



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

République Algérienne Démocratique et Populaire

جامعة غرداية

Université de Ghardaïa

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et Technologies

قسم الآلية والكهروميكانيك

Département Automatiques et Electromécaniques

Mémoire de Fin d'Etude, en vue de l'obtention du Diplôme

Registration No

...../...../.....

Licence professionnelle

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Energies Renouvelables

Spécialité : Energies Renouvelables et Environnement

Titre

Identification des Sites Propices aux Installations Solaires

Photovoltaïques

Présenté par :

TLIBA Abdenmour

SEDDI Racha Douaa

Soutenue publiquement le : 13/06/2026

Composition de Jury :

BEN BAHA Issam

MCB

Univ. Ghardaïa

Président

BOUCHAKOUR Abdelhak

DR

URAER

Examineur

ZAIANI Mohamed

MRA

URAER

Encadreur

Année académique : 2025 / 2026

Remerciement

Avant tout, nous rendons grâce à Dieu Tout-Puissant qui nous a accordé la force, la patience et le courage pour mener à bien ce travail.

Nous adressons nos sincères remerciements à notre encadrant, Dr. Mohamed Zaiani, pour ses précieuses orientations, ses conseils pertinents et son soutien tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Nous tenons également à remercier les membres du jury pour l'intérêt qu'ils portent à notre travail et pour avoir accepté de l'évaluer.

Nous remercions aussi l'ensemble des enseignants du département pour la qualité de la formation et les connaissances qu'ils nous ont transmises durant notre parcours universitaire.

Enfin, nous exprimons notre profonde gratitude à toute personne ayant contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Dédicace

”Nous dédions ce modeste travail à nos chers parents, qui ont été, après Dieu, notre principal soutien et qui nous ont constamment encouragés tout au long de notre parcours.

À nos honorables enseignants, qui n’ont ménagé aucun effort pour nous transmettre leurs connaissances et leurs précieux conseils durant nos années de formation universitaire.

À nos frères et sœurs, chacun par son nom, ainsi qu’à tous les membres de nos deux familles, qui ont été notre soutien à différents moments de notre vie.

Nous adressons également nos sincères remerciements à toute personne ayant contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

À tous nos amis, avec lesquels nous avons partagé des moments de joie, de fatigue et de réussite, ainsi qu’à tous nos collègues de promotion, qui nous ont accompagnés tout au long de ce parcours académique. ”

ملخص

يحدد هذا العمل أنسب المواقع لإنشاء محطات شمسية في جنوب الجزائر باستخدام نظم المعلومات الجغرافية (SIG) وطريقة التحليل متعدد المعايير (AHP) اعتماداً على معايير تقنية واقتصادية وبيئية لإنتاج خرائط موضوعية وتقييم ملائمة المناطق. تُظهر النتائج أن معظم المساحات ملائمة أو ملائمة جداً، بالاستناد إلى أربعة سيناريوهات تعكس مناهج قرارية مختلفة. تؤكد هذه السيناريوهات الإمكانات الكبيرة للمنطقة في إنشاء محطات شمسية كهروضوئية؛ إذ تظهر المناهج المناخية والاقتصادية هيمنة الفئات عالية الملاءمة، بينما يعتمد السيناريو البيئي نهجاً أكثر تقييداً تهيمن فيه الفئة 4، في حين يبرز السيناريو المتوازن متانة النتائج وارتفاع قابلية الإقليم للتطوير الفوتوفولطي.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الشمسية الكهروضوئية، نظم المعلومات الجغرافية التحليل متعدد المعايير، الجزائرية.

Abstract

This study identifies suitable sites for photovoltaic power plants in southern Algeria using Geographic Information Systems (GIS) and the Analytic Hierarchy Process (AHP). Technical, economic, and environmental criteria were combined to produce thematic maps and assess site suitability. Results indicate that nearly all areas are favourable or very favourable. Four weighting scenarios, reflecting different decision-making approaches, were applied. The climatological and economic scenarios show a strong dominance of high and very high suitability, while the environmental scenario is more restrictive, dominated by class 4. The balanced scenario confirms the robustness of the results and the strong overall suitability of the region for photovoltaic development.

Keywords: Solar Energy, PV, GIS, AHP, DNI, GTI, MCDM, Algeria.

Résumé

Ce travail identifie les sites favorables à l'implantation de centrales photovoltaïques dans le sud de l'Algérie à l'aide des SIG et de la méthode multicritère AHP. Des critères techniques, économiques et environnementaux ont permis de produire des cartes thématiques et d'évaluer l'aptitude des zones étudiées. Les résultats montrent que la quasi-totalité des surfaces est favorable ou très favorable. Quatre scénarios de pondération ont été appliqués pour évaluer l'aptitude des sites. Les scénarios climatologique et économique révèlent une nette dominance des classes d'aptitude élevée et très élevée, tandis que le scénario environnemental, plus restrictif, est dominé par la classe 4. Le scénario équilibré confirme la robustesse des résultats et la forte aptitude du territoire au développement photovoltaïque.

Mots-clés : Énergie solaire, PV, SIG, AHP, DNI, GTI, MCDM, Algérie.

Contents

List of Figures	i
List of Tables	ii
Introduction Générale	1
1 Généralités sur l'énergie solaire et le Photovoltaïque	3
1.1 Introduction	3
1.2 Mouvement Terre-Soleil	3
1.3 Système de Coordonnées Horizontales Terre-Soleil	4
1.4 Mesure de l'Irradiance Solaire	5
1.5 Les Technologies de Conversion de l'Energie Solaire	7
1.5.1 Centrales solaires thermodynamiques à concentration	7
1.5.2 Centrales solaires photovoltaïques	7
1.6 Facteurs influençant la production d'électricité solaire	8
1.7 Importance de la planification spatiale des installations de production d'électricité	8
1.8 Conclusion	9
2 Méthodologie	10
2.1 Introduction	10
2.2 Zone d'Etude	10
2.3 Systèmes d'Information Géographique	11
2.4 Décision Multicritère MCDM	12
2.5 Définition des Critères Utilisés	12
2.6 Méthodologie	13
2.6.1 Critères topographiques (Modèle Numérique d'Élévation (DEM), La pente, Orientation)	14
2.6.2 Critères climatiques	15

2.6.3	Critères techniques (LULC ,Land Use Land Cover)	16
2.6.4	Critères économiques	17
2.6.5	Zones d'exclusion	18
2.7	Conclusion	19
3	Résultats et discussion	20
3.1	Introduction	20
3.2	Scénario AHP – Potentiel solaire et topographie	20
3.2.1	Cas d'utilisation de critère DNI	21
3.2.2	Cas d'utilisation le critère GTI	22
3.3	Analyse des scénarios de pondération des critères	24
3.3.1	Scénario 1 : approche climatologique (ressource solaire dominante)	24
3.3.2	Scénario 2 : approche économique (accessibilité et coût d'installation)	25
3.3.3	Scénario 3 : approche environnementale (conditions atmosphériques et contraintes naturelles)	26
3.3.4	Scénario 4 : approche équilibrée (référence neutre)	26
3.4	Conclusion	27
	Conclusion Générale	28
	Bibliography	30

List of Figures

1.1	Mouvement de la Terre autour du Soleil	4
1.2	Système de coordonnées horizontal	5
1.3	Station radiométrique pour mesurer l'irradiance solaire globale, directe et diffuse : (1) Pyranomètre pour mesurer l'irradiance solaire globale. (2) Pyranomètre pour mesurer la diffusion. (3) Pyrhélio pour mesurer l'irradiance solaire directe, (4) Pyranomètre ombragé. (5) Le suiveur solaire à 2 axes	6
1.4	(a) Centrale solaire à concentration, (b) Centrales solaires photovoltaïques	7
2.1	Zone d'étude	11
2.2	Paramètres topographiques, (a) DEM, (b) Ponte, (c) Orientation	14
2.3	Cartes des critères climatiques, (a) GHI, (b) DNI, (c) GTI, (d) DHI, (e) Vitesse du vent, (f) Indice de clarté, (g) Turbidité atmosphérique	15
2.4	Cartes des critères techniques	17
2.5	Cartes des critères économiques et d'infrastructure, (a) Réseau électrique, (b) Réseaux routier, (c) Réseaux hydrologique	18
2.6	(a) Mask pour l'analyse de potentiel de suitability générale, (b) Mask pour le scénario connecté réseau	19
3.1	Scénario AHP – Potentiel solaire et topographie	21
3.2	Distribution de l'aptitude par province	22
3.3	Distribution de l'aptitude par province	23
3.4	Analyse des scénarios de pondération des critères, (a) scénario 1, (b) scénario 2, (c) scénario 3, (d) scénario 4	26

List of Tables

2.1	Description et sources de données utilisées	13
2.2	Critères de restriction issus d'études de sélection de sites pour centrales solaires photovoltaïques	19
3.1	Matrice de comparaison de scénario AHP-potentiel solaire et topographie .	21
3.2	Poids générés par la méthode d'analyse AHP	21
3.3	Les surfaces totales et la répartition en pourcentage des zones de convenance des sites selon le critère DNI.	22
3.4	Les surfaces totales et la répartition en pourcentage des zones de convenance des sites selon le critère GTI.	23
3.5	Poids des critères selon les différents scénarios.	24
3.6	Les surfaces totales et la répartition en pourcentage des zones de convenance des sites selon le critère GTI.	25

Introduction Générale

Le développement durable constitue un outil stratégique de grande importance pour l'avancement dans tous les aspects économiques, sociaux et environnementaux, afin d'assurer la sécurité énergétique grâce à des sources naturelles qui se renouvellent constamment et ne s'épuisent pas avec le temps. Les énergies renouvelables sont devenues un besoin urgent face aux défis environnementaux et économiques mondiaux, comme le changement climatique et la croissance de la demande en énergie [1].

