calendrier inclut divers éléments tels que le nettoyage, les équipements, les inspections, les pièces de rechange, le budget, etc.

### II.4.3 Plan d'entretien annuel

Le programme d'entretien comprend les prévisions annuelles des diverses vérifications à effectuer sur la centrale solaire, à savoir les vérifications courantes, périodiques et les opérations de nettoyage. Un document technique a été élaboré, contenant les dates des différentes inspections de la centrale, le calendrier et les résultats. Ces derniers consistent à vérifier si le calendrier a été respecté à la date indiquée. Ce calendrier est renouvelé chaque année.

### II.4.4 Contrôle courant

Le contrôle régulier implique l'examen visuel des différentes installations de la centrale solaire. Chaque jour, les techniciens chargés de la centrale effectuent ce contrôle en visualisant chaque élément de la centrale via l'ordinateur. L'objectif de ce contrôle est d'observer le bon fonctionnement du système et d'anticiper d'éventuels problèmes. Les techniciens remplissent quotidiennement une fiche récapitulative détaillée pour consigner les constatations de ce contrôle. Cette fiche comprend les sections à inspecter, les points de contrôle et les résultats de l'inspection (présence ou absence de défaut). Si un quelconque défaut est observé lors de ce contrôle, il est signalé dans l'ordinateur afin de permettre une intervention. Les informations signalées incluent le type d'anomalie et le numéro de la composante défectueuse. Les sections à contrôler sont les suivantes :

- Les rangées des modules photovoltaïques
- Les centraux box
- Les armoires dans la salle de contrôle
- Le commutateur de charge [26]

### II.4.5 Contrôle périodique

Il s'agit d'une vérification qui a lieu tous les deux mois et qui implique une inspection visuelle et électrique des divers composants de la centrale solaire photovoltaïque. Pendant cette vérification, il est nécessaire d'intervenir sur les différentes sections qui composent la centrale solaire photovoltaïque. Cette vérification est effectuée sur les différents points de mesure et d'essai tels que :

- La mesure des résistances d'isolement et de la tension d'ouverture des boites de jonctions.
- L'essai de fonctionnement de la minuterie d'arrêt et d'injection.
- En cas de défaillance d'une des composantes de la centrale, nous le signalons dans la fiche de contrôle périodique chaque jour dans une enregistrement afin de procéder au remplacement.

Par comparaison au contrôle courant, le contrôle périodique est effectué comme mesure préventive à long terme pour se saisir de l'état de l'installation photovoltaïque avec plus de précision. [26]

#### II.4.6 Anomalies et réparations

Lors de son activité, la centrale peut rencontrer un dysfonctionnement entraînant une panne. Ainsi, il est essentiel d'enregistrer dans le même document du Contrôle périodique et du Plan d'entretien annuel toutes les anomalies détectées et les réparations effectuées. Une fiche a été créée à cet effet, comprenant :

- La date de détection de la panne
- Les intervenants (est dirigé par la société BELECTRIC)
- Les équipements utilisés
- La nature de l'anomalie
- Les causes de l'anomalie
- La date de réparation

Il convient de souligner que toutes ces tâches relèvent de la responsabilité de la société allemande BELECTRIC, qui est chargée de la construction et de la maintenance de la centrale solaire PV d'Ain-Skhouna de Saïda. Il est important de noter que cette société est toujours tenue responsable de ces activités, qui sont également couvertes par une garantie. [26]

#### II.4.7 Le Nettoyage

En règle générale, les chercheurs n'ont pas accordé une grande attention aux méthodes de nettoyage de la surface des modules photovoltaïques. Ce manque d'attention peut être dû à l'idée que la quantité de pluie dans la région où le système PV est installé est suffisante pour nettoyer la surface des modules PV. Les méthodes de nettoyage des modules PV peuvent être classifiées de la manière suivante :

- La méthode de nettoyage par la pluie est extrêmement sensible et son efficacité dépend étroitement du niveau de précipitations sur le site.
- Une alternative pour le nettoyage des modules PV consiste à utiliser une machine mobile, voir la Figure II. 13 qui permet à la fois de nettoyer la surface et de stocker l'eau nécessaire à l'opération. Ce système d'arrosage ou d'approvisionnement en eau est considéré comme l'une des méthodes les plus efficaces pour maintenir la propreté des panneaux solaires. [26]



**Figure II. 13:** Machine mobile pour le nettoyage des panneaux.

## II.5 Conclusion

L'analyse effectuée au cours de ce chapitre nous permet de retenir les éléments suivants :

La centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna (Saïda), d'une capacité de 30 MWc, est un projet d'envergure qui s'inscrit dans le cadre d'un programme national de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables visant une production de 22 000 MW d'électricité d'ici 2030. Son objectif est de répondre à la demande nationale face aux besoins croissants des consommateurs algériens et de préserver les ressources en hydrocarbures du pays.

La centrale d'Ain-Skhouna s'étend sur une superficie de 42,3 hectares, avec 119 520 panneaux photovoltaïques de type CS6P-250P (silicium polycristallin) répartis en deux champs, Saïda1 et Saïda2. Elle est également équipée de 60 boîtes de jonction, 30 onduleurs de type Sunny Central 850CP XT, une armoire de communication des charges et une salle de contrôle, ainsi qu'une mini-station pour la mesure des données météorologiques.

Il convient de noter que la centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna est toujours sous garantie de la part de la société allemande BELECTRIC, et que toutes les opérations de maintenance et d'entretien relèvent de la responsabilité de cette société.

## CHAPITRE III

---

### *Evaluation de l'efficacité de la centrale PV d'Ain-Skhouna Saïda*

---

### III.1 Introduction

Ce chapitre évalue en détail les performances de la centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna à Saïda. Nous commencerons par décrire la méthode d'analyse utilisée, en expliquant les principaux paramètres de performance comme les rendements énergétiques et les pertes du système. Le ratio de performance, le facteur de charge, et l'efficacité du système seront également abordés pour fournir une vue complète de la performance.

Ensuite, les résultats expérimentaux seront présentés et interprétés, en tenant compte des conditions environnementales spécifiques à Ain-Skhouna. Nous analyserons notamment l'énergie de sortie en fonction de l'irradiation globale, les rendements énergétiques, le rendement final par rapport au facteur de charge et l'efficacité du système en fonction de la température ambiante. Les pertes énergétiques totales et le ratio de performance seront également détaillés.

Enfin, nous validerons les données réelles en les comparant aux résultats de simulation obtenus avec le logiciel PVsyst. Le chapitre se termine par une comparaison des performances réelles d'Ain-Skhouna avec celles d'autres grandes installations PV en Algérie.

### III.2 La méthode d'analyse utilisée

En évaluant les performances d'un système photovoltaïque, il est possible de prédire l'efficacité de la production d'énergie sur une période de temps donnée. Tout d'abord, nous allons effectuer une analyse des performances de la centrale photovoltaïque conformément à la norme IEC 61724 [27]. Afin de pouvoir mener une bonne étude d'évaluation des performances, nous avons décidé de choisir PVsyst comme outil de simulation en raison de sa facilité d'utilisation et parce que nous le maîtrisons très bien. Ci-dessous, nous expliquons en détail les étapes de simulation de notre évaluation.

D'abord, il est nécessaire d'obtenir les données d'entrée ainsi que quelques spécifications du système PV (altitude, longitude, données météorologiques, spécifications des panneaux et des onduleurs, angle d'inclinaison et les systèmes de conception) à intégrer dans notre simulateur PVsyst. Une fois cette étape réalisée, nous procéderons à une description générale de la centrale PV afin d'identifier les critères environnementaux réels du site sélectionné et de comprendre certains matériaux essentiels pour appréhender le fonctionnement de la centrale PV, comme cela a été abordé au cours du deuxième chapitre de notre étude. Après avoir validé cette étape avec succès, il sera alors nécessaire d'extraire les paramètres de sortie réels pendant la période de surveillance.

À la fin de cette étape, nous procéderons à une étude comparative entre les performances réelles de sortie de la centrale photovoltaïque pour l'année 2020 et les résultats obtenus à l'aide du logiciel PVsyst. Après avoir réussi toutes ces manipulations avec succès, nous procéderons enfin à l'interprétation des résultats du système photovoltaïque pendant la période de surveillance. Nous allons conclure notre étude par une étude comparative des performances de la centrale PV avec d'autres installations PV à grande échelle installées en Algérie.

### III.3 Paramètres de performance de système PV

L'analyse des performances de l'installation PV connectée au réseau a été calculée sur la base des normes CEI 61724 [28]. L'analyse comprend les paramètres suivants, le Tableau III. 1 présente l'ensemble des équations : les rendements (du champ, final et référence), les pertes (système, réseau et total), le rapport de performance, le facteur de charge et l'efficacité du système.

#### III.3.1 Les rendements énergétiques :

Les rendements énergétiques dans les systèmes photovoltaïques sont des indicateurs clés de performance, mesurant l'efficacité avec laquelle l'énergie solaire est convertie en énergie électrique utilisable. Le rendement du champ photovoltaïque ( $Y_a$ ), le rendement final ( $Y_F$ ) et le rendement de référence ( $Y_R$ ) permettent d'évaluer les différentes étapes de cette conversion, de la production initiale d'énergie CC à l'énergie CA finale, comme indiqué dans la Figure III. 1.

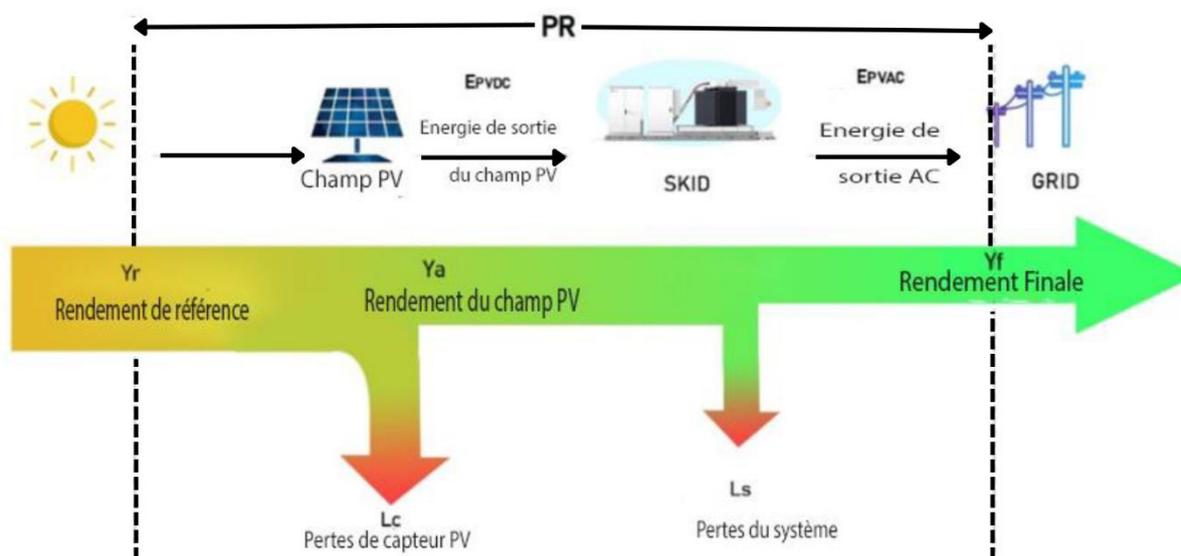


Figure III. 1: Bilan des rendements et des pertes du système PV.

