REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT PHYSIQUE
N° :……..…./2026

DOMAINE : Sciences de la matière
FILIERE : Physique
OPTION : Physique Énergétique et Energie renouvelable

Mémoire présenté pour l'obtention
Du diplôme de Master Académique

Par: HADJAB DOUNIA

Intitulé

Analyse expérimentale des performances et des mécanismes de dégradation d'une centrale photovoltaïque de 15 MW en Algérie en vue de la conception d'un système de surveillance intelligent visant à améliorer l'efficacité énergétique

Soutenu le . / 06 /2026 devant le jury composé de:

Karim Bouras	Université de M'sila.	Président
Zohir TORKI	Université de M'sila.	Rapporteur
Mohamed BENHAMIDA	Université de M'sila.	Examinateur
Zakaria HADDAD	Université de M'sila.	Examinateur

Année universitaire : 2025/2026

بسم الله الرحمن الرحيم

إهداء

{يَرْفَعِ اللَّهُ الَّذِينَ آمَنُوا مِنكُمْ وَالَّذِينَ أُوتُوا الْعِلْمَ دَرَجَاتٍ}

إلهي لا يطيب الليل إلا بشكرك ولا يطيب النهار إلا بطاعتك ولا تطيب اللحظات إلا بذكرك.. ولا تطيب الآخرة إلا بعفوك .. ولا تطيب الجنة إلا برؤيتك..

الحمدلله حبا وشكرا وامتنانا على البدء والاستمرار والختام

الي من بلغ الرسالة وأدى الأمانة ونصح الأمة.. الى نبي الرحمة ونور العالمين..سيدنا محمد صلى الله عليه وسلم

الى نفسي العظيمة القوية التي تحملت كل العثرات ورغم صعوبات الطريق قلت قدمي تخطو بكل صبر وطموح وعزيمة وتفاؤل وحسن ظن بالله الى من ك لله الله بالهيبة والوقار.. الى من علمني العطاء بدون انتظار.. الى من أحمل اسمه

اليوم والغد والى الأبد

والدي العزيز-رحمه الله حجاب لخضر

الى ملاكي في الحياة التي تعجز الكلمات عن وصفها.. الى من قامت بالدورين وكانت لي أما وأبًا بعد أبي.. الى معنى الحب والحنان والتفاني.. الى نوري في عتمتي التي كان دعائها سر نجاحي ودافعي الأول.. الى بلسم جراحي وأغلى الحبايب ..**أمي الحبيبة** متعها الله بالصحة والعافية الى ضلعي الثابت الذي لا يمل ولا يميل.. الى قدوتي وقوتي وأماني ومأمني

.. **الى سندي..- اخوتي-** **حجاب وليد _ حجاب فيصل**

الى اختي التي لم تلدها امي بلفول اشواق

الى صديقات الدرب **أسماء رجاء مجدة شروق**

الي كل من كان له الفضل في وصولي الى هذه المرحلة..

اهدي لكم تخرجي

وبعد شكر الله وحمده أتقدم بشكر وعرفان الى الأستاذ المشرف **تركي زهير** الذي لم يبخل علي بالمساعدة والتوجيه السليم لأجل إتمام هذا العمل أتقدم لكك بهذه الكلمات العطرة وبلسان يلهج بالشكر والتقدير لما قدمته لي طيلة فترة اعداد هذا العمل المتواضع.. قد كنت بمثابة الأوتاد الثابتة لي ولإرشادي الصحيح والمتفاني ..حفظك الله ورعاك وسدد خطاك ووفقك في مسيرتك المهنية وسخرك دوما للخير.

كما اتقدم بجزيل الشكر والعرفان للاستاذ القدير بن حميدة محمد والاستاذ الفاضل بوراس عبد الكريم على قبولهم تشريفي بلجنة المناقشة وتكريمي بتقييم عملي المتواضع.....وشـــــــكرا

دنيا حجاب

Abréviation

Vco : Tension en circuit ouvert
Icc : Courant de court-circuit
FF : Facteur de forme
η : Rendement de la cellule
I_{mpp} : le courant correspondant à la puissance maximale fournie à la cellule (A)
V_{mpp} : la tension correspondant à la puissance d'entrée maximale (V)
P_{int} : la puissance de la lumière incidente est égale à celle du Soleil ($P_{solaire}$ = 100 mW/cm²)
E : l'intensité lumineuse en W/cm²
S : la surface de la cellule solaire est de bm²
PR_T: L'efficacité moyenne du système photovoltaïque pendant la période T.
E_T: La quantité d'électricité injectée dans le réseau photovoltaïque pendant la période spécifiée.
Pe: La capacité nominale des composants du système photovoltaïque.
h_T: Les heures de soleil de pointe sur la surface des modules pendant la période spécifiée.
Y_A: Performance de l'unité.
E_{AC}: Puissance en courant continu produite par le système.
$P_{mp_}$: Puissance nominale de l'unité photovoltaïque
YT : Performance finale de système
E_{AC}: Puissance alternative produite par le système
$p_{mp\times rated}$: Puissance nominale de l'installation photovoltaïque
y_r: Performance de référence du module
H : Rayonnement solaire total
G_{stc}: Rayonnement solaire dans des conditions normalisées
PR: L'efficacité du système photovoltaïque pendant (%)
Y_f: Rendement final de l'installation.
E_{AC} : Puissance alternative produite par le système.
P_{mp}: Puissance nominale de l'installation photovoltaïque.
H: Rayonnement solaire total.
P_{mp} : Performance de référence du module
G_{stc} : Rayonnement solaire dans des conditions normalisées.
Y_{fm}: Performance final moyen mensuel.
η_{sys}: Rendement du système photovoltaïque.
E_{AC}: Puissance en courant alternatif produite par le système
A : Surface totale du champ photovoltaïque

Sommaire

I

Abbreviation

Introduction générale 1

Chapitre I

I.1 Introduction 3

I.2 Les énergies renouvelables, moteur du développement durable 3

I.3 Évolution des coûts des énergies renouvelables 4

I.4 Les technologies liées aux énergies renouvelables 4

I.5 Croissance de la demande en électricité en Algérie et transition énergétique 5

I.6 Potentiel de l'énergie solaire en Algérie 5

I.7 Principe de conversion (effet photovoltaïque) 6

I.7.1. Idée générale 6

I.7 2. Étapes du phénomène (effet photovoltaïque) 7

I .8 Types de modules (monocristallin, poly-cristallin, couches minces) 7

I .8 .1. Les panneaux solaires monocristallins 7

I .8 .2. Les panneaux solaires poly-cristallins 8

I .8 .3. Les panneaux solaires à couche mince 8

I .9 . Mécanismes de dégradation des modules photovoltaïques 10

I.9.1 Dégradation naturelle (vieillissement) 10

I.9.2 Dégradation induite par les conditions environnementales; effet de la température élevée. 10

I.9.3 Dégradation induite par les conditions environnementales; effet Rayonnement ultraviolet 11

I.9.4 Dégradation induite par les conditions environnementales; effet de Humidité et poussière (Soiling) 12

I.9.4.1 Dégradation induite par le potentiel et la lumière 13

I.9.4.2. Défauts typiques des modules photovoltaïques ;Microfissures (Microcracks) 15

I.10. Influence du climat de Souk AHRAS sur les systèmes photovoltaïques 15

I.10.1 Température 15

I.10.2 Irradiance solaire 16

I.10.3 Humidité 16

I.10.4 Effets spécifiques du climat semi-aride 16

I.10.5 Influence Température, irradiation et humidité 17

I.10.6 Effets spécifiques des climats de Souk AHRAS 17

I.11.Conclusion 18

Chapitre II

II.1.Introduction 19

II.2. Caractéristiques électriques d'une cellule solaire photovoltaïque 19

II.2.1. Courant de court-circuit Icc 20

A. Tension en circuit ouvert Vco 20

B. Facteur de forme FF 20

II.2.2. Rendement de la cellule η 20
II.2.3. La capacité maximale de la cellule solaire 21
II.3. Raccordement des cellules photovoltaïques 21
II.4. L'effet de l'éclairage sur : Icc-Module, Vco-Module ou Pmax 21
II.5. Effet de la température sur : Icc-Module, Vco-Module ou Pmax 23
II.6. Efficacité du système de centrale photovoltaïque 24
II.7. Calcule l'efficacité du système de centrale photovoltaïque 24
II.8. Production réelle et Production théorique 25
II.9. Exemple de calcul du PR avec des données de mesure simulées: 26
II.10. Étapes et considérations à la mesure (PR) : 26
II.10. 1. Installer des équipements de surveillance 26
II.10. 2.Collecte des données 26
II.10. 3.Calcul de la production théorique 26
II.10. 4.Calcul de la production réelle 26
II.10. 5. Calcul de la valeur PR 26
II.11. Principaux éléments à prendre en compte dans l'évaluation des valeurs PR 27
II.11.1. Choix de périodes ensoleillées typiques 27
II.11.2. Garantir la précision des appareils de mesure 27
II.11.3. Réaliser des essais répétés pour garantir la précision 27
II.11.4. Garantir la cohérence des conditions de test 27
II.12. Facteurs influant sur l'efficacité du système 28
II.12.1. Effet d'ombrage (effet d'environ 3 %) 28
II.12.2. Pertes dues à la poussière, à la neige et aux obstacles (impact : 4,0 % - 5,4 %) 29
II.12.3. Pertes dues au coefficient de température (impact d'environ 4 %) 29
II.12.4 . Pertes de ligne (impact d'environ 2%) 30
II.12.5. Pertes des onduleurs (impact d'environ 3 %) 30
II.12.6. Pertes d'efficacité des transformateurs (impact d'environ 2 %) 30
II.12.7. Pertes d'efficacité MPPT (impact d'environ 1%) 30
II.12.8. Chaîne d'efficacité globale (~78%) 31
II.9. La valeur PR considérée comme la norme. 31
II.10. Évaluation quantitative des performances 32
II.10.1. Performance de l'unité 33
II.10.2. Performance final de l'unité. 34
II.10.3. Performance de référence de l'unité. 34
II.10.4. Le coefficient de Performance 34
II.10.5. L'indice de capacité (CF) 34
II.10.6.. Rendement (η) 34
II.11. Les pertes énergétiques 35

II.11.1. Pertes d'unité (LC) 35
II.11.2.pertes d'ordre (LS) 35
II.12.Méthodes d'évaluation pratiques 35
II.13. Conclusion 36

Chapitre III

III.1.Introduction 37
III.2. Emplacement et capacité 38
III.3. Principe de fonctionnement 39
III.4. Éléments structurels de la centrale photovoltaïque de Wadi Al Kabarit 40
II.5. Inverter 40
III.6. Transformateur 41
III.7. Station météo 42
III. 8. Station d'évacuation 43
III.9. Performances techniques des modules YGE60 44
III.10. Analyse des performances des installations photovoltaïques de la vallée de Cabaret au cours de l'année 2022. 46
III.10.1. Analyse des informations relatives à l'installation photovoltaïque utilisée 46
III.10.2. Analyse météorologique 47
III.10.2.1. Evolution de la température 47
III.10.2.2. Evolution d'irradiation 48
III.10.2.3.Wind speed changes 49
III.10.2.4. Evolution de l'humidité 50
III.10.2. Analyse des résultats des performances 52
III.10.2.1. Performance de l'unité (Ya) 55
III.10.2.3. Performance finale (Yf) 56
III.10.2.4. Performance de référence (Yr) 57
III.10.2.5. Comparer les valeurs des performances. 58
III.10.2.6. Eefficacité de système (PR) 59
III.11. les pertes d'énergie dans l'unité (Lc) et perte d'énergie dans le système (LS) 60
III.12. Conclusion 61
Conclusion générale 62
Bibliographié 63
Annexe

Introduction Générale

Introduction Générale

Face à la croissance continue de la demande énergétique mondiale, à l'épuisement progressif des ressources fossiles et aux défis environnementaux liés aux émissions de gaz à effet de serre, la transition vers des sources d'énergie propres et durables est devenue une nécessité stratégique pour assurer un développement économique et social durable.[1],[2] Dans ce contexte, les énergies renouvelables occupent une place centrale dans les politiques énergétiques internationales, en raison de leur capacité à fournir une énergie propre, abondante et respectueuse de l'environnement.[3] Parmi ces ressources, l'énergie solaire photovoltaïque s'impose comme l'une des technologies les plus prometteuses grâce à la disponibilité quasi illimitée du rayonnement solaire et aux progrès technologiques réalisés dans le domaine de la conversion photovoltaïque [4].

L'essor rapide des installations photovoltaïques à travers le monde a conduit à une augmentation significative de la capacité installée et à une réduction importante des coûts de production de l'électricité solaire.[5],[6] Toutefois, la performance réelle des systèmes photovoltaïques demeure fortement influencée par plusieurs facteurs environnementaux et techniques tels que l'irradiation solaire, la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'encrassement des modules ainsi que les phénomènes de vieillissement et de dégradation des composants.[7],[8] Ainsi, l'évaluation des performances réelles des installations photovoltaïques constitue aujourd'hui un enjeu majeur pour optimiser leur exploitation, améliorer leur rendement énergétique et garantir leur rentabilité à long terme,[10]

L'Algérie dispose d'un potentiel solaire exceptionnel parmi les plus importants au monde. Grâce à une superficie dépassant deux millions de kilomètres carrés et à un ensoleillement annuel supérieur à 3 000 heures dans plusieurs régions, le pays possède des conditions particulièrement favorables au développement des technologies photovoltaïques.[11],[12] Consciente de ces atouts, l'Algérie a engagé une stratégie nationale de transition énergétique visant à diversifier son mix énergétique et à renforcer la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité.[13] .

Dans ce cadre, plusieurs centrales photovoltaïques ont été réalisées à travers le territoire national, notamment la centrale photovoltaïque d'Oued El Kebrit dans la wilaya de Souk Ahras, qui constitue un exemple représentatif des installations raccordées au réseau électrique national.[14],[15]

Cependant, malgré les conditions d'ensoleillement favorables, les systèmes photovoltaïques installés en Algérie sont soumis à des conditions climatiques spécifiques

caractérisées par des températures élevées, des épisodes de poussière fréquents, des variations d'humidité et des phénomènes de vieillissement accéléré susceptibles d'affecter leurs performances. [16] Il devient alors indispensable d'évaluer quantitativement le comportement réel de ces installations afin d'identifier les pertes énergétiques, de mesurer leur efficacité opérationnelle et de déterminer l'influence des paramètres climatiques sur leur rendement.[17], [18] À partir de ce constat, la problématique principale de cette recherche peut être formulée comme suit :

Dans quelle mesure les conditions climatiques et les mécanismes de dégradation influencent-ils les performances réelles d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau dans le contexte climatique algérien -comme la centrale étudiée dans ce travail-, et comment peut-on évaluer quantitativement ces performances à travers les indicateurs normalisés ?

Pour répondre à cette problématique, ce travail est structuré autour de trois axes complémentaires :

Le premier chapitre présente le cadre général de l'étude. Il traite des énergies renouvelables en tant que levier du développement durable, du potentiel solaire de l'Algérie, des technologies photovoltaïques ainsi que des principaux mécanismes de dégradation affectant les modules solaires sous l'influence des conditions environnementales.

Le deuxième chapitre est consacré aux fondements théoriques de l'évaluation des performances photovoltaïques. Il présente les caractéristiques électriques des cellules solaires, l'influence des paramètres climatiques sur leur fonctionnement, ainsi que les principaux indicateurs de performance normalisés tels que les rendements énergétiques, le ratio de performance (PR), les performances de référence (Yr), les performances finales (Yf) et les différentes pertes du système conformément aux recommandations de la norme IEC 61724.[9]

Le troisième chapitre porte sur l'étude expérimentale de la centrale photovoltaïque d'Oued El Kebrit (Souk Ahras). À partir de données réelles d'exploitation, une analyse détaillée des paramètres météorologiques et des indicateurs de performance est réalisée afin d'évaluer le comportement du système photovoltaïque dans les conditions climatiques locales, d'identifier les facteurs limitant son rendement et de proposer des recommandations susceptibles d'améliorer son efficacité énergétique.

Ainsi, cette recherche vise à contribuer à une meilleure compréhension des performances réelles des installations photovoltaïques en Algérie et à fournir des éléments d'aide à la décision pour l'optimisation de l'exploitation des centrales solaires dans les régions à climat semi-aride.[14]

Chapitre 1

Les énergies renouvelables en Algérie

I.1 Introduction

Les énergies renouvelables sont devenues un pilier fondamental du développement durable face aux défis environnementaux, économiques et énergétiques croissants à l'échelle mondiale. Parmi ces sources, l'énergie solaire représente l'une des alternatives les plus prometteuses en raison de son abondance, de sa neutralité environnementale et de son évolutivité.[28]

L'Algérie, qui se caractérise par une vaste superficie géographique et des niveaux élevés d'ensoleillement, dispose d'un potentiel considérable pour le déploiement de systèmes photovoltaïques (PV). Ce potentiel offre une opportunité stratégique pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles, renforcer la sécurité énergétique et soutenir la diversification économique.[13]

Ce chapitre vise à fournir un aperçu complet des énergies renouvelables en Algérie, en mettant particulièrement l'accent sur l'énergie solaire. Il examine l'évolution de la demande énergétique, le potentiel des ressources solaires, les avantages économiques et environnementaux des systèmes PV .

I.2 Les énergies renouvelables, moteur du développement durable

Les sources d'énergie renouvelables sont définies comme l'énergie issue de processus naturels qui se régénèrent en permanence, tels que le rayonnement solaire, le vent, l'énergie hydraulique et la chaleur géothermique. Ces sources jouent un rôle crucial dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre et l'atténuation du changement climatique. [30]

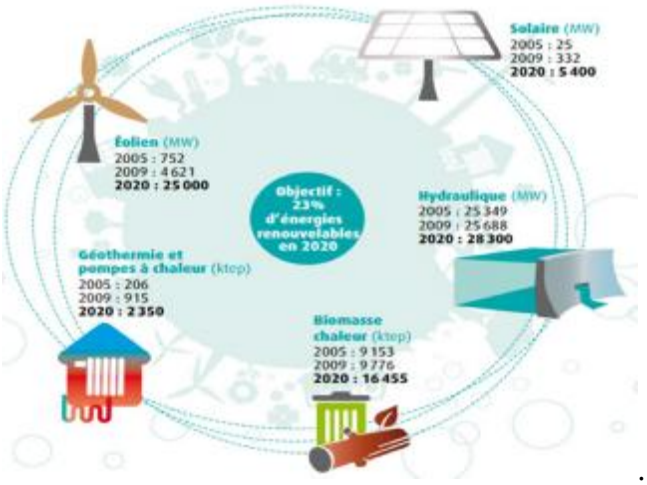


Figure (I-1); Les énergies renouvelables comme levier de la transition vers le développement durable.[29]

Selon le Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE), les systèmes d'énergie renouvelable contribuent de manière significative au développement durable en:

- Réduisant l'impact environnemental
- Améliorant l'accès à l'énergie
- Soutenant la croissance économique

À l'échelle mondiale, la capacité photovoltaïque installée a connu une croissance rapide, atteignant environ 1,6 TW en 2023, ce qui reflète le recours croissant aux technologies solaires

I.3 Évolution des coûts des énergies renouvelables

Au cours de la dernière décennie, le coût de la production d'électricité à partir de sources renouvelables a considérablement baissé grâce aux progrès technologiques, aux économies d'échelle et aux mesures de soutien. [3]

Selon l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA):

- Le coût de l'électricité solaire photovoltaïque a diminué de plus de 80 % entre 2010 et 2020
- Les coûts de l'énergie éolienne ont diminué d'environ 40 %

Cette réduction des coûts a rendu les énergies renouvelables très compétitives par rapport aux systèmes de production conventionnels à base de combustibles fossiles.

I.4 Les technologies liées aux énergies renouvelables

Il est essentiel de bien comprendre les caractéristiques, les avantages et les limites des différentes sources d'énergie renouvelables pour optimiser la planification énergétique.[31]

Chaque technologie présente des défis spécifiques:

- Énergie solaire : intermittence et accumulation de poussière
- Énergie éolienne : variabilité et impact environnemental
- Énergie hydraulique : perturbation écologique
- Énergie géothermique : contraintes géographiques

Malgré ces défis, l'énergie solaire reste l'option la plus adaptée à l'Algérie en raison de son ensoleillement exceptionnel.

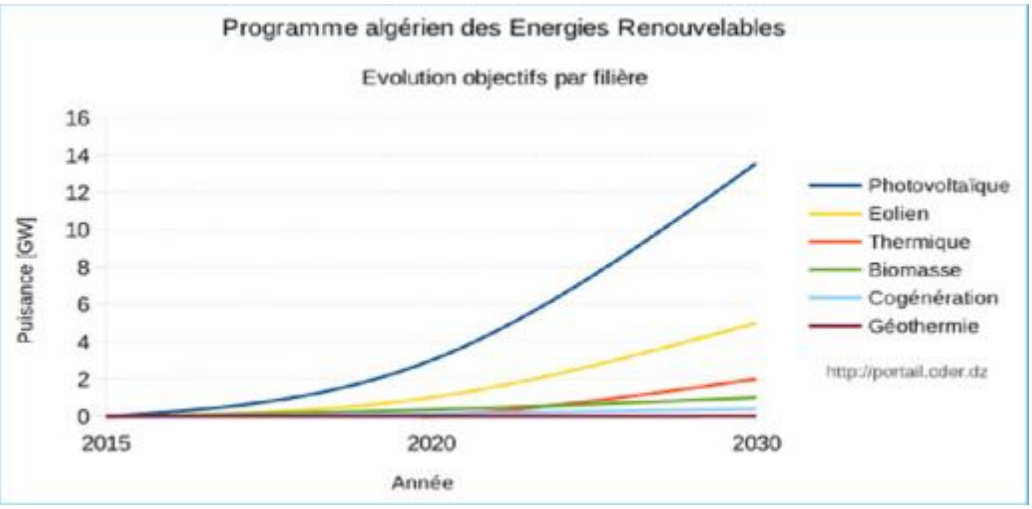


Figure (I.2) : Évolution des capacités cibles du programme algérien des énergies renouvelables par filière (2015-2030) [11].

I.5 Croissance de la demande en électricité en Algérie et transition énergétique

L'Algérie a connu une forte augmentation de la demande en électricité au cours de la dernière décennie, sous l'effet:

- de la croissance démographique
- de l'urbanisation
- de l'utilisation accrue de la climatisation

Selon la SONELGAZ, la demande de pointe a dépassé les 16 GW en 2021, soulignant le besoin urgent de diversifier les sources d'énergie. [32]

Pour répondre à ce défi, l'Algérie a adopté une stratégie nationale en matière d'énergies renouvelables visant:

- 22GW de capacité installée en énergies renouvelables jusau'a 2030
- L'énergie solaire devant contribuer à hauteur de 13,5 GW

I.6 Potentiel de l'énergie solaire en Algérie

L'Algérie figure parmi les pays présentant le plus fort potentiel solaire au monde, avec:

- plus de 3 000 heures d'ensoleillement par an
- un rayonnement supérieur à 2 500 kWh/m²/an
- pouvant atteindre 3 900 kWh/m²/an dans le désert

Cela fait de l'Algérie un site idéal pour le déploiement à grande échelle de l'énergie photovoltaïque, en particulier dans les régions du sud telles que l'Adrar et Tamanrasset. [12]

Cela fait de l'Algérie un site idéal pour le déploiement à grande échelle de l'énergie photovoltaïque, en particulier dans les régions du sud telles que l'Adrar et Tamanrasset.

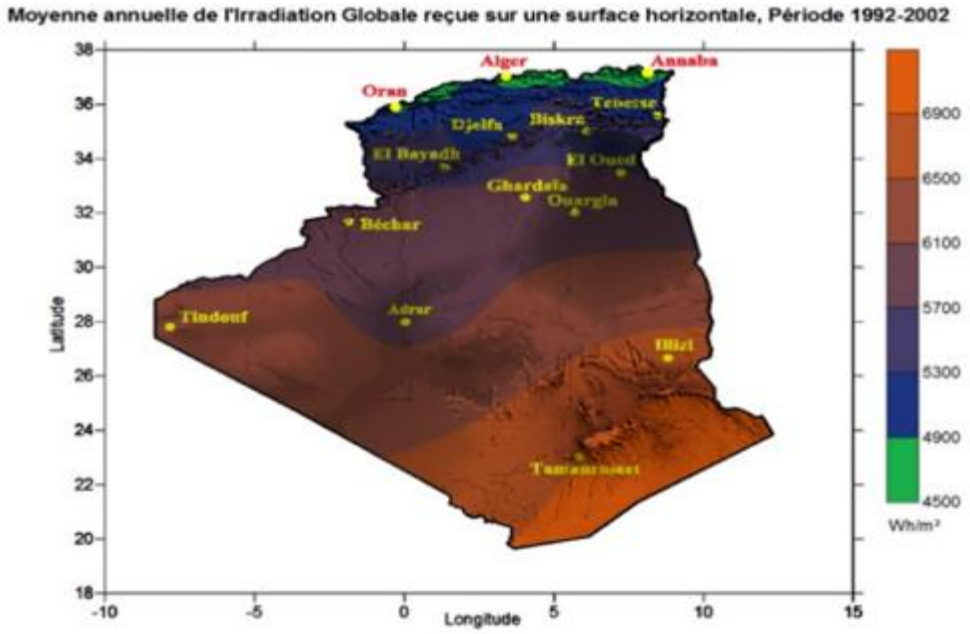


Figure (I.3) : Répartition spatiale de l'irradiation globale annuelle reçue sur une surface horizontale en Algérie. [15]

I.7 Principe de conversion (effet photovoltaïque)

I.7.1. Idée générale

Un panneau photovoltaïque transforme directement la lumière du soleil en électricité grâce à des matériaux semi-conducteurs (comme le silicium).[32]

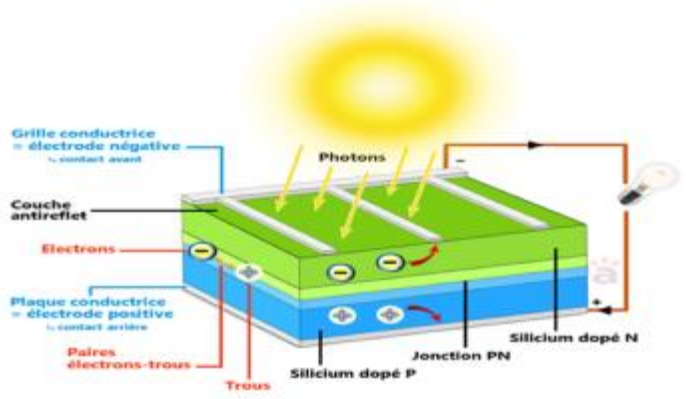


Figure I.4 : effet photovoltaïque[21]

I.7 2. Étapes du phénomène (effet photovoltaïque)

a) Absorption de la lumière

- Les photons (particules de lumière) frappent la cellule solaire .
- Leur énergie est absorbée par le matériau semi-conducteur .

b) Création des charges électriques

Cette énergie libère des électrons → création de paires électron-trou .

c) Séparation des charges

La cellule contient une jonction PN (zone avec champ électrique interne) .Ce champ pousse :

- les électrons vers un côté
- les trous vers l'autre

d) Production du courant

Les électrons circulent dans un circuit externe → courant électrique continu (DC). [22]

I .8 Types de modules (monocristallin, poly-cristallin, couches minces)

Si vous envisagez d'installer des panneaux solaires, il est important de comprendre les différentes technologies disponibles. Trois types de panneaux dominent actuellement le marché : les monocristallins, les poly-cristallins et ceux à couche mince. Chacun possède des caractéristiques spécifiques qui influencent leur efficacité, leur coût et leur apparence[34].