Les sources d'énergies renouvelables comprennent notamment le solaire, l'éolien, et bien d'autres. L'énergie solaire est l'une des sources d'énergie renouvelable les plus prisées et utilisées. Elle peut être utilisée et transformée en énergie électrique ou thermique grâce à diverses technologies, comme les cellules photovoltaïques qui convertissent directement la lumière en électricité, et les systèmes solaires thermiques qui exploitent la chaleur du soleil pour générer de l'énergie. L'énergie solaire est l'une des principales sources d'énergie propre, en raison de sa disponibilité permanente, de son impact limité sur l'environnement et de son rôle dans la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles [2].

L'Algérie a connu un développement remarquable dans le secteur de l'énergie solaire, bénéficiant de sa situation géographique qui lui confère un ensoleillement abondant atteignant environ 2 000 à 3 900 heures par an. Ce potentiel naturel considérable, équivalent à environ 170 térawatts par an, a jeté les bases d'une transition stratégique vers les énergies renouvelables [3].

L'Algérie a entamé l'exploitation de l'énergie solaire au début des années 2000. En 2005, le premier programme national pour les énergies renouvelables visait à réduire la dépendance aux hydrocarbures, en installant de petits systèmes photovoltaïques dans les zones reculées et des centrales expérimentales dans le Sahara. Les capacités restaient modestes, mais ont révélé le fort potentiel solaire du pays. En 2011, l'Algérie a lancé un programme pour produire 15 000 MW d'énergie renouvelable d'ici 2035, dont 40 % d'origine solaire [4].

L'Algérie a fortement développé le secteur de l'énergie solaire, passant de la simple prise de conscience de son potentiel à la mise en œuvre de programmes ambitieux et

réalistes. Grâce au soutien de l'État, à la hausse des investissements et à la coopération internationale, elle avance rapidement vers ses objectifs en énergies renouvelables, renforçant sa sécurité énergétique et réduisant son empreinte carbone. Cette dynamique fait de l'Algérie un acteur régional prometteur de l'énergie propre, avec un important potentiel futur d'exportation d'électricité vers l'Europe.

Pour concrétiser cette transition, il est essentiel de renforcer les projets d'énergies renouvelables et de développer des outils de gestion et d'aide à la décision. Ces outils jouent un rôle crucial dans la planification des sites pour l'exploitation des énergies renouvelables. L'établissement de fermes solaires comporte de nombreux défis majeurs. Le choix de l'emplacement est primordial et peut s'avérer compliqué en raison des restrictions associées à divers critères sont généralement; Le climat, la topographie, la distance par rapport aux différentes infrastructures. La combinaison de ces données facilitera une planification rigoureuse pour identifier les zones les plus propices à l'installation des fermes solaires.

Dans le cadre de notre mémoire de fin d'études, nous visons à déterminer les emplacements propices (une cartographie) pour l'installation de centrales solaires photovoltaïques. L'analyse s'appuie sur une méthodologie multicritère. L'évaluation sera effectuée à l'aide de logiciels SIG tels que QGIS, et un modèle d'évaluation de l'aptitude basé sur la méthode AHP (Analytical Hierarchy Process) servira à classer les zones en fonction de leur aptitude.

Chapter 1

Généralités sur l'énergie solaire et le Photovoltaïque

1.1 Introduction

Le soleil produit une énorme quantité d'énergie qui se propage sous forme d'onde électromagnétique. Elle atteint la surface de la Terre après environ huit minutes. L'énergie émise dans la bande de longueur d'onde comprise entre 0,25 et 4 μm représente la totalité de l'énergie. La distribution spectrale de cette énergie au sommet de l'atmosphère se décompose en : lumière visible 39.8%, ultraviolet (UV) 9% et infrarouge (IR) 51.2% [5,6]. Les besoins et la possibilité d'exploitation de cette énergie sont tributaires de la connaissance exacte du potentiel de cet ensoleillement, ainsi que d'une bonne maîtrise des systèmes de conversion de l'énergie solaire en électricité, laquelle repose sur une planification rigoureuse, tenant compte des paramètres géographiques, climatiques et techniques, afin d'optimiser le choix des sites et d'améliorer les performances des installations. Il serait intéressant d'introduire quelques notions de base sur le rayonnement solaire, les systèmes de conversion, ainsi que l'utilité de la planification.

1.2 Mouvement Terre-Soleil

La Terre effectue une rotation quasi-circulaire autour du Soleil, suivant une trajectoire elliptique avec une distance moyenne (r_0 , unité astronomique 1UA) de 49.6×10^6 km, la plus courte au solstice d'hiver (0,983 UA) et la plus longue au solstice d'été (1,017 UA), et une période de 365,25 jours. La quantité d'irradiance solaire qui atteint la surface de la Terre varie en raison de la position relative entre le Soleil et la Terre (Figure 1.1). Par conséquent, il est très important d'obtenir la distance exacte entre la Terre et le Soleil (r),

qui est généralement exprimée avec le facteur de correction de l'excentricité (E_0) donné par [5] :

$$E_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1.000110 + 0.034221 \cos(\Gamma) + 0.001280 \sin(\Gamma) + 0.000719 \cos(2\Gamma) + 0.000077 \sin(2\Gamma) \quad (1.1)$$

où Γ est l'angle du jour en radians donné par : $\Gamma = 2\pi \frac{d_n - 1}{365}$, où d_n est le nombre de jours dans l'année.

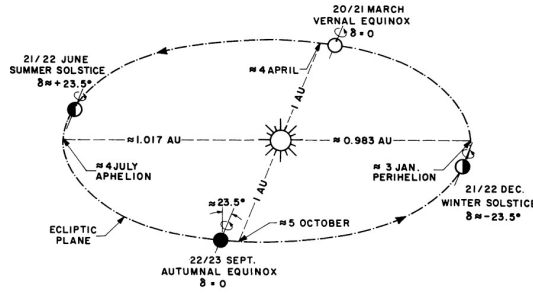


Figure 1.1: Mouvement de la Terre autour du Soleil

L'irradiance solaire extraterrestre instantanée sur une surface normale aux rayons du Soleil est alors obtenue en multipliant la constante solaire par le facteur de correction de l'excentricité, donnée par l'équation 1.2 :

$$I = E_0 \cdot I_{sc} \quad (1.2)$$

où I_{sc} est la constante solaire, généralement prise comme 1367 W/m^2 . Sa valeur moyenne est d'environ $1361\text{--}1367 \text{ W/m}^2$, et elle varie légèrement tout au long de l'année en raison de l'orbite elliptique de la Terre autour du Soleil. Ces concepts sont fondamentaux dans les études sur l'irradiance solaire car la distribution spectrale détermine comment l'énergie interagit avec l'atmosphère, tandis que la constante solaire représente l'irradiance solaire extraterrestre totale entrante [7, 8]. Cette correction est fondamentale dans la modélisation de l'énergie solaire pour garantir des données d'irradiance précises pour la conception des systèmes thermiques et photovoltaïques.

1.3 Système de Coordonnées Horizontales Terre-Soleil

Le système de coordonnées horizontales est un système de coordonnées célestes utilisé en astronomie par un observateur au sol. Il se compose d'un centre d'observation "O", d'un plan horizontal du site d'observation (H), et d'un plan de demi-méridien sud (m) (figure

gauche 1.2). La position "M" d'un objet est définie par l'azimut "a" et l'altitude du soleil h , ou par son complément, l'angle zénith θ , qui est $\theta = 90^\circ - h$. L'azimut "a" (en degrés) est l'angle formé par le demi-cercle vertical passant par le point M et le demi-méridien sud. Il varie de 0 à 360° positivement vers l'ouest. La hauteur h (en degrés) est l'angle vertical entre le plan horizontal (H) et le point M (voir Figure 1.2 à gauche), ses valeurs varient de -90 à $+90^\circ$.

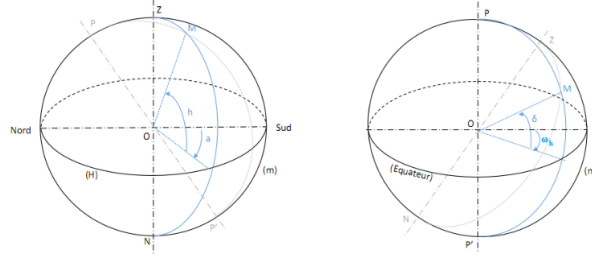


Figure 1.2: Système de coordonnées horizontal

Le système de coordonnées horaires est également déterminé au centre d'observation de la Terre "O". Il est calculé par l'équateur terrestre, l'axe polaire de la Terre (PP'), et le zénith de l'observateur (θ). Les coordonnées du point "M" sont définies par la déclinaison δ et l'angle horaire h (Figure 1.2 à droite). La déclinaison δ est définie par l'angle entre la ligne OM et l'équateur (Figure 1.2 à droite), elle varie entre -90° et $+90^\circ$ par rapport au plan équatorial. Il peut être déterminé pour un jour d_n comme suit [5, 9] :

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left(\frac{360^\circ}{365} (284 + d_n) \right) \quad (1.3)$$

Le cercle horaire qui contient le zénith de l'observateur est appelé le méridien. L'angle horaire est l'angle entre le méridien et le cercle horaire qui contient le point "M". Il est compté positivement vers l'ouest à partir du méridien. Une relation simple est largement utilisée pour relier ces deux systèmes de coordonnées, donnée par :

$$\sin h = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad (1.4)$$

1.4 Mesure de l'Irradiance Solaire

Lorsque le faisceau d'irradiance solaire extraterrestre pénètre dans l'atmosphère, l'interaction entre les photons du faisceau et les constituants atmosphériques provoque la diffusion et l'absorption des photons hors du faisceau selon des trajectoires aléatoires au sein de l'atmosphère. Les photons diffusés, essentiellement à des longueurs d'onde courtes,

gènèrent l'irradiance diffuse, que l'on désignera sur une surface horizontale par DHI. Les photons subsistants, n'ayant ni été absorbés ni diffusés, et demeurant quasiment collimatés, forment l'irradiance du faisceau direct, à l'origine de la création des ombres, que nous désignerons sous l'appellation DNI. Le flux d'irradiance total incident sur une surface horizontale, comprenant à la fois l'irradiance diffuse et l'irradiance directe, est fréquemment désigné sous les termes « irradiance totale » ou « irradiance globale ». Nous désignerons cette irradiance solaire globale sur une surface horizontale par l'acronyme GHI, la relation fondamentale liant l'irradiance globale horizontale (GHI), l'irradiance directe normale à l'incidence (DNI) et l'irradiance diffuse horizontale (DHI) sur une surface horizontale s'exprime par :

$$GHI = DNI \cdot \sin(h) + DHI \quad (1.5)$$

où h représente l'altitude du soleil.