##### III.3.1.1 Rendement du champ photovoltaïque ( $Y_a$ )

Le rendement du champ photovoltaïque est défini comme le rapport entre l'énergie CC produite au cours de la période surveillée (jour, mois et année) et la puissance PV nominale. [29] [30]

##### III.3.1.2 Rendement final d'un système photovoltaïque ( $Y_F$ )

Le rendement final d'un système photovoltaïque est défini comme le rapport entre l'énergie CA produite pendant la période surveillée (jour, mois et année) et la puissance PV nominale [31] [32].

##### III.3.1.3 Rendement de référence d'un système photovoltaïque ( $Y_R$ )

Le rendement de référence d'un système photovoltaïque est le rapport du rayonnement solaire total dans le plan ( $KW / m^2$ ) et de l'irradiance de référence ( $1000 W/m^2$ ). [31] [32]

### III.3.2 Les pertes de la centrale PV

#### III.3.2.1 Pertes du système par conversion ( $L_s$ )

Les pertes du système couvrent toutes les pertes d'énergie causées par l'onduleur, la conduction et les pertes des éléments passifs du circuit. [33]

#### III.3.2.2 Pertes du champ photovoltaïque ( $L_c$ )

Les pertes du champ photovoltaïque sont définies par la différence entre le rendement de référence et le rendement du champ PV. Elles représentent les pertes dues aux : températures des panneaux, câblages, ombrage partiel, pertes spectrales, la salissure, erreurs dans la recherche du point de puissance maximale, de conversions (DC-AC), etc. [33]

#### III.3.2.3 Pertes énergétiques totales ( $L_T$ )

Les pertes énergétiques totales du système représentent les pertes PV dues au niveau d'irradiance et à la température et au module de qualité du générateur, au câblage ohmique, à la discordance et aux pertes totales de l'onduleur. Les pertes totales sont obtenues à partir de la différence entre le rendement de référence ( $Y_R$ ) et le rendement final ( $Y_F$ ). [29] [34]

### III.3.3 Ratio de performance (PR)

Le ratio de performance est une grandeur définie comme le rapport entre le rendement final ( $Y_F$ ) et le rendement de référence ( $Y_R$ ). Qui donne des informations importantes concernant les pertes du système (modules, onduleurs, câbles, conditions météorologiques, pertes dues à la température non STC) dans les systèmes PV. Cette quantité indique le pourcentage de l'énergie réelle fournie par le système. [33] [35]

### III.3.4 Facteur de charge ( $C_F$ )

Le facteur de charge est le rapport entre la production d'énergie réelle du système PV et l'énergie produite par le système PV s'il fonctionne à pleine puissance nominale. Les facteurs de capacité annuels et mensuels ont été calculés par les équations. [35]

### III.3.5 Efficacité du système ( $\eta_{sys}$ )

L'efficacité du système est définie comme le rapport entre l'énergie CA générée et l'irradiance incidente au niveau de la zone du module PV. [29] [36] [37]

**Tableau III. 1:** L'ensemble des équations des paramètres de performance de système PV.

Définition	L'équations	Unité	
L'énergie totale par mois	$E_{i,m} = \tau \cdot \sum_1^n E_{i,d}$	(h/mois)	III-1
Rendement du champ photovoltaïque	$Y_a = \frac{E_{DC,d}}{P_0}$	(h/jour)	III-2
Rendement final d'un système photovoltaïque par mois	$Y_{f,m} = \frac{1}{N} \cdot \sum_1^n Y_{f,d}$	(h/jour)	III-3
L'énergie totale CA par mois	$Y_{f,m} = \sum_1^n E_{AC,d}$	(KW)	III-4
Rendement de référence mensuel d'un système photovoltaïque	$Y_{R,m} = \frac{1}{N} \cdot \sum_1^n Y_{R,d}$	(h/jour)	III-5
Le ratio de performance	$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$	(%)	III-6
Pertes du système par conversion	$L_S = Y_a - Y_F$	(h/jour)	III-7
Pertes du champ photovoltaïque	$L_S = Y_R - Y_a$	(h/jour)	III-8
Les pertes énergétiques Totales	$L_T = Y_R - Y_F$	(h/jour)	III-9
Facteur de charge par mois	$CF_m = \frac{E_{AC,m}}{P_{PV,r} \times 24 \times N}$	(%)	III-10
Efficacité du système	$\eta_{sys,m} = \frac{E_{AC,m}}{H_{t,m} \times A_a}$	(%)	III-11
Insolation totale mensuelle dans le plan	$H_{t,m} = \sum_1^n (\tau \cdot \sum_1^{24} G_t)$	(KWh/m <sup>2</sup> )	III-12

### III.4 Résultats expérimentale et l'interprétation des résultats réels

Nous avons étudié, analysé et traité les données énergétiques et météorologique fourni par le service technique de la centrale Ain-Skhouna de Saïda pour l'année 2020.

#### III.4.1 Analyse des conditions environnementales de la centrale Ain-Skhouna (Saïda)

Afin d'analyser les conditions environnementales du site de la centrale Ain-Skhouna (Saïda), nous procédons à l'interprétation des données fournies par les différents capteurs tels que le Pyrhéliomètre, l'Hygromètre, le Pyrhéliomètre, l'Anémomètre et le Pluviomètre, pour les 12 mois de l'année 2020.

Le Tableau III. 2 ci-dessous présente les résultats des données météorologiques tels que l'irradiation globale sous angle 15°, la température ambiante et la vitesse du vent.

**Tableau III. 2:** Résultats des données météorologiques (G) (Tam) (V) année 2020 de la centrale.

Mois	Irradiation globale (KWh/m <sup>2</sup> )	Température ambiante (°C)	Vitesse du vent (m/s)
Janvier	141,69	8,3	2,70
Février	166,68	13,3	2,65
Mars	178,06	13,2	4,35
Avril	187,11	15,9	4,13
Mai	231,78	21,1	3,93
Juin	237,69	23,8	4,16
Juillet	245,33	29,1	3,66
Août	224,32	29,2	3,47
Septembre	199,4	23,5	3,26
Octobre	179,04	17,5	3,27
Novembre	136,8	14,8	3,95
Décembre	114,34	10,6	4,49

D'après le Tableau III. 2, ces résultats peuvent être interprétés comme suit :

Les valeurs d'irradiation augmentent progressivement de l'hiver au printemps, atteignant un pic en été (**Juillet 245,33 KWh/m<sup>2</sup>**), puis diminuent à nouveau à l'approche de l'hiver (**Décembre 114,34 KWh/m<sup>2</sup>**), avec une valeur moyenne mensuelle de **186,85 KWh/m<sup>2</sup>**. Cela constitue un indicateur favorable pour l'implantation de la centrale, car il montre que le site reçoit une quantité significative d'énergie solaire tout au long de l'année

Les températures ambiantes varient tout au long de l'année elles sont les plus basses en hiver (**Janvier 8,3°C**) et augmentent progressivement pour atteindre des sommets en été (**Août 29,2 °C**), puis redescendent en automne. La valeur moyenne mensuelle de la température ambiante est **18,35 °C**. Cependant, la température moyenne annuelle du site de 18,35°C est favorable, car elle permet aux panneaux de fonctionner dans des conditions optimales pendant une grande partie de l'année.

La vitesse du vent varie également, avec des valeurs plus élevées en décembre (**4,49 m/s**) et plus basses en février (**2,65 m/s**), avec une valeur moyenne mensuelle de **3,67 m/s**. Bien que la vitesse du vent ne soit pas le facteur déterminant pour la performance d'une installation photovoltaïque, les variations observées sur le site d'Ain-Skhouna sont favorables pour le refroidissement passif des panneaux. Cela peut indirectement améliorer l'efficacité énergétique et la fiabilité de la centrale photovoltaïque, renforçant ainsi la viabilité de l'implantation de cette centrale.

### III.4.2 Analyse des performances de la centrale

#### III.4.2.1 Energie de sortie EAC en termes de l'irradiation globale (G)

Cette section traite l'influence de l'irradiation solaire incliné (en KWh/m<sup>2</sup>) sur l'énergie photovoltaïque alternative (en MWh) sur la surface du module PV au cours des 12 mois, comme indiqué sur la Figure III. 2 suivante.

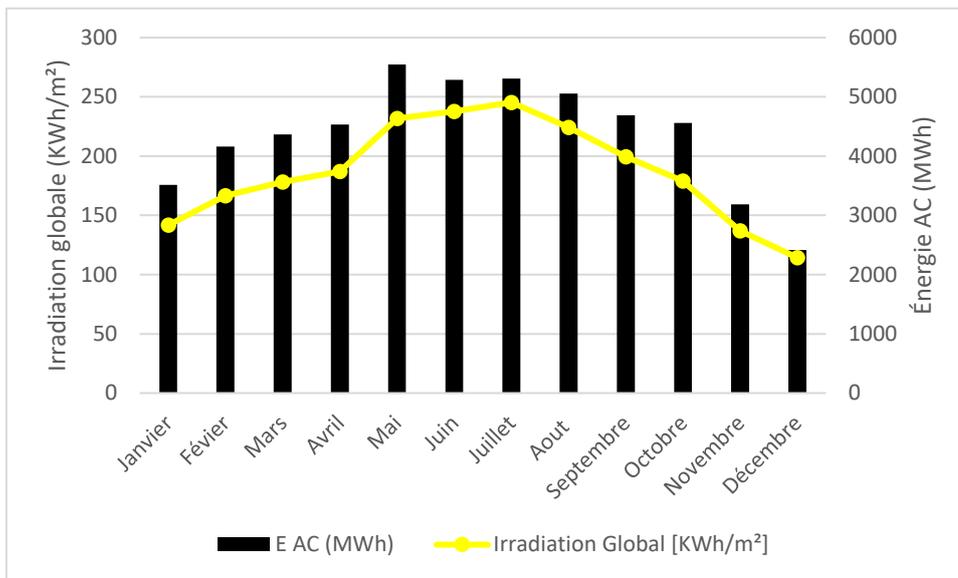


Figure III. 2: Énergie alternative mensuelle en fonction de l'irradiation globale de la centrale.

L'irradiation globale atteint son maximum en juillet avec **245,33 KWh/m²** et son minimum en décembre avec **114,34 KWh/m²**. L'augmentation de l'irradiation de janvier à juillet indique une disponibilité croissante de l'énergie solaire, qui commence à diminuer après juillet jusqu'à décembre, avec une irradiation globale moyenne de **186,85 KWh/m²**.