I .8 .1. Les panneaux solaires monocristallins

Les panneaux monocristallins sont fabriqués à partir d'un seul cristal de silicium. Cette pureté leur confère un rendement énergétique élevé et une durée de vie particulièrement longue. Leur esthétique soignée, avec leurs cellules d'un noir profond, en fait un choix privilégié pour les installations résidentielles où l'aspect visuel compte. Cependant, leur coût à l'achat est généralement plus élevé que celui des autres types de panneaux. [35]

- Fabriqués à partir d'un seul cristal de silicium
- Couleur : noir uniforme
- Rendement : élevé (≈ 18% – 23%)
- Durée de vie : longue
-

Avantages

- Très bon rendement
- Performants même avec faible ensoleillement
- Occupent moins de surface

Inconvénients

- Plus chers
- Fabrication plus complexe

I .8 .2. Les panneaux solaires poly-cristallins

Les panneaux poly-cristallins sont composés de plusieurs cristaux de silicium, ce qui leur donne un aspect plus bleuâtre. Leur rendement est légèrement inférieur à celui des panneaux monocristallins, mais leur prix est aussi plus abordable. Ils offrent un excellent compromis entre performance et coût, ce qui en fait une option très populaire[34].

- Fabriqués à partir de plusieurs cristaux de silicium
- Couleur : bleu avec reflets
- Rendement : moyen (≈ 15% – 18%)

Avantages

- Moins chers que les monocristallins
- Fabrication plus simple

Inconvénients

- Rendement plus faible
- Nécessitent plus de surface

I .8 .3. Les panneaux solaires à couche mince

Les panneaux à couche mince se distinguent par leur finesse et leur légèreté. Ils sont fabriqués à partir de matériaux semi-conducteurs déposés en fines couches sur un substrat flexible, comme du verre ou du plastique. Cette technologie permet de les intégrer plus facilement dans les bâtiments et les surfaces irrégulières. Cependant, leur rendement est généralement plus faible que celui des panneaux monocristallins et poly-cristallins, et leur durée de vie peut être plus courte. [34], [35]

- Fabriqués avec des couches très fines de matériaux (CdTe, a-Si, CIGS…)
- Aspect : souple ou uniforme (souvent noir)
- Rendement : faible (≈ 10% – 13%)
-

Avantages

- Légers et flexibles
- Bon comportement à haute température
- Moins sensibles à l'ombre

Inconvénients

- Faible rendement
- Grande surface nécessaire
- Durée de vie parfois plus courte

Le tableau ci-dessous montre une comparaison entre les trois types

Tab I.1: comparaison entre le trois types[36]

Type	Rendement	Coût	Surface requise	Performance
Monocristallin	(≈ 18% – 23%)	Élevé	Faible meilleur choix si espace limité	Moyenne
Polycristallin	(≈ 15% – 18%)	Moyen	Moyenne	Moyenne bon compromis coût / performance
Couches minces	(≈ 10% – 13%)	Faible	Élevée→ intéressant pour grandes surfaces ou conditions difficiles	Bonne

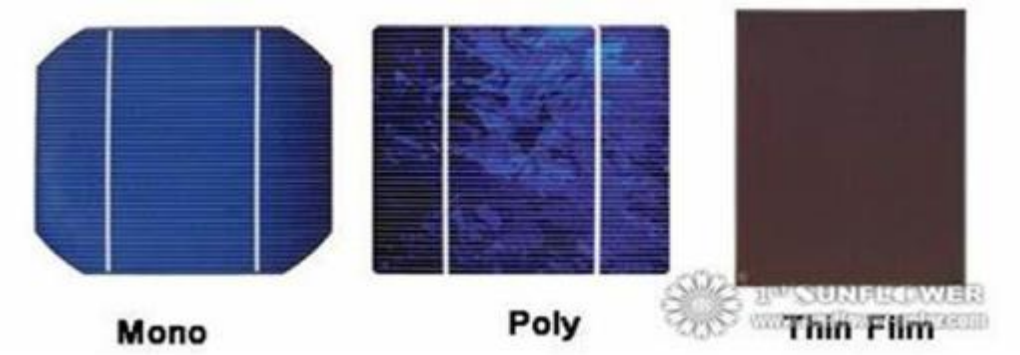


Figure (I.5): Classification des cellules photovoltaïques (Monocristallin, Polycristallin et Couche mince). [35]

I .9 . Mécanismes de dégradation des modules photovoltaïques

I.9.1 Dégradation naturelle (vieillissement)

La dégradation naturelle des modules photovoltaïques est un phénomène inévitable lié au vieillissement des matériaux constituant le panneau. Avec le temps, les propriétés électriques et optiques des cellules diminuent progressivement, entraînant une baisse de la puissance de sortie. Ce vieillissement est généralement causé par la fatigue thermique, la délamination des couches, ainsi que l'oxydation des contacts métalliques. En moyenne, le taux de dégradation annuel des modules photovoltaïques se situe entre 0,5 % et 1 % par an, ce qui peut conduire à une perte significative de performance sur la durée de vie du système (20 à 25 ans). [20], [6]

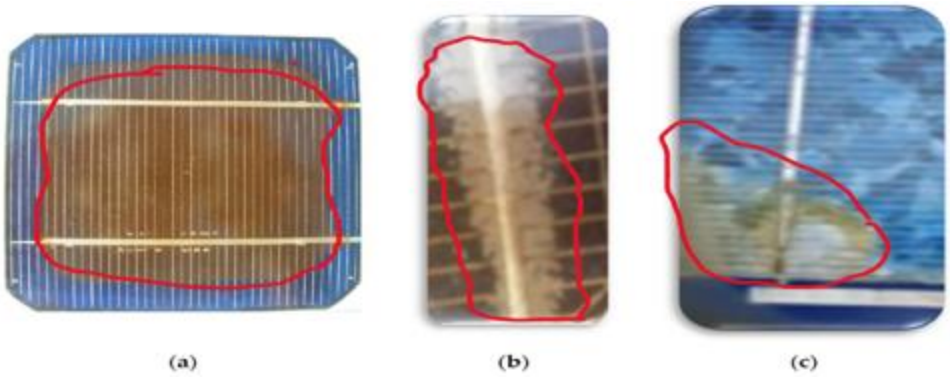


Figure (I.6) : Les différents types de technologies de cellules photovoltaïques. [37]

I.9.2 Dégradation induite par les conditions environnementales; effet de la température élevée.

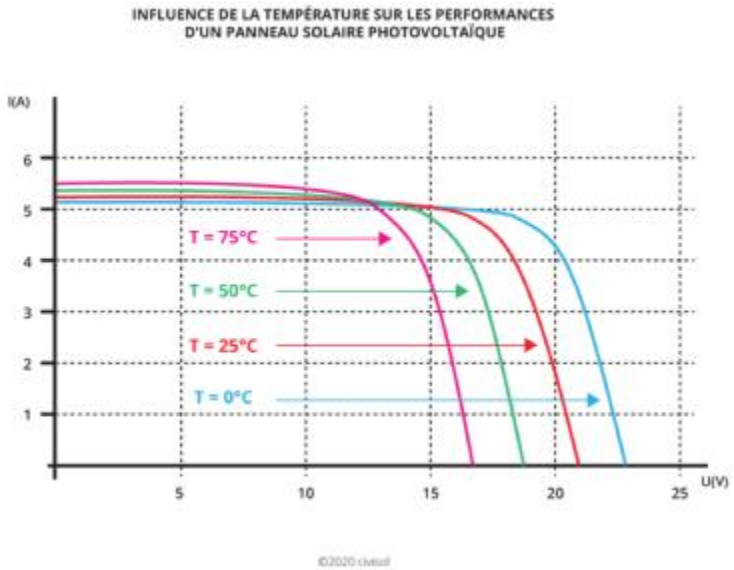


Figure (I.7) : Influence de la température sur la caractéristique courant-tension I(U) d'un panneau photovoltaïque. [38]

Les températures élevées affectent négativement les performances des modules photovoltaïques en réduisant la tension de sortie des cellules. Une exposition prolongée à des températures élevées accélère également le vieillissement des matériaux, notamment l'encapsulant (EVA), provoquant son jaunissement et sa dégradation. Dans les régions chaudes comme l'Algérie, cet effet est particulièrement critique et contribue à une diminution notable du rendement global. [7]

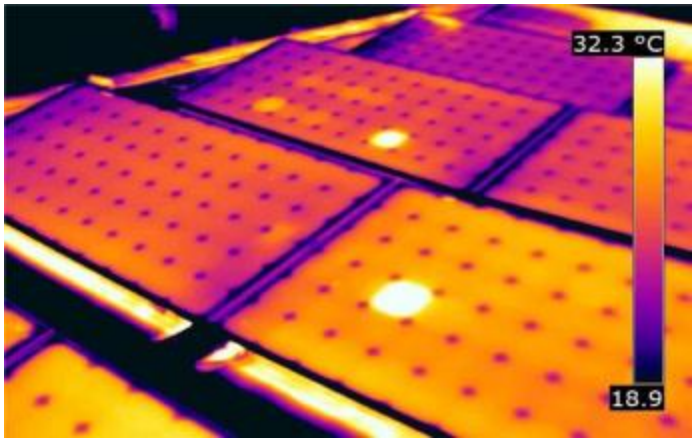


Figure (I.8) : Détection des points chauds (hot-spots) sur des panneaux photovoltaïques par thermographie infrarouge. [38]

I.9.3 Dégradation induite par les conditions environnementales; effet Rayonnement ultraviolet

Le rayonnement UV entraîne une dégradation chimique des matériaux polymères utilisés dans les modules, tels que l'encapsulant et le **backsheet**. Cette dégradation peut provoquer une perte de transparence, réduisant ainsi la quantité de lumière atteignant les cellules. À long terme, cela se traduit par une baisse progressive de la puissance générée. [39]

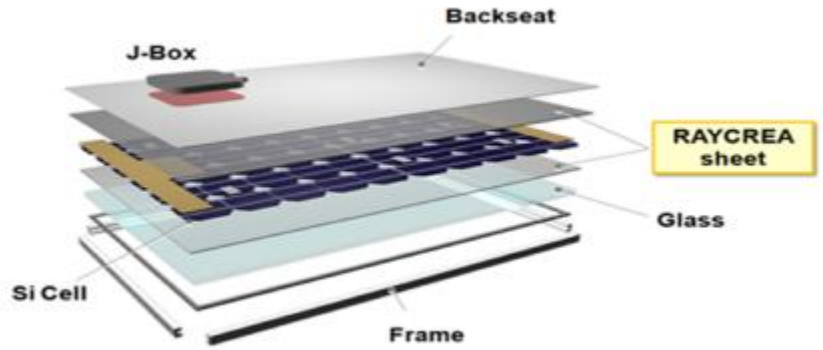


Figure (I.9) : Vue éclatée des différents composants d'un module photovoltaïque[40].

Des chercheurs du **CEA-Liten** ont identifié la migration de l'hydrogène dans les couches sélectives dopées comme le principal facteur de dégradation induite par les UV dans les cellules solaires à hétérojonction (HJT) au silicium. Ils ont également montré que des traitements combinant exposition lumineuse et thermique peuvent partiellement restaurer les performances et améliorer la stabilité UV à long terme.

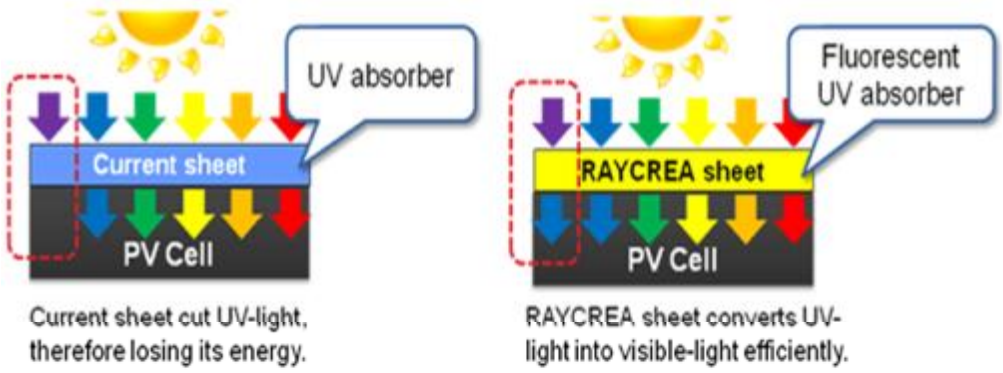


Figure (I.10) : Mécanisme de conversion du rayonnement UV en lumière visible par le film fluorescent RAYCREA. [40]

I.9.4 Dégradation induite par les conditions environnementales; effet de Humidité et poussière (**Soiling**)

L'humidité peut pénétrer dans le module et provoquer la corrosion des contacts électriques et des interconnexions. Quant à la poussière (**soiling**), elle constitue un facteur majeur de perte dans les zones arides. L'accumulation de particules sur la surface du module réduit l'irradiation incidente, entraînant une diminution de la production d'énergie pouvant atteindre **10 %** à **30 %** si aucun nettoyage n'est effectué. [8]



Figure (I.11) : Effet de l'encrassement (**soiling**) et de l'accumulation de poussière[41]

I.9.4.1 Dégradation induite par le potentiel et la lumière

A. PID (dégradation induite par le A)

L'installation de panneaux solaires constitue un investissement à long terme. Un achat unique peut offrir aux consommateurs une source d'électricité permanente. La durée de vie moyenne des panneaux solaires en silicium cristallin actuellement disponibles est de 25 à 30 ans. [42]Quels sont donc les facteurs qui influent sur la durée de vie des panneaux solaires ? Par exemple, le rendement des cellules photovoltaïques diminue avec le temps ; à cela s'ajoute un autre facteur qu'il ne faut pas négliger : l'effet PID

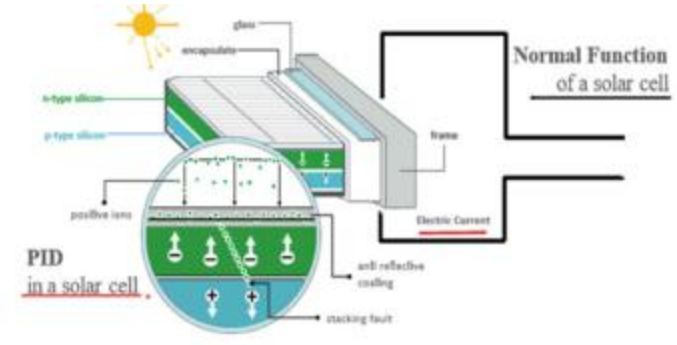


Figure (I.12) : Mécanisme de dégradation induite par le potentiel (PID) au sein d'une cellule photovoltaïque[42].

Le phénomène de PID est causé par des différences de potentiel élevées entre les cellules et la structure du module, ce qui entraîne des courants de fuite. Cela provoque une chute rapide de la puissance et peut affecter fortement la performance du système en quelques mois seulement.

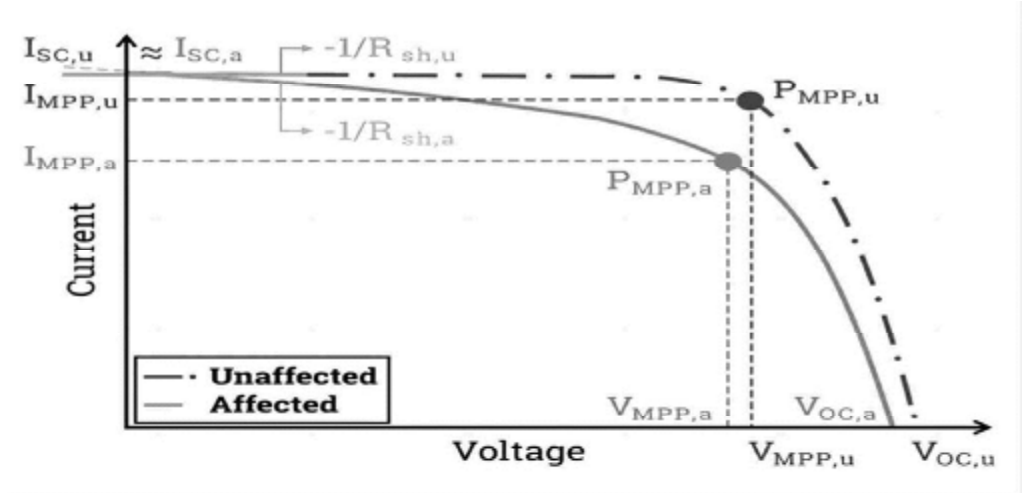


Figure (I-13) : Effet de la diminution de la résistance shunt (R_{sh}) sur la caractéristique courant-tension d'une cellule PV dégradée

B. LID (Dégradation induite par la lumière)

La première chose que les investisseurs dans le solaire examinent dans les modèles photovoltaïques, c'est la fiabilité et le rendement en extérieur. Les panneaux étant installés à l'extérieur, leur capacité à résister à des conditions météorologiques difficiles et leur potentiel de performance constituent des indicateurs importants de la qualité des panneaux. Une bonne compréhension des circuits des panneaux solaires, de la conception des dispositifs photovoltaïques et de la résistance thermique est essentielle pour déterminer si un panneau sera affecté ou non par une telle dégradation. [42]

Le LID désigne une dégradation des performances et de la qualité due à une exposition directe à la lumière pendant les premières heures suivant l'installation du panneau. Il peut en effet constituer une dégradation précoce par rapport aux données des tests de mise sous tension en usine fournies par certains fabricants de panneaux photovoltaïques. Par exemple, si la lumière du soleil frappe directement les composants électroniques du panneau, une faible quantité de chaleur peut les faire se déformer, se tordre ou tomber en panne.

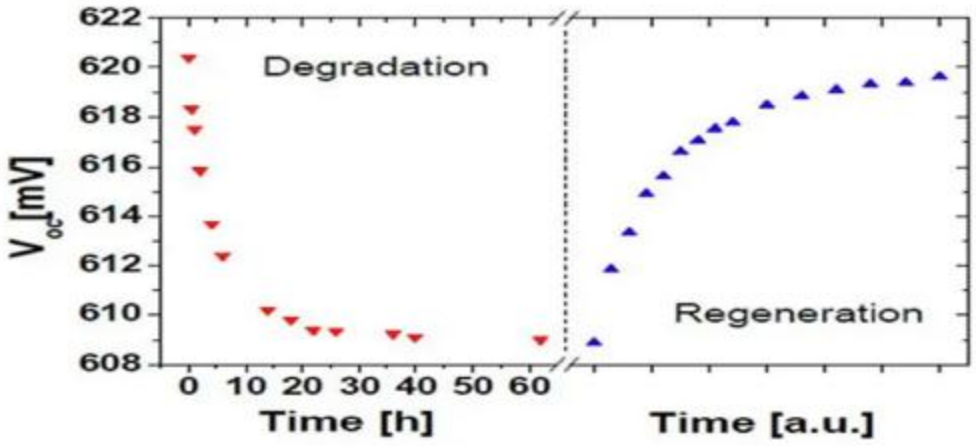


Figure (I.14) : Évolution de la tension de circuit ouvert (Voc) durant les phases de dégradation et de régénération. [5]

Le LID se produit principalement dans les modules en silicium cristallin lors de leur première exposition à la lumière. Il est lié à des défauts dans le matériau (notamment la présence de bore et d'oxygène) et entraîne une perte initiale de puissance pouvant atteindre

1 % à 3 .%

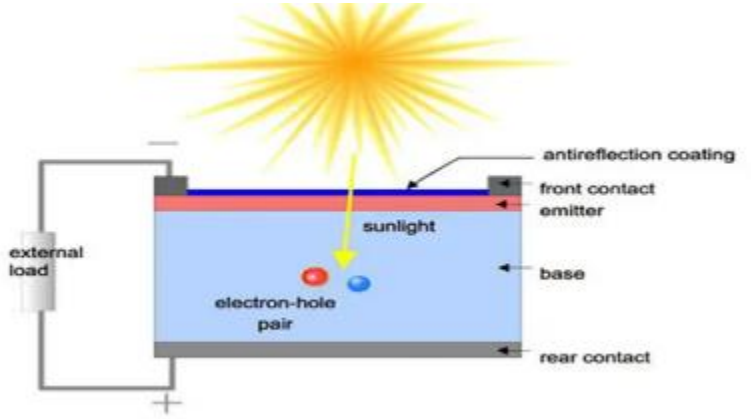


Figure (I.15) : Principe de l'effet photovoltaïque et génération de paires électron-trou sous éclairement. [43]

I.9.4.2. Défauts typiques des modules photovoltaïques ;Microfissures (Microcracks)

Les microfissures sont de petites fissures dans les cellules photovoltaïques, souvent causées par des contraintes mécaniques lors du transport, de l'installation ou dues aux variations thermiques. Bien qu'invisibles à l'œil nu, elles peuvent entraîner une perte de conductivité électrique et provoquer des points chauds (**hotspots**), réduisant ainsi la durée de vie du module. [44]

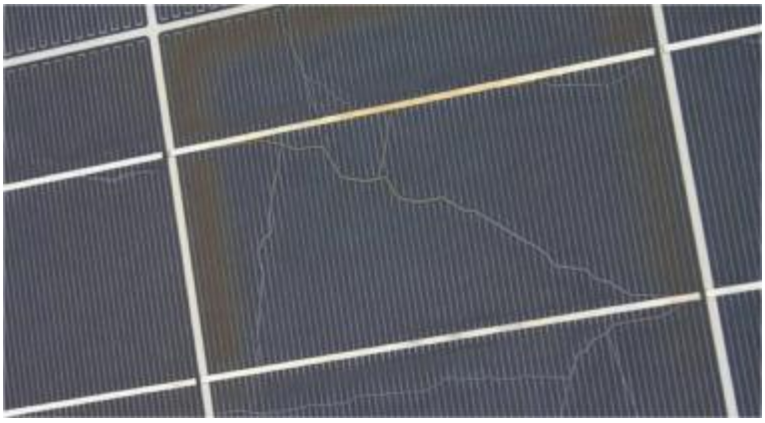


Figure (I.16) : Apparition de microfissures (microcracks) sur les cellules d'un panneau photovoltaïque.

I.10Influence du climat de Souk AHRAS sur les systèmes photovoltaïques

I.10.1 Température

La température joue un rôle déterminant dans le fonctionnement des modules photovoltaïques. Dans la région de Souk AHRAS, caractérisée par des étés chauds, la température des cellules peut largement dépasser les conditions standard (25 °C en STC). Cette élévation entraîne une diminution de la tension en circuit ouvert (Voc) et, par

conséquent, une baisse de la puissance de sortie. En général, le coefficient de température des modules en silicium se situe entre −0,4 et −0,5 %/°C, ce qui signifie qu'une augmentation de la température réduit directement le rendement du système. Ainsi, malgré un rayonnement solaire élevé, la chaleur élevée peut limiter les performances réelles des panneaux. [45]

I.10.2 Irradiation solaire

L'irradiation est le principal facteur influençant la production d'énergie photovoltaïque. La région de Souk AHRAS bénéficie d'un potentiel solaire important, les valeurs annuelles dépassant souvent 2 000 kWh/m²/an. Cette ressource abondante favorise une production énergétique élevée et améliore les indicateurs tels que le rendement et le facteur de capacité. Toutefois, les variations saisonnières (hiver/été) et les variations quotidiennes entraînent des fluctuations de la production, ce qui nécessite une conception rigoureuse du système pour en garantir la stabilité. [45]

I.10.3 Humidité

L'humidité relative, bien que modérée dans les climats semi-arides, peut avoir des effets indirects sur les performances photovoltaïques. Une humidité élevée peut entraîner:

- une diffusion du rayonnement solaire (réduction de l'irradiation directe)
- une dégradation progressive des matériaux (corrosion, infiltration)

Cependant, à Souk AHRAS, ces effets restent moins marqués que dans les zones côtières, mais constituent néanmoins un facteur à prendre en compte lors de la maintenance[45].

I.10.4 Effets spécifiques du climat semi-aride

Le climat semi-aride présente des caractéristiques particulières qui affectent les systèmes photovoltaïques:

- Températures élevées → baisse du rendement
- Accumulation de poussière (**soiling**) → réduction de l'absorption du rayonnement ; les pertes peuvent atteindre 5 à 20 % en l'absence d'entretien
- Vents → peuvent contribuer au refroidissement des panneaux (amélioration des performances) mais peuvent accroître l'accumulation de poussière
- Faible pluviométrie → nettoyage naturel insuffisant des panneaux
- Par conséquent, une maintenance régulière (nettoyage des panneaux) est indispensable dans ces régions.

I.10.5 Influence Température, irradiation et humidité

Le fonctionnement des systèmes photovoltaïques dépend fortement des conditions climatiques locales, en particulier la température, l'irradiation solaire et l'humidité relative. Dans la région de Souk AHRAS, située dans une zone semi-aride du nord-est algérien, ces paramètres présentent des variations importantes influençant directement la performance des installations PV. [16]

La température élevée constitue l'un des principaux facteurs de dégradation du rendement. En effet, une augmentation de la température des cellules entraîne une diminution de la tension et donc de la puissance produite. Plusieurs études réalisées en Algérie montrent une relation inverse entre la température du module et le rendement des systèmes photovoltaïques. Le coefficient de température négatif des modules en silicium confirme cette sensibilité thermique, particulièrement en climat chaud.

L'irradiation solaire dans la région de Souk AHRAS est globalement élevée, ce qui représente un avantage majeur pour la production d'énergie photovoltaïque. Des travaux expérimentaux menés sur des centrales solaires en Algérie ont démontré que la production d'énergie est fortement corrélée à l'irradiation solaire globale reçue. Toutefois, cette ressource est variable selon les saisons, ce qui entraîne des fluctuations de production.