Les instruments qui mesurent l'irradiance solaire (DNI, GHI et DHI) sont montrés dans la Figure 1.3. Le système vise à orienter et suivre le soleil en temps réel. Les instruments radiométriques sont généralement nettoyés deux ou trois fois par semaine, en fonction des conditions météorologiques. Ils sont également régulièrement calibrés en fonction des conditions météorologiques [7].



Figure 1.3: Station radiométrique pour mesurer l'irradiance solaire globale, directe et diffuse : (1) Pyranomètre pour mesurer l'irradiance solaire globale. (2) Pyranomètre pour mesurer la diffusion. (3) Pyrhélio pour mesurer l'irradiance solaire directe, (4) Pyranomètre ombragé. (5) Le suiveur solaire à 2 axes

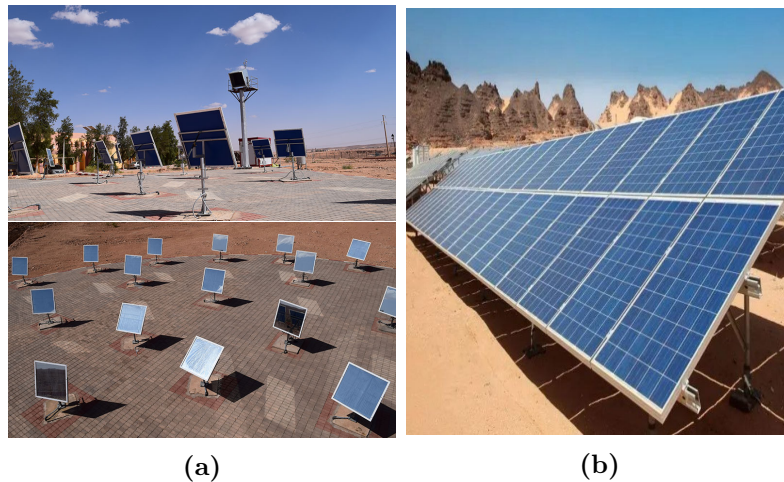


Figure 1.4: (a) Centrale solaire à concentration, (b) Centrales solaires photovoltaïques

1.5 Les Technologies de Conversion de l'Énergie Solaire

Les technologies de production de l'électricité à partir de l'énergie solaire se classent principalement en deux catégories: les systèmes CSP (énergie solaire à concentration) et les systèmes photovoltaïques (PV).

1.5.1 Centrales solaires thermodynamiques à concentration

Une centrale solaire thermodynamique à concentration (CSP) se compose de trois sous-systèmes principaux : un champ solaire permettant la captation et la concentration du rayonnement, un absorbeur et un système de conversion de la chaleur en électricité [10] ((Figure 1.4a)). Les systèmes CSP se divisent en deux catégories : 1) concentration linéaire, qui comprend les collecteurs paraboliques (PTC) et les concentrateurs linéaires de Fresnel (LFC) ; et 2) concentration ponctuelle, qui comprend les tours solaires (PTS) et les centrales paraboliques (PD) [11].

1.5.2 Centrales solaires photovoltaïques

La technologie centrale solaire photovoltaïque est un moyen de production d'électricité industriel grâce à la lumière du soleil. Elle est composée d'un champ solaire PV (générateur), d'un poste de transformation (onduleur et transformateur), d'un parc de batterie (cas de stockage), et d'un poste de livraison. C'est un dispositif technique de production d'électricité par des modules solaires photovoltaïques (PV) reliés entre eux (série et parallèle) et utilisant des onduleurs pour être raccordé au réseau (Figure 1.4b).

1.6 Facteurs influençant la production d'électricité solaire

Plusieurs facteurs doivent être pris en compte lors de la mise en place des centrales solaires de production d'électricité, que ce soit par PV ou par CSP, à savoir les facteurs techniques, économiques, environnementaux, etc. Par exemple, l'irradiation solaire reçue au sol constitue le critère principal, conditionnant directement la performance et la rentabilité des installations dans la zone d'étude. Les paramètres topographiques, tels que la pente du terrain et l'altitude, influencent également la faisabilité technique et les coûts, tout en affectant l'exposition au rayonnement solaire en raison des phénomènes d'ombrage.

En outre, des critères environnementaux et socio-économiques sont primordiaux lors de l'étude de faisabilité des centrales de conversion de l'électricité, notamment la distance aux zones résidentielles, la disponibilité des terres vierges, la proximité des routes principales et des lignes de transport d'électricité.

1.7 Importance de la planification spatiale des installations de production d'électricité

La planification spatiale des installations de production d'électricité joue un rôle essentiel pour optimiser le choix des sites en considérant à la fois des multiples contraintes. Pour les énergies renouvelables, et en particulier le solaire (PV et CSP), cette planification aide à repérer les zones les plus souhaitables en intégrant des critères techniques, environnementaux, économiques et sociaux.

D'un point de vue technique, elle garantit l'implantation des installations dans des zones à fort potentiel énergétique (irradiation élevée), avec des conditions topographiques adaptées (faible pente, bonne exposition), ce qui maximise la production d'électricité et améliore le rendement des systèmes.

Sur le plan économique, la planification spatiale permet de réduire les coûts en privilégiant les emplacements proches des infrastructures existantes, telles que les routes et les lignes de transport d'électricité, réduisant ainsi les dépenses liées à l'accès, à la construction et au raccordement au réseau.

Elle joue également un rôle essentiel sur les plans environnemental et social, en évitant les zones sensibles (terres agricoles, zones urbaines, espaces protégés) et en diminuant les impacts négatifs sur les écosystèmes et les populations locales. Cela permet d'améliorer l'acceptabilité des projets et de favoriser un développement durable.

Enfin, la planification spatiale est une étape indispensable avant toute réalisation du

projet. L'utilisation des Systèmes d'Information Géographique (SIG) et de méthodes d'aide à la décision permet d'intégrer, d'analyser et de pondérer efficacement l'ensemble de ces critères. Elle est donc un outil stratégique indispensable à une prise de décision rationnelle et à la garantie de la réussite et de la durabilité des projets de production d'électricité.

1.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé les principaux concepts liés aux ressources solaires, notamment les coordonnées géographiques et temporelles, ainsi que le mouvement de la Terre autour du Soleil. Nous avons ensuite présenté les différents systèmes de conversion de l'électricité (CSP, PV), en mettant en évidence les divers facteurs qui influencent la productivité de ces installations. Enfin, nous avons souligné l'importance de la planification et du choix des sites pour l'implantation des fermes solaires.

Chapter 2

Méthodologie

2.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons la méthodologie adoptée pour évaluer et sélectionner les sites les plus favorables à l'implantation des centrales solaires dans la zone d'étude.

Dans un premier temps, nous abordons les systèmes d'information géographique (SIG) et leur rôle dans la prise de décision multicritère. Ensuite, nous présentons la méthode AHP utilisée pour hiérarchiser les critères et déterminer leurs poids.

Par la suite, nous définissons les différents critères étudiés, accompagnés de leurs cartes afin d'illustrer leur répartition spatiale. Enfin, nous expliquons la notion de pondération et son rôle dans la détermination des sites les plus appropriés.

2.2 Zone d'Etude

Cette étude a été menée dans une zone d'étude située au sud de l'Algérie et qui englobe plusieurs wilayas à fort potentiel solaire, à savoir Ouargla, El Oued, Tougourt, El M'Ghair, Ghardaïa, El Meniaa (Goulea), Illizi, Timimoun et In Salah. Cette zone fait partie du Sahara algérien et représente un lieu stratégique pour le développement des énergies renouvelables (Figure 2.1).