L'énergie produite suit une tendance similaire à celle de l'irradiation globale. Elle atteint son pic en mai avec **5545,58 MWh** et diminue ensuite progressivement jusqu'à décembre où elle tombe à **2416,36 MWh**. Les mois de juin, juillet et août montrent également des valeurs élevées, indiquant une forte production durant l'été, avec une énergie moyenne de **4384,70 MW**.

Ces résultats soulignent l'impact substantiel des fluctuations saisonnières sur la production d'énergie photovoltaïque, avec une production maximale observée pendant l'été et une production minimale pendant l'hiver. Cela est confirmé par la corrélation positive **R²= 0,9378** entre l'irradiation globale et l'énergie produite par l'installation photovoltaïque, comme indiqué dans la Figure III. 3 ci-dessous

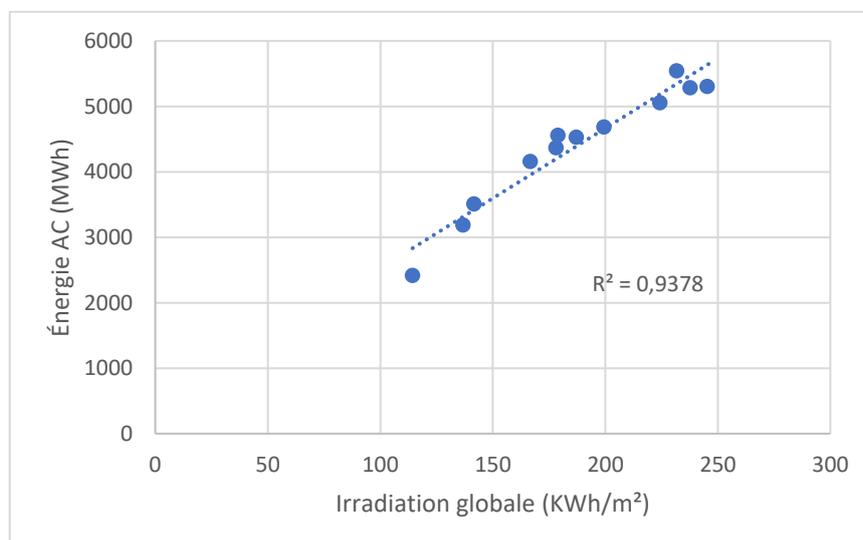
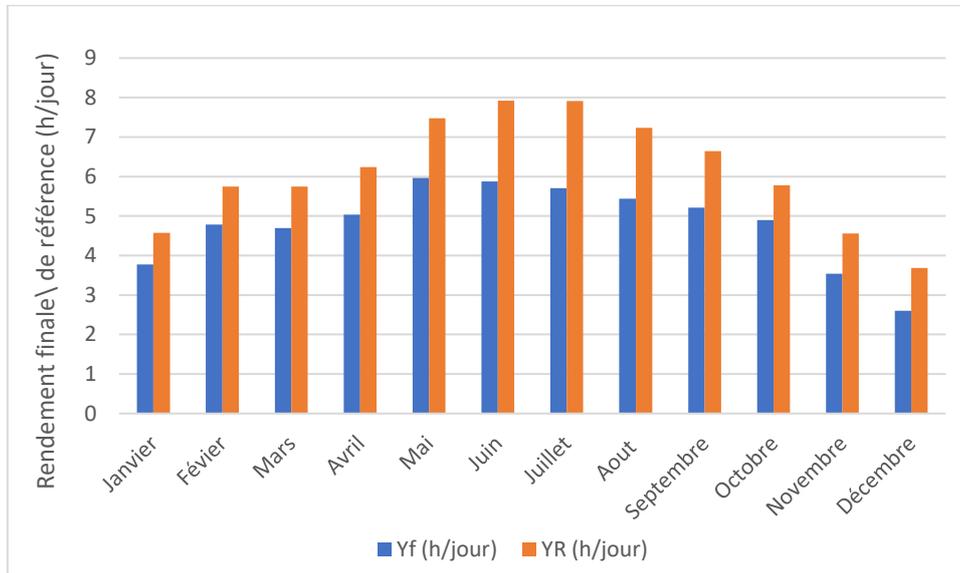


Figure III. 3: La corrélation positive entre l'irradiation globale et l'énergie produite.

### III.4.2.2 Les rendements énergétiques (Yf) (YR)

L'évolution journalière de l'année 2020 des rendements énergétiques mensuels, c'est-à-dire : le rendement de référence (YR) et le rendement final du système photovoltaïque (Yf). On ne constate pas que tous ces rendements évoluent de la même façon. Nous avons calculé les paramètres de performance pour lesquels nous disposons des données nécessaires, voir la Figure III. 4.



**Figure III. 4:** Les rendements énergétique mensuelle moyenne de la centrale.

Le rendement de référence (YR) varie significativement tout au long de l'année, atteignant un pic en juin (**7,92 h/jour**) et son minimum en décembre (**3,69 h/jour**). Cette variation saisonnière est principalement due à la différence d'ensoleillement et de la durée du jour entre les mois d'été et d'hiver, avec une valeur moyenne de rendement de référence de **6,12 h/jour**.

On observe également que le rendement final du système photovoltaïque (Yf) suit une tendance similaire à celle de YR, avec un maximum en juin (**5,87 h/jour**) et un minimum en décembre (**2,60 h/jour**), avec une valeur moyenne de rendement final du système de **4,79 h/jour**.

Le rendement final (Yf) est proportionnel au rendement de référence (YR) avec des valeurs du rendement de référence toujours plus élevées que celles du rendement final. Cette observation peut être justifiée par le fait que les rendements ont influencés par des facteurs réels tels que les pertes de conversion, les résistances de contact et les résistances de câble, ainsi que l'influence des paramètres météorologiques.

III.4.2.3 Le rendement final (YF) en fonction de facteur de charge (CF)

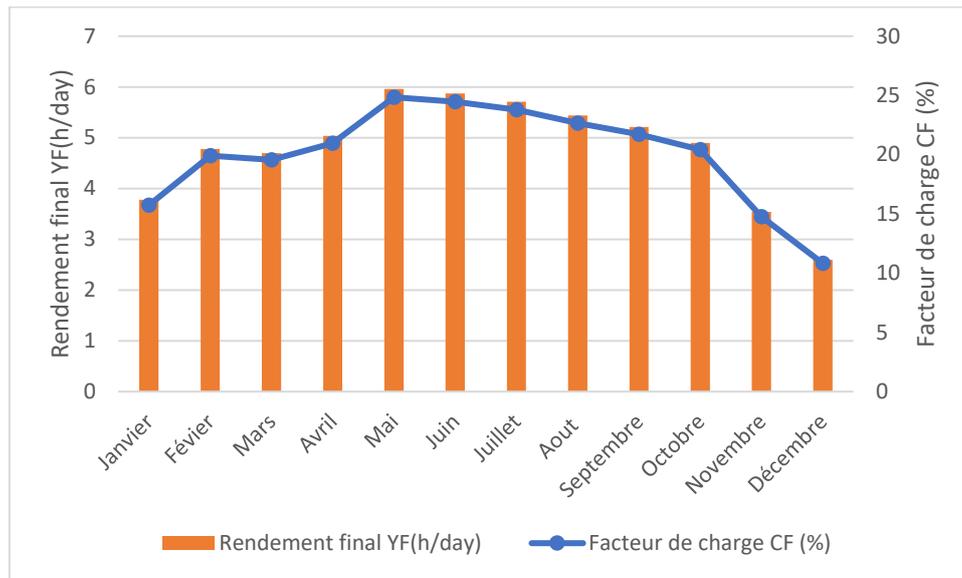


Figure III. 5: Le rendement final mensuel (YF) en fonction de facteur de charge (CF).

D'après la Figure III. 5, on observe une relation positive entre le rendement final et le facteur de charge. Cela signifie que lorsque le facteur de charge augmente, le rendement final augmente également. Le graphe montre que le rendement final maximal de la centrale est d'environ 6 h/jour, ce qui correspond à un facteur de charge de **24,84%**. Le rendement final minimal de la centrale est d'environ **2,6 h/jour**, ce qui correspond à un facteur de charge de **10,82%**, avec une valeur moyenne de facteur de charge de **19,97 %**. La centrale est plus productive pendant les mois d'été, lorsque le facteur de charge est plus élevé, contrairement aux mois d'hiver

III.4.2.4 L'efficacité du système ( $\eta_{sys}$ ) en termes de la température ( $T_{am}$ )

En analysant les données fournies pour la centrale, on peut observer une relation notable entre l'efficacité du système ( $\eta_{sys}$ ) et la température moyenne ( $T_{am}$ ) pour chaque mois de l'année 2020, voir la Figure III. 6.

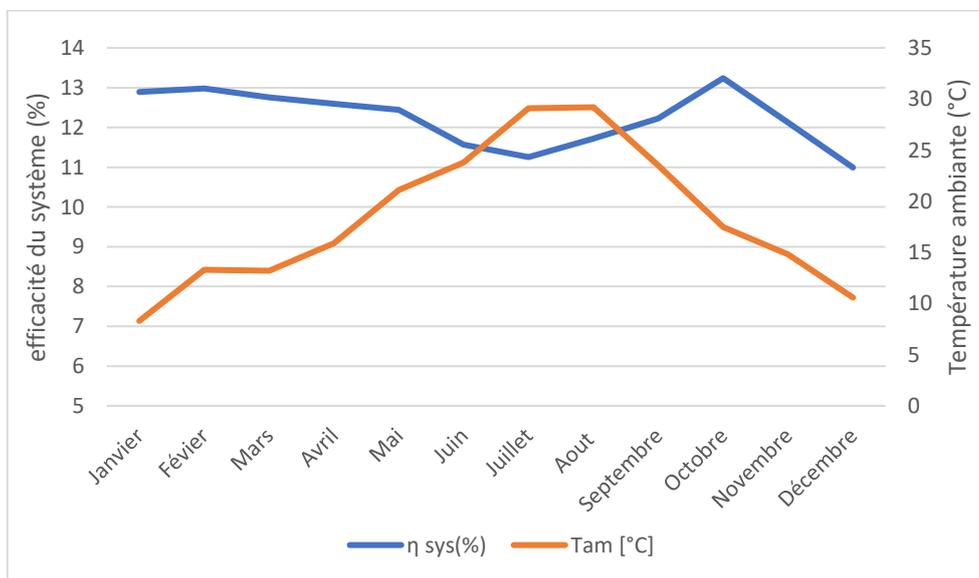


Figure III. 6: L'influence de la température mensuelle sur l'efficacité du système de la centrale.

