

Potentiel Photovoltaïque Et Contraintes Topographiques Dans La Région Boeny (Madagascar) : Une Approche Spatiale Multicritère Et Une Analyse De Sensibilité

RAHAMALITSIROFO Haja¹, ANDRIANOMANANA RANAIVO DANIEL Mamitiana², RAKOTOSON Tolontsoa³, TOVONIRINA Jackie⁴, RASOLOMANANA Eddy H.⁵

^{1,2,3,4,5}Ecole Doctorale Ingénierie et Géosciences, Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo, Université Antananarivo

Corresponding Author : RAHAMALITSIROFO Haja



Résumé: Cette étude évalue le potentiel photovoltaïque de la région Boeny (Madagascar) à partir d'une approche spatiale multicritère combinant la ressource solaire, la pente, l'altitude et une analyse de sensibilité des pondérations. Les données du Global Solar Atlas ont été croisées avec un modèle numérique de terrain et les limites administratives régionales afin de caractériser les contrastes spatiaux et de hiérarchiser les districts. Les résultats montrent un GHI élevé et relativement homogène, avec des seuils de 5,96 kWh/m²/jour au premier tiers, 6,03 kWh/m²/jour au second tiers et 6,06 kWh/m²/jour au 75e percentile. Le croisement GHI-pente indique que 25,0 % de la superficie étudiée satisfait simultanément les conditions $GHI \geq 6,06 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ et $\text{pente} \leq 5^\circ$. L'analyse topographique révèle par ailleurs que 100 % des surfaces analysées dans les six districts présentent une pente $\leq 5^\circ$, confirmant une contrainte topographique globalement faible à l'échelle régionale. L'intégrale hypsométrique obtenue est de 0,576. L'analyse de sensibilité montre enfin qu'Ambato Boeni devient le district le mieux classé dès que le poids du GHI atteint 50 %, tandis que Marovoay domine lorsque la topographie est davantage pondérée.

Mots-clés : potentiel photovoltaïque ; analyse multicritère ; irradiation solaire ; contraintes topographiques ; Boeny.

Abstract: This study assesses the photovoltaic potential of the Boeny Region (Madagascar) using a spatial multicriteria approach combining solar resources, slope, elevation, and a sensitivity analysis of weighting schemes. Global Solar Atlas data were integrated with a digital elevation model and regional administrative boundaries to characterize spatial variations and rank the districts according to their photovoltaic suitability. The results indicate high and relatively homogeneous Global Horizontal Irradiation (GHI), with threshold values of 5.96 kWh/m²/day at the first tertile, 6.03 kWh/m²/day at the second tertile, and 6.06 kWh/m²/day at the 75th percentile. The GHI-slope cross-analysis shows that 25.0% of the study area simultaneously meets the conditions of $GHI \geq 6.06 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ and $\text{slope} \leq 5^\circ$. The topographic analysis further reveals that 100% of the analyzed areas across the six districts have slopes $\leq 5^\circ$, confirming that topographic constraints are generally low at the regional scale. The resulting hypsometric integral is 0.576. Finally, the sensitivity analysis shows that Ambato Boeni becomes the highest-ranked district when the GHI weight reaches 50%, whereas Marovoay ranks first when greater importance is assigned to topographic factors.

Keywords: photovoltaic potential; multicriteria analysis; solar irradiation; topographic constraints; Boeny.