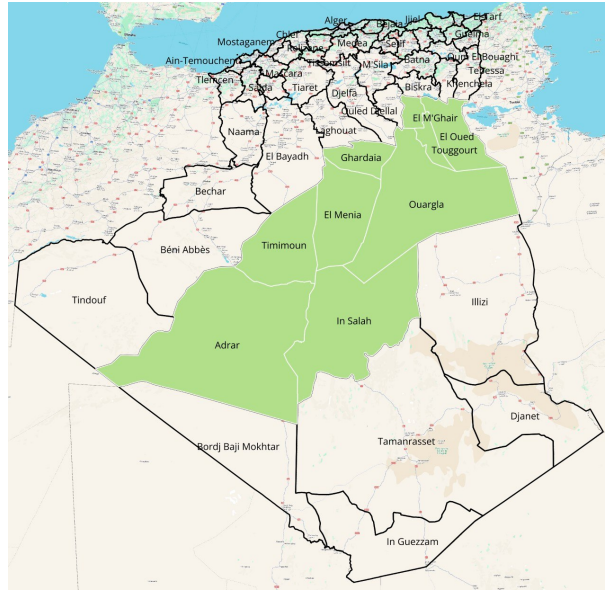


Figure 2.1: Zone d'étude

La zone d'étude est soumise à un climat aride à hyper-aride, marqué par une forte insolation, un faible degré de nébulosité et des précipitations très limitées. Du point de vue géomorphologique, la région offre une variété de paysages désertiques comprenant des ergs (dunes de sable), des regs (plateaux rocheux) ainsi que des oueds le plus souvent asséchés, mais qui peuvent accueillir des écoulements temporaires lors d'averses rares. Ces conditions climatiques et physiques combinées sont très favorables au développement de projets photovoltaïques et solaires à concentration.

En outre, la faible densité de population et l'occupation du sol restreinte permettent de disposer de surfaces importantes pour l'installation de grandes centrales solaires. L'existence d'infrastructures comme les réseaux routiers et les lignes de transport d'électricité facilite également l'accessibilité des sites et leur raccordement au réseau électrique.

Ces caractéristiques confèrent à cette zone un potentiel élevé pour le développement des centrales solaires, justifiant son choix comme zone d'étude dans le cadre de l'analyse multicritère basée sur les outils SIG.

2.3 Systèmes d'Information Géographique

Les systèmes d'information géographique (SIG) constituent un outil essentiel pour l'analyse spatiale dans la planification des projets. Ils permettent de collecter, stocker, traiter, organiser et présenter les données environnementales et géographiques de manière structurée, précise et ciblée. Toutefois, malgré leurs capacités analytiques avancées, les SIG ne

suffisent pas à eux seuls pour hiérarchiser les sites ou déterminer les poids des critères. Ainsi, leur intégration avec les méthodes de prise de décision multicritère (MCDM) s'avère indispensable. Ces méthodes permettent d'évaluer et de classer les sites en tenant compte de divers critères techniques, environnementaux et économiques dans un cadre structuré, afin d'identifier les emplacements les plus appropriés pour l'implantation de centrales solaires.

2.4 Décision Multicritère MCDM

Dans ce contexte, la méthode du processus d'analyse hiérarchique (AHP) sera adoptée comme l'une des principales approches de décision multicritère, afin de déterminer les poids des critères et de classer les sites étudiés de manière rigoureuse et méthodique. La méthode d'Analyse Hiérarchique des Procédés (AHP) constitue une démarche de décision multicritère permettant d'organiser les problématiques complexes sous la forme d'une hiérarchie intégrant l'objectif, les critères et les alternatives [12]. Une fois ces éléments définis, des comparaisons par paires sont effectuées entre les critères en utilisant l'échelle de Saaty (varie de 1 (importance égale) à 9 (importance absolue)), dans le but de constituer une matrice où chaque valeur exprime la préférence relative entre deux critères. Cette matrice est par la suite normalisée afin de déterminer les poids relatifs des critères, lesquels sont utilisés pour évaluer les alternatives. La consistance des jugements formulés est évaluée au moyen du taux de cohérence (CR) donné par:

$$CR = \frac{CI}{RI}, \quad CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \quad (2.1)$$

où RI, l'indice aléatoire de la matrice déjà constituée, peut être estimé à l'aide d'une table standard. CI est l'indice de cohérence, où $\lambda_{\max}$ est la valeur propre de la matrice de comparaison par paires et n est le nombre de critères (la taille de la matrice ($n \times n$)). En règle générale, les résultats de la comparaison par paires sont acceptables si la valeur CR est égale ou inférieure à 0.10.

2.5 Définition des Critères Utilisés

D'après la littérature, les critères de sélection de sites pour les centrales photovoltaïques à grande échelle sont généralement classés en quatre grandes catégories : critères topographiques, climatiques et solaires, techniques et économiques. Cette classification est largement adoptée dans les analyses multicritères basées sur les SIG [3, 13–16].

Tableau 2.1: Description et sources de données utilisées

Paramètre	Résolution spatiale	Période	Source
Raster GHI	250 m	1994–2025	Global Solar Atlas
Raster Pente	30 m	2014	USGS Earth Explorer
Raster DEM	30 m	2014	USGS Earth Explorer
Raster Orientation	30 m	2014	USGS Earth Explorer
Raster LULC	-	2022	BBBike
Pipelines (vecteur)	-	2021	Open Street Map
Routes (vecteur)	-	2021	Open Street Map
Réseau électrique (vecteur)	-	2021	Open Street Map

Les critères ont été extraits de divers sites web, puis réorganisés avant d’être évalués. Le tableau 2.1 présente en détail la collecte des données relatives à la sélection du site.

2.6 Méthodologie

L’objectif principal de ce travail est d’identifier et d’évaluer les emplacements optimaux pour l’implantation de centrales solaires photovoltaïques dans la zone d’étude, en s’appuyant sur une approche multicritère. Dans ce cadre, une méthodologie intégrant les systèmes d’information géographique (SIG) et la méthode AHP (Analytic Hierarchy Process) a été mise en place. La méthodologie proposée comprend les étapes suivantes:

- Collecte et préparation des données spatiales et climatiques nécessaires à l’étude.
- Sélection des critères (facteurs énergétiques, techniques, environnementaux et économiques).
- Élaboration des cartes thématiques correspondant à chaque critère dans l’environnement SIG.
- Normalisation et reclassification des critères sur une échelle comprise entre 0 et 1 afin d’harmoniser les différentes données.
- Construction de la matrice de comparaison par paires selon la méthode AHP pour évaluer l’importance relative des critères.
- Calcul des poids des critères et vérification du ratio de cohérence (CR) afin d’assurer la fiabilité des comparaisons.
- Intégration des poids obtenus dans l’environnement SIG à l’aide de l’outil Raster Calculator.

- Combinaison pondérée des différentes couches thématiques pour produire l'indice global de convenance des sites, en tenant compte de diverses contraintes pour éliminer les zones inappropriées.
- Classification des résultats en différentes classes de convenance (très faible à très élevée).
- Génération des cartes finales de suitability PV et analyse spatiale des zones favorables.

2.6.1 Critères topographiques (Modèle Numérique d'Élévation (DEM), La pente, Orientation)

Le rayonnement solaire atteignant la surface de la Terre est influencé par l'épaisseur et la composition de l'atmosphère. L'épaisseur de l'atmosphère augmente dans les régions situées en dessous du niveau de la mer. Étant donné que les altitudes plus élevées reçoivent plus d'énergie solaire, elles ont généralement un plus grand potentiel de rayonnement solaire par rapport aux altitudes plus basses [17]. En plus de l'altitude, la pente est l'un des facteurs les plus importants dans le choix du site pour les fermes photovoltaïques ; les terrains avec une pente supérieure à 11% ont une priorité inférieure car les panneaux ombragent la rangée suivante et affectent négativement l'efficacité du système. Les zones planes ou les pentes douces aideront à éviter les coûts de construction élevés nécessaires dans les zones à forte pente. Un terrain plat est essentiel pour les fermes photovoltaïques à grande échelle ; en tant que telles, les zones à forte pente ne sont pas préférables pour de tels projets en raison de leur faible faisabilité économique [18]. Une pente orientée vers le sud est une orientation idéale pour les sites de fermes solaires en Algérie. En utilisant le DEM, le Slope de la zone d'étude ont été générés (Figure 2.2).

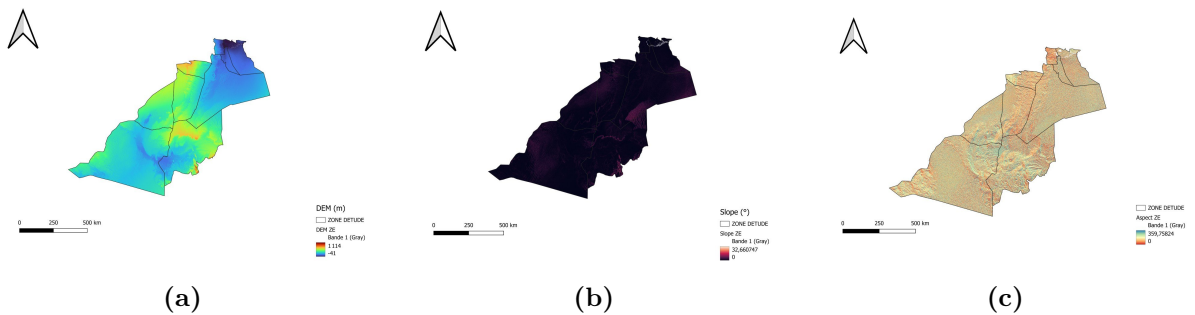


Figure 2.2: Paramètres topographiques, (a) DEM, (b) Pente, (c) Orientation

2.6.2 Critères climatiques

- **Rayonnement solaire:** Le rayonnement solaire est le facteur essentiel et le critère le plus affecté pour la sélection de l'emplacement d'une centrale solaire à grande échelle. La carte de la radiation solaire a été dérivée du site web de la GSA (<https://globalsolaratlas.info>, accessed on 17 May 2025). En général, l'efficacité des systèmes de rayonnement solaire nécessite un minimum de rayonnement solaire. Les valeurs typiques rapportées dans la littérature varient de 1300 à 2100 $kWh/m^2/an$ pour les grandes centrales solaires. En Algérie, le potentiel solaire des valeurs du rayonnement solaire global horizontale (GHI) variait entre 1200 et 2400 $kWh/m^2/an$, avec des valeurs du rayonnement solaire direct (DNI) dépassant 2600 $kWh/m^2/an$, avec des valeurs du rayonnement solaire direct (DNI) dépassant 2600 $kWh/m^2/an$ dans les régions du sud. De plus, le rayonnement solaire globale incliné (GTI) atteint 2700 $kWh/m^2/an$ dans les régions du sud [19] (Figure 2.3a-d).