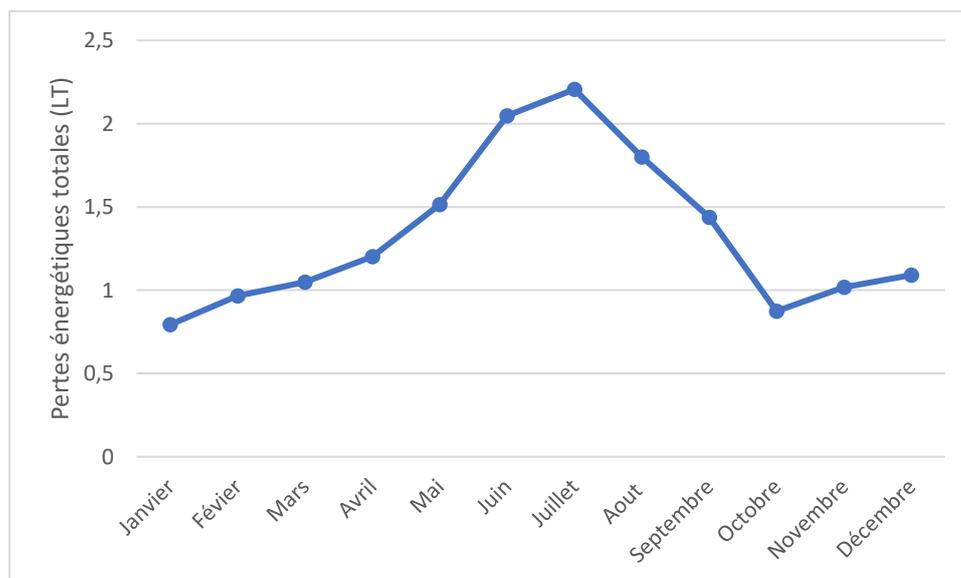
L'analyse de la centrale photovoltaïque de Ain-Skhouna montre que l'efficacité du système est inversement proportionnelle à la température. L'efficacité est maximale en octobre (**13,24 %**) à **17,5 °C** et elle a diminué en juillet et août (environ **11,25 %**) à environ **29 °C**. Les modules solaires perdent en efficacité à des températures élevées à cause de l'augmentation de la résistance interne, et minimale en décembre (**10,99 %**) à **10,6 °C**. Avec une valeur moyenne de température de **18,35°C** et une valeur moyenne de l'efficacité du système de **12,23%**. La chute de l'efficacité en décembre due à d'autres facteurs environnementaux tels que :

**Durée d'ensoleillement** : En décembre, les jours sont plus courts, ce qui peut réduire la production d'énergie.

**Accumulation de saletés ou de neige** : En hiver, il est possible que les panneaux soient partiellement recouverts de saletés et de neige, ce qui peut diminuer l'efficacité.

#### III.4.2.5 Les pertes énergétiques totales (LT)

L'analyse des pertes énergétiques totales mensuelles (LT) de la centrale photovoltaïque révèle des variations notables tout au long de l'année 2020 fournissant des informations essentielles sur l'efficacité opérationnelle du système photovoltaïque, comme le montre la Figure III. 7.

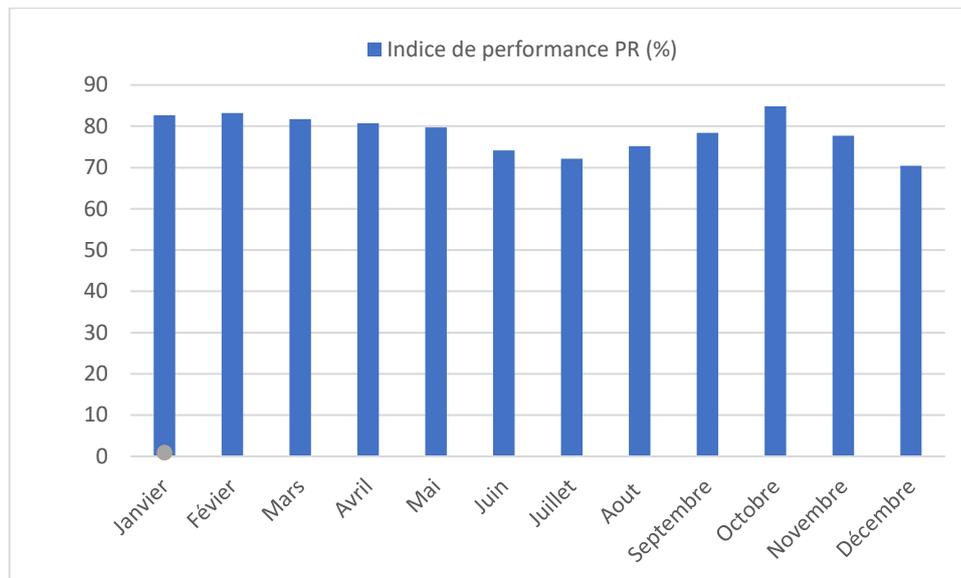


**Figure III. 7:** Les pertes énergétiques totales mensuelle de la centrale.

Les pertes énergétiques totales (LT) montrent une tendance saisonnière distincte, atteignant un maximum en juillet (**2,21 h/jour**) et un minimum en janvier (**0,80 h/jour**). Cette variation saisonnière peut être attribuée à plusieurs facteurs : température, durée du jour, conditions météorologiques, car la puissance des cellule photovoltaïque diminue quand la température augmente, avec une valeur moyenne des pertes énergétiques totales de **1,33 h/jour**.

#### III.4.2.6 Le ratio de performance (PR)

Le ratio de performance (PR) d'une centrale photovoltaïque est un indicateur clé de son efficacité opérationnelle. En examinant les données de la centrale photovoltaïque pour chaque mois de l'année 2020, comme indiqué sur la Figure III. 8.



**Figure III. 8:** L'indice de performance mensuel de la centrale.

Le ratio de performance (PR) varie considérablement au cours de l'année. En janvier, le PR est de **82,64 %**, indiquant une performance élevée en début d'année. Cette tendance se maintient en février et mars avec des PR de **83,17 %** et **81,76 %**, respectivement. D'avril à juin, une légère baisse du PR est observée, atteignant un minimum de **74,15 %** en juin. En juillet, le PR atteint son niveau le plus bas de **72,12 %**, avant de remonter légèrement à **75,13 %** en août. De septembre à novembre, le PR montre une tendance à la hausse, culminant à **84,85 %** en octobre. Cependant, en décembre, le PR chute significativement à **70,44 %**, à cause des conditions météorologiques défavorables ou d'une diminution de l'ensoleillement. En général, les valeurs mensuelles du rapport de performance de la centrale sont encourageantes, reflétant une performance satisfaisante du système photovoltaïque d'Ain-Skhouna avec un PR de moyenne mensuelle de **78,40 %**.

### III.5 Aperçu sur le logiciel utilisé

Il est essentiel, lors de l'évaluation préliminaire d'un projet photovoltaïque, de calculer la production d'énergie attendue de l'installation au stade de la conception. Pour obtenir une estimation précise de cette production, il est nécessaire de prendre en compte plusieurs informations, telles que les données météorologiques du site (irradiance, température, vitesse du vent et humidité relative), ainsi que les dimensions de l'installation photovoltaïque et les spécifications techniques des composants. De nombreux chercheurs ont démontré l'importance des outils de simulation dans l'évaluation des performances des centrales photovoltaïques. Des outils tels que PVsyst, SAM, PVGIS et Solar Gis ont été utilisés pour prévoir et modéliser des systèmes photovoltaïques à grande échelle. [39]

Nous avons choisi le logiciel de simulation PVsyst afin d'évaluer les performances de la centrale PV d'Ain-Skhouna Saïda. Ce choix n'a pas été fait par hasard, mais plutôt parce que ce dernier offre une facilité d'utilisation et une large acceptation.

### III.5.1 Définition du logiciel PVsyst

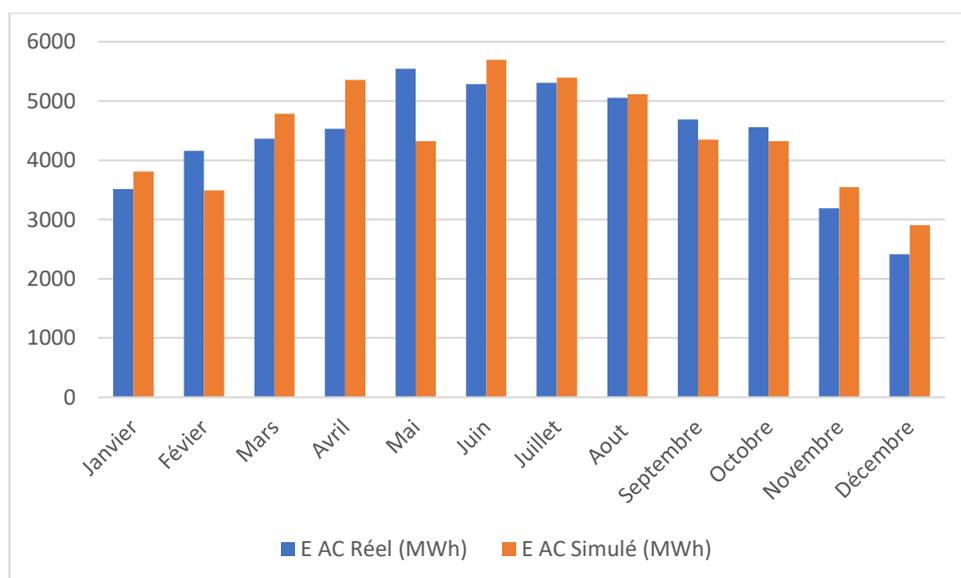
PVsyst est un logiciel utilisé pour l'étude, le dimensionnement, la simulation et l'analyse des systèmes photovoltaïques. Il est largement utilisé par les professionnels de l'énergie solaire, les ingénieurs, les chercheurs et les consultants impliqués dans la conception et l'analyse des projets d'énergie solaire. Le logiciel présente les résultats sous la forme d'un rapport complet, de graphiques spécifiques et de tableaux, et permet l'exportation des données vers d'autres logiciels. PVsyst comprend une base de données météorologiques et de composants, ainsi que plusieurs outils pédagogiques et permet la comparaison de la simulation avec les résultats mesurés. De plus, il permet aux utilisateurs d'entrer des données spécifiques sur leurs systèmes solaires. [38]

### III.6 Validation des paramètres de performance réels de la centrale PV par les résultats de simulation PVsyst

Après avoir évalué les paramètres de performance réels d'Ain-Skhouna dans la section précédente, nous allons, dans cette section, utiliser l'outil de simulation PVsyst pour valider ces résultats. Les résultats de simulation utilisés (PVsyst) sont décrits en détail et les données réelles du système photovoltaïque seront entièrement comparées aux résultats de simulation.

#### III.6.1 L'énergie de sortie EAC

L'objectif de cette analyse est de comparer les données d'énergie de sortie EAC réelles mesurées par la centrale PV Ain-Skhouna et EAC simulé par PVsyst afin de valider la précision de la simulation, comme indiqué sur la Figure III. 9.