L'humidité relative, bien que modérée dans les zones semi-arides, peut influencer indirectement les performances. Elle contribue notamment à la diffusion du rayonnement solaire et peut favoriser certains phénomènes de dégradation des matériaux à long terme. Selon les études sur les systèmes PV en zones arides et semi-arides, les facteurs climatiques externes tels que l'humidité et les conditions météorologiques font partie des paramètres influençant l'efficacité globale des installations. [16]

I.10.6 Effets spécifiques des climats de Souk AHRAS

Le climat semi-aride de Souk AHRAS est caractérisé par des étés chauds, une forte irradiation solaire et une faible pluviométrie. Ces conditions sont généralement favorables à la production photovoltaïque, mais elles introduisent également plusieurs contraintes opérationnelles.

Les températures élevées augmentent les pertes thermiques et réduisent le rendement des modules. Des études réalisées sur des centrales PV en climat aride en Algérie ont montré que la température ambiante est parfois plus influente que l'irradiation sur la performance globale

des systèmes. Cela confirme l'importance du refroidissement naturel et de la ventilation des panneaux. [16], [17]

Un autre effet majeur est l'accumulation de poussière (**soiling**), très fréquente dans les régions semi-arides. Ce phénomène réduit l'irradiance effective reçue par les modules et peut entraîner des pertes significatives de production énergétique si le nettoyage n'est pas régulier. Les études expérimentales en zones arides d'Algérie confirment que l'encrassement des modules constitue une source importante de pertes de puissance.

Enfin, malgré ces contraintes, les climats semi-arides restent globalement favorables au développement de l'énergie solaire grâce à un niveau d'ensoleillement élevé et une disponibilité importante de l'espace.

I.11.Conclusion

Les mécanismes de dégradation des modules photovoltaïques résultent d'une combinaison de facteurs environnementaux et techniques qui affectent progressivement les performances du système. La compréhension de ces phénomènes permet d'améliorer la maintenance des systèmes photovoltaïques, de réduire les pertes et d'augmenter la durée de vie des centrales solaires, en particulier dans des environnements difficiles tels que le climat algérien.

Le climat de Souk AHRAS offre des conditions favorables à la production d'énergie solaire grâce à un rayonnement élevé, mais il pose des défis liés principalement aux températures élevées et à l'accumulation de poussière. Par conséquent, l'amélioration des performances des systèmes photovoltaïques nécessite:

- le choix de composants de haute qualité
- une conception adaptée du système
- la mise en œuvre de stratégies de maintenance efficaces [17].

La station photovoltaïque de Souk AHRAS présente une bonne performance globale, confirmée par un PR élevé, mais reste sensible aux conditions climatiques locales, notamment la température et la poussière. Une optimisation basée sur le nettoyage, la ventilation et le suivi énergétique permettrait d'améliorer significativement le rendement global.

Chapitre II

Étude des performances et de l'efficacité des systèmes photovoltaïques

II.1.Introduction

Les performances d'un système photovoltaïque dépendent de plusieurs paramètres électriques et environnementaux, tels que l'irradiation solaire, la température de fonctionnement, l'ombrage ainsi que les pertes énergétiques liées aux différents composants du système. L'étude de ces paramètres est essentielle afin d'évaluer le rendement énergétique et d'optimiser la production électrique des installations photovoltaïques. [33]

Dans ce chapitre, nous présentons d'abord les caractéristiques électriques fondamentales des cellules photovoltaïques, notamment le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert, le facteur de forme et le rendement énergétique. Ensuite, nous analysons l'influence des conditions climatiques, telles que l'éclairement et la température, sur les performances des modules photovoltaïques.

Par ailleurs, une attention particulière est portée à l'évaluation de l'efficacité globale des centrales photovoltaïques à travers le coefficient de performance (PR), considéré comme un indicateur essentiel pour mesurer la qualité et le rendement réel des installations. Enfin, les différentes pertes énergétiques et les méthodes pratiques d'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques seront étudiées conformément aux normes internationales.

II.2. Caractéristiques électriques d'une cellule solaire photovoltaïque

La cellule photovoltaïque solaire présente quatre caractéristiques : le courant de court-circuit Isc, la tension en circuit ouvert Voc, le coefficient de remplissage FF et le rendement de conversion énergétique η, comme le montre la figure II.1.

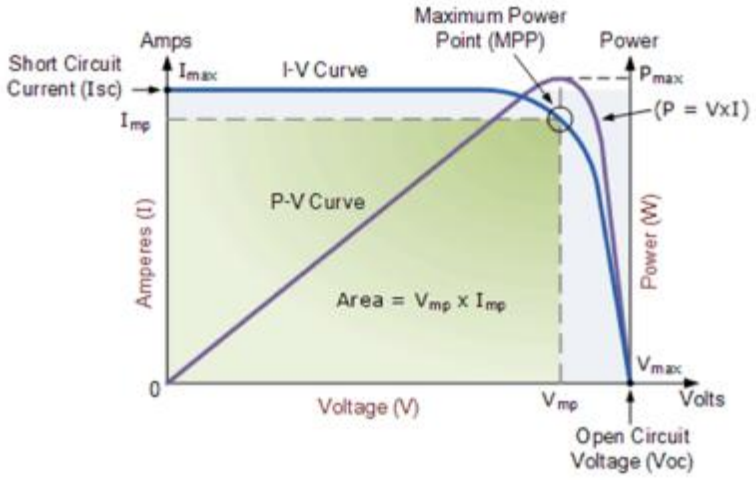


Figure II.1: Courbe caractéristique I-V d'une cellule solaire. [21]

II.2.1. Courant de court-circuit Icc

On obtient ce courant lorsque la tension entre les deux extrémités du circuit est nulle ; il augmente de manière linéaire avec l'intensité de l'éclairage et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement et de la température. [22]

A. Tension en circuit ouvert Vco

La tension en circuit ouvert est obtenue lorsque le courant traversant la cellule est nul[22]

B. Facteur de forme FF

La puissance délivrée au circuit externe par la cellule photovoltaïque éclairée est liée à la résistance de charge (la résistance connectée entre les deux extrémités P_max de la cellule) ; cette puissance est maximisée pour un point de fonctionnement (I_{max}, V_{max}, P_{max}) sur la courbe courant-tension de la figure II.1.

Le facteur de forme est défini par la relation suivante [23] :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co}.I_{cc}} = \frac{V_{max}.I_{max}}{V_{co}.I_{cc}} \qquad \text{II.1}$$

II.2.2. Rendement de la cellule η

Le rendement η correspond au rendement de conversion de puissance ; il est défini comme le rapport entre la puissance maximale délivrée et la puissance de la lumière incidente $P_{L\text{-}int}$ et est donné par la relation suivante [22] :

$$\eta = \frac{Pmax}{PL-int} = \frac{Impp \times Vmpp}{PL-int} = FF \times \frac{Icc \times Vco}{PL-int} \qquad \text{II.2}$$

$$P_{L\text{-}int} = E.S \qquad \text{II.3}$$

Considérant que :

- *Impp : le courant correspondant à la puissance maximale fournie à la cellule (A)*
- *Vmpp : la tension correspondant à la puissance d'entrée maximale (V)*
- *Pint : la puissance de la lumière incidente est égale à celle du Soleil (Psolaire = 100 mW/cm²)*

- *E : l'intensité lumineuse en W/cm²*
- *S : la surface de la cellule solaire est de bm²*

II.2.3. La capacité maximale de la cellule solaire

Elle est donnée par la relation suivante [23] :

$$P_{MPP} = V_{MPP} \times I_{MPP} \quad \text{II.4}$$

$$P_{MPP} = V_{oc} \times I_{cc} \times FF \quad \text{II.5}$$

II.3. Raccordement des cellules photovoltaïques

Les panneaux photovoltaïques peuvent être câblés ou raccordés entre eux en série, en parallèle, ou les deux, afin d'augmenter la tension ou l'intensité du générateur solaire. Si les panneaux du générateur sont raccordés en série, la tension augmente ; s'ils sont raccordés en parallèle, c'est l'intensité qui augmente. [48].

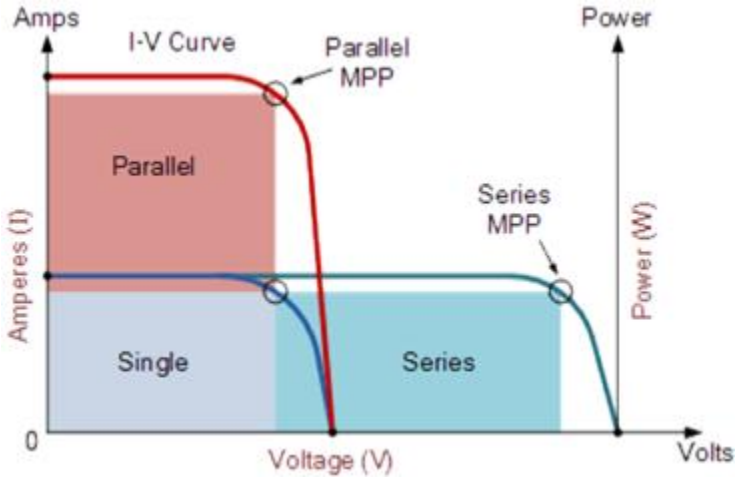


Figure II.2 : Caractéristique I-V en fonction du mode de raccordement[28]

II.4. L'effet de l'éclairage sur : Icc-Module, Vco-Module ou Pmax

Les électrons présents dans la zone de contact sont mis en mouvement par les photons du rayonnement solaire. La juxtaposition de deux zones constituées du même matériau semi-conducteur, l'une de type P et l'autre de type N, entraîne l'apparition de courants de propagation globaux autour de la jonction. Des courants de diffusion de trous se développent autour de la jonction, créant à proximité immédiate une barrière de potentiel qui s'oppose aux courants de diffusion des porteurs majoritaires dans chaque région. Lorsque l'équilibre est atteint, le champ électrique généré par la barrière de potentiel est suffisant pour équilibrer les

courants de diffusion des porteurs majoritaires et minoritaires. En raison de la très faible largeur de la jonction, le courant d'émission total est donc nul ; ce processus peut être considéré comme correspondant aux niveaux d'énergie dans le matériau [31], Les figures **(II.3), (II.4))** représentent les variations du courant et de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairement à température constante, et on note que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement [48] ; en revanche, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste presque identique même à faible éclairement [49].

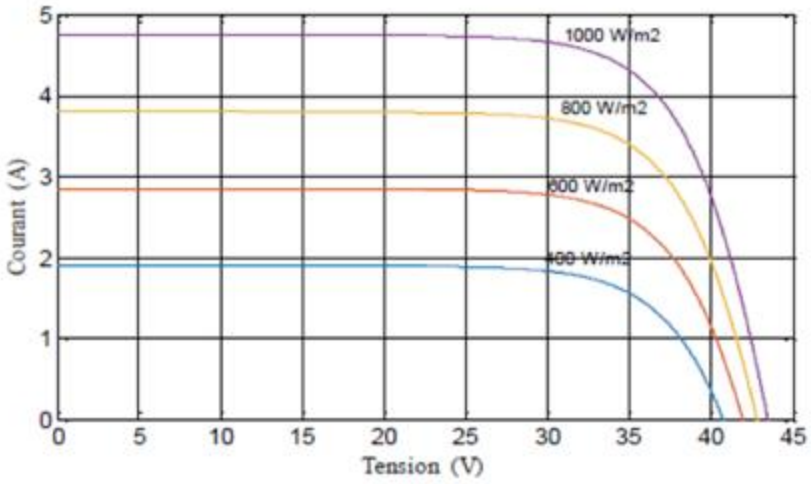


Figure II.3 : Courbe caractéristique d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de luminance [31]

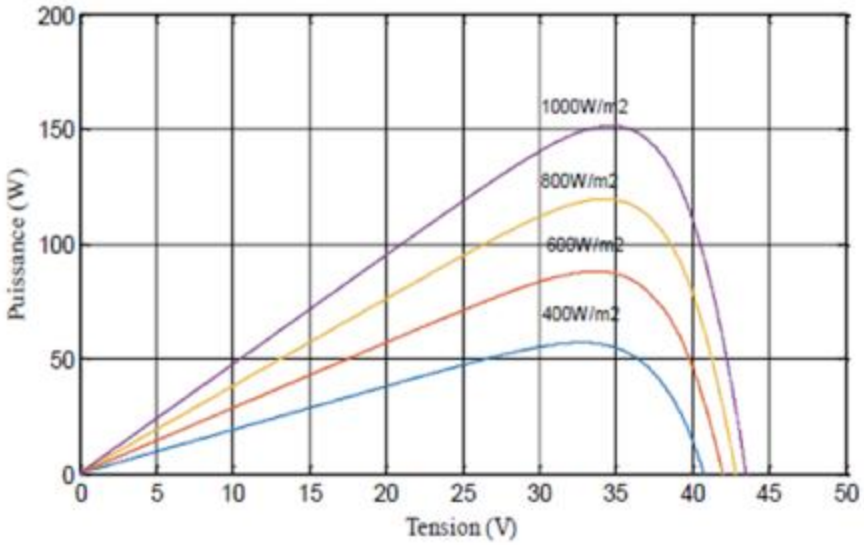


Figure II.4 : Courbe P-V d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs d'éclairement

II.5. Effet de la température sur : Icc-Module, Vco-Module ou Pmax

Les figures (II.5) et (II.6) montrent les courbes I-(V) et P-(V) pour différentes températures de fonctionnement du module photovoltaïque à un rayonnement constant G = 1000 W/m². On constate que la température a un effet sur la valeur de la tension en circuit ouvert, qui diminue à mesure que la température augmente, et que l'augmentation de la température entraîne également une diminution de la puissance maximale disponible. [7]

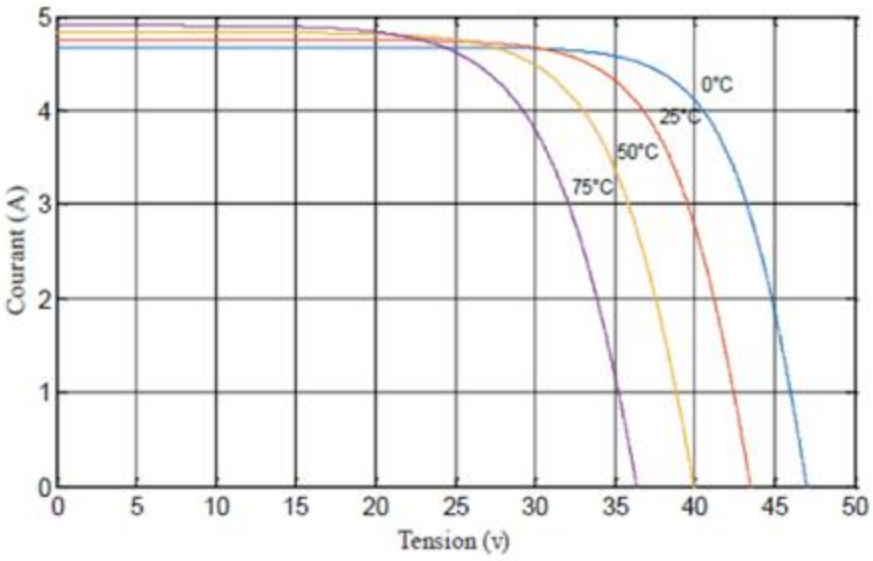


Figure II.5 : Courbe I-V du module photovoltaïque pour différentes températures [46]

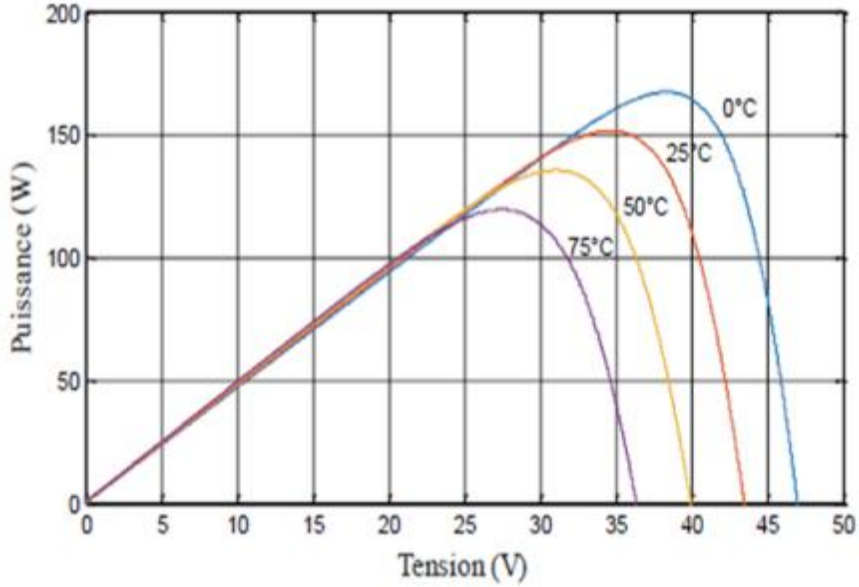


Figure II.6 : Courbe P-V du module photovoltaïque pour différentes températures [46]

II.6. Efficacité du système de centrale photovoltaïque

Dans le secteur photovoltaïque, le rapport de puissance (PR) est un indicateur clé pour évaluer le rendement d'un système, car il a un impact direct sur la valeur d'investissement et d'exploitation des centrales solaires. Récemment, de nombreux clients ont manifesté leur intérêt pour le rendement des systèmes photovoltaïques, cherchant à mieux comprendre le concept de PR et son mode de calcul. Beaucoup pensent que la dégradation des modules ou le rendement de conversion de l'onduleur reflètent le rendement global du système, mais cela n'est pas exact. [9]

En tant que fournisseur professionnel de produits photovoltaïques, Maysun Solar a pour objectif de fournir une explication détaillée des points suivants : la définition et le calcul du PR, les facteurs clés qui l'influencent et les méthodes efficaces pour l'améliorer. À travers cette présentation, nous espérons aider nos clients à mieux comprendre le rendement des systèmes photovoltaïques et leur fournir un soutien scientifique pour prendre des décisions d'investissement et de gestion dans le cadre de projets d'énergie solaire. [26]

II.7. Calcule l'efficacité du système de centrale photovoltaïque

La production d'électricité d'une centrale photovoltaïque dépend de trois facteurs principaux [23]:

1. Puissance installée : la puissance totale des panneaux solaires de la centrale, généralement exprimée en kilowatts (kW).

2. Heures d'ensoleillement maximal : le nombre total d'heures par an pendant lesquelles la centrale peut produire de l'électricité en conditions d'ensoleillement maximal, en fonction des conditions locales de rayonnement solaire.

3. Rendement du système (coefficient de performance, CP) : rendement global de la centrale dans la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Il s'agit d'un indicateur clé pour évaluer les performances d'une centrale photovoltaïque.

Une fois l'emplacement et la taille d'une centrale photovoltaïque déterminés, la puissance installée et le nombre d'heures d'ensoleillement maximal sont généralement fixes. Pour augmenter la production d'électricité, il est nécessaire d'améliorer le rendement du système. [9]

L'efficacité du système d'une centrale photovoltaïque, ou Ratio de Performance (PR), est un indicateur clé pour évaluer la capacité de la centrale à convertir l'énergie solaire en énergie électrique. Elle ne se limite pas à l'efficacité de conversion des panneaux solaires mais

prend également en compte les pertes d'énergie dans l'ensemble du système photovoltaïque. Comprendre l'efficacité du système permet d'évaluer l'écart entre la production réelle et théorique. Plus l'efficacité n'est élevée, meilleures sont les performances de la centrale.

En général, l'efficacité du système d'une centrale photovoltaïque peut être calculée avec la formule suivante:

II.8. Production réelle et Production théorique

La production réelle de l'énergie électrique est effectivement produite par une centrale photovoltaïque pendant son fonctionnement, généralement enregistrée en temps réel par un système de surveillance. [10]

Par contre, la production théorique c'est la quantité d'énergie attendue et calculée en fonction des conditions locales de rayonnement solaire, de la capacité de l'installation et d'un rendement de conversion idéal.

La production théorique d'une centrale photovoltaïque peut être calculée à l'aide de la formule suivante [9]:

Production théorique = Rayonnement solaire total × Efficacité de conversion des panneaux solaires × Surface des panneaux solaires × Temps.

La norme **CEI 61724** est la norme internationale relative au suivi des performances des centrales photovoltaïques. Elle fournit des lignes directrices pour le suivi, l'évaluation et la communication des performances des installations photovoltaïques. Cette norme s'applique aux centrales de toutes tailles, garantissant ainsi l'exactitude et la comparabilité des données.

Dans cette norme, la formule de calcul du rendement du système (PR) est clairement définie afin d'assurer une évaluation normalisée des performances des centrales photovoltaïques :

$$PR_T = \frac{E_T}{P_e.h_T} \qquad \text{II.6}$$

- *PR_T: L'efficacité moyenne du système de la centrale photovoltaïque pendant la période T.*
- *E_T: La quantité d'électricité injectée dans le réseau par la centrale photovoltaïque pendant la période spécifiée.*
- *Pe: La puissance nominale des composants du système photovoltaïque.*
- *hT: Les heures de soleil de pointe sur la surface des modules pendant la période spécifiée.*

Il est important de noter que la production réelle et le rendement d'une centrale photovoltaïque dépendent de plusieurs facteurs, tels que les conditions météorologiques, la température, l'ensoleillement et les pertes d'énergie au niveau des onduleurs. Par conséquent, le rendement réel peut varier.

II.9. Exemple de calcul du PR avec des données de mesure simulées:

Prenons l'exemple du calcul du PR annuel (Ratio de Performance). Supposons que le rayonnement total annuel reçu par l'ensemble photovoltaïque soit de 1600 kWh/㎡, ce qui signifie que l'ensemble reçoit un temps de rayonnement annuel total de 1600 heures. Si le compteur d'électricité enregistre une production annuelle de 1300 kWh/kW, le PR annuel peut être calculé comme suit:

$$PR = \frac{E}{P_e.h} = \frac{1300\ KWh}{1KW.1600h} = 81.25\ \% \qquad \text{II.7}$$

II.10. Étapes et considérations à la mesure (PR)

Pour mesurer le taux de production d'électricité d'une centrale photovoltaïque, suivez les étapes générales suivantes :

II.10. 1. Installer des équipements de surveillance : installez des dispositifs de surveillance tels que des capteurs d'irradiation solaire, des capteurs de température et des ampèremètres au sein de la centrale photovoltaïque. Ces équipements permettent de surveiller en temps réel la production d'énergie, les facteurs environnementaux et les conditions météorologiques. [50]

II.10. 2.Collecte des données : sur une période donnée, collectez des données sur la production d'énergie de la centrale, le rayonnement solaire par unité de surface, la température des modules et l'angle d'inclinaison, ainsi que d'autres paramètres pertinents.

II.10. 3.Calcul de la production théorique : à partir des paramètres techniques des modules photovoltaïques, du rayonnement solaire local et de la température ambiante, calculez la production totale attendue dans des conditions d'essai standard (STC).

II.10. 4.Calcul de la production réelle : à partir des données de surveillance en temps réel, calculez l'énergie réellement produite par le système pendant la période spécifiée.

II.10. 5. Calcul de la valeur PR : comparez la production réelle à la production théorique pour déterminer la valeur PR du système. [52],[51]



Figure II.7 : Mesure tension pour raccordement série

II.11. Principaux éléments à prendre en compte dans l'évaluation des valeurs PR

II.11.1. Choix de périodes ensoleillées typiques

Afin de garantir la fiabilité des résultats des essais, il est recommandé de choisir des périodes ensoleillées typiques pour réaliser les essais. Cela permet d'éviter les interférences dues aux variations météorologiques, telles que les nuages ou la pluie, qui pourraient fausser les résultats.

II.11.2. Garantir la précision des appareils de mesure

Pendant les tests, assurez-vous que tous les appareils de mesure, tels que les radiomètres solaires, les thermomètres et autres instruments de surveillance, sont correctement et précisément étalonnés. Cela est essentiel pour garantir la fiabilité et la validité des données collectées.

II.11.3. Réaliser des essais répétés pour garantir la précision

Les essais doivent être répétés plusieurs fois afin de garantir la cohérence et la fiabilité des résultats. Des mesures multiples permettent de confirmer la précision des résultats et d'identifier d'éventuelles anomalies. [51]

II.11.4. Garantir la cohérence des conditions de test

Pour obtenir des données comparables et précises, il est important de maintenir des conditions stables tout au long des tests. Cela inclut des horaires de test fixes, des normes uniformes pour les équipements de test et des conditions environnementales identiques à chaque mesure. La cohérence de ces facteurs garantit la fiabilité des données collectées. [51]

II.12. Facteurs influant sur l'efficacité du système

La dégradation des performances des cellules photovoltaïques est estimé à (2-3% la première année, puis 0,5% par an).

Dans les systèmes photovoltaïques, la dégradation des performances est un facteur important influençant sur l'efficacité globale du système, mais ce n'est pas le seul facteur déterminant. Cependant, l'efficacité du système est influencée par de multiples facteurs.