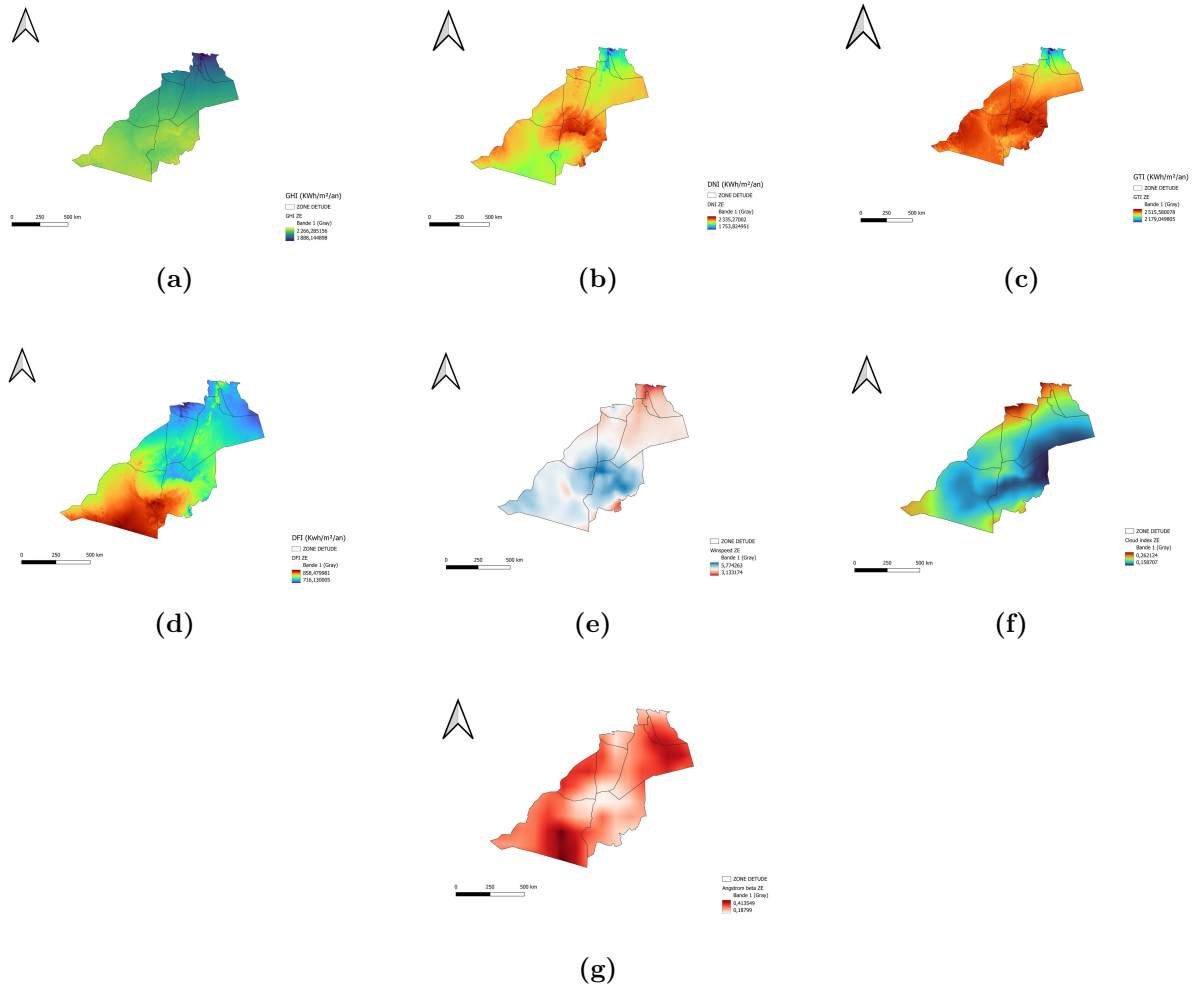


Figure 2.3: Cartes des critères climatiques, (a) GHI, (b) DNI, (c) GTI, (d) DHI, (e) Vitesse du vent, (f) Indice de clarté, (g) Turbidité atmosphérique

- **Indice de clarté (CI, Cloud Index):** la couverture nuageuse totale (CI), qui est un facteur crucial pour quantifier la fraction du ciel couverte par les nuages. Le jeu de données de réanalyse ERA5 fournit un enregistrement précieux à long terme de la couverture nuageuse totale horaire de 1979 à aujourd’hui, avec une résolution spatiale d’environ 31 kilomètres. Ce paramètre quantifie la proportion (de 0 à 1) de chaque cellule de grille couverte par des nuages dans toutes les couches atmosphériques, en tenant compte des hypothèses sur le chevauchement des nuages. Une valeur de CI de 1 indique une région nuageuse gravement impactée, tandis qu’une valeur de 0 représente une région sans nuages. Les données CI peuvent être dérivées du Copernicus Climate Data Store (CDS) [20](Figure 2.3e).
- **Turbidité Atmosphérique:** La présence des aerosols dans l’atmosphère est exprimé par le coefficient de turbidité d’Angström (β), qui décrit la concentration d’aérosols suspendus dans l’atmosphère [21,22]. Pour soutenir cette analyse, les propriétés optiques des aérosols sont extraites des données de réanalyse de *MERRA-2* (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2). *MERRA-2* fournit des enregistrements mondiaux à long terme des paramètres clés des aérosols, y compris l’épaisseur optique des aérosols (*AOD*) et l’exposant d’Angström [23]. Ces deux paramètres sont utilisés pour calculer le coefficient de turbidité d’Angstrom grâce à l’équation d’Angstrom [22]. Ces données permettent une description détaillée de la turbidité atmosphérique et des niveaux de poussière, qui sont utilisées pour déterminer les emplacements optimaux pour les systèmes photovoltaïques [24](Figure 2.3f).
- **Vitesse de vent** La présence du vent peut constituer un facteur favorable pour l’installation photovoltaïque, en particulier dans les zones à fortes températures. En effet, le vent contribue au refroidissement des panneaux solaires, ce qui permet de limiter l’élévation de leur température. Or, la température influence directement le rendement des modules photovoltaïques : ainsi, une vitesse de vent plus élevée peut améliorer leur efficacité en favorisant leur refroidissement (Figure 2.3g).

ntégration avec les systèmes d’information géographique

2.6.3 Critères techniques (LULC ,Land Use Land Cover)

Il est essentiel d’évaluer la disponibilité des terres pour l’établissement de fermes solaires comme un facteur important pour le choix du site. En fait, pour diminuer les impacts écologiques et sociaux négatifs sur les centrales solaires photovoltaïques, celles-ci

devraient être situées en dehors des zones environnementales et infrastructurelles. Dans cette mémoire, les données d'utilisation des terres et d'infrastructure ont été dérivées d'OpenStreetMap (OSM), qui fournit une base géographique détaillée et open-source pour identifier et délimiter spatialement ces zones restreintes avec précision. Cela garantit que le processus de sélection des sites est conforme aux objectifs de durabilité, aux normes réglementaires et à l'acceptabilité sociale.

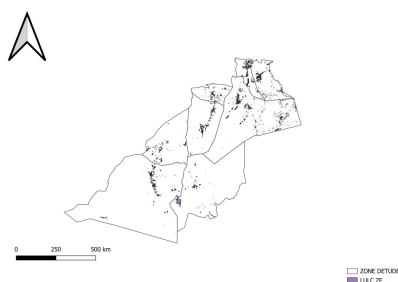


Figure 2.4: Cartes des critères techniques

2.6.4 Critères économiques

- **Proximité aux lignes de transmission électrique (LE):** Les dépenses substantielles liées à la construction des lignes de transmission d'électricité rendent la distance par rapport à ces lignes un facteur vital dans l'emplacement des centrales solaires. La proximité du site de construction de la centrale électrique avec les lignes de transmission d'énergie constitue un avantage économique considérable. La recherche indique que la distance idéale par rapport aux réseaux électriques, garantissant la sécurité à la fois des centrales solaires et du réseau, se situe entre 0 et 5 kilomètres. [1]. Dans cette étude, le seuil minimum pour ce critère est fixé pour les régions situées entre 0 et 20 km des lignes de transmission d'électricité afin de réduire le risque d'omission des zones viables.
- **Proximité des autoroutes (RP):** Le critère relatif à la proximité des autoroutes constitue un facteur déterminant dans l'identification des zones propices à l'implantation des centrales photovoltaïques. La proximité aux infrastructures routières majeures favorise l'accessibilité des sites, optimisant ainsi les coûts de transport, d'installation et de maintenance. Néanmoins, son influence sur la distribution de l'énergie demeure indirecte, celle-ci étant principalement conditionnée par la proximité des lignes électriques et des postes de transformation.
- **Distance aux cours d'eau :** La surface des plans d'eau et des voies navigables constituait un critère déterminant pour la centrale solaire en raison de la délimi-

tation de la zone. Les milieux aquatiques sont incompatibles avec l'implantation de centrales solaires en raison de leur conductivité électrique. C'est la raison pour laquelle la zone aquatique ne se prêtait pas à l'implantation de la centrale solaire. Les surfaces situées aux orientations sud, sud-est et est se localisent dans des régions caractérisées par une forte humidité, lesquelles se révélaient inappropriées pour l'implantation d'une centrale solaire. Les autres sections étaient davantage appropriées pour une centrale photovoltaïque.