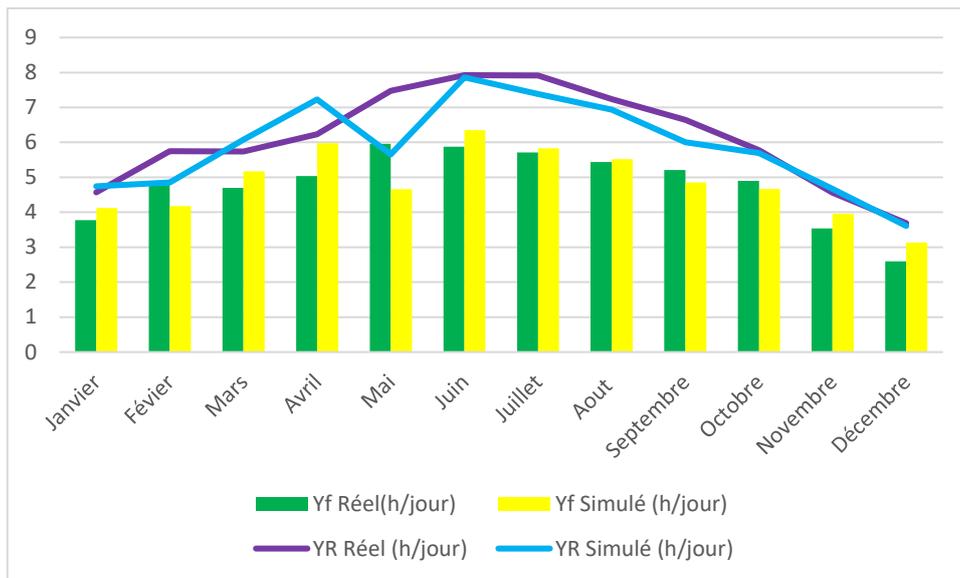


**Figure III. 9:** Comparaison entre L'énergie de sortie EAC réel et simulé de la centrale.

En janvier, la production réelle est inférieure à la simulation, alors qu'en février, elle la dépasse, indiquant une variabilité climatique non capturée par le modèle. En mars, avril et juin, la production réelle est inférieure aux prévisions, possiblement en raison de pertes opérationnelles ou de conditions météorologiques défavorables. En mai, la production réelle dépasse significativement la simulation,

suggérant des conditions exceptionnelles de soleil ou une meilleure efficacité opérationnelle. En été, les valeurs réelles et simulées concordent bien, tandis qu'en septembre et octobre, les valeurs réelles sont légèrement supérieures aux simulations, indiquant des conditions meilleures que prévues. En novembre et décembre, la production réelle est inférieure aux prévisions, probablement en raison des jours plus courts et des conditions climatiques moins favorables. Sur l'année entière, les différences totales entre la production réelle et simulée sont faibles (**52616,34308 MWh** réel contre **53102,447 MWh** simulé), ce qui indique une bonne précision globale de la simulation.

**III.6.2 Les rendements énergétiques (YF)(YR)**



**Figure III. 10:** Comparaison entre les rendements énergétiques mensuels, réels et simulés.

D'après la Figure III. 10 le logiciel PVsyst tend à sous-estimer les rendements finals et de référence en mai et juin, lorsque les performances réelles sont élevées. Cela pourrait être dû à une sous-estimation des niveaux d'irradiation solaire ou à une mauvaise estimation des températures plus favorables à ces mois.

En décembre, où les performances sont les plus faibles, le logiciel PVsyst surestime les rendements finals, probablement en raison d'une surestimation de l'ensoleillement.

Le logiciel PVsyst surestime les rendements de référence en avril et en période hivernale (janvier et février), probablement en raison de la surestimation de l'ensoleillement ou de l'effet de la température sur les panneaux photovoltaïques.

Le rendement final du champ (Yf) est inférieur au rendement de référence (YR) pour chaque mois, ce qui est attendu puisque YR représente un rendement théorique optimal tandis que Yf représente le rendement réel observé dans le champ.

**III.6.3 Facteur de charge (CF)**

La Figure III. 11 montre la comparaison entre le facteur de charge mensuel réel et simulé par le logiciel PVsyst de la centrale PV Ain-Skhouna.

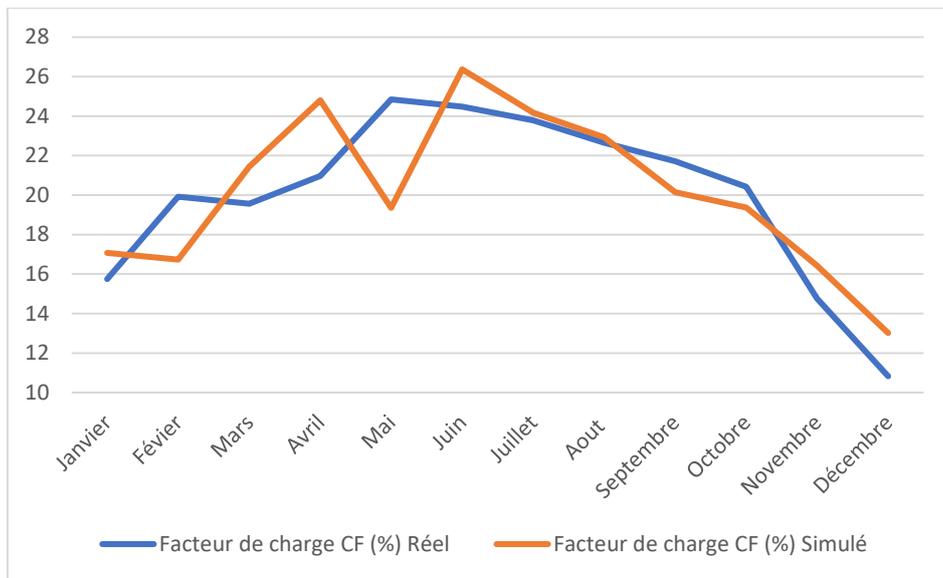


Figure III. 11: Comparaison entre le facteur de charge mensuel réel et simulé.

En janvier, le CF simulé (17,08 %) est supérieur au CF réel (15,74 %), alors qu'en mai et juin, les simulations (19,36 % et 26,37 % respectivement) sont inférieures aux valeurs réelles (24,85 % et 24,48 %). Les écarts les plus notables apparaissent en mai et novembre, avec des différences de 5,49 % et 1,67 % respectivement. Dans l'ensemble, le modèle PVsyst tend à sous-estimer le CF au cours des mois de haute performance (mai et juin) et à le surestimer pendant les mois de basse performance (décembre). Cela est justifié par des limitations dans la modélisation des conditions climatiques spécifiques, les effets de la température, les facteurs de pertes non modélisés, et les incertitudes inhérentes à la modélisation météorologique. Avec une valeur moyenne de facteur de charge réel et simulé respectivement de 19,97 % et de 20,15 %.

### III.6.4 L'efficacité du système ( $\eta_{sys}$ )

La Figure III. 12 montre une comparaison entre l'efficacité du système mensuelle réel et simulée par le logiciel PVsyst pour l'année 2020.

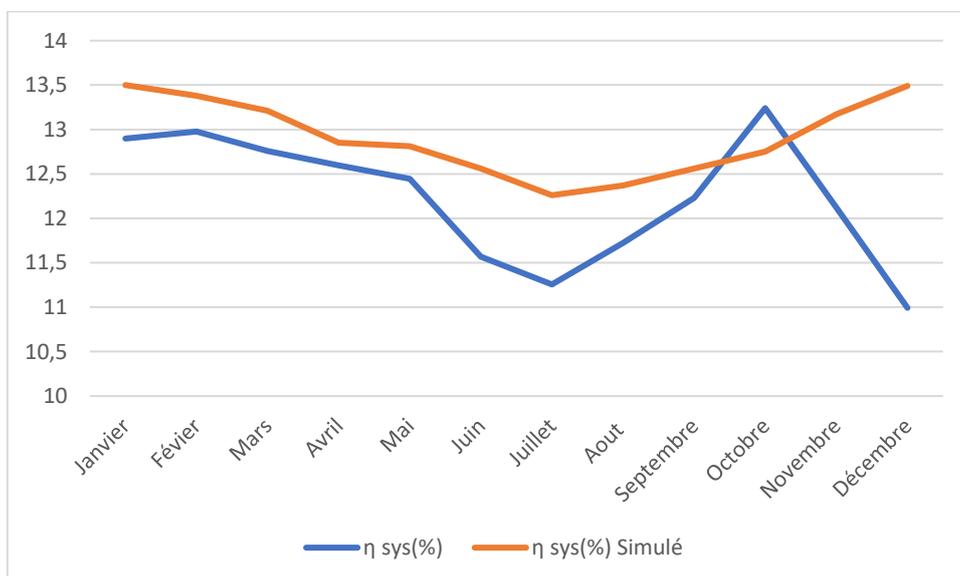
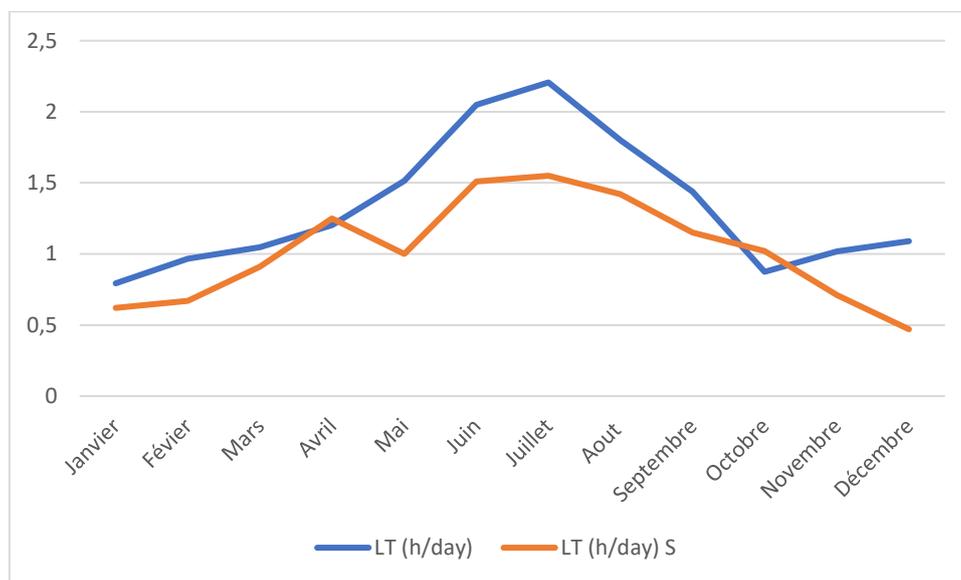


Figure III. 12: Comparaison entre L'efficacité du système ( $\eta_{sys}$ ) mensuelle réels et simulés de la centrale.