1. INTRODUCTION

La transition vers des systèmes énergétiques à faibles émissions de carbone s'accompagne d'une croissance rapide des technologies renouvelables, parmi lesquelles l'énergie solaire photovoltaïque occupe une place désormais centrale. À l'échelle mondiale, le photovoltaïque constitue l'un des principaux moteurs de l'expansion des capacités renouvelables : en 2025, il représentait plus des trois quarts des nouvelles capacités renouvelables installées et sa capacité cumulée mondiale atteignait environ 2 800 GW [1]. Cette dynamique s'explique notamment par la diminution des coûts technologiques, la modularité des installations et la possibilité de déployer des systèmes photovoltaïques à différentes échelles, depuis les systèmes autonomes jusqu'aux centrales raccordées au réseau. Les perspectives à moyen terme confirment cette tendance, le solaire photovoltaïque devant représenter près de 80 % de l'accroissement mondial des capacités renouvelables entre 2025 et 2030 [2]. Cette évolution revêt une importance particulière pour les pays confrontés simultanément à une forte disponibilité des ressources renouvelables et à un déficit d'accès à l'électricité. Madagascar illustre cette situation. Malgré un potentiel important en ressources énergétiques renouvelables, le pays demeure caractérisé par un faible niveau d'électrification et par des difficultés persistantes de fiabilité du système électrique. Selon la Banque mondiale, seulement 36 % de la population malgache dispose d'un accès à l'électricité, tandis que les infrastructures de production, de transport et de distribution restent confrontées à des contraintes techniques et financières importantes [3]. Parallèlement, les données de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables indiquent un potentiel photovoltaïque significatif : environ 73 % du territoire malgache se situe dans des classes de productivité photovoltaïque comprises entre 1,6 et 1,9 MWh/kWp/an, ce qui confirme l'intérêt stratégique de cette ressource pour la diversification du mix électrique national [4]. Toutefois, l'existence d'une ressource solaire élevée ne suffit pas à garantir la pertinence technique d'un emplacement pour une centrale photovoltaïque. La sélection spatiale des sites dépend d'un ensemble de facteurs climatiques, topographiques, environnementaux, fonciers et infrastructurels. Parmi ces facteurs, l'irradiation solaire détermine directement le potentiel énergétique, tandis que les caractéristiques du relief, notamment la pente et l'altitude, peuvent influencer les travaux de terrassement, les conditions d'accès, les coûts de construction et l'organisation des installations [5,6]. Les travaux consacrés à la localisation des centrales photovoltaïques montrent ainsi que l'irradiation solaire, la pente, la proximité du réseau électrique et les contraintes d'occupation du sol figurent parmi les critères les plus fréquemment mobilisés dans les analyses de présélection [6]. Dans cette perspective, les systèmes d'information géographique permettent d'intégrer des informations provenant de plusieurs sources et d'identifier les variations spatiales des facteurs favorables ou contraignants. L'association des systèmes d'information géographique avec les méthodes d'analyse multicritère constitue aujourd'hui l'une des approches les plus utilisées pour l'évaluation spatiale des sites destinés aux énergies renouvelables [7]. Cette démarche permet de normaliser et de combiner des critères exprimés dans des unités différentes afin de construire des indices synthétiques d'aptitude et de hiérarchiser les territoires. Elle présente néanmoins une limite importante : le résultat peut être sensible aux poids attribués aux différents critères. Les études méthodologiques recommandent par conséquent d'accompagner la cartographie multicritère d'une analyse de sensibilité afin de déterminer si les zones ou les unités administratives considérées comme prioritaires conservent leur position lorsque les pondérations sont modifiées [7,8]. Une telle démarche améliore la transparence de l'évaluation et permet de distinguer les résultats robustes de ceux fortement dépendants des hypothèses de pondération. Dans ce contexte, la région Boeny, située dans le nord-ouest de Madagascar, constitue un territoire pertinent pour examiner conjointement la disponibilité de la ressource solaire et les caractéristiques topographiques dans une perspective de planification photovoltaïque. Les données spatiales du Global Solar Atlas, développé dans le cadre du programme ESMAP de la Banque mondiale avec Solargis, permettent notamment de caractériser l'irradiation globale horizontale (GHI) et d'effectuer des évaluations préliminaires de la ressource solaire [9]. Ces données peuvent être croisées avec un modèle numérique de terrain afin d'analyser l'altitude, la pente et l'organisation générale du relief. Le Global Solar Atlas est spécifiquement conçu pour les phases de prospection et de préféabilité, mais ses résultats doivent être complétés par des investigations plus détaillées avant toute décision d'investissement [9]. La présente étude vise ainsi à évaluer le potentiel photovoltaïque et les contraintes topographiques de la région Boeny à travers une approche spatiale multicritère complétée par une analyse de sensibilité.