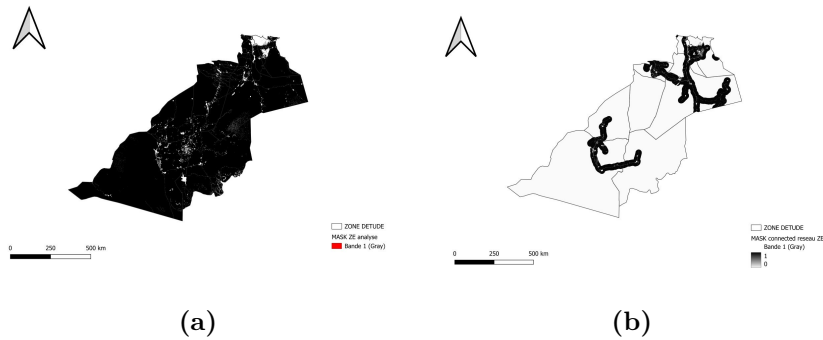
Figure 2.5: Cartes des critères économiques et d'infrastructure, (a) Réseau électrique, (b) Réseaux routier, (c) Réseaux hydrologique

2.6.5 Zones d'exclusion

Les zones inappropriées au sein de la zone d'étude, limitées par différents facteurs tels que les conditions climatiques, orographiques, infrastructurelles, etc., ont été supprimées de la carte initiale à l'aide du SIG. Cette étape vise à garantir que seules les zones candidates restantes seront utilisées dans l'étude d'aptitude. Par conséquent, des zones tampons ont été créées autour des éléments anthropiques afin de réduire les conflits et les impacts. Les routes principales, les bâtiments, les aéroports, les plans d'eau et les cours d'eau ont été tamponnés selon leur influence attendue. Le tableau 4 résume les variables de contrainte avec une explication détaillée. Nous excluons également des zones telles que les lignes de transport d'électricité, les routes et les villes, ainsi que les zones tampons autour de ces éléments. L'ensemble de ces couches de contraintes a ensuite été combiné à l'aide d'une superposition spatiale (opération d'union ou de fusion), et le masque d'exclusion fusionné résultant a été soustrait de la zone d'étude initiale. Le résultat final correspond à un raster masque (Figure 2.6) qui permet d'éliminer toutes les zones non désirables et de conserver uniquement les zones favorables à l'implantation des centrales photovoltaïques.

Tableau 2.2: Critères de restriction issus d'études de sélection de sites pour centrales solaires photovoltaïques

Critères de restriction	GTI (kWh/m ² /an)	Pente (%)	Altitude (m)	Proximité des IE (m)	Proximité des RP (m)	Distance des ZP (m)	Distance Aéro (m)
Valeur	≤ 1500	≤ 11%	≤ 2000	100 – 20000	≤ 5000	≥ 1000	≥ 5000



2.7 Conclusion

L'analyse de ces différents critères permet d'identifier les zones les plus favorables à l'implantation des projets solaires. L'utilisation des systèmes d'information géographique facilite la combinaison de ces données pour une prise de décision efficace.

Chapter 3

Résultats et discussion

3.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons et analysons les résultats obtenus à partir de l'application de la méthode d'Analyse Hiérarchique des Processus (AHP) pour l'évaluation de l'aptitude à l'implantation de centrales PV dans la zone d'étude.

L'analyse repose sur l'intégration de plusieurs critères techniques, topographiques et climatiques, en mettant un accent particulier sur le rayonnement solaire direct normal (DNI) et le rayonnement global incliné (GTI), considérés comme des facteurs déterminants dans l'évaluation de la performance des sites. Des matrices de comparaison par paires ainsi que la vérification de leur cohérence à l'aide du ratio de cohérence (CR) sont présentées. Ensuite, une analyse statistique et spatiale sera réalisée afin d'étudier la répartition des classes d'aptitude (Suitabilité) selon différents scénarios (technique, économique et environnemental).

3.2 Scénario AHP – Potentiel solaire et topographie

L'objectif principal est de fournir une vision globale permettant de soutenir la prise de décision quant au choix des sites les plus appropriés, garantissant à la fois une production énergétique optimale et une réduction des coûts d'installation. Sur la base des quatre critères ciblés pour l'évaluation, la matrice de décision est obtenue(voir le tableau [3.1](#)).

Sur la base des comparaisons effectuées de cette matrice et en utilisant la méthode AHP, les poids des critères utilisés et l'indice de cohérence de 0,04 ont été obtenus (Tableau [3.2](#)) .

La valeur de l'indice de cohérence est inférieure au seuil acceptable de 0.1. Cela indique que les comparaisons par paires dans la matrice ont un niveau de cohérence raisonnable et

Tableau 3.1: Matrice de comparaison de scénario AHP-potentiel solaire et topographie

Criteria	DNI/GTI	Pente	Aspect	Elevation
DNI/GTI	1	2	2	3
pente	1/2	1	2	3
Aspect	1/2	1/2	1	3
Elevation	1/3	1/3	1/3	1

Tableau 3.2: Poids générés par la méthode d'analyse AHP

GTI/DNI	Pente	Orientation	Élévation	CR
0.409	0.289	0.205	0.096	0.04

peuvent être considérées comme fiables pour le processus de prise de décision. La Figure 3.3 présente la cartographie de la suitability basée sur le critère DNI et GTI. Les régions sont catégorisées selon une échelle allant de très favorables (classe 5) à non favorables (classe 1).

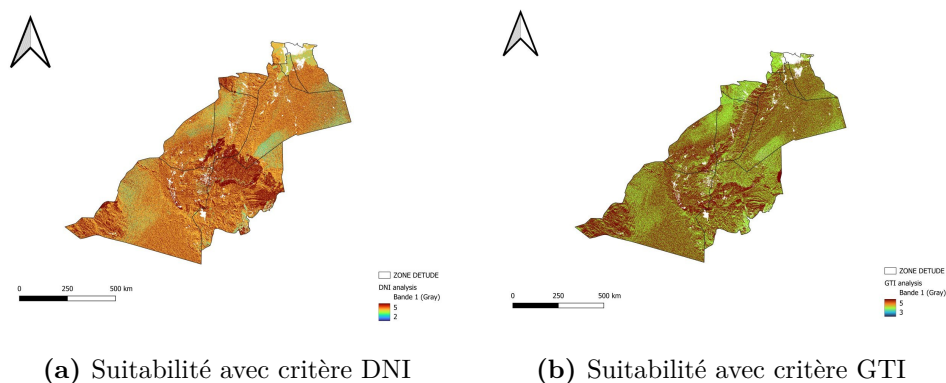


Figure 3.1: Scénario AHP – Potentiel solaire et topographie

3.2.1 Cas d'utilisation de critère DNI

Le Tableau 3.3 montre que les classes de forte aptitude (4 et 5) dominent la zone d'étude avec plus de 94% de la superficie totale, tandis que les classes faibles sont négligeables. Cela confirme le fort potentiel en rayonnement direct normal (DNI) de la région, favorable au développement des centrales solaires.

L'analyse de la distribution globale de la suitability selon le DNI montre que la grande majorité de la surface étudiée bénéficie d'une aptitude élevée à très élevée pour l'installation de systèmes photovoltaïques.

Plus précisément, près de 59 % de la surface totale appartient à la classe 4 (haute suitability), tandis que 36% supplémentaires relèvent de la classe 5 (très haute suitability).

Tableau 3.3: Les surfaces totales et la répartition en pourcentage des zones de convenance des sites selon le critère DNI.

classe	Surface (ha)	Surface en (km^2)	Surface en pourcent
1	0	0	0
2	1843.75	18.44	0
3	3496512.5	34965.13	5.07
4	40730018.75	407300.19	59.08
5	24712200	247122	35.85
Totale	24712200	689405.75	100

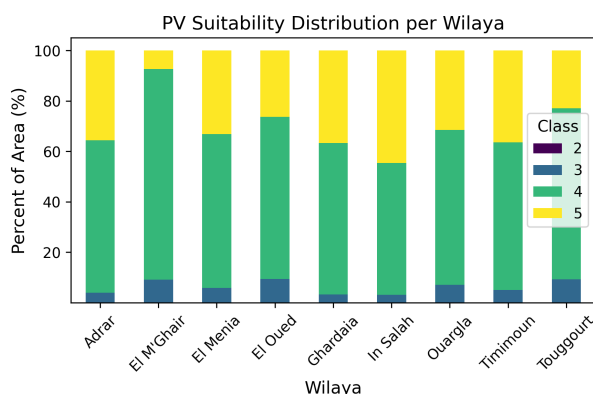


Figure 3.2: Distribution de l'aptitude par province

Les surfaces classées comme moyennement adaptées (classe 3) ne représentent qu'environ 5% de l'ensemble, et les classes 1 et 2 sont quasiment absentes. Cette répartition traduit un potentiel solaire exceptionnel sur l'ensemble de la région, la rendant particulièrement propice au développement de projets solaires à grande échelle.

3.2.2 Cas d'utilisation le critère GTI

Le Tableau 3.4 montre que les classes de forte aptitude (4 et 5) dominent la zone d'étude avec plus de 99% de la superficie totale, tandis que les classes faibles sont négligeables. Cela confirme le fort potentiel en rayonnement direct normal (GTI) de la région, favorable au développement des centrales solaires.