En général, les valeurs simulées par PVsyst sont plus élevées que les valeurs réelles. Les écarts sont particulièrement notables en Juin et Décembre, où les valeurs réelles sont nettement inférieures aux valeurs simulées. Les simulations par PVsyst tendent à donner des valeurs plus optimistes et moins variables que les données réelles. PVsyst utilise les données climatiques d'une région donnée en tant que valeur moyenne, ce qui contribue à générer un rendement système plus stable. En revanche, les données climatiques d'une seule année peuvent être sujettes à des fluctuations. Avec une valeur moyenne de l'efficacité du système réel et simulé respectivement de **12,23 %** et de **12,90 %**.

### III.6.5 Les pertes énergétiques totale (LT)

Pour valider les pertes d'énergie totale du système réel par rapport aux simulations effectuées par le logiciel PVsyst, nous allons comparer les données présentées dans la Figure III. 13.



**Figure III. 13:** Comparaison entre les pertes énergétiques totale mensuelle (LT) réels et simulés de la centrale.

Les données mensuelles révèlent que les pertes énergétiques réelles augmentent de janvier à juillet, culminant à **2,21 h/jour** en juillet, puis diminuent progressivement jusqu'en novembre, avec une légère hausse en décembre. En comparaison, les pertes simulées par PVsyst montrent une courbe moins variable, avec un maximum de **1,55 h/jour** en juillet. Les valeurs simulées sont systématiquement inférieures aux valeurs réelles, suggérant une sous-estimation des pertes énergétiques par le modèle PVsyst. Les divergences sont particulièrement marquées en juin et juillet. Avec une valeur moyenne des pertes énergétiques totales respectivement de **1,33 h/jour** et de **1,02 h/jour**.

### III.6.6 Le ratio de performance (PR)

Le graphe ci-dessous présente une comparaison entre les valeurs de l'indice de performance (PR) réels et simulés de la centrale photovoltaïque Ain-Skhouna wilaya Saïda, comme indiqué dans la Figure III. 14.

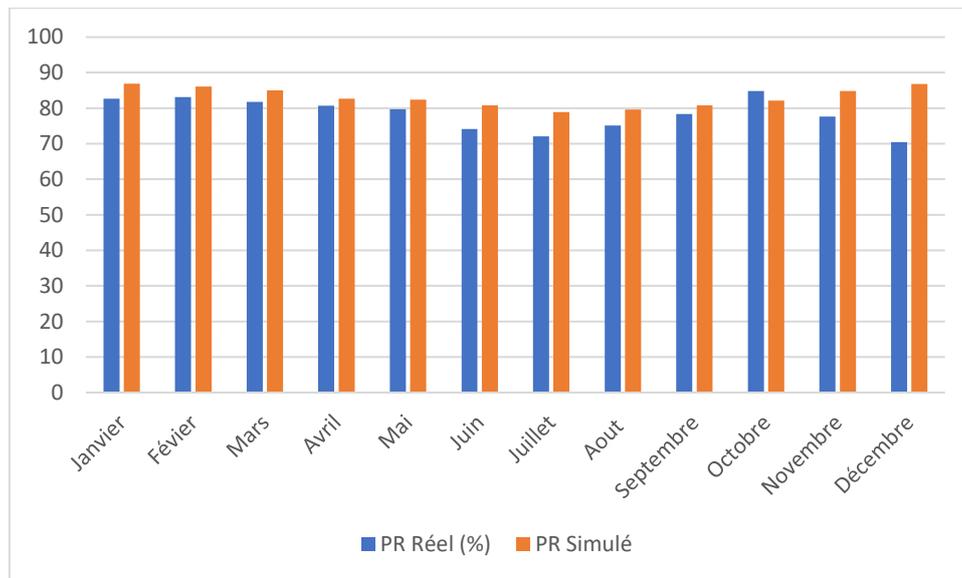


Figure III. 14: Comparaison entre l'indice de performance (PR) mensuel réel et simulé de la centrale.

On peut observer que les valeurs de PR simulées et réelles sont généralement proches les unes des autres. La comparaison entre les indices de performance (Performance Ratio, PR) réels mesurés et ceux simulés par le logiciel PVsyst pour la centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna révèle des variations mensuelles significatives, bien que les tendances générales soient assez proches. En janvier, le PR réel est de **82,64 %**, légèrement inférieur au PR simulé de **86,9 %**. Cette tendance à la sous-performance réelle par rapport à la simulation se maintient tout au long de l'année, avec des écarts plus marqués durant les mois de juin, juillet et décembre. Par exemple, en juin, le PR réel est de **74,15 %**, nettement en dessous du PR simulé de **80,8 %**, et en décembre, l'écart est encore plus prononcé avec un PR réel de **70,44 %** contre **86,8 %** simulé. Avec une valeur moyenne de l'indice de performance réel et simulé respectivement de **78,39 %** et de **83,07 %**. Dans l'ensemble, on peut dire que les résultats de la simulation sont assez précis.

### Validation des résultats Par L'indice MBE

Pour valider ces résultats, l'indice MBE (erreur de biais moyen) est utilisé. Le MBE fournit une évaluation de la performance à long terme de la simulation, avec une valeur positive signifiant une surestimation et une valeur négative indiquant une sous-estimation par le logiciel de simulation.

$$MBE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (d_s - d_r) \tag{III-13}$$

Où « **n** » est le nombre de données, « **d<sub>r</sub>** » est la valeur de donnée réelle, « **d<sub>s</sub>** » est la valeur de donnée simulée et 'i' est le nombre de variables d'entrée. [39]

Le MBE est calculé à **4,68 %**. Cet indice positif indique que le modèle PVsyst a tendance à surestimer l'indice de performance par rapport aux valeurs réelles. Ces divergences suggèrent que bien que le modèle PVsyst puisse fournir une estimation générale du PR, il ne capture pas

parfaitement toutes les nuances des conditions opérationnelles réelles de la centrale photovoltaïque, nécessitant possiblement des ajustements pour améliorer la précision des simulations.

### III.7 Comparaison des performances réelles de la centrale avec d'autres centrale PV a grandes échelles installées en Algérie

Afin de réaffirmer les résultats obtenus au cours de cette étude, nous comparons les indicateurs des performances de la centrale solaire avec ceux de systèmes de production d'énergie solaire à grande échelle ailleurs sur la base des termes les plus courants, tels que la classification du climat, la technologie utilisée, la capacité installée et la ration de performance (PR). Comme indiqué dans le Tableau III. 3 ci-dessous :

**Tableau III. 3:** Comparaison de diverses installations photovoltaïques à grande échelle.

Site	Climat	Technologie des modules	Capacité Installé	PR (%)	Référence
Ain-Skhouna (Saïda)	Semi-aride	Silicium poly-cristallin	30 MW	78,40	Étude actuelle
Ain-El Melh (M'sila)	Semi-aride	Silicium poly-cristallin	20 MW	71,60	[40]
Zaouiet Kounta (Adrar)	Hyper-aride	Silicium poly-cristallin	06 MW	68,37	[41]
Elbiodh Sidi Chikh (El Bayadh)	Semi-aride	Silicium poly-cristallin	23,92 MW	82,02	[42]

Tous les sites utilisent des modules en silicium polycristallin, ce qui élimine les différences technologiques comme facteur de variation dans le PR.

Ain-Skhouna (Saïda) affiche un PR de **78,40 %**, ce qui indique une bonne efficacité opérationnelle comparée à Ain-El Melh et Zaouiet Kounta.

Elbiodh Sidi Chikh présente le PR le plus élevé à **82,02 %**, ce qui pourrait être dû à une gestion optimisée, une maintenance efficace ou des conditions locales plus favorables.

Ain-El Melh a un PR de **71,60 %**, ce qui est inférieur à Ain-Skhouna malgré des conditions climatiques similaires. Cela suggère que des améliorations dans la gestion ou l'entretien pourraient augmenter son efficacité.

Zaouiet Kounta a le PR le plus bas à **68,37 %**, ce qui est compréhensible étant donné le climat hyper-aride qui peut affecter négativement la performance des modules photovoltaïques.

### III.8 Conclusion

L'évaluation des performances de la centrale photovoltaïque d'Ain-Skhouna (Saïda) pour l'année 2020 a permis de mettre en évidence plusieurs aspects clés concernant l'efficacité et la fiabilité de l'installation.

Tout d'abord, l'analyse des conditions environnementales a révélé que le site bénéficie d'une irradiation globale significative tout au long de l'année, avec une moyenne mensuelle de **186,85 KWh/m<sup>2</sup>**. Les températures ambiantes et la vitesse du vent, avec des moyennes annuelles respectives de **18,35 °C** et **3,67 m/s**, contribuent également à des conditions favorables pour l'exploitation de la centrale PV. Ces facteurs environnementaux sont convenables à une production d'énergie solaire stable et efficace.

L'examen des données de production a montré une corrélation positive élevée (**R<sup>2</sup>=0,9378**) entre l'irradiation globale et l'énergie produite, soulignant l'impact direct des variations saisonnières sur la performance de la centrale.

La comparaison des données réelles avec les simulations du logiciel PVsyst a montré une concordance générale, bien que certaines divergences subsistent. Les valeurs réelles sont légèrement inférieures aux prévisions du modèle, indiquant une tendance à la surestimation par PVsyst. L'indice MBE (erreur de biais moyen) calculé à **4,68 %** confirme cette tendance.

L'utilisation de PVsyst dans l'étude d'Ain-Skhouna a été essentielle pour évaluer les performances de la centrale photovoltaïque. Cet outil s'est avéré indispensable pour modéliser les paramètres influençant la production d'énergie solaire. Grâce à ses capacités de simulation avancées, PVsyst a permis de prédire avec précision les performances de la centrale, facilitant ainsi l'identification des écarts entre les données réelles et les prévisions.

Enfin, la comparaison avec d'autres centrales PV à grande échelle en Algérie montre que la centrale d'Ain-Skhouna affiche une bonne performance relative avec un PR de **78,40 %**, bien que légèrement inférieur à celui de la centrale d'Elbiodh Sidi Chikh **82,02 %**. Cette comparaison met en lumière les opportunités d'amélioration continue dans la gestion et l'entretien des centrales PV pour optimiser leur performance.

---

## *Conclusion générale*

---

## 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 stratégique, l'Algérie offre de nombreuses opportunités d'investissement dans le secteur de l'énergie solaire photovoltaïque, à travers le lancement de programmes riches en réalisations des centrales photovoltaïques pour produire de l'énergie électrique.