2. MATÉRIELS ET MÉTHODES

La démarche méthodologique adoptée repose sur une analyse spatiale intégrée combinant la ressource solaire et les caractéristiques topographiques de la région Boeny. L'approche a été conçue comme un outil de présélection à l'échelle régionale et non comme une étude de faisabilité technique à l'échelle parcellaire. Elle s'appuie sur les principes de l'analyse multicritère spatiale, qui permet de mettre en relation des variables de nature et d'unités différentes afin de hiérarchiser des territoires selon leur niveau relatif d'aptitude [10,11]. Cette approche est largement mobilisée pour la localisation préliminaire des installations d'énergies renouvelables, notamment photovoltaïques, en raison de sa capacité à intégrer simultanément les facteurs climatiques, topographiques, environnementaux et infrastructurels [12,13]. La ressource solaire a été caractérisée à partir des données d'irradiation globale horizontale issues du Global Solar Atlas. Cet outil, développé dans le cadre du programme ESMAP de la Banque mondiale avec les données Solargis, fournit des couches géographiques destinées notamment à l'évaluation préliminaire des ressources solaires et à la prospection des projets photovoltaïques [14]. Le raster GHI utilisé dans cette étude était exprimé sous forme de cumul annuel ; les valeurs ont par conséquent été converties en moyennes journalières afin d'obtenir une unité en kWh/m²/jour, comparable à celle communément affichée dans le Global Solar Atlas. Le raster a ensuite été découpé suivant la limite administrative de Boeny. Les analyses ont été réalisées sur la grille spatiale du GHI afin de ne pas créer artificiellement une précision solaire supérieure à celle de la donnée d'origine. Le Global Solar Atlas étant destiné aux analyses de prospection et de pré-faisabilité, les valeurs obtenues ont été considérées comme des indicateurs régionaux de la ressource et non comme des mesures de production électrique directement observées [14]. La composante topographique a été extraite d'un modèle numérique de terrain couvrant Madagascar. Le MNT a été découpé à l'emprise de Boeny puis reprojeté dans le système WGS 84 / UTM zone 38S (EPSG:32738) afin que les calculs spatiaux soient effectués dans une projection métrique. L'altitude a été utilisée pour caractériser l'organisation générale du relief, tandis que la pente a été calculée à partir des variations altitudinales entre cellules voisines et exprimée en degrés. Cette procédure correspond aux principes usuels de la géomorphométrie, dans laquelle les attributs topographiques tels que la pente et l'orientation sont dérivés d'un modèle numérique d'élévation [15]. La résolution du MNT exerçant une influence directe sur l'amplitude des pentes calculées, les résultats topographiques ont été interprétés à l'échelle du screening régional et non comme une description détaillée de la microtopographie des futurs sites. Les limites administratives de niveau régional et district ont été obtenues à partir de la base BNGRC/OCHA. La région Boeny a été extraite du niveau administratif régional et les six districts d'Ambato Boeny, Mahajanga I, Mahajanga II, Marovoay, Mitsinjo et Soalala ont été isolés pour les analyses zonales. Après harmonisation des systèmes de coordonnées, les variables continues ont été superposées sur une grille commune. Le GHI, l'altitude et la pente ont ensuite été masqués selon la limite exacte de Boeny, de façon à exclure les cellules situées à l'extérieur de l'aire d'étude. Lorsqu'un changement de résolution était nécessaire, les variables continues ont été rééchantillonnées de manière à préserver autant que possible leur gradient spatial, tout en évitant de considérer comme nouvelles observations indépendantes les cellules résultant d'une simple interpolation. La structure altitudinale a été étudiée conjointement à partir de la carte d'altitude et d'une courbe hypsométrique normalisée. Les valeurs du MNT ont été ordonnées de la plus élevée à la plus faible, puis rapportées à la surface cumulée régionale. L'altitude a également été ramenée sur une échelle relative comprise entre les valeurs minimale et maximale de la région. Cette procédure a permis de représenter la part du territoire correspondant aux différents niveaux du relief et de calculer l'intégrale hypsométrique par intégration numérique de la courbe. Cet indicateur a été utilisé comme mesure synthétique de l'organisation altitudinale, en complément de la moyenne, de la médiane et des valeurs extrêmes. L'interprétation de l'intégrale hypsométrique est restée descriptive compte tenu de la résolution du MNT et de l'objectif prioritairement énergétique de l'étude. L'analyse de la pente a été conduite à la fois de manière spatiale et statistique. Une valeur moyenne a été calculée pour chaque district, mais cette statistique a été complétée par des fonctions de distribution cumulative empirique afin de représenter la proportion de chaque district situé sous différents niveaux de pente. Un seuil de 5° a été retenu comme valeur de référence pour identifier les terrains topographiquement peu contraignants dans le cadre du screening photovoltaïque. Ce seuil a été utilisé comme critère opérationnel de comparaison et non comme une norme universelle de constructibilité. Les travaux portant sur la sélection spatiale des centrales photovoltaïques montrent en effet que la pente constitue un critère récurrent de présélection, mais que les valeurs admissibles varient selon les technologies, les conditions d'aménagement et les objectifs de l'étude [12,13]. Afin d'examiner conjointement le potentiel solaire et les contraintes topographiques, une classification bivariable du GHI et de la pente a ensuite été réalisée. La distribution du GHI a été divisée en