La cartographie de la suitability basée sur le critère GTI (Global Tilted Irradiance) confirme ces résultats. Plus de la moitié de la zone évaluée (53%) est classée en catégorie de suitability maximale (classe 5), tandis que 46 % sont également jugés très favorables (classe 4). Là encore, les surfaces moins adaptées sont négligeables, ce qui souligne l'homogénéité et la qualité du potentiel solaire, quelle que soit la méthode d'évaluation retenue. Le GTI, qui tient compte de l'irradiance sur un plan incliné, valide donc la pertinence des sites identifiés via le DNI. La répartition spatiale de la suitability par wilaya

Tableau 3.4: Les surfaces totales et la répartition en pourcentage des zones de convenance des sites selon le critère GTI.

classe	Surface (ha)	Surface en (km^2)	Surface en pourcent
1	0	0	0
2	0	0	0
3	306212.5	3062.125	0.44
4	32288675	322886.75	46.51
5	36827187.5	368271.875	53.05
Total	36827187.5	694220.75	100

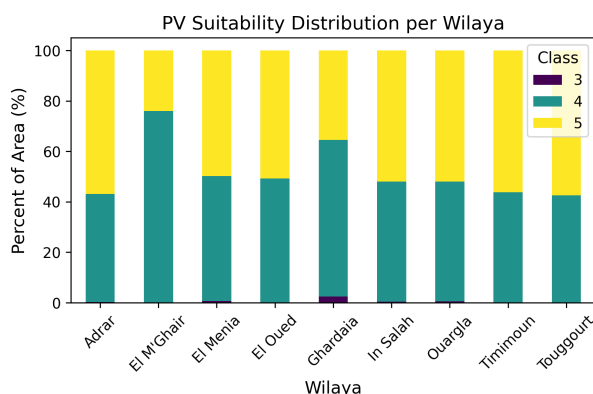


Figure 3.3: Distribution de l'aptitude par province

montre une homogénéité remarquable entre les différentes régions, avec une prédominance écrasante des classes 4 et 5 dans toutes les wilayas analysées. Les variations entre wilayas sont minimales, démontrant que toute la région étudiée est globalement très favorable à l'implantation de centrales photovoltaïques, que ce soit pour des projets industriels ou des installations à plus petite échelle.

En conclusion, cette analyse met en évidence un immense potentiel pour l'énergie solaire photovoltaïque dans la région étudiée. Les critères de sélection utilisés, et en particulier le DNI, montrent que la quasi-totalité des surfaces offrent des conditions optimales ou très favorables, tant du point de vue du rayonnement solaire que de la configuration topographique. Ainsi, ces résultats constituent une base solide pour planifier et investir dans des projets solaires, en ciblant prioritairement les zones de classes 4 et 5 pour garantir les meilleurs rendements énergétiques. Toutefois, il sera pertinent dans une étape ultérieure d'intégrer d'autres facteurs tels que l'accessibilité, la proximité des infrastructures électriques et les éventuelles contraintes environnementales pour affiner encore davantage la sélection des sites.

3.3 Analyse des scénarios de pondération des critères

Afin d'évaluer l'influence relative des différents critères sur la sélection des sites d'implantation des centrales photovoltaïques, plusieurs scénarios de pondération ont été définis. Chaque scénario reflète une approche spécifique basée sur des priorités distinctes : technique, économique, environnementale et égalitaire. Le tableau 3.5 présente les poids attribués aux différents critères selon quatre scénarios d'évaluation : climatologique, économique, environnemental et égalitaire. Chaque scénario reflète une approche spécifique de la sélection des sites pour l'implantation des centrales solaires.

Tableau 3.5: Poids des critères selon les différents scénarios.

Critère	Scénarios			
	Climatologique	Économique	Environnementale	Égalitaire
GTI	0.289	0.027	0.025	0.111
Pente	0.188	0.215	0.025	0.111
Aspect	0.156	0.191	0.036	0.111
Élévation	0.105	0.156	0.067	0.111
Ligne électrique	0.100	0.121	0.060	0.111
Route	0.065	0.100	0.122	0.111
CL	0.048	0.073	0.171	0.111
Bêta	0.027	0.062	0.221	0.111
Vitesse du vent	0.021	0.054	0.274	0.111
RC	0.044	0.094	0.081	0.000

Le tableau 3.6 illustre la distribution spatiale des zones d'aptitude à l'implantation de fermes solaires photovoltaïques selon le critère GTI pour les quatre scénarios analysés. La surface totale du masque étudié est d'environ 102,185 km².

Les résultats révèlent que les classes de faible aptitude (classes 1 et 2) sont complètement absentes dans l'ensemble des scénarios, ce qui signifie que les zones considérées présentent globalement un potentiel solaire favorable en termes d'irradiance globale sur plan incliné (voir la figure 3.4).

3.3.1 Scénario 1 : approche climatologique (ressource solaire dominante)

Ce scénario privilégie fortement les facteurs liés à la disponibilité énergétique solaire, en particulier le GTI. Ce type de scénario est particulièrement adapté aux études de potentiel solaire théorique où l'objectif principal est la maximisation de la production énergétique. Les résultats de ce scénario montrent que la majorité des surfaces appartient aux classes

Tableau 3.6: Les surfaces totales et la répartition en pourcentage des zones de convenance des sites selon le critère GTI.

Scénario	Class	Area (ha)	Area (km ²)	Percentage(%)
Scénario 1	1	0	0	0
	2	0	0	0
	3	19375	193.75	0.1896
	4	6160706.25	61607.0625	60.2881
	5	4037050	40370.5	39.5062
Scénario 2	1	0	0	0
	2	0	0	0
	3	79700	797	0.7799
	4	6355987.5	63559.875	62.1992
	5	3781443.75	37814.4375	37.0049
Scénario 3	1	0	0	0
	2	0	0	0
	3	490837.5	4908.375	4.8033
	4	9219550	92195.5	90.2217
	5	506743.75	5067.4375	4.9590
Scénario 4	1	0	0	0
	2	0	0	0
	3	205075	2050.75	2.0068
	4	8533143.75	85331.4375	83.5046
	5	1478912.5	14789.125	14.4725

4 et 5, représentant respectivement 61,607 km² (60,29 %) et 40,370 km² (39,51 %) de la surface totale. Cela traduit une très forte disponibilité de zones à haute aptitude énergétique.

3.3.2 Scénario 2 : approche économique (accessibilité et coût d'installation)

Ce scénario met l'accent sur les critères liés à la faisabilité d'installation et au coût du projet. Les distances aux routes et aux lignes électriques deviennent les facteurs dominants, suivis de la pente, de l'altitude et de l'aspect. L'objectif est de minimiser les coûts d'investissement et de faciliter l'intégration des centrales photovoltaïques dans le réseau électrique existant. D'après les résultats obtenus, le scénario 2 présente une distribution similaire au scénario 1, où la classe 4 couvre 63,560 km² (62,20 %) tandis que la classe 5 atteint 37,814 km² (37,00 %). La classe 3 reste marginale avec seulement 797 km².

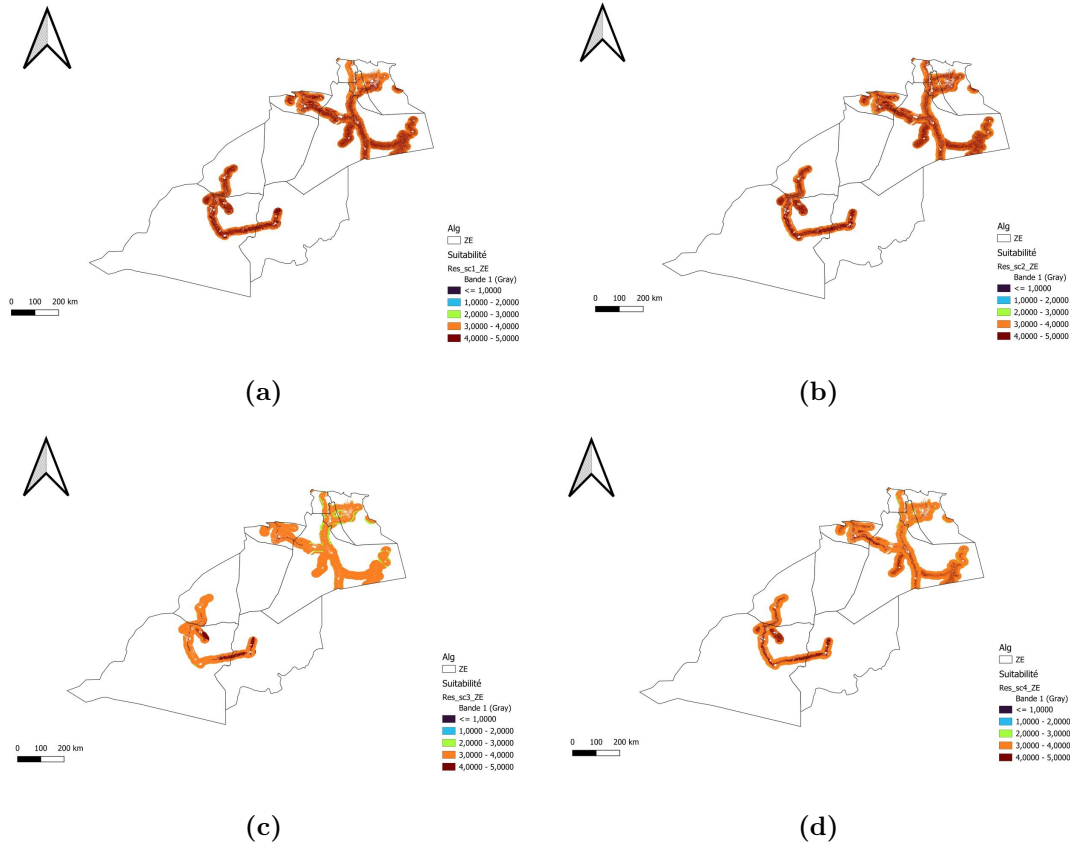


Figure 3.4: Analyse des scénarios de pondération des critères, (a) scénario 1, (b) scénario 2, (c) scénario 3, (d) scénario 4

3.3.3 Scénario 3 : approche environnementale (conditions atmosphériques et contraintes naturelles)

Ce scénario privilégie les conditions atmosphériques et environnementales, notamment le Cloud Index (CI), la turbidité atmosphérique (β) et la vitesse du vent. Ces facteurs influencent directement la performance réelle des systèmes photovoltaïques ainsi que leur durabilité. L'objectif est d'identifier les zones où les conditions climatiques sont stables et favorables au fonctionnement à long terme des installations. Les résultats obtenus pour ce scénario 3 montrent que la classe 4 devient prédominante avec une superficie de 92,196 km², soit 90,22 % de la surface totale, alors que la classe 5 diminue fortement à environ 5,067 km² (4,96 %). La classe 3 couvre près de 4,908 km² (4,80 %).