En règle générale, les panneaux solaires en silicium monocristallin subissent une dégradation de puissance de 2% à 3% la première année, puis une dégradation annuelle d'environ 0,5%. Toutefois, l'efficacité du système dépend également d'autres facteurs, tels que l'efficacité de l'onduleur, les pertes dans les câbles, les effets de la température, la poussière et l'ombrage. Même avec un contrôle raisonnable de la dégradation, ces facteurs peuvent encore avoir un impact sur l'efficacité globale du système. [6]

II.12.1. Effet d'ombrage (effet d'environ 3 %)

Lorsque les cellules solaires sont connectées en série ou en parallèle, leurs performances électriques peuvent varier, ce qui entraîne une diminution de la puissance totale produite par rapport à la somme des puissances produites par chaque cellule individuellement. Ce phénomène est connu sous le nom de « déséquilibre » (Mismatch). Dans les centrales photovoltaïques, la cause principale du déséquilibre entre les modules n'est pas liée aux modules eux-mêmes, mais à l'ombrage, notamment celui causé par les bâtiments voisins, les arbres ou d'autres obstacles fixes. [53]

Pour les installations sur toiture dont l'emplacement n'est pas idéal, le déséquilibre dans la configuration en série ou en réseau peut entraîner une perte d'efficacité d'environ 3 %

II.12.2. Pertes dues à la poussière, à la neige et aux obstacles (impact : 4,0 % - 5,4 %)

Des facteurs environnementaux externes tels que la poussière, la neige ou d'autres obstacles peuvent bloquer la lumière directe du soleil, réduisant ainsi la capacité de production des panneaux solaires. La poussière et la neige posent des problèmes particulièrement importants dans certaines régions, entraînant généralement des pertes de rendement comprises entre 4,0 % et 5,4 %.[8], [41]

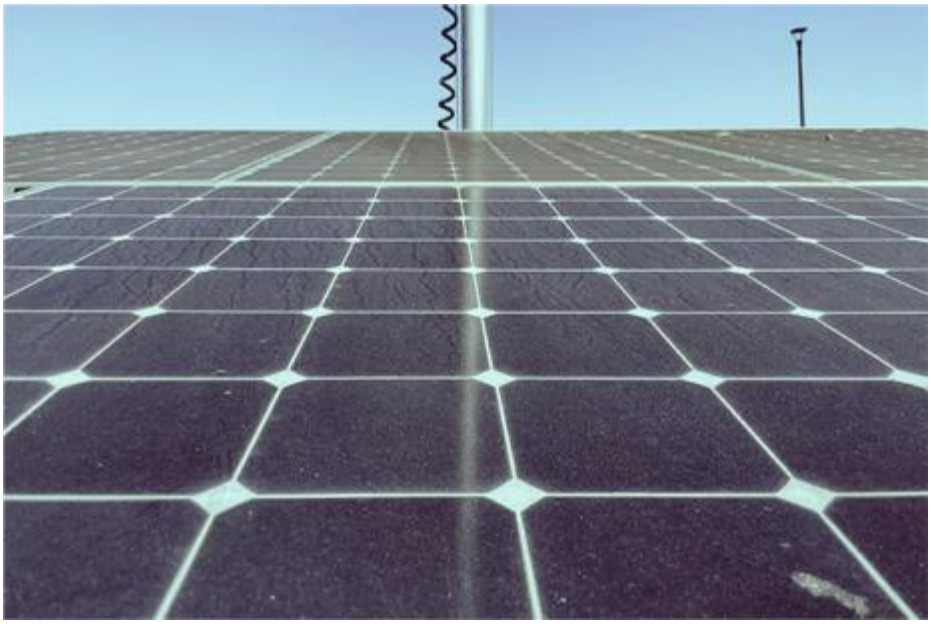


Figure II.8 : La poussière et la neige sur un panneau solaire

II.12.3. Pertes dues au coefficient de température (impact d'environ 4 %)

Le coefficient de température est un concept fondamental mentionné dans les spécifications de chaque module solaire. Par exemple, un module dont le coefficient de température de la tension en circuit ouvert est de -0,33 %/°C signifie que pour chaque augmentation de 1 °C, la tension en circuit ouvert diminue de 0,33 %. Cet effet est particulièrement visible dans les régions connaissant d'importantes variations de température entre l'été et l'hiver. [54]

En général, les pertes dues au coefficient de température entraînent une baisse de 4 % de la valeur PR.

II.12.4 . Pertes de ligne (impact d'environ 2%)

Les pertes de ligne se divisent en pertes de courant continu (DC) et en pertes de courant alternatif (AC). L'impact des pertes de ligne sur l'efficacité du système est généralement d'environ 2%.[36]

a. Pertes DC: Surviennent lors de la transmission du courant continu des panneaux vers l'onduleur, généralement autour de 2%.
b. Pertes AC: Surviennent lors de la transmission du courant alternatif de l'onduleur au système de distribution, influencées par la longueur des câbles et la charge de courant.

II.12.5. Pertes des onduleurs (impact d'environ 3 %)

Les onduleurs transforment le courant continu produit par les panneaux solaires en courant alternatif et ont une incidence directe sur le rendement du système (PR). Les pertes des onduleurs se divisent en deux catégories :

a. Les pertes inhérentes à l'onduleur lui-même.

b. Les pertes résultant d'une puissance d'entrée excessive dépassant la capacité nominale ou la tension de fonctionnement du convertisseur. Au total, les convertisseurs peuvent entraîner une perte de rendement d'environ 3 %.[20], [36]

II.12.6. Pertes d'efficacité des transformateurs (impact d'environ 2 %)

Le transformateur ajuste la tension à un niveau adapté au raccordement au réseau. Cependant, il entraîne des pertes d'énergie, notamment :

a. Les pertes liées au fonctionnement du transformateur.
b. Les pertes pendant les périodes d'inactivité nocturne ou lors des ajustements de tension. Ces pertes entraînent une baisse du rendement du système (PR) d'environ 2 %.

II.12.7. Pertes d'efficacité MPPT (impact d'environ 1%)

La technologie de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est essentielle pour maximiser la production d'énergie dans les systèmes photovoltaïques. Bien que les contrôleurs MPPT modernes aient une efficacité typique de 99%, des changements environnementaux et les performances des équipements peuvent encore entraîner une perte d'efficacité d'environ 1%.[55]

II.12.8. Chaîne d'efficacité globale (~78%)

En prenant en compte tous les facteurs mentionnés ci-dessus, l'efficacité énergétique globale d'un système photovoltaïque est généralement d'environ 78%. Cela signifie que, bien que les systèmes photovoltaïques offrent une haute efficacité de conversion énergétique dans des conditions idéales, diverses pertes pendant l'exploitation réelle (telles que l'ombrage, les variations de température et les inefficacités des onduleurs) affectent la production finale d'énergie. [56]

II.9. La valeur PR considérée comme la norme.

A. Valeur du rendement (PR) dans des conditions idéales

Dans des conditions théoriques idéales (sans ombrage, perte de chaleur, dégradation des composants, etc.), le rendement (PR) peut atteindre 90 % à 95 %. Cependant, dans la pratique, il est pratiquement impossible qu'un système photovoltaïque atteigne cette fourchette en raison de divers facteurs environnementaux et des pertes d'énergie au sein du système. [57]

B. Fourchettes de PR pour les projets réels

- *Centrales solaires au sol : le PR se situe généralement entre 80 % et 90 %. Les centrales à haut rendement, dans des conditions optimales, peuvent atteindre environ 90 %.*
- *Centrales solaires en toiture : en raison de l'ombrage des toitures, des contraintes d'angle et de l'espace limité, le taux de rendement (PR) se situe généralement entre 75 % et 85 %.*
- *Centrales agricoles ou flottantes (environnements particuliers) : en raison des variations du rayonnement solaire et de la température, le taux de rendement (PR) de ces centrales peut varier entre 70 % et 85 %.*

c. Variations régionales des valeurs du taux de rendement (PR)

- *Régions à fort ensoleillement (comme le Moyen-Orient et l'Australie) : les valeurs du taux de rendement (PR) peuvent être supérieures à la moyenne et se situent généralement entre 85 % et 90 %.*
- *Régions à rayonnement modéré (comme le sud de l'Europe) : les valeurs du taux d'utilisation (PR) varient généralement entre 80 % et 85 %.*
- *Régions à faible ensoleillement (comme l'Europe du Nord) : en raison des conditions climatiques, le PR peut varier entre 75 % et 80 %.*

d. Norme CEI 61724 relative aux valeurs PR. [9]

La norme CEI 61724 fournit des recommandations pour la mesure des valeurs PR, mais ne définit pas de manière stricte ce qui constitue une valeur « admissible ».

En général, une valeur PR supérieure à 80 % est considérée comme efficace dans l'industrie, tandis qu'une valeur inférieure à 70 % peut indiquer un besoin de maintenance ou d'amélioration.

II.10. Évaluation quantitative des performances

La méthode d'évaluation des performances des modules photovoltaïques repose sur un ensemble d'indicateurs normalisés utilisés dans le secteur photovoltaïque pour analyser la production d'énergie réelle et la comparer aux conditions idéales. [11]

Les performances d'une installation photovoltaïque dépendent de la situation géographique, du rayonnement solaire incident, du rendement énergétique et des pertes du système.

Les performances sont d'abord définies dans des conditions d'essai standard (STC), dans ces conditions que l'on définit la Puissance nominale Prate

- *Irradiance : 1 000 W/m²*
- *Température de la cellule : 25 °C*
- *Spectre : AM 1,5*

II.10.1. Performance de l'unité

Le Performance de l'unité correspond à la puissance produite par celle-ci, divisée par la Puissance de référence du système photovoltaïque, qui représente le nombre d'heures nécessaires au système photovoltaïque pour produire la puissance continue de référence, selon l'équation suivante : [58]

$$Y_A = \frac{E_{DC}(KWh)}{P_{mp}(KW)} \qquad \text{II. 8}$$

Y_A : Performance de l'unité.
E_{DC} : Puissance en courant continu produite par le système.
P_{mp} : Puissance nominale de l'unité photovoltaïque

II.10.2. Performance final de l'unité.

Le Performance final correspond à l'énergie en courant alternatif (EAC), divisée par la Puissance de référence de l'installation photovoltaïque, et représente le nombre d'heures de fonctionnement du réseau photovoltaïque à sa puissance nominale nécessaires pour fournir la même puissance. La valeur du rendement final (Y_f) est calculée comme suit [59]

$$Y_f = \frac{E_{AC}(KWh)}{P_{mp}(KW)} \qquad \text{II. 9}$$

Y_f : Performance finale de système
E_{AC} : Puissance alternative produite par le système
P_{mp} : Puissance nominale de l'installation photovoltaïque

II.10.3. Performance de référence de l'unité.

Le Performance de référence correspond au rayonnement solaire total incident sur la surface de l'unité, divisé par le rayonnement de référence de la cellule photovoltaïque, ce qui correspond au nombre d'heures nécessaires pour recevoir le rayonnement de référence (rayonnement solaire dans des conditions de test) [60].

$$Y_r = \frac{H(KWh/m^2)}{G_{STC}(KW/m^2)} \qquad \text{II. 10}$$

Y_r : Performance de référence du module
H : Rayonnement solaire total.
G_{STC} : Rayonnement solaire dans des conditions de test.

II.10.4. Le coefficient de Performance

Le coefficient de Performance (PR) désigne l'impact global des pertes sur la puissance de sortie des modules d'un système photovoltaïque. Il indique également dans quelle mesure le système photovoltaïque se rapproche d'un rendement optimal dans les conditions réelles d'exploitation. Il est défini par le rapport entre le rendement réel de l'unité et son rendement de référence. Le coefficient de rendement est exprimé par l'équation suivante : [61].

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\frac{E_{AC}(KWh)}{P_{mp}(KW)}}{\frac{H(KWh/m^2)}{G_{STC}(KW/m^2)}} \qquad II.11$$

PR: Taux de rendement(%)
Y_f : Performance final de l'unité de l'installation.
E_{AC} : Puissance alternative produite par le système.
P_{mp} : Puissance nominale de l'installation photovoltaïque.
Y_r : Performance de référence du module
H : Rayonnement solaire total.
G_{STC} : Rayonnement solaire dans des conditions normalisées.

II.10.5. L'indice de capacité (CF)

L'indice de capacité d'une centrale électrique peut être défini comme le rapport entre la production d'électricité réelle et la capacité de production maximale de la centrale, sur une période donnée [18].

$$CF = \frac{Y_{fm}}{24 \times \text{Nombre de jours dans le mois}} 100\% \qquad II.12$$

Y_{fm} : Performance final moyen mensuel.

II.10.6.. Rendement (η)

Le rendement du champ photovoltaïque correspond au rapport entre l'énergie totale produite par l'unité photovoltaïque (CC) ou le système photovoltaïque (CA) (CC/CA) et le produit du rayonnement au niveau des panneaux par la surface totale du champ photovoltaïque [62].

$$\eta_{sys}(\%) = \frac{E_{AC}(kWh)}{H\left(\frac{kWh}{m^2}\right) \times A(m^2)} 100\% \qquad II.13$$

η_{sys} : Rendement du système photovoltaïque.
E_{AC} : Puissance en courant alternatif produite par le système
H : Rayonnement solaire total.
A : Surface totale du champ photovoltaïque

II.11. Les pertes énergétiques

La production d'électricité par une installation photovoltaïque s'accompagne de transferts thermiques caractérisés par la convection et le rayonnement, ce qui entraîne des pertes d'énergie. De plus, l'ombrage et le fonctionnement intermittent de l'onduleur contribuent également à la détérioration des performances. Par conséquent, ces pertes sont classées en pertes au niveau de l'unité et en pertes au niveau du système [63].

II.11.1. Pertes d'unité (LC)

Les pertes unitaires, dues aux pertes par captage thermique et à diverses pertes de captage, peuvent être définies comme la différence entre le rendement de référence et le rendement de l'unité, comme indiqué ci-dessous [69]

$$L_C = Y_r - Y_A \qquad \text{II. 14}$$

II.11.2. pertes d'ordre (LS)

Le fonctionnement intermittent de l'onduleur et les pertes dans les éléments du circuit négatif sont responsables des pertes d'énergie du système et peuvent être identifiées comme la différence entre les performances de l'unité et les performances finales de l'unité [76].

$$L_S = Y_A - Y_f \qquad \text{II. 15}$$

II.12. Méthodes d'évaluation pratiques [64]

a. Méthode expérimentale

   Mesures réelles : irradiance (pyranomètre) / température / courant / tension

   Tracé de courbes : I–V / P–V

b. Méthode analytique

   Utilisation de modèles mathématiques : modèle à diode unique/modèle à deux diodes

c. Facteurs affectant les performances

   Température élevée / Encrassement (poussière) / Ombrage partiel /Vieillissement des modules / Qualité de l'onduleur

d. Normes utilisées : **IEC 61215** (qualité des modules) **/ IEC 61724** (performances des systèmes photovoltaïques).

II.13. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons étudié les caractéristiques électriques et les paramètres fondamentaux des systèmes photovoltaïques, notamment le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert, le facteur de forme et le rendement énergétique des cellules solaires. Cette étude a permis de comprendre le comportement des modules photovoltaïques sous différentes conditions de fonctionnement.

L'analyse des courbes caractéristiques I–V et P–V a montré que les performances des modules photovoltaïques dépendent fortement des conditions environnementales telles que l'irradiation solaire et la température. Une augmentation de l'éclairement entraîne une hausse du courant et de la puissance produite, tandis qu'une élévation de la température provoque une diminution de la tension et du rendement du système. [65]

Ce chapitre a également mis en évidence l'importance du coefficient de performance (PR) comme indicateur essentiel pour l'évaluation de l'efficacité globale d'une centrale photovoltaïque. Le PR permet de quantifier les pertes réelles du système liées à plusieurs facteurs, notamment l'ombrage, la poussière, les pertes électriques, les variations thermiques et le rendement des onduleurs.

Par ailleurs, les différentes méthodes d'évaluation des performances, basées sur les normes internationales telles que la norme **CEI 61724**, permettent d'assurer une analyse fiable et normalisée des installations photovoltaïques. Les résultats montrent que malgré les pertes inévitables durant l'exploitation, les systèmes photovoltaïques demeurent une solution énergétique efficace et durable pour la production d'électricité renouvelable.

Chapitre III

Analyse l'efficacité énergétique de la centrale photovoltaïque

III.1. Introduction

L'Algérie fait partie des pays riches en ressources naturelles, dont la plus importante est le désert qui domine son territoire, ce qui en fait une source majeure d'énergie solaire. L'Algérie est un pays émergent dans le domaine de l'énergie et des énergies renouvelables, et s'efforce de se développer dans ce secteur afin d'assurer la production de l'énergie nécessaire et suffisante. Dans ce contexte, nous tenterons d'aborder dans ce chapitre la baisse d'efficacité des panneaux solaires observée pendant 10 mois consécutifs à la centrale de Wadi Kabarit, à Souk Ahras, qui s'inscrit dans le cadre d'une analyse en cours depuis trois années consécutives, s'appuyant sur l'analyse de données réelles[11].

Dans ce contexte, la première partie traite de la présentation de la centrale de Wadi El Kabarit en termes d'emplacement, de capacité de production et des différentes unités impliquées dans la chaîne de production, suivie de la présentation des résultats relatifs au rendement des panneaux solaires en les exposant à des conditions climatiques différentes de celles de fabrication et associées à une charge, ainsi que d'un commentaire sur ces résultats afin de formuler des suggestions et des recommandations.

III.2. Emplacement et capacité

Centrale solaire de Wadi El Kebrit est une centrale photovoltaïque algérienne située dans la commune de Wadi El Kebrit, dans la wilaya de Souk Ahras. [14], [15]

Table III.1: Détails du projet au niveau de la phase pour le parc solaire d'Oued El Kebrit[66]

Statut	*Année de mise en service*	*Capacité nominale*	*Technologie*	*Propriétaire*	*Exploitant*
En service	2016	15 MW	PV	Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida SPA (SKTM) [100%])	Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida SPA (SKTM)

Table III.2: Informations détaillées sur l'emplacement du parc solaire d'Oued El Kebrit[66]

Emplacement	**Coordonnées**
Oued El Kebrit, Oum El Adhaim District, Souk Ahras, Algeria	35.9194, 7.8711

La centrale est située à 5 km de la commune de Wadi El Kebrit et à 70 km de la ville de Souk Ahras, sur une superficie de 30 hectares. Elle produit en moyenne plus de 70 MWh d'électricité par jour, avec une puissance de 15 MW. Elle comprend plus de 60 000 panneaux solaires répartis sur 1 365 rangées, 510 boîtiers de raccordement à trois niveaux, 30 onduleurs

et 15 transformateurs. Elle est raccordée au réseau de transport d'électricité à moyenne .tension de 30 kilovolts via la sous-station de décharge



Figure III.1: Vue de la disposition des panneaux solaires à la station

Les modules photovoltaïques sont en silicium polycristallin. La centrale est conçue en 15 sous-parcelles, chacune comprenant 4 044 modules photovoltaïques, pour une capacité de 1 001 MW, et chacune est équipée de deux onduleurs centraux TBEA et d'un transformateur élévateur. Informations techniques sur la centrale

-Puissance : 15 MW
-Production : 10 MWh/jour
-Superficie : 30 hectares
-Début du projet : 2014
-Début de la production : 2016
- Environ 1 milliard de dirhams djiboutiens (30 millions de dollars).

III.3. Principe de fonctionnement

L'énergie photovoltaïque est convertie en énergie électrique grâce au phénomène de l'effet photovoltaïque par des panneaux photovoltaïques, de sorte qu'ils absorbent la lumière et en convertissent une partie en porteurs de courant, se déplaçant dans une direction spécifique au sein d'un réseau compact et intégré, obtenant ainsi un courant électrique proportionnel à la quantité de lumière solaire. Les modules photovoltaïques sont connectés en série pour former une chaîne afin d'augmenter la tension. Ces chaînes sont ensuite connectées en parallèle dans un boîtier de jonction pour augmenter l'intensité du courant. [15]

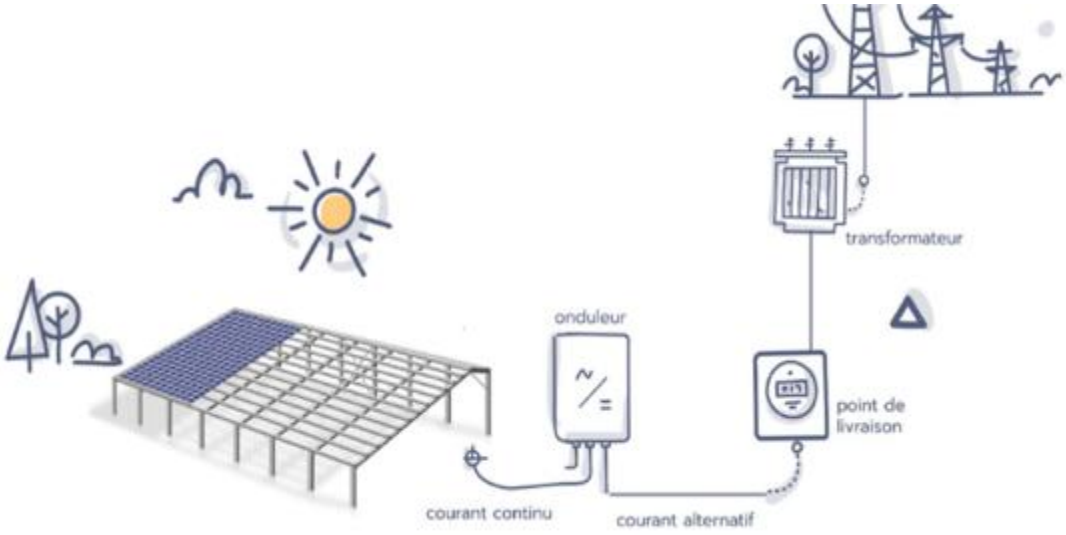


Figure III.2 : Principe de fonctionnement

En effet, la tension produite est faible au niveau des sous-stations de distribution (onduleurs / transformateurs élévateurs), le courant continu est donc converti en courant alternatif (rôle de l'onduleur), puis élevé à la tension requise (rôle du transformateur), et l'énergie est collectée depuis les postes de distribution vers la structure de raccordement, calculée puis injectée dans le réseau public de distribution

.

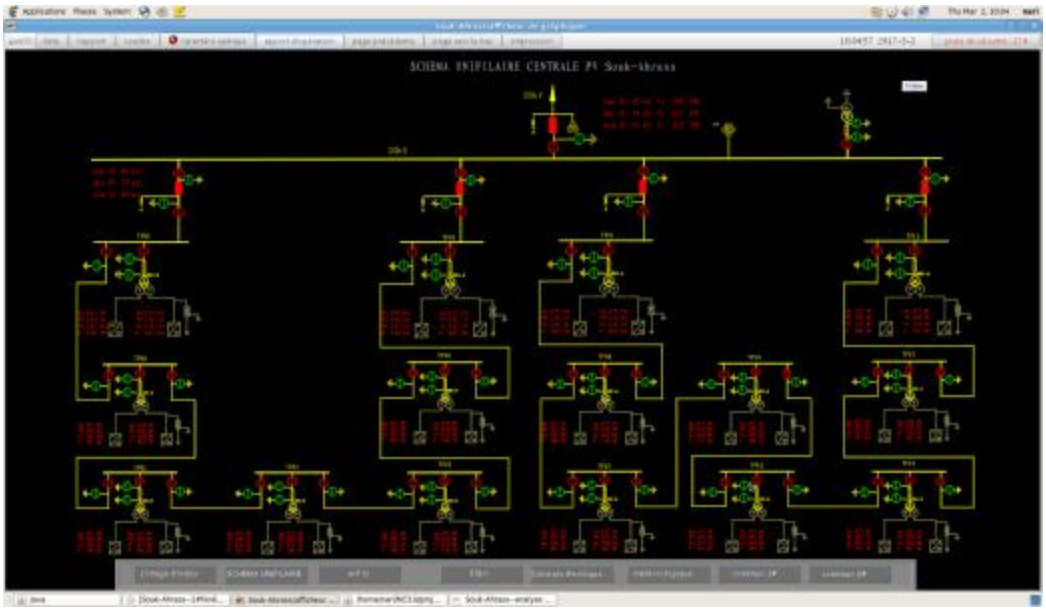


Figure III.3 : Schéma unifilaire de l'installation[45]

III.4. Éléments structurels de la centrale photovoltaïque de Wadi Al Kabarit

Les modules utilisés dans cette centrale sont des panneaux solaires **polycristallins** (**YGE6**0) ; ces modules sont inclinés à un angle **de 32 degrés** vers le sud. Des panneaux solaires photovoltaïques de **250** watts ont été utilisés, et la puissance de sortie prévue est **d'environ 15 mégawatts**, soit l'équivalent **de 60 048 unités**. Le fabricant installe les panneaux sous forme de rangées (chaînes) ; **chaque rangée contient 44 panneaux** et est divisée en deux sections, **chacune comprenant 22 panneaux connectés en série**. Une fois les panneaux installés, les deux rangées ont été connectées en parallèle dans le boîtier de jonction afin d'augmenter le courant.**.** [24]



Figure III.4: Cellule photovoltaïque polycristalline. YGE 60 (YL250P-29b)

II.5. Inverter

It is a device that converts the DC generated by photovoltaic panels into AC, which is manufactured by the manufacturer TBEA, and according to the inverter information label, its data is as follows (MPPT 500v - 820v-).



Figure III.5: Vue de l'onduleur

Il s'agit d'un appareil qui convertit le courant continu produit par les panneaux photovoltaïques en courant alternatif. Il est fabriqué par la société TBEA et, d'après l'étiquette technique de l'onduleur, ses caractéristiques sont les suivantes (MPPT 500 V - 820 V).

TAB III.3. Caractéristiques du courant de l'onduleur[25]

Nom du modèle TC1000KS	
Entrer (DC)	
1236 kW	*Puissance maximale (CC)*
1000V	*Tension maximale (CC)*
1236 amps	*Intensité maximale (CC)*
500-820V	*Plage de tension MPPT*
20 A	*Sortie (CC)*
Sortir (AC)	
1200 kW	*Puissance CA maximale*
1000 kW	*Puissance CA nominale*
315V	*Tension nominale*
1099A	*Intensité CA maximale*
916 amps	*Puissance nominale CA*
49.5-50.2 Hz	*Fréquence*

III.6. Transformateur

Un transformateur est un appareil électrique utilisé pour modifier les valeurs de tension et de courant produites par une source d'énergie électrique, telle que des panneaux solaires, et pour convertir la tension (HT vers BT ou BT vers HT). Pour les panneaux photovoltaïques, les dispositifs à double enroulement basse et moyenne tension sont conçus pour garantir que leurs impédances internes restent constantes, quelle que soit la puissance fournie par l'onduleur. [67]

TAB III.4. Caractéristiques des transformateurs.

Tableau de bord Transformer	
1230 kVA	*Puissance nominale*
30 kV	*Tension nominale primaire*
50 Hz	*Fréquence nominale*
Tension secondaire 0,315 kV	*Tension nominale secondaire*



Figure III.6 : Salle des transformateurs

III.7. Station météo

Une station météorologique est une installation indispensable sur le site, destinée à surveiller et à fournir des données météorologiques à intervalles réguliers. Elle comprend des capteurs tels que:

-un thermomètre électronique pour mesurer la température de l'air;

-un hygromètre pour mesurer l'humidité;

-un anémomètre et une girouette pour mesurer la vitesse et la direction du vent;

- un pyranomètre pour mesurer le rayonnement.