Dans ce travail de fin d'étude, nous avons effectué une vérification du dimensionnement et une évaluation des performances d'une centrale photovoltaïque de 30 MW connectée au réseau, située à Ain-Skhouna, wilaya de Saida. La centrale électrique Selon les calculs théoriques, le nombre total de panneaux CS6P 250P (silicium polycristallin) utilisés pour générer électricité devrait être de 120 000, mais nous avons remarqué que le nombre réel installé était de 119 520 panneaux, ce qui constitue une erreur de 0,4% sur la valeur théorique. de puissance la valeur crête avec un gain de 480 panneaux. Cette faible erreur relative montre une très forte indication que la conception de cette structure a été réalisée avec une grande précision. Les panneaux sont inclinés de 15 degrés par rapport à l'horizontale et orientés vers le sud, ce qui favorise l'ensoleillement du capteur toute au long de l'année et permet d'obtenir un positionnement optimal pour une production moyenne.

L'installation électrique de la centrale a été réalisée par plusieurs étages séparées par des dispositifs de protection, de sectionnement et regroupés par des boîtes de jonctions. Cette répartition de la conception de l'installation a été pratiquée pour assurer la continuité du service en cas de panne d'un côté et aussi pour faciliter l'entretien et la maintenance. L'installation comporte également 15 SKID, 60 boîtes de jonctions, 30 onduleurs de type Sunny Central 850CP XT, 15 transformateurs de puissance 1800 KVA 360V/30KV, 15 RMU, une armoire de communication des charges et une salle de contrôle. En plus d'une mini station pour la mesure des données météorologiques.

Dans notre deuxième axe de travail nous avons analysé les performances de la centrale pour une période production de 12 mois (du 1 janvier jusqu'au 31 décembre 2020). Nous avons obtenu une valeur moyenne mensuelle de l'énergie sortie EAC égale à 4384,70 MWh, un rendement de référence YR égale à 6,13 h/j, un ratio de performance PR égal à 78,40 %. Et la valeur mensuelle moyenne du facteur de charge CF est de 19,97 %. Cependant les résultats obtenus présentent un bon indicateur sur le fonctionnement de la centrale.

Nous avons contenu ce travail par la simulation du système PV avec le logiciel PVsyst. On a calculé les différents rendements (rendement final, rendement de référence, et le rendement du système), les pertes totale du système, le facteur de charge, le ratio de performance et aussi l'énergie de sortie.

Les différentes courbes de simulation ont été comparées avec les résultats réels du système pour valider ces derniers, nous avons remarqué que la centrale a des performances proches de celles prévues par les simulations du logiciel. Ces résultats montrent aussi que le système PV est affecté par ces paramètres : l'irradiation solaire, la température et le vent. La température a un effet nocif sur le fonctionnement du panneau, quand la température de cellule augmente, le courant aussi augmente, par contre la tension diminue. Ceci entraîne une diminution de ratio de performance (PR). La température élevée est causée par l'augmentation d'irradiation solaire.

Finalement, en comparant la centrale d'Ain-Skhouna avec d'autres centrales PV à grande échelle en Algérie, on constate qu'elle affiche une performance relative satisfaisante avec un PR de 78,40 %, bien que légèrement inférieur à celui de la centrale d'Elbiodh Sidi Chikh 82,02 %.

# Annexe

## Lieu

Nom du site  Obtenir depuis les coordonnées

Pays  Région  Voir carte

## Coordonnées Géographiques

Trajectoires du soleil

Décimale    Deg. Min. Sec.

Latitude  [°]    (+ = Nord, - = Hémisph. Sud)

Longitude  [°]    (+ = Est, - = Ouest de Greenwich)

Altitude  M au-dessus du niv. de la mer

Fus. horaire  Correspondant à une différence moyenne  
Temps Légal - Temps Solaire = 0h 57m ?

Obtenir depuis le nom

## Sous-champ ?

**Nom et orientation du sous-champ**

Nom  Inclinaison **15°**

Orient. **Plan incliné fixe** Azimut **0°**

**Aide au dimensionnement**

Pas de prédim. Entrez Pnom désirée  kWc ?

Redimens. ... ou surface disponible(modules)  m<sup>2</sup>

### Sélection du module PV

Tous les modules  Filtre Tous les modules PV  Modules nécessaires approx. **120000**

Jusqu'à 2016  Ouvrir

Utiliser optimiseur

Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) **26.5 V**  
Vco (-10°C) **40.7 V**

### Sélection de l'onduleur

Tous les onduleurs  Tension de sortie 386 V Tri 50Hz  50 Hz  60 Hz

Jusqu'à 2019 Ouvrir

Nbre d'onduleurs   Tension de fonctionnement: **568-950 V** Puissance globale ond. **25500 kWac**  
Tension entrée maximale: **1000 V**

### Dimensionnement du champ

**Nombre de modules et chaînes**

Mod. en série   entre 22 et 24 ?

Nb. chaînes   entre 4250 et 5959

Perte surpuissance **0.1 %** Dimensionnement ?

Rapport Pnom **1.17**

**Nbre modules 119520 Surface 192250 m<sup>2</sup>**

**Cond. de fonctionnement**

Vmpp (60°C) 635 V  
Vmpp (20°C) 736 V  
Vco (-10°C) 977 V

Irradiance plan **1000 W/m<sup>2</sup>**

Imp (STC) 41334 A  
Isc (STC) 44173 A  
Isc (aux STC) 44173 A

Max. données  STC

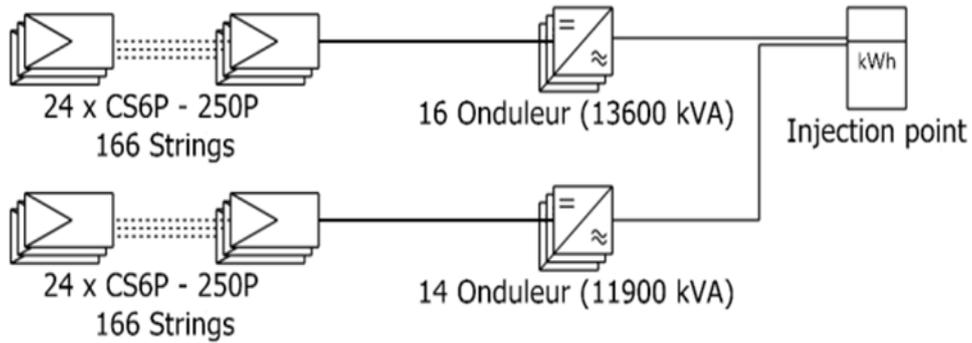
Puiss. max. en fonctionnement **29614 kW**  
(à 1080 W/m<sup>2</sup> et 50°C)

**Puiss. nom. champ (STC) 29880 kWc**



PVsyst V7.4.0

# Single-line diagram



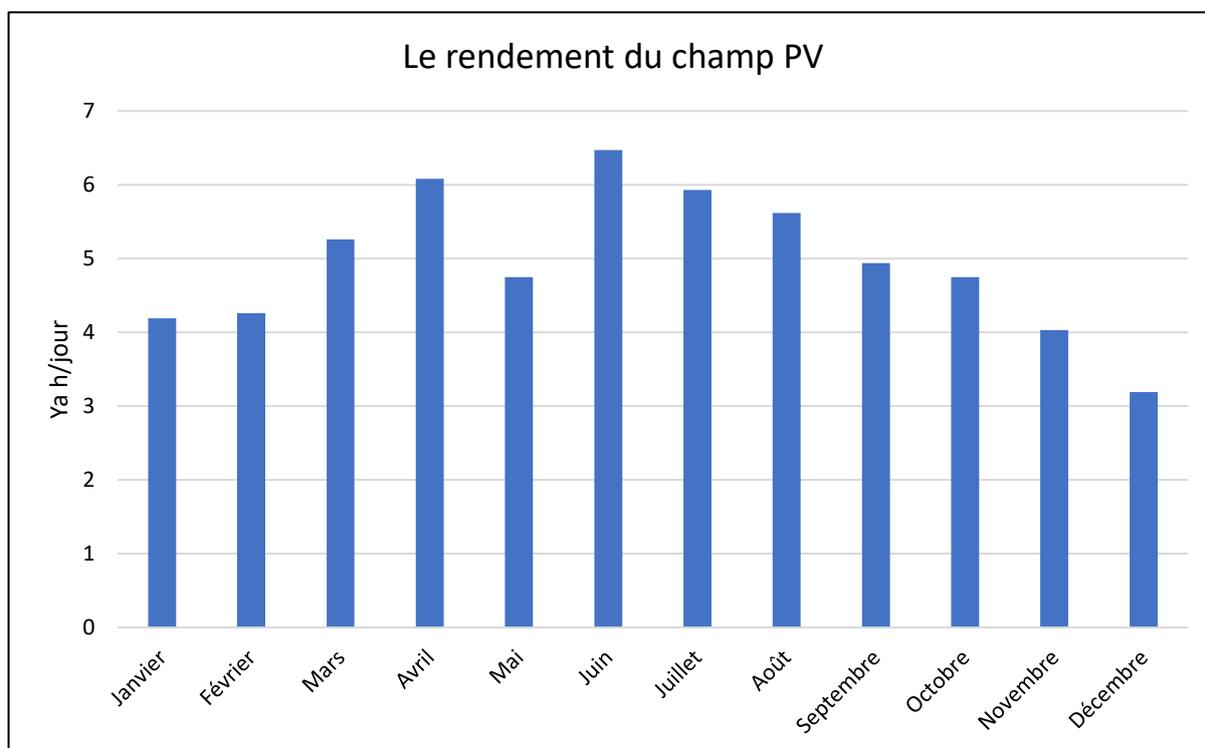
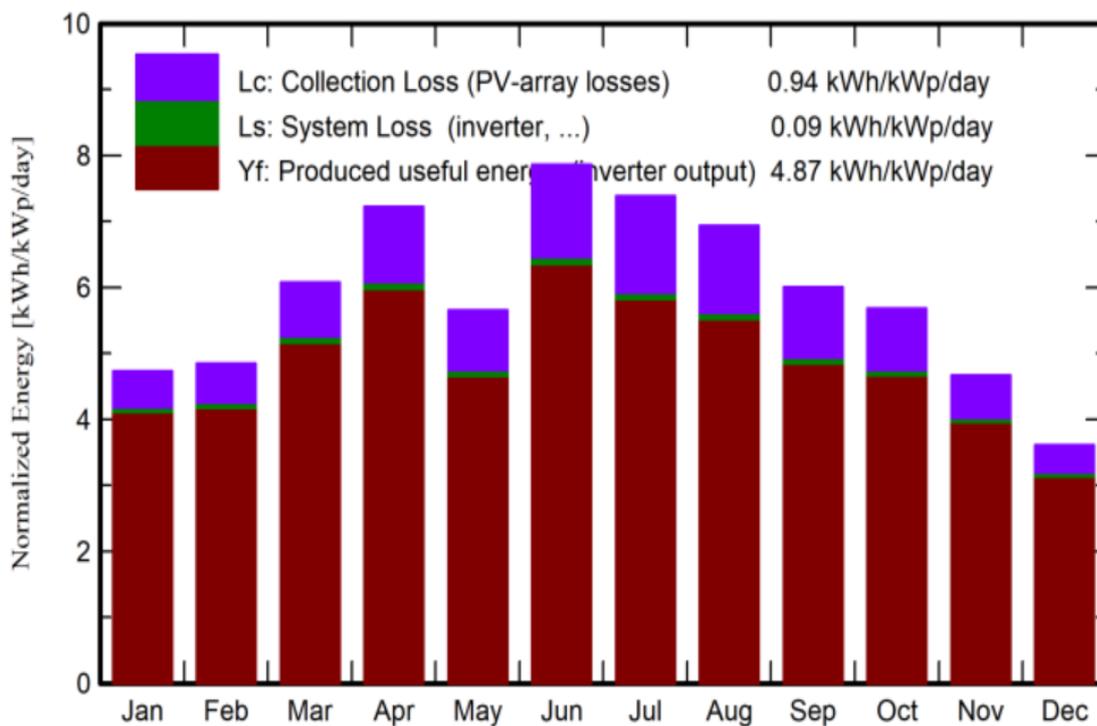
Module PV	CS6P - 250P
Onduleur	Sunny Central 850CP XT
Chaîne	24 x CS6P - 250P