3.3.4 Scénario 4 : approche équilibrée (référence neutre)

Ce scénario attribue une importance équivalente à tous les critères. Il sert de scénario de référence permettant de comparer les résultats des autres approches. Aucun facteur

n'est privilégié, ce qui permet d'obtenir une vision globale et neutre de la zone d'étude. Il est particulièrement utile pour l'analyse de sensibilité et pour vérifier la robustesse des résultats obtenus avec les autres scénarios pondérés. Ce scénario montre également une domination importante de la classe 4 avec 85,331 km² (83,50 %), suivie de la classe 5 avec 14,789 km² (14,47 %). La classe 3 demeure limitée à 2,051 km².

3.4 Conclusion

Ce chapitre a permis d'évaluer et d'analyser la répartition spatiale des zones favorables à l'implantation des systèmes solaires à partir d'une approche multicritère intégrant différents scénarios de pondération. L'analyse a montré que les critères énergétiques, techniques, environnementaux et économiques influencent directement la distribution des niveaux d'aptitude des sites. Dans l'ensemble, les résultats mettent en évidence une prédominance des classes d'aptitude élevée (classe 4) et très élevée (classe 5) pour tous les scénarios, confirmant l'importance du potentiel GTI dans l'identification des sites favorables à l'implantation des installations solaires.

Conclusion Générale

Notre travail consiste en une étude visant à identifier les sites les plus appropriés pour l'implantation des centrales solaires photovoltaïques dans le sud de l'Algérie, en s'appuyant sur les outils d'analyse spatiale et la méthode de l'Analyse Hiérarchique des Processus (AHP).

Dans un premier temps, les concepts de base liés à l'énergie solaire ont été présentés, notamment le mouvement de la Terre autour du Soleil, les différents types de rayonnement solaire ainsi que les technologies de conversion de l'énergie solaire en électricité, à savoir les systèmes photovoltaïques et thermiques. Cette partie a permis de mettre en évidence l'importance de la ressource solaire en tant qu'énergie propre et renouvelable, tout en soulignant la nécessité d'une planification rigoureuse pour garantir une meilleure performance des installations.

Par la suite, une approche basée sur les Systèmes d'Information Géographique (SIG) et les méthodes de décision multicritère (MCDM), en particulier la méthode AHP, a été adoptée. Cette approche a permis d'identifier et d'intégrer plusieurs critères de sélection, incluant les aspects climatiques, topographiques, techniques et économiques, afin de fournir un cadre d'analyse cohérent et fiable pour la prise de décision.

Enfin, la méthodologie proposée a été appliquée à la zone d'étude à travers la constitution d'une base de données spatiale, le traitement des différentes couches thématiques, ainsi que l'application du modèle AHP pour la pondération des critères et la génération des cartes de suitability. Plusieurs scénarios ont également été analysés (climatologique, économique, environnemental et équilibré), permettant d'évaluer l'influence de chaque critère sur le choix des sites.

Les résultats obtenus montrent que la zone étudiée présente un potentiel très élevé pour l'implantation des centrales solaires. En effet, selon le critère DNI, environ 59.08% de la superficie correspond à une aptitude élevée et 35.85% à une aptitude très élevée, soit plus de 94% de la zone totale jugée favorable. Les classes faibles sont pratiquement inexistantes.

Concernant le critère GTI, les résultats confirment cette tendance avec 53.05% de la

surface classée en aptitude très élevée et 46.51% en aptitude élevée, ce qui représente plus de 99% de la zone présentant des conditions très favorables, avec une absence quasi totale des zones défavorables.

À travers ces résultats, nous concluons que la région étudiée constitue l'une des zones les plus propices au développement des centrales solaires photovoltaïques en Algérie. De plus, la méthodologie adoptée a démontré son efficacité en tant qu'outil d'aide à la décision, permettant d'orienter les investissements vers les sites les plus performants et d'assurer une exploitation optimale des ressources énergétiques renouvelables.

Bibliography

- [1] Younes Noorollahi, Hossein Yousefi, and Mohammad Mohammadi. Multi-criteria decision support system for wind farm site selection using GIS. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 13:38–50, 2016.
- [2] International Energy Agency. Solar pv, 2025. Consulté le 13 février 2026.
- [3] N. Halimi and M. Benali. Spatially-optimized photovoltaic site selection using gis and mcdm approaches. *Renewable Energy*, 230:456–470, 2025.
- [4] Hakima Kaddour. Énergies renouvelables: L’algérie en route vers les 15000 mw, 2025.
- [5] Muhammad Iqbal. *An introduction to solar radiation*. Academic Press, Toronto ; New York, 1983.
- [6] Christian A. Gueymard. Direct solar transmittance and irradiance predictions with broadband models. Part I: detailed theoretical performance assessment. *Solar Energy*, 74(5):355–379, May 2003.
- [7] Mohamed Zaiani, Djelloul Djafer, Fatima Chouireb, Abdanour Irbah, and Mahfoud Hamidia. New method for clear day selection based on normalized least mean square algorithm. *Theoretical and Applied Climatology*, 139(3):1505–1512, February 2020.
- [8] Liexing Huang, Junfeng Kang, Mengxue Wan, Lei Fang, Chunyan Zhang, and Zhao-liang Zeng. Solar Radiation Prediction Using Different Machine Learning Algorithms and Implications for Extreme Climate Events. *Frontiers in Earth Science*, 9, April 2021.
- [9] Daryl R. Myers. *Solar Radiation: Practical Modeling for Renewable Energy Applications*. CRC Press, 1 edition, July 2017.
- [10] Olivier Farges. Conception optimale de centrales solaires à concentration: application aux centrales à tour et aux installations ”beam down”.

- [11] Abdelfetah Belaid, Mawloud Guermoui, Abdelkader Riche, Toufik Arrif, Hamdani Maamar, Cherier Mohamed Kamel, Abdelaziz Rabehi, and Mohamad Mahmoud Al Rahhal. High-Resolution Mapping of Concentrated Solar Power Site Suitability in Ghardaïa, Algeria: A GIS-Based Fuzzy Logic and Multi-Criteria Decision Analysis. *IEEE Access*, 13:231–255, 2025.
- [12] Luis G. Vargas. *An Overview of the Analytic Hierarchy Process and Its Applications*. Springer, New York, USA, 1990. Considéré comme référence classique sur l’AHP.
- [13] A. Lopez and J. Smith. Assessment of solar photovoltaic potential in the united states. *Renewable Energy*, 45:123–135, 2012.
- [14] Y. Charabi and A. Gastli. Techno-economic assessment of photovoltaic systems for electricity generation in oman. *Energy Policy*, 39:7305–7315, 2011.
- [15] S. Halder and R. Kumar. Land suitability analysis for solar power plants using ahp and gis. *Solar Energy*, 234:98–112, 2022.
- [16] G. Villacreses and L. Torres. Geolocation-based assessment for optimal photovoltaic plant deployment. *Energy Reports*, 8:1592–1605, 2022.
- [17] H. Piazena. The effect of altitude upon the solar UV-B and UV-A irradiance in the tropical Chilean Andes. *Solar Energy*, 57(2):133–140, 1996.
- [18] Sassi Rekik and Souheil El Alimi. GIS-AHP Based Approach for Largescale Solar PV Site Selection: A Case of Tunisia, December 2021.
- [19] Global Solar Atlas.
- [20] Copernicus climate change service, climate data store, (2024): Era5 post-processed daily-statistics on single levels from 1940 to present.
- [21] Mohamed Zaiani, Abdanour Irbah, Djelloul Djafer, Constantino Listowski, Julien Delanoë, Dimitris Kaskaoutis, Sabrina Belaid Boualit, Fatima Chouireb, and Mohamed Mimouni. Study of Atmospheric Turbidity in a Northern Tropical Region Using Models and Measurements of Global Solar Radiation. *Remote Sensing*, 13(12):2271, 2021.
- [22] Mohamed Zaiani, Abdanour Irbah, and Julien Delanoë. Estimation of Aerosol Characteristics from Broadband Solar Radiation Measurements Carried Out in Southern Algeria. *Remote Sensing*, 16(18):3365, January 2024. Number: 18.

- [23] Global modeling and assimilation office (gmao) (2015), `tavg1_2d_aer_nx`: Merra-2, 3d iau state.
- [24] S. Mekhilef, R. Saidur, and M. Kamalisarvestani. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5):2920–2925, June 2012.