Figure III.7: Meteorological station

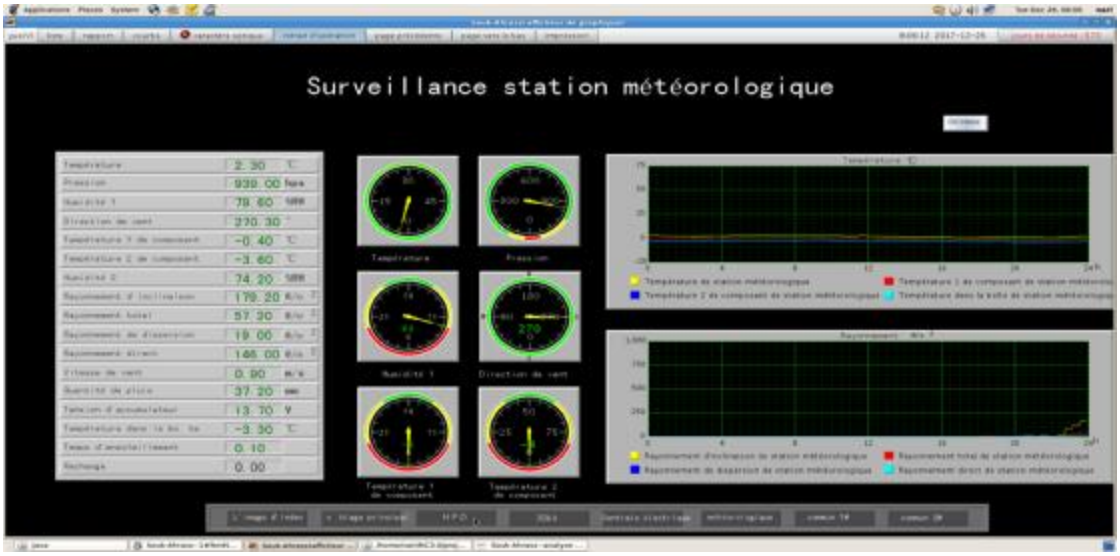


Figure III.8: Surveillance station meteorologique[68]

III. 8. Station d'évacuation

C'est le poste qui relie la centrale électrique au réseau et qui assure les opérations de fermeture et d'ouverture, de protection, de mesure, de contrôle, de mise à la terre et de déconnexion rapide du réseau, afin de garantir la sécurité de la centrale et du réseau. La mesure et le contrôle consistent à mesurer l'électricité à l'aide de transformateurs de tension et de courant et d'autres dispositifs, ainsi qu'à fournir une source d'alimentation interne, c'est-à-dire elle alimente le transformateur auxiliaire et la cellule de sélection en électricité lorsqu'ils sont sous charge (éclairage, alimentation dynamique, système de surveillance).



Figure III.9: Evacuation station [68]

III.9. Performances techniques des modules YGE60 [24]

TAB III.5. Performances électriques

YGE 60 CELL SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)							
Module type			YL255P-29b	YL250P-29b	YL245P-29b	YL240P-29b	YL235P-29b
Power output	P_{max}	W	255	250	245	240	235
Power output tolerances	ΔP_{max}	W	-0/+5				
Module efficiency	η_m	%	15.6	15.3	15.0	14.7	14.4
Voltage at P_{max}	V_{mpp}	V	30.6	30.4	30.2	29.5	29.5
Current at P_{max}	I_{mpp}	A	8.32	8.24	8.11	8.14	7.97
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	38.7	38.4	37.8	37.5	37.0
Short-circuit current	I_{sc}	A	8.88	8.79	8.63	8.65	8.54

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM 1.5g spectrum according to EN 60904-3
Average relative efficiency reduction of 5.0% at 200W/m² according to EN 60904-1

TAB III.6. Performances thermiques

THERMAL CHARACTERISTICS			
Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	%/°C	-0.45
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{Voc}	%/°C	-0.33
Temperature coefficient of I_{sc}	α_{Isc}	%/°C	0.06
Temperature coefficient of V_{mpp}	β_{Vmpp}	%/°C	-0.45

TAB III.7. conditions de service

OPERATING CONDITIONS	
Max. system voltage	600Vdc
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40 to 194°F (-40 to 90°C)
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	113 psf (5400 Pa)
Max. static load, back (e.g., wind)	50 psf (2400 Pa)
Hailstone impact	1 in (25 mm) at 51 mph (23 m/s)

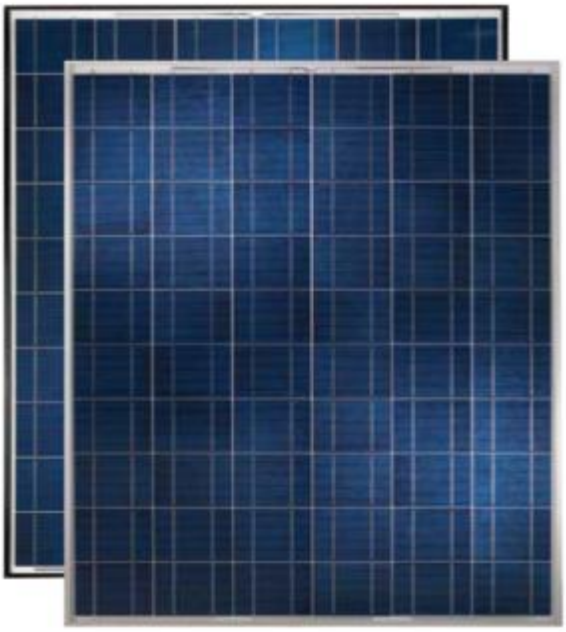


Figure III.10: Vue des panneaux YGE60 [24]

III.10. Analyse des performances des installations photovoltaïques de la vallée de Cabaret au cours de l'année 2022.

III.10.1. Analyse des informations relatives à l'installation photovoltaïque utilisée

TAB III.8. Informations générales sur les modules photovoltaïques[24]

Technology	*PV Module*
Puissance nominale (W)	*250±5*
I_sc (A)	*8.92*
V_oc (V)	*37.6*
V_MP (V)	*29.8*
I_MP (A)	*8.39*
Nombre de cellules dans le module photovoltaïque	*60*
Surface du module photovoltaïque (m²)	*1.62*
Coefficient de forme (%)	*74*
Taux de retour sur investissement (%)	*16.40*

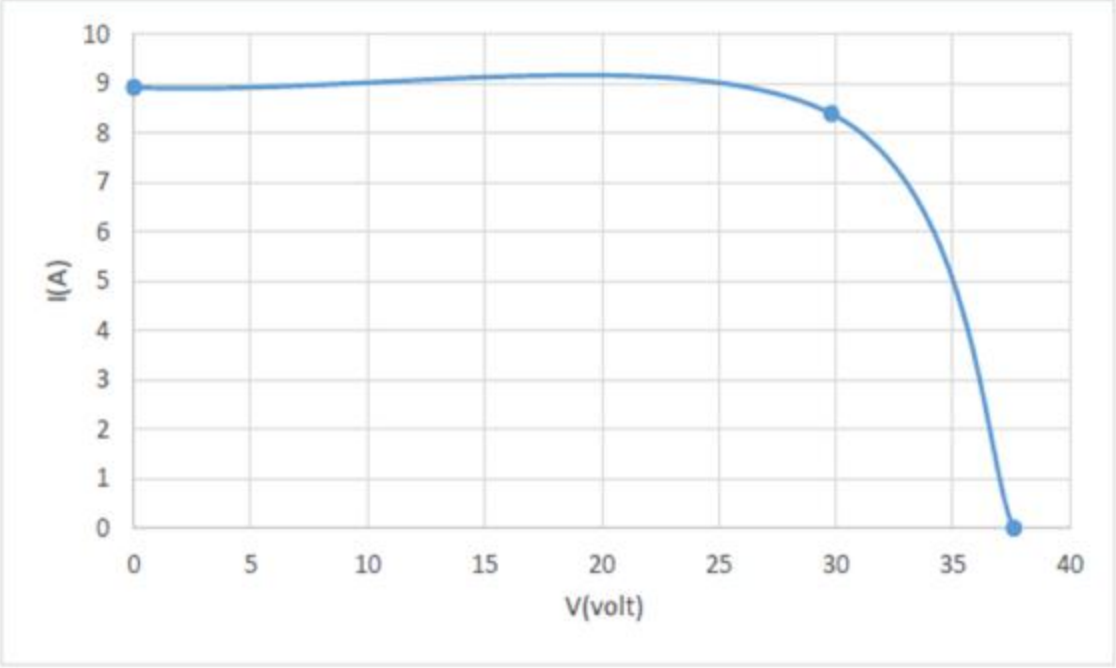


Figure III.12 : Caractéristiques I(V)

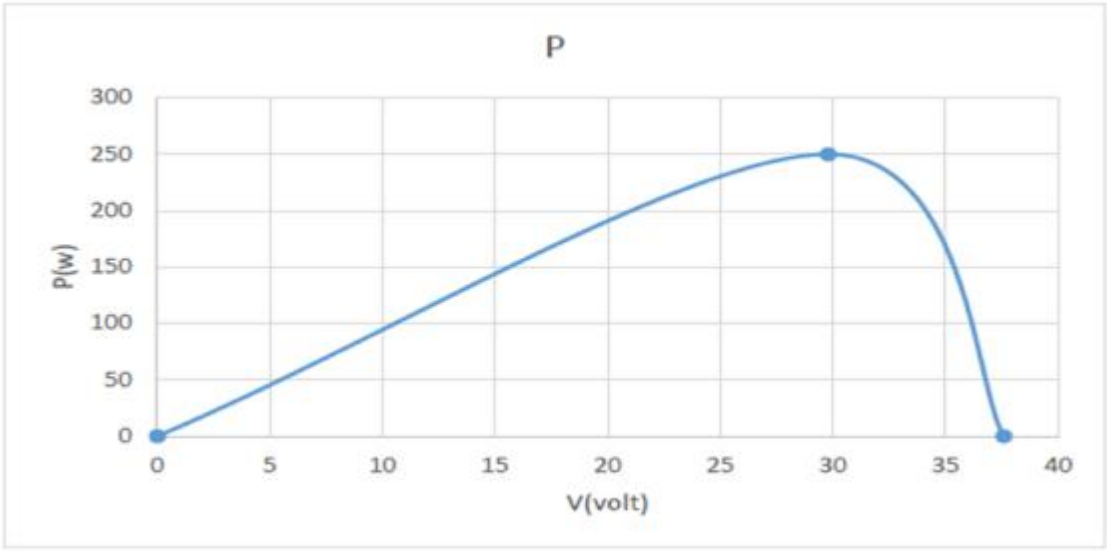


Figure III.13 : Caractéristiques P(V)

III.10.2. Analyse météorologique

III.10.2.1. Evolution de la température

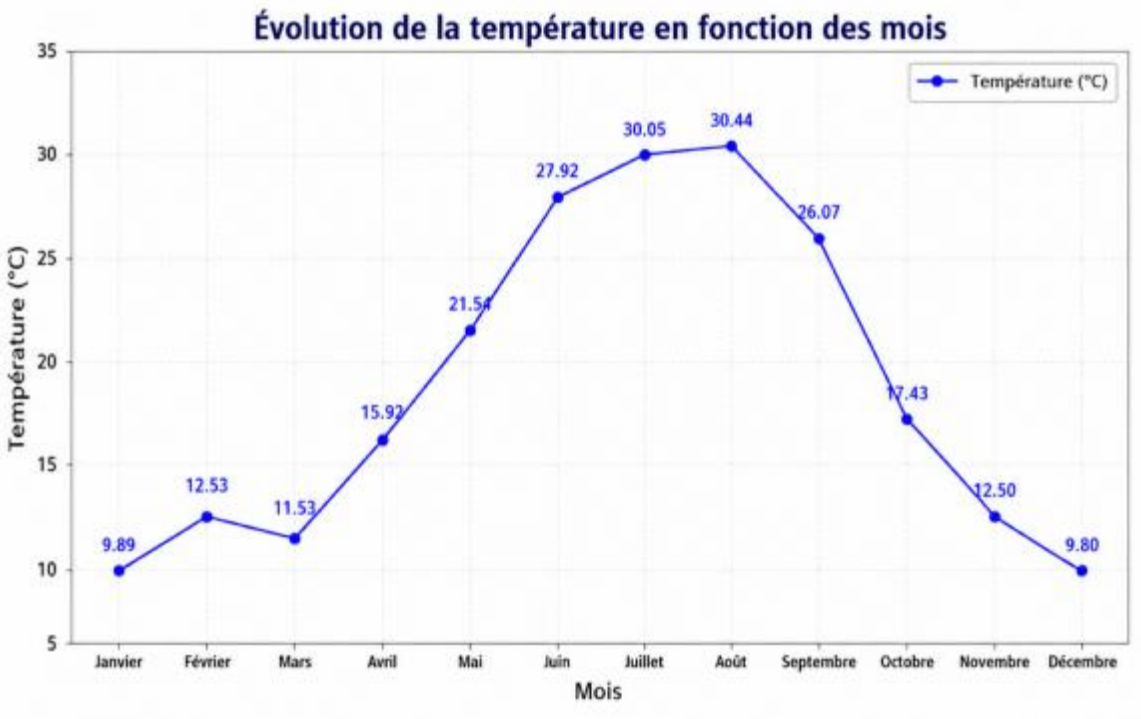


Figure III.14 : Courbe des variations de température moyenne par mois

La courbe de température montre une variation saisonnière importante au cours de l'année. On observe une augmentation progressive de la température depuis le mois de janvier avec une valeur d'environ 9,89 °C jusqu'au mois d'août où la température maximale atteint environ 30,44 °C. Cette hausse est liée à l'augmentation de l'ensoleillement et aux conditions climatiques estivales.

Après le mois d'août, la température commence à diminuer progressivement. Les valeurs passent de 26,07 °C en septembre à environ 9,8 °C en décembre. Cette diminution est due à la réduction du rayonnement solaire et à l'arrivée des saisons de l'automne et de l'hiver.

D'une manière générale, la courbe met en évidence une forte influence des saisons sur les températures enregistrées. Les températures élevées observées durant l'été peuvent avoir un impact direct sur les performances des systèmes photovoltaïques, notamment par l'augmentation des pertes thermiques et la diminution du rendement des modules solaires. En revanche, les températures plus faibles durant l'hiver favorisent généralement une meilleure efficacité électrique des panneaux photovoltaïques malgré une irradiation solaire plus faible.

III.10.2.2. Evolution d'irradiation

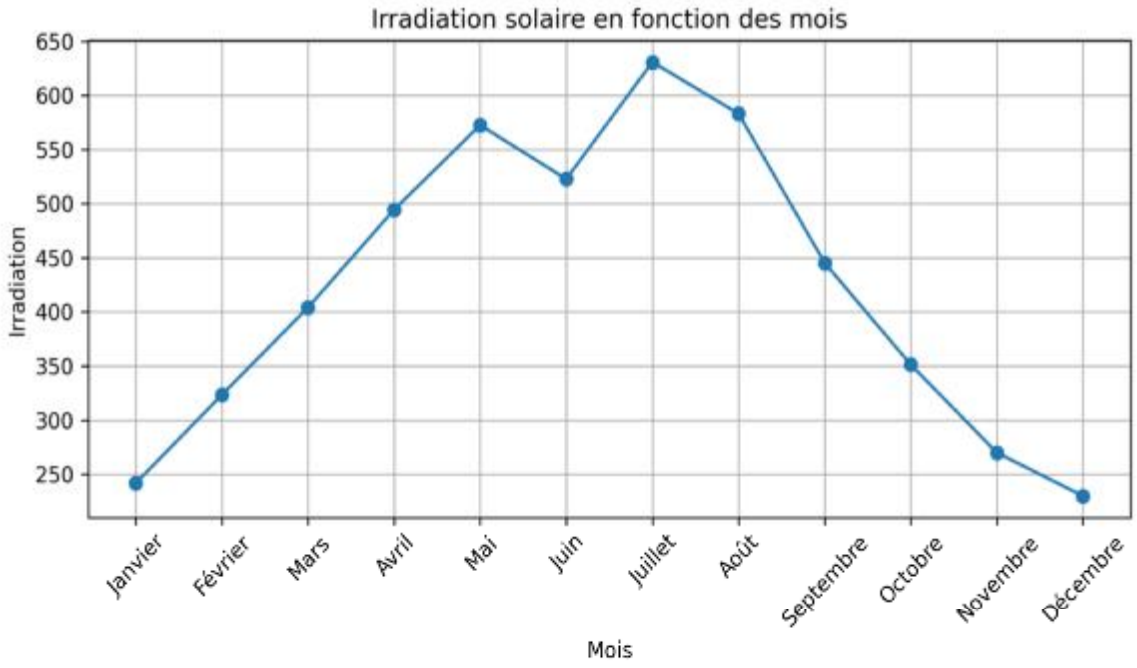


Figure III.16 : Courbe des variations mensuelles moyennes du rayonnement en mois

La figure représentant l'évolution mensuelle de l'irradiation solaire met en évidence une variation saisonnière caractéristique du rayonnement solaire au cours de l'année. Les valeurs d'irradiation augmentent progressivement de **janvier (241,75)** à **juillet (630,71)**, traduisant l'allongement de la durée du jour et l'élévation de la hauteur solaire durant la période estivale.

L'irradiation atteint son **maximum en juillet**, ce qui correspond à la période où l'ensoleillement est le plus important. Les mois de **mai, juin, juillet et août** présentent des niveaux d'irradiation particulièrement élevés, favorables à une production photovoltaïque optimale. Cette période constitue donc la phase de rendement maximal pour les installations solaires.

À partir du mois d'août, une diminution progressive de l'irradiation est observée. Cette baisse devient plus marquée durant l'automne, avec des valeurs passant de **445,29 en septembre** à **351,29 en octobre**, puis à **270 en novembre** et **230 en décembre**. Cette évolution s'explique principalement par la réduction de la durée d'ensoleillement, l'augmentation de l'angle zénithal du soleil et les conditions météorologiques moins favorables.

L'amplitude entre la valeur minimale enregistrée en **décembre (230)** et la valeur maximale observée en **juillet (630,71)** est importante, ce qui révèle une forte dépendance saisonnière de la ressource solaire. Le rapport entre ces deux extrêmes montre que l'irradiation estivale est près de **2,7 fois supérieure** à celle enregistrée en hiver.

Globalement, la courbe présente une allure quasi sinusoïdale, typique des régions méditerranéennes et semi-arides, confirmant la disponibilité d'un potentiel solaire élevé durant une grande partie de l'année. Cette répartition saisonnière de l'irradiation constitue un facteur déterminant pour l'évaluation des performances et de la productivité des systèmes photovoltaïques.

III.10.2.3.Wind speed changes

La vitesse moyenne du vent présente une variation saisonnière marquée au cours de l'année. Les valeurs les plus élevées sont observées en hiver, notamment en décembre (5,30 m/s), novembre (5,25 m/s) et janvier (5,13 m/s). Une diminution progressive est constatée au printemps jusqu'à atteindre les valeurs minimales en mars (3,14 m/s) et septembre (3,13 m/s).

Durant la période estivale (juin à août), la vitesse du vent reste relativement stable autour de 3,3 à 3,7 m/s. À partir du mois d'octobre, une augmentation significative est observée, annonçant le retour des conditions venteuses hivernales.

Cette évolution est caractéristique des régions méditerranéennes semi-arides du nord-est algérien, où les régimes de vent sont généralement plus intenses en automne et en hiver sous l'influence des perturbations atmosphériques, tandis qu'ils deviennent plus modérés durant le printemps et l'été.

La forme du graphique attendu est donc en « U », avec des vitesses élevées en début et fin d'année et des valeurs plus faibles au milieu de l'année.

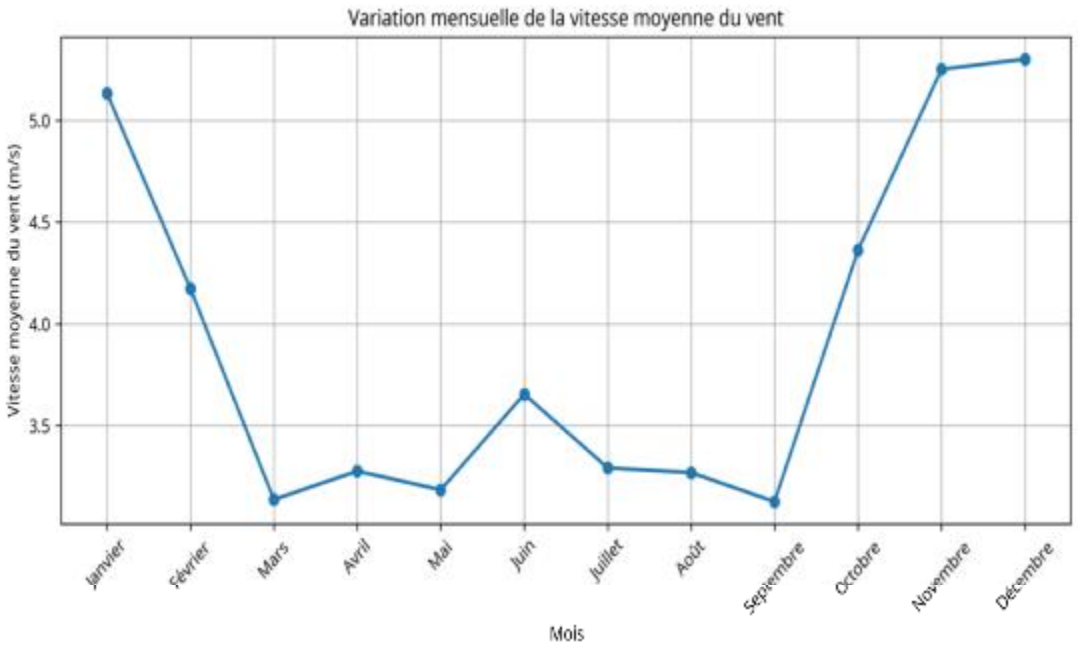


Figure III.18 : **Curve of average wind speed changes in terms of months.**

III.10.2.4. **Evolution de l'humidité**

La courbe de l'évolution mensuelle de l'humidité relative met en évidence une variation saisonnière marquée au cours de l'année. Les valeurs d'humidité sont relativement élevées durant la période hivernale et printanière, puis diminuent progressivement à l'approche de l'été avant d'augmenter de nouveau en automne et en hiver.

Au début de l'année, l'humidité relative est de **32,92 % en janvier** et atteint **36,76 % en mars**, ce qui constitue l'une des valeurs les plus élevées de la période étudiée. Cette situation est généralement associée à des températures modérées et à une plus grande fréquence des précipitations.

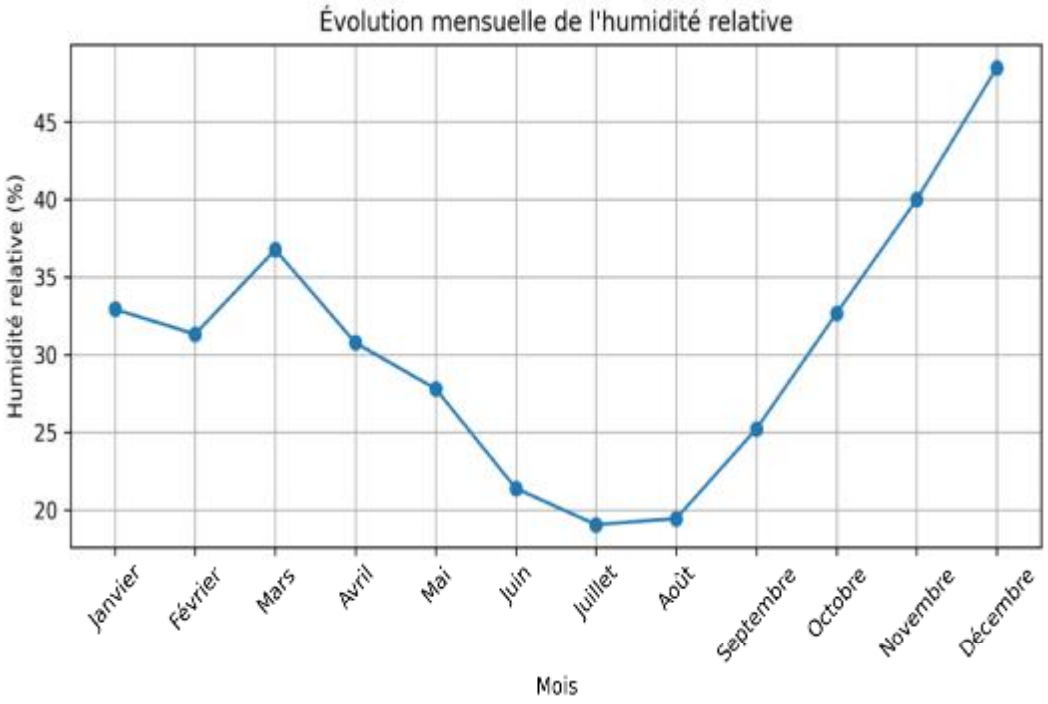


Figure III.19 : Évolution de vent sur une période de plusieurs mois

À partir du mois d'avril, une diminution progressive est observée, avec des valeurs passant de **30,76 %** à **21,38 % en juin**. Le minimum annuel est enregistré en **juillet (19,04 %)**, suivi d'une valeur similaire en **août (19,43 %)**. Cette faible humidité est caractéristique de la saison estivale, marquée par des températures élevées, une forte évaporation et une faible teneur en vapeur d'eau dans l'atmosphère.

Dès le mois de septembre, l'humidité relative augmente progressivement pour atteindre **25,20 %**, puis **32,66 % en octobre**. Cette tendance se poursuit en fin d'année avec **40 % en novembre** et un maximum annuel de **48,5 % en décembre**, traduisant le retour de conditions climatiques plus fraîches et plus humides.

L'écart entre la valeur minimale (**19,04 %**) et la valeur maximale (**48,5 %**) est d'environ **29,5 points de pourcentage**, ce qui révèle une forte variabilité saisonnière de l'humidité atmosphérique. La forme générale de la courbe est inversement corrélée à celle de la température et de l'irradiation solaire : lorsque la température augmente durant l'été, l'humidité relative diminue, et inversement durant les mois froids.

Dans le contexte des systèmes photovoltaïques, cette évolution de l'humidité relative est un paramètre important. Une humidité élevée peut favoriser l'accumulation de poussières humides, la corrosion de certains composants et l'encrassement des modules, tandis qu'une

faible humidité, caractéristique de l'été, contribue généralement à améliorer la transmission du rayonnement solaire vers la surface des panneaux. Toutefois, les périodes sèches peuvent également favoriser l'accumulation de poussière, susceptible de réduire la production énergétique si aucun nettoyage n'est effectué.

Ainsi, les résultats obtenus montrent que les conditions climatiques de la région sont caractérisées par une **faible humidité en été et une humidité plus importante en hiver**, ce qui doit être pris en compte dans l'analyse des performances et de la durabilité des installations photovoltaïque

III.10.2. Analyse des résultats des performances

Cette section présente et analyse les résultats obtenus à partir des données d'exploitation de la centrale photovoltaïque, relevées à un pas de temps de 15 minutes sur une période de 12 mois en 2022, dans le but d'évaluer quantitativement les performances du système.