évaluation de l'efficacité de la centrale Ain Skhouna 2020

VC0 : Nouvelle variante de simulation

30/04/24

## Normalized productions (per installed kWp)



## Références et bibliographies

- [1] PROGRAMME DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES. Ministère Algérienne de l'énergie. [En ligne] <https://www.energy.gov.dz/?article=programme-de-developpement-des-energies-renouvelables>.
- [2] Yasmina AZZOUG « commande de la charge d'une batterie dans une installation photovoltaïque », université de Québec, février 2008.
- [3] TAHIRI Moussa BOUAB Miloud Etude de la station photovoltaïque d'AIN SKHOUNA wilaya de Saida. Mémoire de master Université de Saida– Dr. Moulay Tahar,2022.
- [4] MAHIAEDDINE, Bouhafer. Etude d'une centrale solaire photovoltaïque. 2022. Thèse de doctorat. university center of abdalhafid boussouf-MILA.
- [5] Jumani T. A., Mustafa M. W., and Rasid M., <Optimal Power Flow Controller for Grid-Connected Microgrids using Grasshopper Optimization Algorithm, = pp. 1322, 2019.
- [6] Kaddour, Hakima. Portail algérien des énergies renouvelables. Centre de Développement des Energies Renouvelables. [En ligne] 23 12 2020. <https://portail.cder.dz/2020/12/23/lalgerie-possede-lun-des-gisements-solaires-les-plus-eleves-au-monde/>.
- [7] AMARA, Karima. Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension. 2015. Thèse de doctorat. Université Mouloud Mammeri.
- [8] GHENAIM SABAH, SEBKHI Yasmine. Simulation d'une Central PV connecté au réseau électrique par deux logiciels «PVSYST» et «HOMER Pro».
- [9] Saad Motahhir, Abdelaziz El Ghzizal, Aziz Derouich. Modélisation et commande d'un panneau photovoltaïque dans l'environnement PSIM. Congrès International de Génie Industriel et Management des Systèmes, May 2015, fès, Maroc. hal-01351493
- [10] MENADI, Abdelkrim. Commande Par Les Techniques Intelligentes D'un Système Photovoltaïque Connecté Au Réseau. 2016. Thèse de doctorat. UNIVERSITE MOHAMED KHIDER BISKRA.
- [11] ZEROUGUI Abdelkarim et GHERABI Nadji : Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique, Mémoire de Master Académique , UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA FACULTE DETECHNOLOGIE DEPARTEMENT DE ELECTRONIQUE.
- [12] HAMMOUDI Djilali: Adaptation d'un système d'entraînement d'un pivot d'irrigation alimenté par énergie PV, Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Mohamed Khider – Biskra, Faculté des Sciences et de la technologie, département Génie électrique.

- [13] A. Toulait, A. Rachid, « Modélisation et simulation sous MATALAB/SIMULINK d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT », Mémoire de Master académique, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, 2014.
- [14] YOUCEF, M. BENMIMOUN, ABDELHAK, M. AZZEDDINE Hocine, et OMAR, M. DAHOU. Étude et simulation d'un système photovoltaïque pour l'alimentation d'un séparateur électrostatique.
- [15] MAROUF, Yacine. Etude et simulation des cellules solaires multi-jonctions à base de matériaux semi-conducteurs III-V. 2019. Thèse de doctorat. Université Mohamed Khider-Biskra.
- [16] KIAL Ali et LAHMAR Omar Farouk: « techniques de détection des défauts dans un panneau photovoltaïque, Mémoire de master en électrotechnique, Université ABDELHAMID IBN BADIS MOSTAGANEM, faculté des sciences et de la technologie département de génie électrique.
- [17] OULD BAHAMMOU Abdelkader: la synchronisation d'un générateur photovoltaïque connecté au réseau électrique, mémoire de master, université ahmed draia Adrar, faculté des sciences et de la technologie, département des sciences de la matière.
- [18] Stéphane VIGHETTI: « systèmes photovoltaïques raccordés au réseau :choix et dimensionnement des étages de conversion», thèse de doctorat en sciences de spécialité génie électrique, Université de Grenoble institut polytechnique de Grenoble.
- [19] Harrouz Fouzia MENADI :Contribution à l'étude de Conception et de Dimensionnement de 04 centrales photovoltaïques injectées au réseau de la Wilaya de BISKRA par PVSYS, mémoire de master, Université Mohamed Khider de Biskra, Faculté des Sciences et de la Technologie, Département de génie électrique.
- [20] A. Guen, (Contribution à l'étude du système de télécommunications mobiles. Alimentés par énergie solaire), thèse de magister, Université de Tlemcen, février1992.
- [21] BELFEDHAL Abdelmalek :Etude et Simulation d'une Centrale Photovoltaïque connectée au Réseau Electrique à la Région d'Adrar, Mémoire de Magister, Université Ahmed Draïa Adrar , Faculté : Science de la technologie.
- [22] NDIAYE Papa Amadou et Kawther ACHARI : Production d'énergie électrique à partir d'un système photovoltaïque, mémoire de Master en Sciences, Université 8 Mai 1945 – Guelma, Faculté des Sciences et de la Technologie Département de Génie Electrotechnique et Automatique.
- [23] IHADDADENE, Razika, EL HASSEN JED, Mohamed, IHADDADENE, Nabila, et al. Analytical assessment of Ain Skhouna PV plant performance connected to the grid under a semi-arid climate in Algeria. Solar energy, 2022, vol. 232, p. 52-62.
- [24] SULAIMAN ABUTEIR "Evaluation and sizing of the naama photovoltaic power plant" Mémoire de fin d'étude, Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem.

- [25] Définition de la maintenance - Projet de fin d'études. (2024). récupéré May 15, 2024, depuis [www.chatpfe.com/definition-de-la-maintenance/](http://www.chatpfe.com/definition-de-la-maintenance/)
- [26] BABE, H. M. Etude de la centrale photovoltaïque de Skhouna (Saida). 2019. Thèse de doctorat. thèse de doct., M'Sila.
- [27] C. E. INTERNATIONALE, «Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement data exchange and analysis,» 1998-2017
- [28] Anderson, A. J. (1996). (Photovoltaic translation equations: A new approach. Final subcontract report (No. NREL/TP-411-20279)). National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States).
- [29] Santiago, I., Trillo-Montero, D., Moreno-Garcia, I. M., Pallarés-López, V., & Luna-Rodríguez, J. J. (2018). (Modeling of photovoltaic cell temperature losses: A review and a practice case in South Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 70-89).
- [30] Akhsassi, M., El Fathi, A., Erraissi, N., Aarich, N., Bennouna, A., Raoufi, M., & Outzourhit, A. (2018). (Experimental investigation and modeling of the thermal behavior of a solar PV module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 180, 271-279).
- [31] Makrides, G., Zinsser, B., Georghiou, G. E., Schubert, M., & Werner, J. H. (2009), (Temperature behaviour of different photovoltaic systems installed in Wiesner. *Solar energy materials and solar cells*, 93(6-7), 1095-1099).
- [32] Ozden, T., Akinoglu, B. G., & Turan, R. (2017), (Long-term outdoor performances of three different on-grid PV arrays in central Anatolia—An extended analysis), *Renewable energy*, 101, 182-195.
- [33] Kumar, S. S. (2016), (Performance-economic and energy loss analysis of 80 kWp grid connected roof top transformer less photovoltaic power plant. *Circuits and Systems*, 7(06), 662).
- [34] Rehman, S., & El-Amin, I. (2012), (Performance evaluation of an off-grid photovoltaic system in Saudi Arabia. *Energy*, 46(1), 451-458).
- [35] Quansah, D. A., & Adaramola, M. S. (2019). ( Assessment of early degradation and performance loss in five co-located solar photovoltaic module technologies installed in Ghana using performance ratio time-series regression. *Renewable energy*, 131, 900-910).
- [36] Sharma, R., & Goel, S. (2017), (Performance analysis of a 11.2 kWp roof top grid-connected PV system in Eastern India. *Energy Reports*, 3, 76-84).
- [37] Sharma, V., & Chandel, S. S. (2013). (Performance analysis of a 190-kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India. *Energy*, 55, 476-485).
- [38] Duchène, Michel. PVsyst : un logiciel précieux pour le photovoltaïque. nostrodomus. [En ligne] 30 Novembre 2022. <https://www.nostrodomus.fr/pvsyst-un-logiciel-precieux-pour-le-photovoltaique/>.

- [39] KERKOUICHE, Karim, CHERFA, Farida, ARAB, Amar Hadj, et al. Evaluation de l'irradiation solaire globale sur une surface inclinée selon différents modèles pour le site de Bouzaréah. *Journal of Renewable Energies*, 2013, vol. 16, no 2, p. 269–284-269–284.
- [40] KICHENE, Moadh, STAMBOULI, Amine Boudghene, CHOUDER, Aisaa, et al. Performance Investigation of a Large-Scale Grid-Tied PV Plant under High Plateau Climate Conditions: Case Study Ain El-Melh, Algeria. *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, 2023, vol. 56, no 3.
- [41] ABDELJEBBAR Mohamed, DADDA Abdelali. Étude comparative de la performance de deux centrales photovoltaïques installées dans des conditions Climatiques différentes. 2022. Thèse de doctorat. UNIVERSITE AHMED DRAIA-ADRAR.
- [42] Dahmoun, Mouhcen El-Hadi, et al. "Performance evaluation and analysis of grid-tied large scale PV plant in Algeria." *Energy for Sustainable Development* 61 (2021): 181-195.
- [43] Amrani FZB, Boutlilis F, Bekkouche B. Performance evaluation and degradation analysis of 20 MW photovoltaic power plant located in the southwestern highlands of Algeria. *Building Services Engineering Research and Technology*. 2024 doi:10.1177/01436244241257220