TAB III.9. Exemple de données fournies par la station et utilisées pour l'étude

Energie&Météorologique															
															2022-1-1
TIME	Puissance Totale (kW)	TSA(kW)	Rayonnement total(w/m2)	Température(℃)	Vitesse de vent(m/s)	Humidité(%)	Pression(Hpa)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)	COS(Φ)	Q(kver)	ENERGIE produite(mwh)	ENERGIE consome(mwh)	
08:45	-3155.0000	10.0000	146.5000	6.2000	4.1000	80.8000	946.4000	56.0000	57.0000	57.5000	-0.9900	0.0000	134666.4000	1437.6000	
09:00	-3913.0000	10.0000	193.5000	7.3000	3.3000	78.7000	946.5000	70.2000	71.0000	71.7000	-0.9900	0.0000	134667.6000	1437.6000	
09:15	-5200.0000	10.0000	231.6000	8.7000	1.2000	76.2000	946.9000	92.6000	94.1000	94.8000	-0.9900	0.0000	134668.8000	1437.6000	
09:30	-6324.0000	10.0000	261.5000	9.6000	3.5000	71.7000	947.0000	113.0000	114.3000	115.3000	-0.9900	311.0000	134670.0000	1437.6000	
09:45	-7761.0000	8.0000	324.1000	10.1000	3.4000	69.7000	947.2000	138.4000	140.1000	141.2000	-0.9900	471.0000	134672.4000	1437.6000	
10:00	-8508.0000	8.0000	371.0000	11.1000	2.7000	66.8000	947.2000	151.4000	153.1000	154.6000	-0.9900	565.0000	134673.6000	1437.6000	
10:15	-8839.0000	8.0000	407.8000	12.3000	3.6000	32.2000	947.4000	157.3000	159.0000	160.5000	-0.9900	608.0000	134676.0000	1437.6000	
10:30	-9172.0000	7.0000	433.6000	13.1000	3.1000	30.9000	947.3000	164.3000	166.0000	167.5000	-0.9900	647.0000	134678.4000	1437.6000	
10:45	-9387.0000	9.0000	458.1000	13.9000	3.0000	29.7000	947.3000	167.5000	169.2000	170.7000	-0.9900	687.0000	134680.8000	1437.6000	
11:00	-9559.0000	7.0000	484.0000	15.0000	2.5000	28.6000	947.4000	170.7000	172.4000	173.8000	-0.9900	718.0000	134683.2000	1437.6000	
11:15	-9661.0000	7.0000	502.9000	16.3000	2.4000	27.7000	947.4000	172.6000	174.3000	175.8000	-0.9900	750.0000	134685.6000	1437.6000	
11:30	-9692.0000	7.0000	518.5000	17.4000	2.1000	26.7000	947.4000	173.2000	174.9000	176.4000	-0.9900	747.0000	134688.0000	1437.6000	
11:45	-9736.0000	8.0000	545.0000	18.5000	2.2000	25.7000	947.2000	173.6000	175.5000	177.0000	-0.9900	749.0000	134690.4000	1437.6000	

TAB III.10. Puissances Produites et consommées en MWh

Mois	Énergie produite (MWh)	Énergie consommée (MWh)
Jan	*112539.22*	*1200.08*
Fév	*114165.42*	*1223.1*
Mars	*116047.88*	*1244.53*
Avr	*118128.35*	*1264.68*
Mai	*120272.79*	*1282.44*
Juin	*122510.87*	*1298.98*
Juil	*124629.3*	*1315.87*
Août	*126927.82*	*1334.09*
Sept	*129029.56*	*1353.76*
Oct	*130910.57*	*1375.13*
Nov*	*132420.3*	*1394.8*
Déc*	133760.2	1412.6

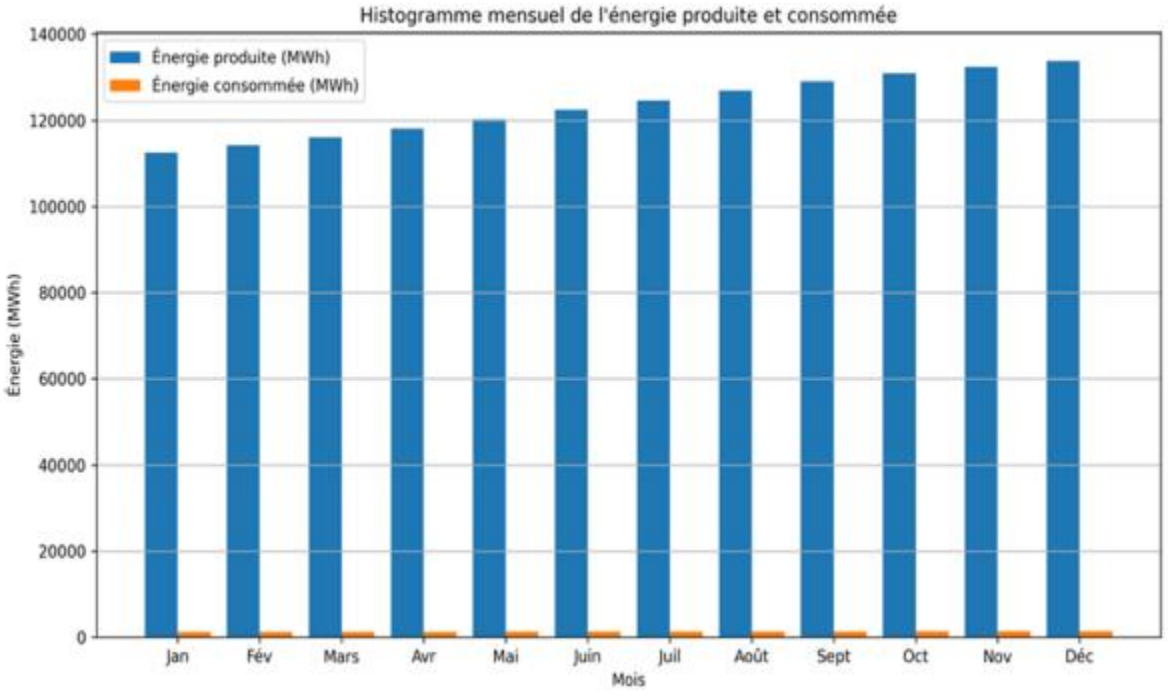


Figure III.20 : Energie produite et consommées

L'histogramme représentant l'**énergie produite** et l'**énergie consommée** montre une évolution croissante des deux grandeurs tout au long de l'année. Toutefois, l'écart entre la production et la consommation demeure très important, ce qui indique une capacité de production largement supérieure à la demande énergétique considérée.

L'énergie produite augmente progressivement de **112 539 MWh en janvier** à **133 760 MWh en décembre**, soit une augmentation d'environ **18,9 %** sur l'année. Cette croissance quasi linéaire traduit une amélioration continue de la disponibilité énergétique ou des performances du système de production. La tendance observée est cohérente avec les variations saisonnières de l'irradiation solaire dans les régions méditerranéennes et semi-arides, où le potentiel énergétique augmente généralement du printemps vers l'été avant de se stabiliser.

L'énergie consommée évolue également de manière croissante, passant de **1 200 MWh en janvier** à **1 413 MWh en décembre**, soit une hausse d'environ **17,7 %**. Cette augmentation peut être attribuée à l'accroissement progressif de la demande énergétique, lié aux activités économiques, aux besoins résidentiels ou aux variations climatiques saisonnières.

L'histogramme met en évidence un **surplus énergétique permanent** durant toute l'année. La production représente environ **90 à 100 fois la consommation**, ce qui traduit un bilan énergétique fortement excédentaire. Une telle situation est favorable pour :

- l'injection d'énergie dans le réseau électrique ;
- le stockage énergétique ;
- l'alimentation de charges supplémentaires ;
- l'exportation d'électricité vers d'autres zones de consommation.

III.10.2.1. Performance de l'unité (Ya)

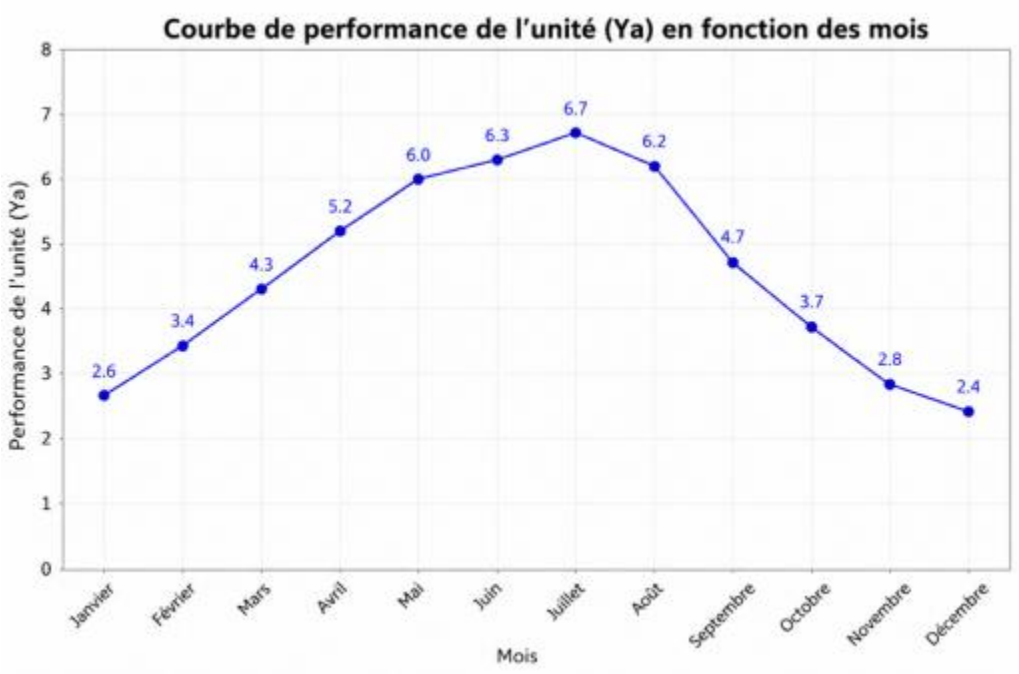


Figure III.21 : Courbe des variations de performance de l'unité en mois

La courbe de performance de l'unité (Ya) montre l'évolution mensuelle des performances du système photovoltaïque au cours de l'année. On observe une augmentation progressive des valeurs à partir du mois de janvier avec une valeur de 2,6 jusqu'au mois de juillet où la performance maximale atteint 6,7. Cette hausse est principalement due à l'augmentation de l'irradiation solaire et à la durée plus importante d'ensoleillement durant les saisons du printemps et de l'été.

À partir du mois d'août, la courbe présente une diminution progressive de la performance de l'unité. Les valeurs passent de 6,2 en août à 2,4 en décembre. Cette diminution est liée à la baisse du rayonnement solaire, à la réduction des heures d'ensoleillement ainsi qu'aux conditions climatiques moins favorables pendant l'automne et l'hiver.

De manière générale, cette courbe montre que la performance de l'unité photovoltaïque dépend fortement des variations saisonnières et des conditions météorologiques. Les meilleures performances sont enregistrées durant l'été, tandis que les performances les plus faibles apparaissent pendant l'hiver, ce qui confirme l'influence directe du rayonnement solaire sur le rendement énergétique du système photovoltaïque.

III.10.2.3. Performance finale (Yf)

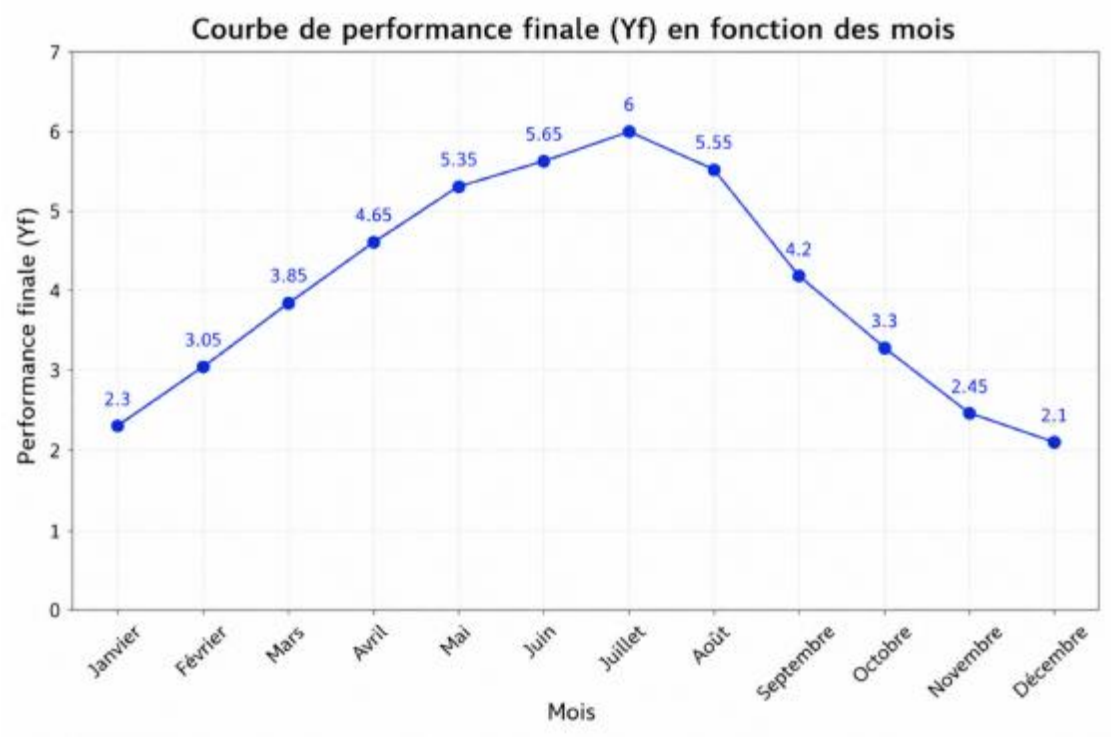


Figure III.22 : Courbe des variations de performance finale en mois

La courbe de performance finale (Yf) présente l'évolution mensuelle de la production réelle du système photovoltaïque au cours de l'année. On remarque une augmentation progressive des valeurs depuis le mois de janvier avec une valeur de 2,3 jusqu'au mois de juillet où la performance atteint sa valeur maximale de 6. Cette évolution s'explique principalement par l'augmentation du rayonnement solaire et la durée plus importante d'ensoleillement pendant les saisons du printemps et de l'été.

À partir du mois d'août, la courbe montre une diminution progressive de la performance finale. Les valeurs passent de 5,55 en août à 2,1 en décembre. Cette baisse est liée à la réduction de l'irradiation solaire, à la diminution de la durée du jour ainsi qu'aux conditions météorologiques moins favorables durant l'automne et l'hiver.

D'une manière générale, la courbe indique que la performance finale du système photovoltaïque est fortement influencée par les variations climatiques et saisonnières. Les meilleures performances sont obtenues durant l'été, tandis que les performances les plus faibles sont enregistrées en hiver. Cela confirme la dépendance directe de la production énergétique photovoltaïque à l'ensoleillement disponible.

III.10.2.4. Performance de référence (Yr)

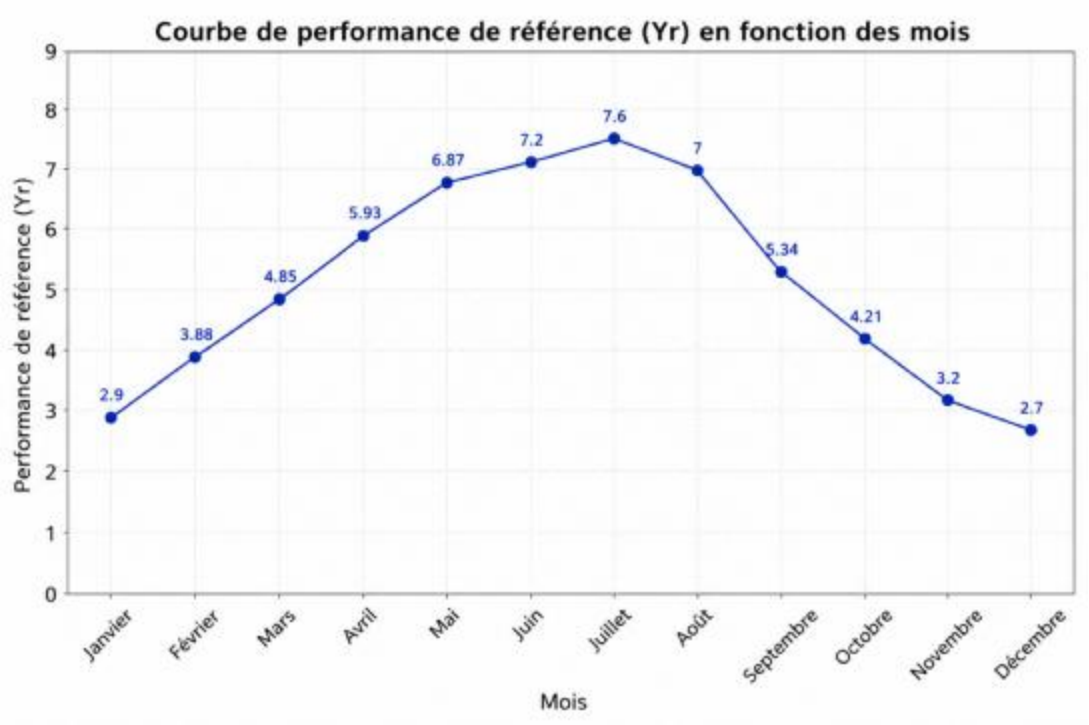


Figure III.23 : Courbe des variations de performance de référence en mois

La courbe de performance de référence (Yr) montre l'évolution mensuelle des valeurs de performance au cours de l'année. On observe une augmentation progressive de la performance à partir du mois de janvier avec une valeur de 2,9 jusqu'au mois de juillet où la valeur maximale de 7,6 est atteinte. Cette augmentation est principalement due à l'intensification du rayonnement solaire et à l'allongement de la durée d'ensoleillement pendant les saisons du printemps et de l'été, ce qui améliore la production du système photovoltaïque.

Après le mois de juillet, la courbe présente une diminution progressive. La valeur de performance descend à 7 au mois d'août puis continue à diminuer jusqu'au mois de décembre avec une valeur minimale de 2,7. Cette baisse est liée à la réduction du rayonnement solaire, à la diminution de la durée du jour ainsi qu'aux conditions climatiques défavorables pendant l'automne et l'hiver.

D'une manière générale, cette courbe montre que la performance de référence du système photovoltaïque dépend fortement de la disponibilité du rayonnement solaire au cours de l'année. Les meilleures performances sont enregistrées pendant l'été, tandis que les performances les plus faibles apparaissent pendant l'hiver.

III.10.2.5. Comparer les valeurs des performances.

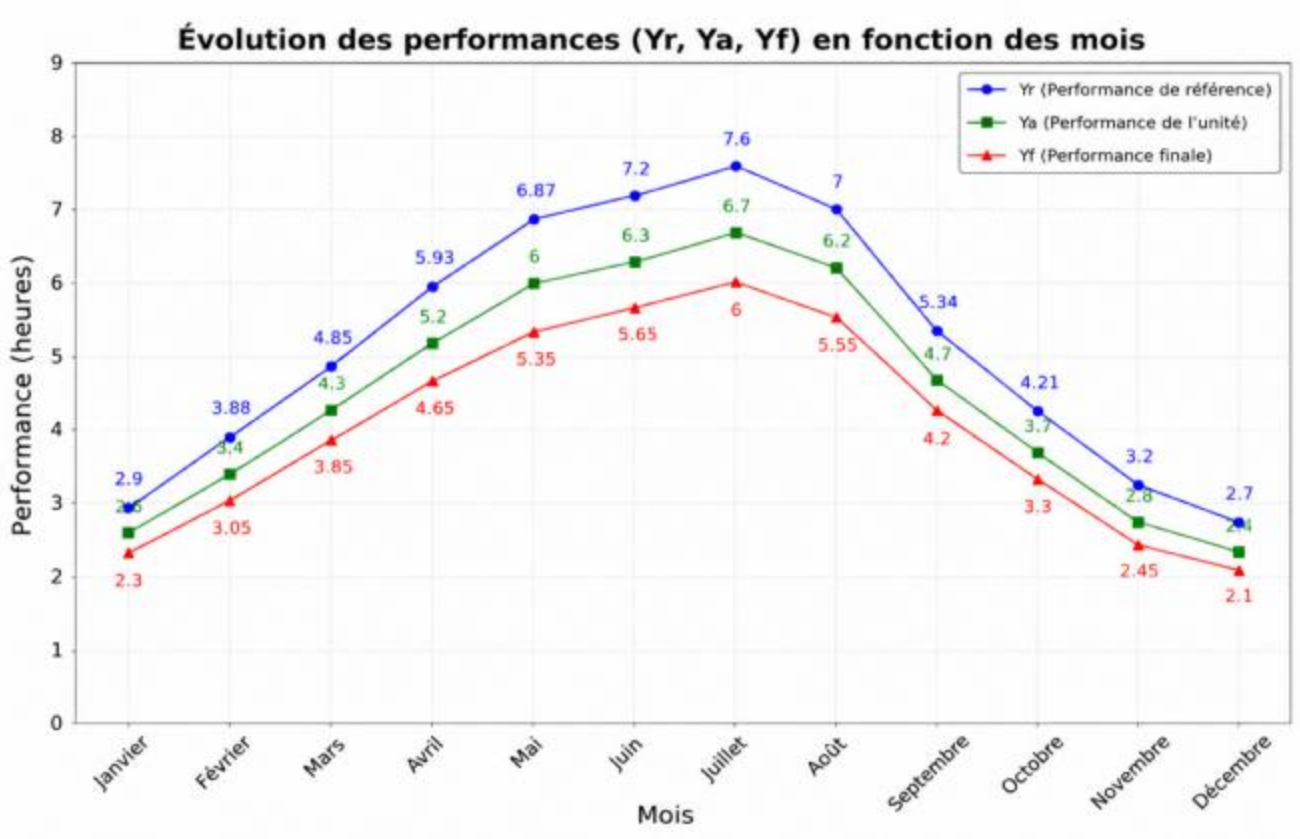


Figure III.24 : Courbe des variations de Ya, Yr , Yf en mois.

Le graphique comparatif des performances photovoltaïques montre l'évolution mensuelle des trois indicateurs principaux : la performance de référence (Yr), la performance de l'unité (Ya) et la performance finale (Yf). Les trois courbes présentent une évolution similaire au cours de l'année, avec une augmentation progressive des valeurs depuis le mois de janvier jusqu'au mois de juillet, suivie d'une diminution progressive à partir du mois d'août jusqu'au mois de décembre.

La performance de référence (Yr) enregistre les valeurs les plus élevées durant toute l'année, atteignant un maximum de 7,6 au mois de juillet. La performance de l'unité (Ya) suit la même tendance avec une valeur maximale de 6,7, tandis que la performance finale (Yf) atteint un maximum de 6 durant la même période. Cette différence entre les trois indicateurs traduit les pertes énergétiques présentes dans le système photovoltaïque, notamment les pertes thermiques, les pertes électriques et les pertes liées aux équipements de conversion.

La période estivale présente les meilleures performances grâce à l'augmentation du rayonnement solaire et de la durée d'ensoleillement. En revanche, durant les mois d'hiver, les performances diminuent considérablement en raison de la baisse de l'irradiation solaire et des conditions climatiques moins favorables.

D'une manière générale, ce graphique confirme que les performances du système photovoltaïque dépendent fortement des conditions météorologiques et saisonnières. Il met également en évidence l'existence d'un écart entre les performances théoriques et réelles, causé par les différentes pertes du système durant son fonctionnement.

III.10.2.6. Eefficacité de système (PR)

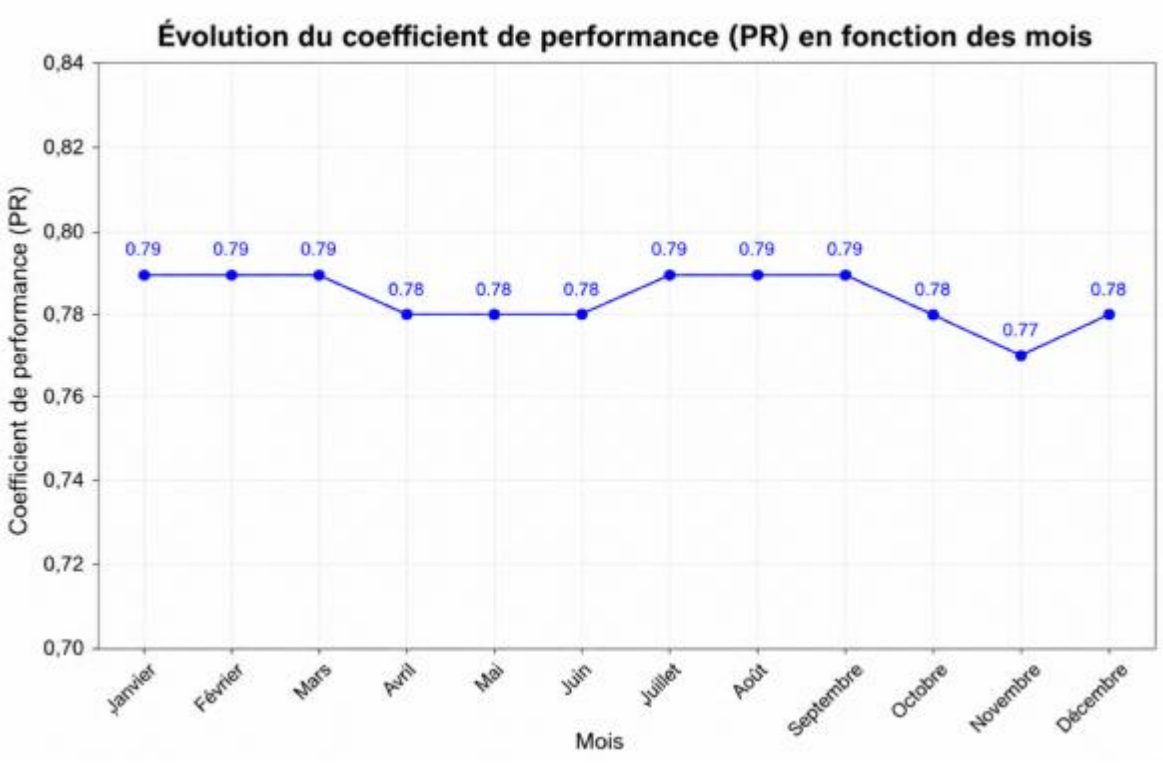


Figure III.25 : Courbe des variations des pertes énergétiques de l'unité en mois

La courbe du coefficient de performance (PR) montre une stabilité remarquable des performances du système photovoltaïque tout au long de l'année. Les valeurs du PR varient légèrement entre 0,77 et 0,79, ce qui indique un fonctionnement stable et efficace de l'installation photovoltaïque malgré les variations climatiques saisonnières.

On observe que les valeurs les plus élevées du PR, égales à 0,79, sont enregistrées durant plusieurs mois de l'année, notamment de janvier à mars ainsi qu'entre juillet et septembre.

Cela traduit une bonne qualité de conversion énergétique et des pertes relativement faibles au niveau du système.

En revanche, une légère diminution du coefficient de performance apparaît durant certains mois, avec une valeur minimale de 0,77 enregistrée en novembre. Cette baisse peut être liée à plusieurs facteurs tels que l'augmentation des pertes thermiques, les conditions météorologiques défavorables, l'ombrage partiel ou encore l'encrassement des modules photovoltaïques.

D'une manière générale, les valeurs obtenues du coefficient de performance restent proches de 0,78, ce qui est considéré comme un bon indicateur selon les normes d'évaluation des systèmes photovoltaïques. Cela confirme que l'installation fonctionne avec un rendement global satisfaisant et présent une bonne fiabilité énergétique durant toute l'année. [9]

III.11. les pertes d'énergie dans l'unité (Lc) et perte d'énergie dans le système (LS)

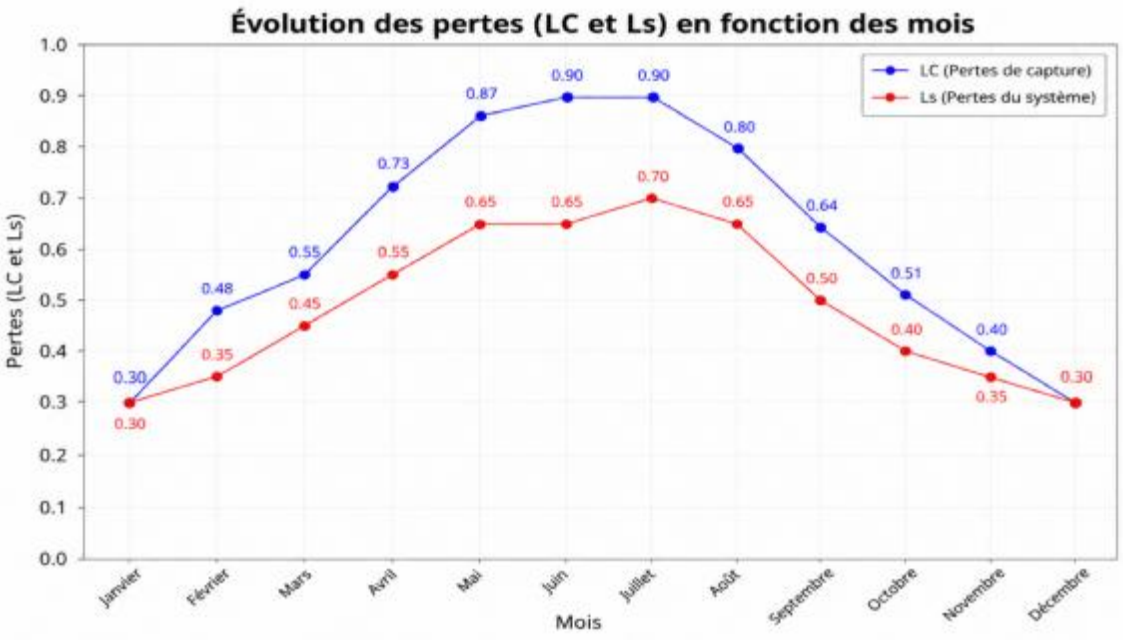


Figure III.26 : Taux de rendement du module photovoltaïque en mois.

La courbe représentant les pertes de capture (LC) et les pertes du système (Ls) montre une évolution progressive des pertes énergétiques du système photovoltaïque au cours de l'année. On remarque que les deux courbes suivent une tendance similaire, avec une augmentation des pertes depuis le mois de janvier jusqu'aux mois d'été, suivie d'une diminution progressive vers la fin de l'année.

Les pertes de capture (LC) augmentent de 0,30 en janvier jusqu'à une valeur maximale de 0,90 durant les mois de juin et juillet. Cette augmentation peut être expliquée par l'élévation de la température des modules photovoltaïques pendant l'été, ce qui provoque une diminution du rendement énergétique et une augmentation des pertes thermiques.
Les pertes du système (Ls) présentent également une hausse progressive, passant de 0,30 en janvier à une valeur maximale de 0,70 en juillet. Ces pertes sont principalement liées au fonctionnement de l'onduleur, aux pertes électriques dans les câbles ainsi qu'aux différentes inefficacités du système photovoltaïque.

À partir du mois d'août, les deux courbes commencent à diminuer progressivement jusqu'au mois de décembre, où les pertes reviennent à des valeurs relativement faibles. Cette diminution est liée à la baisse des températures et à la réduction du rayonnement solaire durant les saisons de l'automne et de l'hiver.

D'une manière générale, la courbe montre que les pertes de capture (LC) restent supérieures aux pertes du système (Ls) durant toute l'année, ce qui indique que les pertes thermiques et environnementales représentent la principale source de dégradation des performances du système photovoltaïque.

III.12. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la présentation et à l'analyse des performances de la centrale photovoltaïque d'Oued El Kebrit (Souk Ahras) à partir des données réelles d'exploitation enregistrées durant l'année 2022. Après avoir présenté les principales caractéristiques techniques de la centrale, ses équipements et son principe de fonctionnement, une analyse détaillée des paramètres météorologiques et des indicateurs de performance photovoltaïque a été réalisée.

L'étude météorologique a montré que les conditions climatiques du site présentent une forte variation saisonnière. L'irradiation solaire et la température augmentent progressivement du début de l'année jusqu'à la période estivale, atteignant leurs valeurs maximales en juillet et août, tandis qu'elles diminuent progressivement durant l'automne et l'hiver. La vitesse du vent présente une évolution inverse, avec des valeurs plus élevées durant les saisons froides et plus faibles en été. L'humidité relative suit également une variation saisonnière marquée, caractérisée par des valeurs minimales en été et maximales en hiver.

L'analyse des performances énergétiques a révélé une corrélation directe entre la production photovoltaïque et les conditions climatiques, notamment l'irradiation solaire. Les indicateurs de rendement (Yr, Ya et Yf) atteignent leurs valeurs maximales durant la période estivale grâce à l'augmentation de l'ensoleillement, tandis que les valeurs minimales sont observées durant l'hiver. Malgré ces variations saisonnières, les courbes présentent une évolution cohérente traduisant un comportement normal du système photovoltaïque.

Les résultats obtenus pour le coefficient de performance (PR) montrent une stabilité remarquable tout au long de l'année, avec des valeurs comprises entre 0,77 et 0,79. Selon les références internationales, un PR supérieur à 0,75 est généralement considéré comme satisfaisant pour une centrale photovoltaïque raccordée au réseau. Les valeurs enregistrées témoignent ainsi d'un bon niveau d'efficacité énergétique et d'une exploitation correcte de l'installation. [9],[15],[17]

L'étude des pertes énergétiques a mis en évidence que les pertes de capture (Lc) constituent la part la plus importante des pertes globales du système, principalement en raison de l'augmentation de la température des modules photovoltaïques durant les périodes de forte irradiation. Les pertes du système (Ls), liées aux équipements électriques et aux dispositifs de conversion, demeurent relativement faibles et stables, ce qui confirme la bonne qualité des composants utilisés et de leur maintenance.

Par ailleurs, l'analyse de la production et de la consommation d'énergie a montré que la centrale présente un bilan énergétique largement excédentaire durant toute l'année, garantissant une contribution importante à l'alimentation du réseau électrique national et à la valorisation du potentiel solaire de la région.

.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Ce travail de recherche s'inscrit dans le cadre de l'évaluation et de l'amélioration des performances des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique dans le contexte climatique algérien. L'étude a porté sur la centrale photovoltaïque d'Oued El Kebrit (15 MW), située dans la wilaya de Souk Ahras, en s'appuyant sur des données réelles d'exploitation et des paramètres météorologiques mesurés durant l'année 2022.

Dans un premier temps, une analyse approfondie du contexte énergétique et du potentiel solaire de l'Algérie a permis de mettre en évidence l'importance stratégique de l'énergie photovoltaïque dans la transition énergétique nationale. L'étude bibliographique a également montré que les performances des systèmes photovoltaïques sont fortement influencées par les conditions climatiques, les phénomènes de vieillissement et les pertes électriques internes. [11]

L'analyse des performances énergétiques de la centrale a révélé une forte corrélation entre la production photovoltaïque et les paramètres météorologiques, notamment l'irradiation solaire et la température. Les résultats ont montré que les indicateurs de performance de référence (Yr), de rendement du champ photovoltaïque (Ya) et de rendement final (Yf) atteignent leurs valeurs maximales durant la période estivale, caractérisée par une irradiation solaire élevée. En revanche, une diminution progressive de ces indicateurs a été observée durant les saisons automnale et hivernale sous l'effet de la baisse de l'ensoleillement.

L'étude a également montré que le coefficient de performance (PR) demeure relativement stable tout au long de l'année avec des valeurs comprises entre 0,77 et 0,79, traduisant un bon niveau de fonctionnement de la centrale malgré les variations climatiques. Les analyses réalisées ont permis d'identifier que les pertes de capture constituent la principale source de diminution des performances, principalement sous l'effet de l'augmentation de la température des modules photovoltaïques.

Principaux résultats obtenus

Les principaux résultats de cette étude peuvent être résumés comme suit :

- Confirmation du potentiel élevé de la ressource solaire dans la région de Souk Ahras pour la production photovoltaïque ;
- Mise en évidence de l'influence directe de l'irradiation solaire sur les indicateurs de performance du système ;
- Identification de la température comme principal facteur responsable de l'augmentation des pertes de capture ;
- Obtention de valeurs de PR comprises entre 0,77 et 0,79, indiquant un fonctionnement satisfaisant de la centrale ;
- Validation du modèle électrique à une diode pour l'interprétation du comportement énergétique observé ;

Perspectives et recommandations

Afin de prolonger cette recherche et d'améliorer davantage les performances des centrales photovoltaïques en Algérie, plusieurs perspectives peuvent être envisagées :

- Mettre en œuvre un système permanent de mesure de l'impédance dynamique directement sur site afin d'assurer un suivi continu de l'état des modules photovoltaïques ;
- Développer un modèle d'intelligence artificielle basé sur les réseaux ANN et LSTM pour la prévision en temps réel du coefficient de performance (PR), de la production énergétique et des pertes du système ;
- Intégrer des techniques de maintenance prédictive permettant la détection précoce des défaillances des modules, des onduleurs et des équipements de conversion ;
- Étudier l'impact du vieillissement à long terme des modules photovoltaïques exposés aux conditions climatiques algériennes ;
- Développer un jumeau numérique (Digital Twin) de la centrale afin de simuler différents scénarios d'exploitation et d'optimisation ;
- Étendre l'approche proposée à d'autres centrales photovoltaïques algériennes afin de comparer les performances selon les différentes zones climatiques ;
- Valider expérimentalement le nouvel indice proposé « Photovoltaic Impedance Health Index (PIHI) » comme indicateur de l'état de santé des générateurs photovoltaïques ;
- Intégrer des techniques avancées d'apprentissage profond et de physique informée (Physics-Informed Machine Learning) pour améliorer la précision des prédictions et la fiabilité du diagnostic.

Bibliographie

[1**]** IEA, World Energy Outlook 2025. Paris, France: International Energy Agency, 2025.
[2**]** A. M. Omer, "Energy, environment and sustainable development," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 12, no. 9, pp. 2265-2300, Dec. 2008.
[3**]** IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2020. Abu Dhabi, UAE: International Renewable Energy Agency, 2021.
[4**]** O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, et al., IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2011.
[5**]** J. Lindroos and H. Savin, "Review of light-induced degradation in crystalline silicon solar cells," Sol. Energy Mater. Sol. Cells, vol. 147, pp. 115-126, Apr. 2016.
[6**]** D. C. Jordan and S. R. Kurtz, "Photovoltaic degradation rates—An analytical review," Prog. Photovolt. Res. Appl., vol. 21, no. 1, pp. 12-29, Jan. 2013.
[7**]** E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," Sol. Energy, vol. 83, no. 5, pp. 614-624, May 2009.
[8**]** T. Sarver, A. Al-Qaraghuli, and L. L. Kazmerski, "A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 22, pp. 698-733, Jun. 2013.
[9**]** IEC 61724-1:2021, *Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2021.
[10**]** B. Marion, J. Adelstein, K. Boyle, et al., "Performance parameters for grid-connected PV systems," in Proc. 31st IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2005, pp. 1601-1606.
[11**]** A. B. Stambouli, "An overview of the renewable energy potential in Algeria," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 15, no. 9, pp. 4784-4794, Dec. 2011.
[12**]** K. Gairaa and S. Bensaoula, "Global solar radiation in Algeria: A review," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 99, pp. 338-355, Jan. 2019.
[13**]** M. A. Benbouras, "Renewable energy potential in Algeria: Challenges and perspectives," Int. J. Energy Res., vol. 45, no. 2, pp. 1500-1515, Feb. 2021.
[14**]** Z. Torki, "Effects of Temperature and Solar Radiation on Photovoltaic Modules Performances Installed in Oued Keberit Power Plant, Algeria," J. Adv. Res. Fluid Mech. Therm. Sci., vol. 112, no. 1, pp. 204-216, 2023.
[15**]** A. Bouraiou, M. N. Nacer, and A. Hamidat, "Modeling and simulation of 15MW grid-connected photovoltaic system using PVsyst software," in Proc. IEEE Int. Renew. Energy Congr. (IREC), 2017, pp. 1-6.
[16**]** L. B. Boukelia, "Investigation of the effect of climatic conditions on the performance of a grid-connected PV plant in eastern Algeria," Energy Convers. Manag., vol. 212, pp. 112-128, May 2020.
[17**]** H. Bellia and F. Moulay, "Performance Analysis of Naàma's 20 MW Grid-Connected Plant in Semi-Arid Climate in Algeria," Energies, vol. 18, no. 11, p. 2952, Jun. 2025.
[18**]** A. Fezzani, M. Guermoui, A. Kouzou, et al., "Performances analysis of three grid-tied large-scale solar PV plants in varied climatic conditions: A case study in Algeria," Sustainability, vol. 15, no. 19, p. 14282, 2023.
[19**]** M. N. Nacer, A. Bouraiou, A. Hamidat, and S. B. Kebdani, "Performance Monitoring and Evaluation of Oued El Keberit Photovoltaic Plant in Eastern Algeria," Appl. Sol. Energy, vol. 60, pp. 299–312, Jul. 2024.
[20] S. B. Beheshti and M. Ahmadi, "Degradation of photovoltaic modules: A review of mechanisms, detection techniques, and mitigation strategies," Sol. Energy, vol. 236, pp. 731-749, Apr. 2022.
[22] W. Shockley and H. J. Queisser, "Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells," J. Appl. Phys., vol. 32, no. 3, pp. 510-519, Mar. 1961.
[23] M. N. Nacer, A. Bouraiou, A. Hamidat, and S. B. Kebdani, "Performance Monitoring and Evaluation of Oued El Keberit Photovoltaic Plant in Eastern Algeria," Appl. Sol. Energy, vol. 60, pp. 299–312, Jul. 2024.
[24] Yingli Solar, "YL250P-29b Polycrystalline Module Datasheet," Yingli Green Energy Holding Co., Ltd., Datasheet, 2015.
[25] TBEA Sunoasis Co., Ltd., "TC1000KS Central Inverter Technical Specification," TBEA Co., Ltd., Tech. Rep., 2015.
[26] "Performance degradation and economic resilience of grid-connected PV systems in desert climates: A 5-year case study from the Algerian Sahara," Renew. Energy, vol. 258, 125044, Feb. 2026.
[27**]** B. Hallam, "Sustainable Photovoltaics: Optimising Material Consumption, Cost and Environmental Performance," Sol. RRL, 70397, 2026.
[28**]** H. S. Dhimish and V. Holmes, "Review on PV cell degradation and micro-crack detection techniques," IEEE Access, vol. 10, pp. 1234-1250, 2022.

[29] J. P. Painuly, "Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis," Renew. Energy, vol. 24, no. 1, pp. 73-89, Sep. 2001.
[30] S. R. Pereira and J. A. S. L. da Costa, "Renewable energy and sustainable development," in IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng., 2021, pp. 1-5.
[31] A. Jäger-Waldau, "PV status report 2022," Publications Office of the European Union, Luxembourg, Tech. Rep. JRC130722, 2022.
[32] H. Haffaf, F. Lakdja, and D. O. Abbes, "Study of electricity demand in Algeria and forecasting using ANN," in Proc. 7th Int. Renew. Energy Congr. (IREC), Hammamet, Tunisia, 2016, pp. 1-6.
[33] M. A. Green, "The path to 25% silicon solar cell efficiency: History of silicon cell evolution," Prog. Photovolt. Res. Appl., vol. 17, no. 3, pp. 183-189, Apr. 2009.
[34] M. A. Islam, M. Hasanuzzaman, and N. A. Rahim, "Comparative investigation of the performance of monocrystalline and polycrystalline photovoltaic modules in tropical climate," IEEE J. Photovolt., vol. 11, no. 3, pp. 789-796, May 2021.
[35] A. Alami Merrouni, A. Mezrhab, and A. Ghennioui, "Performance evaluation of monocrystalline and polycrystalline PV modules in semi-arid climate in eastern Morocco," Energy Proc., vol. 157, pp. 1485-1495, 2019.
[36] H. A. Kazem, M. T. Chaichan, and A. H. Al-Waeli, "Evaluation of dust elements on PV performance in harsh environment," Int. J. Energy Res., vol. 44, no. 8, pp. 6655-6671, Jun. 2020.
[37] T. D. Lee and A. Ebong, "A review of thin film solar cell technologies and challenges," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 70, pp. 1286-1297, Apr. 2017.
[38] P. R. Mishra and V. V. S. J. Krishna, "Detection of hot spots in photovoltaic modules using infrared thermography," in IEEE Int. Conf. Power Electron. Smart Grid Renew. Energy, 2020, pp. 1-4.
[39] P. Hacke et al., "A status review of photovoltaic power conversion equipment reliability, safety, and quality assurance protocols," Prog. Photovolt. Res. Appl., vol. 27, no. 10, pp. 895-912, Oct. 2019.
[40] R. Meier et al., "UV degradation of encapsulants and its effect on PV module performance," IEEE J. Photovolt., vol. 9, no. 2, pp. 479-485, Mar. 2019.
[41] M. J. Adinoyi and S. A. M. Said, "Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules," Renew. Energy, vol. 60, pp. 633-636, Dec. 2013.
[42] V. Naumann, C. Hagendorf, and M. Werner, "Potential-induced degradation (PID) in crystalline silicon PV modules," IEEE J. Photovolt., vol. 8, no. 3, pp. 740-746, May 2018.
[43] J. Nelson, The Physics of Solar Cells. London, U.K.: Imperial College Press, 2003.
[44] M. Köntges, S. Kurtz, and U. Jahn, Review of Failures of Photovoltaic Modules. St. Ursen, Switzerland: IEA PVPS, 2014.
[45] A. B. Stambouli, "Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 15, no. 2, pp. 1169-1181, Feb. 2011.
[46] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations," Renew. Energy, vol. 34, no. 1, pp. 23-29, Jan. 2009.
[47] J. K. Kaldellis and A. Kokala, "Quantifying the decrease of the photovoltaic panels' energy yield due to phenomena of natural air pollution disposal," Energy, vol. 35, no. 12, pp. 4862-4869, Dec. 2010.
[48] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "Improved MPPT method for photovoltaic systems under partially shaded conditions," in Proc. IEEE Int. Symp. Ind. Electron. (ISIE), 2008, pp. 1-6.
[49] K. Ishikawa, H. Okumura, and K. Nishimura, "Current-voltage characteristics of novel PV devices under various irradiance and temperature conditions," in Proc. IEEE 39th Photovolt. Spec. Conf. (PVSC), Tampa, FL, USA, 2013, pp. 1-5.
[50] M. Benavides, R. Ruther, and A. B. Stambouli, "Performance analysis of grid-connected photovoltaic systems in semi-arid climates," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 150, pp. 111-128, Oct. 2021.
[51] T. Huld, R. Müller, and A. Gambardella, "A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa," Sol. Energy, vol. 86, no. 6, pp. 1803-1815, Jun. 2012.
[52] R. G. Ross Jr. and A. R. Hoffman, "Photovoltaic module reliability and qualification testing," IEEE Trans. Rel., vol. R-31, no. 4, pp. 324-330, Oct. 1982.
[53] S. Ghosh, J. N. Roy, and C. Chakraborty, "A model to determine soiling, shading and thermal losses from PV yield data," Sol. Energy, vol. 253, pp. 1-15, Mar. 2023.
[54] S. R. Kurtz, J. M. Granata, and M. Quintana, "Temperature-dependent degradation of photovoltaic modules," Prog. Photovolt. Res. Appl., vol. 19, no. 8, pp. 954-965, Dec. 2011.
[55] M. A. G. de Brito, L. Galotto, L. P. Sampaio, G. de A. e Melo, and C. A. Canesin, "Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 60, no. 3, pp. 1156-1167, Mar. 2013.

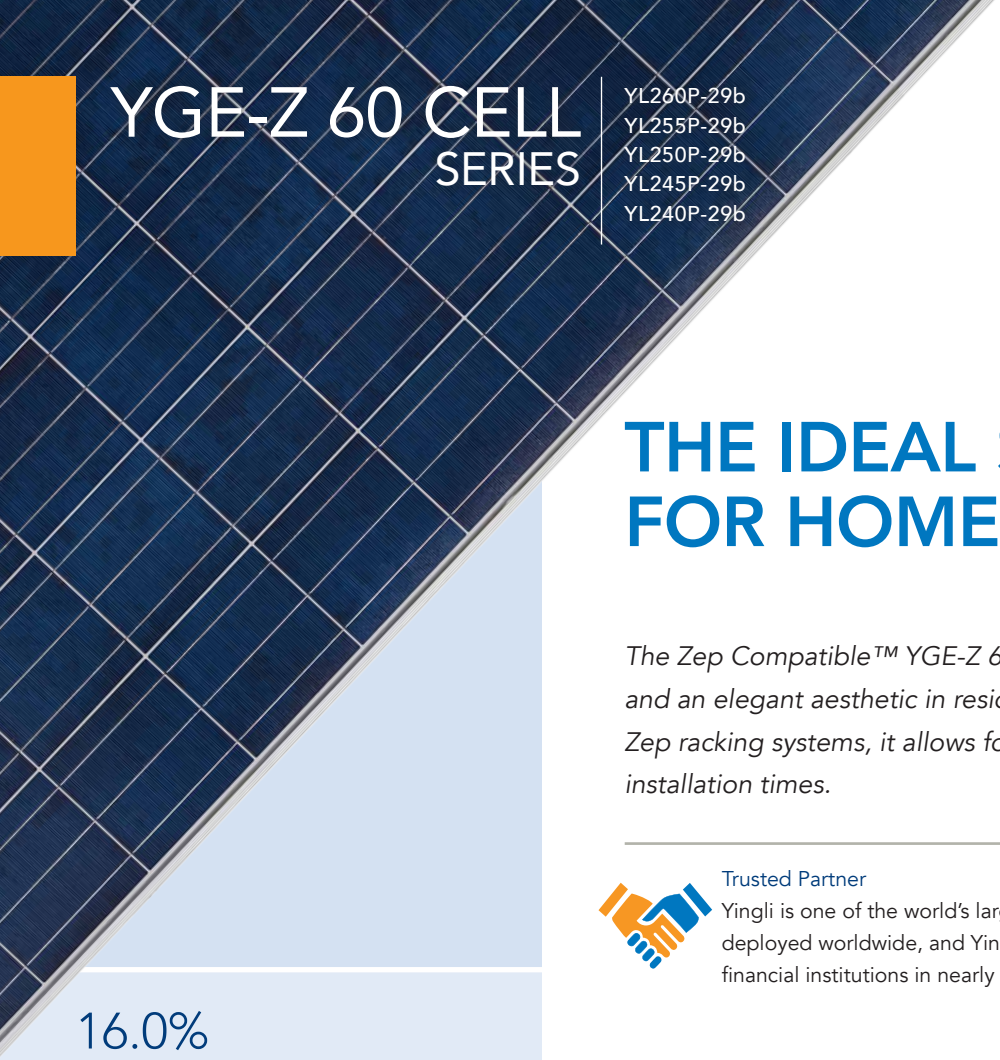
[56] E. Kymakis, S. Kalykakis, and T. M. Papazoglou, "Performance analysis of a grid-connected photovoltaic park in Crete," Energy Convers. Manag., vol. 50, no. 3, pp. 433-438, Mar. 2009.
[57] M. R. Elkadeem, S. Wang, A. M. Atallah, and S. W. Sharshir, "Performance analysis of grid-connected solar PV plant in arid climate: A case study in Sudan," Energy Rep., vol. 7, pp. 1-15, Nov. 2021.
[58] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system in Hong Kong," Appl. Energy, vol. 112, pp. 1047-1055, Dec. 2013.
[59] M. C. Alonso-García, J. M. Ruiz, and F. Chenlo, "Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module," Sol. Energy Mater. Sol. Cells, vol. 90, no. 3, pp. 329-340, Feb. 2006.
[60] B. Marion and J. Adelstein, "PV performance comparison using different evaluation methodologies," in Proc. 31st IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2005, pp. 1-6.
[61] B. Z. Sandrolini and M. R. A. P. de Oliveira, "Performance ratio analysis of grid-connected PV systems," IEEE J. Photovolt., vol. 11, no. 4, pp. 1023-1030, Jul. 2021.
[62] J. D. Mondol, Y. G. Yohanis, and B. Norton, "Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system in Northern Ireland," Appl. Energy, vol. 83, no. 8, pp. 829-847, Aug. 2006.
[63] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," Sol. Energy, vol. 80, no. 1, pp. 78-88, Jan. 2006.
[64] M. R. Maghami, H. Hizam, C. Gomes, M. A. Radzi, M. I. Rezadad, and S. Hajighorbani, "Power loss due to soiling on solar panel: A review," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 59, pp. 1307-1316, Jun. 2016.
[65] J. B. A. Faine, S. R. Kurtz, and J. M. Olson, "Analysis of the performance of a 1.1 MWp grid-connected PV plant in Ghardaïa, Algeria," Sol. Energy, vol. 112, pp. 1-12, Feb. 2015.
[66] SKTM (Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida SPA), "Oued El Kebrit PV Plant Technical Documentation," Internal Report, 2016.
[67] IEC 60076-1:2011, *Power transformers - Part 1: General*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2011.
[68] IEC 62271-1:2017, *High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2017.
[69] A. Bouraiou et al., "A detailed model and control strategy for a three-phase grid-connected PV system: a case study of Oued El Kebrit 15 MWp PV plant," Electr. Eng., pp. 1-20, 2024.
[70] A. Bouraiou et al., "Performance analysis of a grid connected micromorphous silicon PV pilot plant after eight months monitoring," in Proc. IEEE Int. Renew. Energy Congr. (IREC), 2015, pp. 1-6.
[71] E. Nurdiana, "Performance analysis of 10.6 kWp photovoltaic rooftop system," M.S. thesis, Universitas Indonesia, 2021.
[72] A. Bouraiou et al., "Seasonal Performance Comparison of Four Electrical Models of Monocrystalline PV Module Operating in a Harsh Environment," IEEE J. Photovolt., vol. 9, no. 4, pp. 1057-1063, Jul. 2019.
[73] S. Silvestre and A. Chouder, "Monitoring and fault diagnosis of photovoltaic systems," in Proc. IEEE Int. Conf. Clean Electr. Power, 2009, pp. 1-6.
[74] A. Tomar et al., "Enhancing PV power forecasting through feature selection and artificial neural networks: a case study," Sci. Rep., vol. 15, p. 22574, 2025.
[75] A. Bouraiou et al., "Hybrid deep learning CNN-LSTM model for forecasting direct normal irradiance," Sci. Rep., vol. 15, p. 15404, 2025.
[76] A. Tomar et al., "Multi-objective optimization of photovoltaic greenhouses with modelling and field validation," Sol. Energy, 2025.

Annexe

YGE-Z 60 CELL SERIES

YL260P-29b
YL255P-29b
YL250P-29b
YL245P-29b
YL240P-29b

YINGLI SOLAR



16.0%
MAXIMUM EFFICIENCY

25 YEAR
LINEAR POWER WARRANTY

0-3%
POWER TOLERANCE

THE IDEAL SOLUTION FOR HOMEOWNERS

The Zep Compatible™ YGE-Z 60 Cell Series delivers superior performance and an elegant aesthetic in residential applications. When mounted with Zep racking systems, it allows for lower balance of system costs and reduced installation times.

Trusted Partner

Yingli is one of the world's largest solar module manufacturers with over 10 GW deployed worldwide, and Yingli modules are trusted by leading energy providers and financial institutions in nearly 100,000 projects in the Americas.

More Energy per Watt

Yingli modules deliver superior power output in a variety of temperature and irradiance conditions, and self-cleaning anti-reflective coated glass reduces soiling to help maximize power output. Performance is backed by our 25-year linear warranty.

Designed to Outlast

Tested to the industry's most rigorous durability standards, Yingli modules are PID-resistant in conformance with IEC 62804. To ensure reliable performance, Yingli uses quality components such as DuPont™ Tedlar® PVF film-based backsheets.

Best-In-Class Technical Support

Yingli's locally-based engineering team is trained in system design and operations to provide field-support and value-added after sales services, including commissioning and field-testing support. Our PV Testing Lab in California provides a resource for evaluating technical inquiries.

Warranty Information

Ten-year limited product warranty. Industry leading 25-year performance warranty adds value by guaranteeing power output on an annual basis, in compliance with our warranty terms and conditions.

Performance Modeling

For those interested in obtaining module performance modeling files for system energy yield simulation, please contact Yingli at simulation@yingliamericas.com.

Qualifications & Certificates

UL 1703 and UL 1703, CEC, FSEC, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA8000

c UL us LISTED (PHOTOVOLTAIC MODULE) 44DD

TÜVRheinland CERTIFIED
Management System
ISO 9001:2008
ISO 14001:2004
OHSAS 18001:2007
www.tuv.com ID 9105046461

ZEP COMPATIBLE

YINGLISOLAR.COM

YGE-Z 60 CELL SERIES

Powered by YINGLI

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)							
Panel type			YL260P-29b	YL255P-29b	YL250P-29b	YL245P-29b	YL240P-29b
Power output	P_{max}	W	260	255	250	245	240
Power output tolerances	ΔP_{max}	%	0 / +3				
Panel efficiency	η_m	%	15.9	15.6	15.3	15.0	14.7
Voltage at P_{max}	V_{mpp}	V	30.3	30.0	29.8	29.6	29.3
Current at P_{max}	I_{mpp}	A	8.59	8.49	8.39	8.28	8.18
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	37.7	37.7	37.6	37.5	37.5
Short-circuit current	I_{sc}	A	9.09	9.01	8.92	8.83	8.75

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM 1.5G spectrum according to EN 60904-3.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)							
Power output	P_{max}	W	189.7	186.0	182.4	178.7	175.1
Voltage at P_{max}	V_{mpp}	V	27.6	27.4	27.2	27	26.8
Current at P_{max}	I_{mpp}	A	6.87	6.79	6.71	6.62	6.54
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	34.8	34.8	34.7	34.6	34.6
Short-circuit current	I_{sc}	A	7.35	7.28	7.21	7.14	7.07

NOCT: open-circuit panel operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	UL 1000VDC
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40 to 185°F (-40 to 85°C)
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

THERMAL CHARACTERISTICS

Temperature coefficient of P_{max}	%/°C	-0.43
Temperature coefficient of V_{oc}	%/°C	-0.32
Temperature coefficient of I_{sc}	%/°C	0.04
Temperature coefficient of V_{mpp}	%/°C	-0.42

CONSTRUCTION MATERIALS

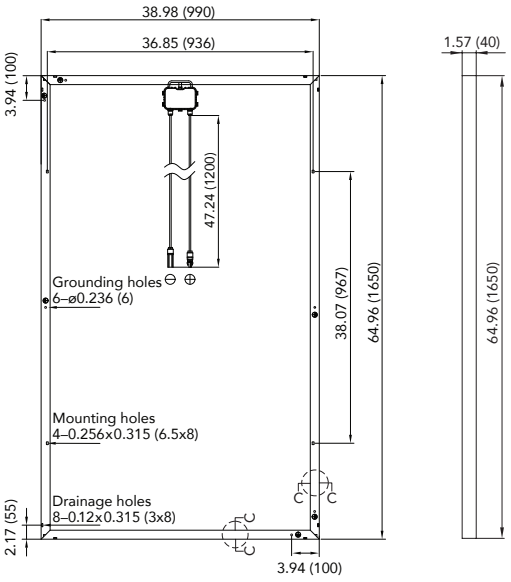
Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions)	60 / multicrystalline silicon / 156mm x 156mm
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Backsheet (material / color)	fluoropolymer-based with EVA primer / white or black
Frame (material / color)	anodized aluminum / black
Junction box (ingress protection rating)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1200mm / 4mm²
Connector (type / ingress protection rating)	Amphenol H4 / IP68

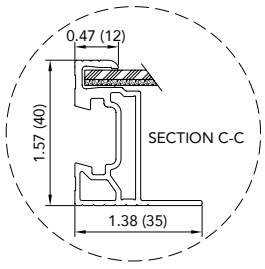
GENERAL CHARACTERISTICS

Module dimensions (L / W / H)	64.96in (1650mm) / 38.98in (990mm) / 1.57in (40mm)
Module weight	43.4lbs (19.7kg)
Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions (L / W / H)	67.32in (1710mm) / 45.67in (1160mm) / 46.38in (1178mm)
Packaging box weight	1202lbs (545kg)
Fire classification type	Type 1 and Type 2

Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli modules.

Units: inch (mm)



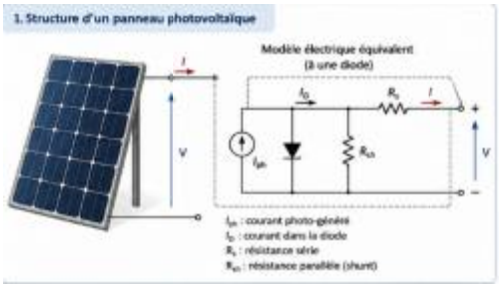


Yingli Green Energy Americas, Inc.
info@yingliamericas.com
Tel: +1 (888) 686-8820

YINGLISOLAR.COM | NYSE:YGE

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | YGEZ60CellSeries2015_EN_201511_V01

DuPont™ and Tedlar® are registered trademarks of E.I. du Pont de Nemours and Company or its affiliates.
The specifications in this datasheet are not guaranteed and are subject to change without prior notice.



3. Calcul de l'impédance photovoltaïque

L'impédance statique peut être déterminée par :

$$Z = \frac{V}{I}$$

Cependant, pour l'analyse réelle des panneaux photovoltaïques, on utilise souvent l'impédance dynamique :

$$Z_d = \frac{dV}{dI}$$

Cette grandeur représente la pente locale de la caractéristique courant-tension (I-V) et permet d'identifier précisément le comportement électrique du module autour du point de fonctionnement.

1. Introduction

L'impédance d'un panneau photovoltaïque représente l'opposition qu'il présente au passage du courant électrique. Elle constitue un paramètre essentiel pour comprendre le comportement électrique du générateur photovoltaïque, optimiser le transfert de puissance et analyser les pertes internes du système.

Contrairement à une résistance classique, l'impédance d'un module photovoltaïque est **non linéaire** et dépend principalement :

- de l'irradiation solaire G,
- de la température de cellule T,
- de la fréquence du signal d'analyse,
- du point de fonctionnement du panneau.

L'étude de l'impédance permet ainsi d'établir un lien direct entre les performances énergétiques observées sur le terrain et les caractéristiques électriques internes du module photovoltaïque.

2. Modèle électrique équivalent du panneau photovoltaïque

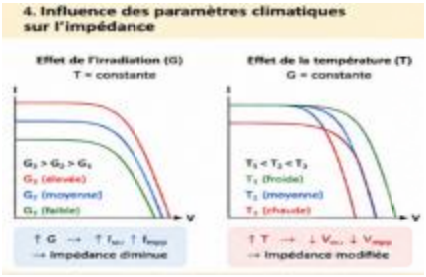
Le modèle à une diode est le plus utilisé pour représenter un panneau photovoltaïque.

$$I = I_{ph} - I_0\left(e^{\frac{V+IR_s}{nVt}} - 1\right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}}$$

où :

- *Iph : courant photo-généré ;*
- *I0 : courant de saturation de la diode ;*
- *Rs : résistance série ;*
- *Rsh : résistance parallèle (shunt) ;*
- *Vt : tension thermique.*

Les paramètres Rsh déterminent fortement l'impédance globale du panneau. Une augmentation de Rs provoque une diminution de la puissance maximale, tandis qu'une faible valeur de Rsh augmente les courants de fuite et réduit le rendement.



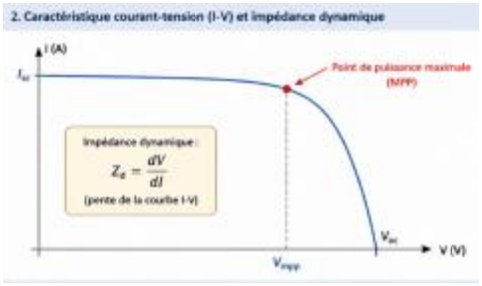
5. Spectroscopie d'impédance (Impedance Spectroscopy)

La spectroscopie d'impédance (IS) est aujourd'hui l'une des méthodes les plus utilisées pour caractériser les cellules et modules photovoltaïques.

Elle consiste à injecter un faible signal alternatif sur le panneau et à mesurer sa réponse sur une large gamme de fréquences.

Cette technique permet de déterminer :

- la résistance série Rs ;
- la résistance parallèle Rsh ;
- les capacités parasites ;
- les phénomènes de recombinaison ;
- le vieillissement et la dégradation des modules.



4. Influence des paramètres climatiques

Effet de l'irradiation

Lorsque l'irradiation solaire augmente :

- le courant de court-circuit augmente ;
- la puissance maximale augmente ;
- l'impédance du panneau diminue généralement.

Effet de la température

L'augmentation de la température :

- réduit la tension de sortie ;
- déplace le point de puissance maximale ;
- modifie les résistances internes du module.

Ces variations expliquent les changements saisonniers observés dans les indicateurs de performance Yr, Ya, Yf et PR étudiés précédemment.

Study and analysis of the performance and degradation of photovoltaic systems using performance indicators for solar panels exposed to outdoor weather conditions at a 15-MW photovoltaic plant.



Dounia HADJAB
University of Msila
Department of Physics
Energy Physics and Renewable Energy

Abstract

This study relies on measured operational data from a 15 MW photovoltaic (PV) power plant over a complete year (2022), after nearly six years of outdoor exposure under the climatic conditions of Souk Ahras, eastern Algeria. The objective is to evaluate the long-term performance of the PV system through a detailed analysis of key performance indicators, including reference yield (Yr), array yield (Ya), final yield (Yf), system losses, and performance ratio (PR), based on real on-site measurements. This approach enables a direct comparison between the actual operational behavior of the system and standard reference performance values. The obtained results show that the annual average values of Yr, Ya, and Yf are approximately 5.14 h, 4.53 h, and 4.04 h, respectively. The corresponding average performance ratio (PR) is about 0.78, indicating a stable and efficient system operation under real environmental conditions. The observed difference between reference yield and final yield reflects the overall system losses, which remain relatively consistent throughout the year, mainly due to temperature effects, conversion losses in inverters, and electrical losses in cables.

Seasonal analysis reveals that higher performance is generally achieved during winter periods, mainly due to lower module operating temperatures, which enhance conversion efficiency despite moderate solar irradiation levels. In contrast, although summer months exhibit higher solar irradiation and longer sunshine duration, the system experiences reduced efficiency due to elevated module temperatures, which negatively affect photovoltaic conversion efficiency.

Overall, the results confirm that the PV system operates with a stable and reliable performance ratio close to 0.78, which is consistent with internationally reported values for well-performing grid-connected PV systems under real operating conditions. This confirms the technical reliability of the system and its suitability for long-term operation in semi-arid climatic regions such as eastern Algeria

Introduction

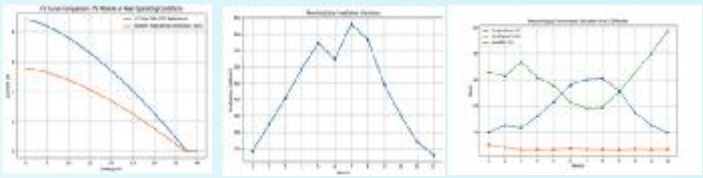
Solar *photovoltaic energy is one of the most important sources of renewable energy, and it is becoming increasingly widespread worldwide due to its sustainability and low carbon emissions. The efficiency of solar cell systems depends on their ability to effectively convert solar radiation into electrical energy; however, this efficiency does not remain constant over time but is affected by various factors that lead to performance degradation. The degradation of solar panels is an inevitable phenomenon resulting from environmental and operational factors such as •:High temperatures •Dust accumulation •Ultraviolet radiation •Electrical and mechanical stresses .Therefore, it has become necessary to periodically evaluate the performance of photovoltaic systems using standard metrics, such as •: Performance Ratio (PR • (Energy Yield (Ya, Yr, Yf • (System Efficiency (η). These indicators are used to determine the extent to which actual performance deviates from theoretical performance, thereby identifying the rate of degradation and analyzing its causes. Mathematical models, such as the Single Diode Model, are also essential tools for understanding the electrical behavior of solar cells and linking physical changes to performance degradation.More studies have focused on analyzing the performance and degradation of photovoltaic systems using performance indicators and electrical models Diode Models and Performance Analysism ,Studies indicate that the Single Diode Model is the most widely used model for representing a solar cell, consisting of a photovoltaic current source and a diode with series and shunt resistors, and is used to describe the relationship between current and voltage with good accuracy. Other research has also shown that this model allows for the analysis of I–V and P–V curves and, consequently, the evaluation of panel performance under various operating conditions. Many studies have relied on • Performance Ratio (PR) as a key indicator for evaluating system quality •Yf, Yr, and Ya for analyzing productivity and sources of loss These coefficients have proven effective in Detecting early degradation and Assessing the impact of environmental factors and Comparing the performance of different systems .* ***Kwansa and Adaramola*** *present the results of field studies on the performance degradation of 22 monocrystalline silicon modules that had been installed for 16 years in three communities in northern Ghana. The results showed that the maximum power of the modules (Pmax) initially decreased by 18.2%, then decreased further to reach 38.8% (average: 24.6%), which translates to an annual linear degradation rate of 1.54%. Energy losses from the photovoltaic modules are dominated by short-circuit current (Isc) and fill factor (FF) losses, which amount to 0.75% per year and 0.54% per year, respectively (average values). Discoloration of the encapsulant and degradation of the junction box adhesive were the most common visually observable defects in the photovoltaic modules.* ***Studies conducted by Professors Torki, Ben Hamida, Haddad, Nahwi, and Choudar have shown*** *The annual average values for the Yr, Yf, and PR coefficients are 1.06375125 MWh, 4.08 h, 4.25 h, 1.06, 16.40%, and 60.28%, respectively. High efficiency was also observed for the solar photovoltaic system during the winter season.. For his master's thesis in the Physics Department at the University of M'Sila, student* ***Sami Naidji*** *conducted a 10-month study to examine the degradation of solar panel performance, finding a rate of up to 0.8% However, according to scientific standards, this is considered insufficient. In this context, we relied on a three-year database in this study to analyze the performance and degradation of photovoltaic systems using performance .indicators.*

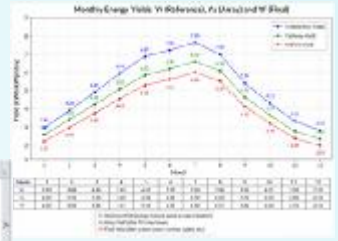
Location and Technical Information about the Plant

The plant is located 5 km from the municipality of Wadi al-Kebrit and 70 km from the city of Souk Ahras. It covers an area of 30 hectares and generates an average of over 70 MWh of electricity per day, with a capacity of 15 MW. It contains more than 60,000 solar panels distributed across 1,365 arrays, 510 junction boxes across three levels, 30 inverters, and 15 transformers. It is connected to the 30-kilovolt medium-voltage transmission grid via a substation. Capacity: 15 MWOutput: 10 MWh/dayArea: 30 hectaresProject Start: 2014Start of Production: 2016Total Cost: Approximately 1 billion DZD ($30 million)

Model Number	YL250P-29b
STC Rating	250.0
PTC Rating	226.2
Open Circuit Voltage (Voc)	38.4
Short Circuit Current (Isc)	8.79
Frame Color	Silver
Origin	China
Power Tolerance (Watts)	-5/+5
Module Efficiency	15.3%
Area (ft²)	13.2
Weight (lbs)	42.1
Length (in)	64.96
Width (in)	38.98
Height (in)	1.57

Results

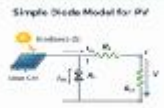






Methodology







The method for evaluating the performance of photovoltaic modules is based on a set of standardized indicators used in the photovoltaic industry to analyze actual power output and compare it to ideal conditions. Here is a clear and structured overview

1. Standard Test Conditions (STC(

Performance is first defined under standard test conditions (STC)

•Irradiance: 1000 W/m² Cell temperature: 25°C Spectrum: AM 1.5

•It is under these conditions that we define: Nominale power Prate

2. Performance indicators

2.1. Module efficiency (η)

This is the module's ability to convert solar energy into electricity: $\eta = P_{out}/G \times A$

•Pout : power output (W) ***G*** : irradiance (W/m²) ***A*** : module area (m² (

2.2 Energy yield

a) Reference yield (Yr) *represents the number of equivalent solar hours* : ***Yr=H/ Gref***

*•**H**: total irradiation (kWh/m²)* *•**G**ref= 1 kW/m²*

b) Final yield (Yf) Actual system production : $Y_f = E_{AC} / P_{rated}$

•E_{AC}: energy produced (kWh) *•P_{rated}: installed power (kW)*

c) Array yield (Ya) DC-side production (before the inverter) : $Ya = E_{DC}/P_{rated}$

3. Performance Ratio (PR) PR=Yf/Yr

Most important indicator : ***PR*** *≈ 0.75 → good system* ***PR*** *< 0.6 → significant losses*

To represent the curve of the performance ratio (PR) over time (days, months, or years), we typically use a simple equation that illustrates gradual deterioration:PR(t) = PR0 × (1 − d·t) :

• PR(t): Performance ratio at time t • PR0: Initial performance coefficient (e.g., 0.8) • d: Annual degradation rate (%/year) • t: Time (in years) .It takes into account: thermal losses / electrical losses / soiling (dust, very important in Algeria) / inverter losses

4 . Loss Analysis

We can break it down as follows :Lc=Yr−Ya Capture losses :Ls=Ya−Yf

5. Practical Evaluation Methods Experimental Method

o Actual measurements: Irradiance (pyranometer)/Temperature/Current/Voltage

o Plotting curves: I–V / P–V

Analytical Method

o Use of mathematical models: single-diode model/two-diode model

6. Factors affecting performance

•High temperature / Soiling (dust) / Partial shading /Module aging / Inverter quality

7. Standards used: IEC 61215 (module quality) / IEC 61724 (PV system performance.

Conclusion

This presentation focuses on one of Algeria's largest solar photovoltaic power plants, "Oued Kabrit," to evaluate the performance of the solar photovoltaic systems that make up the plant based on actual measured data, and to demonstrate the alignment between the reference values specified by manufacturers and the actual measurements. Analysis of the actual data highlights the following conclusions:

The temperature *peaking at about 30.4 °C (month 8) then decreasing to ~9.8 °C (month 12), wind speed remaining relatively stable around 3.1–3.6 m/s, and humidity increasing steadily from about 19% (month 7–8) to nearly 48.5% (month 12).* ***he irradiation*** *a strong seasonal cycle, increasing from ~241.7 kWh/m² (January) to a peak of ~630.7 kWh/m² (July), then decreasing to about ~230 kWh/m² (December), confirming maximum solar potential in summer and minimum in winter.*

An analysis *of the results related to the energy performance indicators of the studied photovoltaic system—namely, the reference yield (Yr), the actual yield (Ya), and the final yield (Yf), as well as the performance ratio (PR)—stable operational behavior with clear physical significance throughout the year.The recorded values show that the reference yield (Yr) varies in a regular seasonal pattern, ranging from low values during the winter (2.90 kWh/kWp/day) to maximum values during the summer (reaching 7.60 kWh/kWp/day). This variation reflects the natural variation in solar radiation incident on the surface of the photovoltaic array, which is consistent with the climatic characteristics of the study site.It is also evident that both the actual yield (Ya) and the final yield (Yf) follow the same general trend as Yr, with slight decreases resulting from system losses, which include conversion losses within the inverter, wiring losses, and the effect of cell temperature. It is noted that the difference between Ya and Yf remains relatively constant, indicating the stability of the system's internal losses during the study period.On the other hand, the performance ratio (PR) shows clear stability throughout the year, with values ranging between 0.77 and 0.79. This stability is an important indicator of the system's operational performance quality, as it reflects the relative independence of the performance ratio from seasonal variations in solar radiation. According to international reference standards (IEC 61724-1), PR values within this range are classified as good performance for photovoltaic systems operating under real-world conditions, where typical values for operational systems range between 0.75 and 0.85.*

Follow-up study

Utilisation de systèmes intelligents (tels que le projet Arduino) pour surveiller (en temps réel) et évaluer les performances des installations solaires, en s'appuyant sur :• des capteurs de courant/tension• un capteur de rayonnement• la collecte et le traitement des données• le calcul automatique des paramètres PR, Ya et Yf

Framing:Dr . Z.TORKI

ملخص

تتناول هذه الدراسة تقييم أداء نظام كهروضوئي متصل بالشبكة في الظروف المناخية لشرق الجزائر. في البداية، يعرض البحث دور الطاقات المتجددة في التنمية المستدامة، فضلاً عن الإمكانات الشمسية الهائلة التي تتمتع بها الجزائر. ثم يتم تحليل المؤشرات الرئيسية لتقييم الأداء الكهروضوئي، ولا سيما العائدات الطاقية، وفقدان النظام، ومعامل الأداء (PR)، من أجل تحديد خصائص التشغيل الفعلي للمنشأة. وأخيراً، أُجريت دراسة تجريبية على محطة أويد الكبريت الكهروضوئية (سوق أهراس) استناداً إلى بيانات التشغيل الفعلية والمعلمات الجوية. تُظهر النتائج التي تم الحصول عليها تأثيرًا قويًا للإشعاع الشمسي ودرجة الحرارة على إنتاج الطاقة، في حين يظل معامل الأداء مرضيًا بشكل عام. تسلط هذه الدراسة الضوء على أهمية متابعة الأداء من أجل تحسين استغلال المحطات الكهروضوئية وزيادة كفاءتها في سياق الجزائر.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الكهروضوئية، الأداء الطاقي، معامل الأداء(PR) ، الإشعاع الشمسي، التدهور، محطة وادي الكبريت الكهروضوئية، الجزائر.

Résume

Cette étude porte sur l'évaluation des performances d'un système photovoltaïque raccordé au réseau dans les conditions climatiques de l'est algérien. Dans un premier temps, le travail présente le rôle des énergies renouvelables dans le développement durable ainsi que le potentiel solaire considérable dont dispose l'Algérie. Ensuite, les principaux indicateurs d'évaluation des performances photovoltaïques, notamment les rendements énergétiques, les pertes du système et le coefficient de performance (PR), sont analysés afin de caractériser le fonctionnement réel de l'installation. Enfin, une étude expérimentale a été réalisée sur la centrale photovoltaïque d'Oued El Kebrit (Souk Ahras) à partir de données d'exploitation réelles et de paramètres météorologiques. Les résultats obtenus montrent une forte influence de l'irradiation solaire et de la température sur la production énergétique, tandis que le coefficient de performance demeure globalement satisfaisant. Cette étude met en évidence l'importance du suivi des performances pour optimiser l'exploitation des centrales photovoltaïques et améliorer leur efficacité énergétique dans le contexte algérien.

Mots-clés : Énergie photovoltaïque, performances énergétiques, coefficient de performance (PR), irradiation solaire, dégradation, centrale photovoltaïque d'Oued El Kebrit, Algérie.

Abstract

This study focuses on evaluating the performance of a grid-connected photovoltaic system under the climatic conditions of eastern Algeria. First, the study outlines the role of renewable energy in sustainable development, as well as Algeria's considerable solar potential. Next, the main indicators for evaluating photovoltaic performance—including energy yields, system losses, and the performance coefficient (PR)—are analyzed to characterize the actual operation of the installation. Finally, an experimental study was conducted on the Oued El Kebrit photovoltaic power plant (Souk Ahras) using actual operational data and meteorological parameters. The results obtained show a strong influence of solar irradiance and temperature on energy production, while the performance coefficient remains generally satisfactory. This study highlights the importance of performance monitoring to optimize the operation of photovoltaic power plants and improve their energy efficiency in the Algerian context.

Keywords: Photovoltaic energy, energy performance, performance ratio (PR), solar radiation, degradation, Oued El Kebrit photovoltaic power plant, Algeria.