trois niveaux relatifs à partir des terciles régionaux, correspondant dans les données analysées à environ 5,96 kWh/m²/jour pour le premier seuil et 6,03 kWh/m²/jour pour le second. La pente a été regroupée en trois classes correspondant aux terrains inférieurs ou égaux à 5°, aux pentes comprises entre 5 et 10° et aux pentes supérieures à 10°. Le croisement de ces deux classifications a produit neuf combinaisons spatiales permettant de distinguer, par exemple, un fort GHI associé à une faible pente d'un fort GHI associé à une contrainte topographique plus importante. En complément de la carte, un diagramme de densité GHI-pente a été construit afin d'identifier les concentrations d'observations dans l'espace des deux variables. Le 75e percentile du GHI, égal à environ 6,06 kWh/m²/jour, a été utilisé pour délimiter la fraction supérieure de la ressource solaire régionale, conjointement au seuil de pente de 5°. L'évaluation multicritère a ensuite été réalisée après normalisation des variables sur une échelle commune comprise entre 0 et 1. Les valeurs élevées de GHI ont été considérées comme favorables, tandis que la pente a été transformée en un indicateur d'aptitude décroissant lorsque l'inclinaison augmente. Le scénario de référence a attribué un poids identique de 50 % au GHI et 50 % à la composante topographique, afin d'éviter de privilégier a priori l'un des deux critères. L'indice obtenu constitue ainsi une mesure relative permettant de comparer les cellules de Boeny entre elles ; il ne doit pas être interprété comme une probabilité absolue de faisabilité d'un projet. Le recours à la normalisation et à la combinaison pondérée est cohérent avec les pratiques courantes de l'analyse multicritère spatiale appliquée à la sélection des sites d'énergies renouvelables [10–13]. Une analyse de sensibilité a enfin été menée afin d'évaluer dans quelle mesure la hiérarchie spatiale dépendait du choix des pondérations. Le poids accordé au GHI a successivement été fixé à 30, 40, 50, 60 et 70 %, la part complémentaire étant affectée à la pente. Pour chacun de ces scénarios, les valeurs moyennes des critères ont été recalculées à l'échelle des districts et leur classement a été actualisé. Cette procédure permet d'identifier les districts dont la position reste stable malgré les changements d'hypothèses et ceux dont le rang dépend plus fortement de l'importance attribuée à la ressource solaire ou à la topographie. L'analyse de sensibilité constitue une étape essentielle dans les démarches multicritères, car la variation des poids est l'une des méthodes les plus utilisées pour tester la stabilité et la validité des résultats de sélection des sites d'énergies renouvelables [11,12].

3. RESULTATS ET DISCUSSIONS

3.1 Structure altitudinale et organisation hypsométrique du relief de la région Boeny

La figure ci-dessous présente la distribution spatiale de l'altitude dans la région Boeny ainsi que la courbe hypsométrique normalisée correspondante. Cette représentation combinée permet d'apprécier, d'une part, les contrastes altitudinaux à l'échelle régionale et, d'autre part, la répartition relative des surfaces en fonction de leur position dans le relief. La courbe hypsométrique constitue ainsi un indicateur synthétique de l'organisation morphologique du territoire et complète l'analyse spatiale fournie par le modèle numérique de terrain.

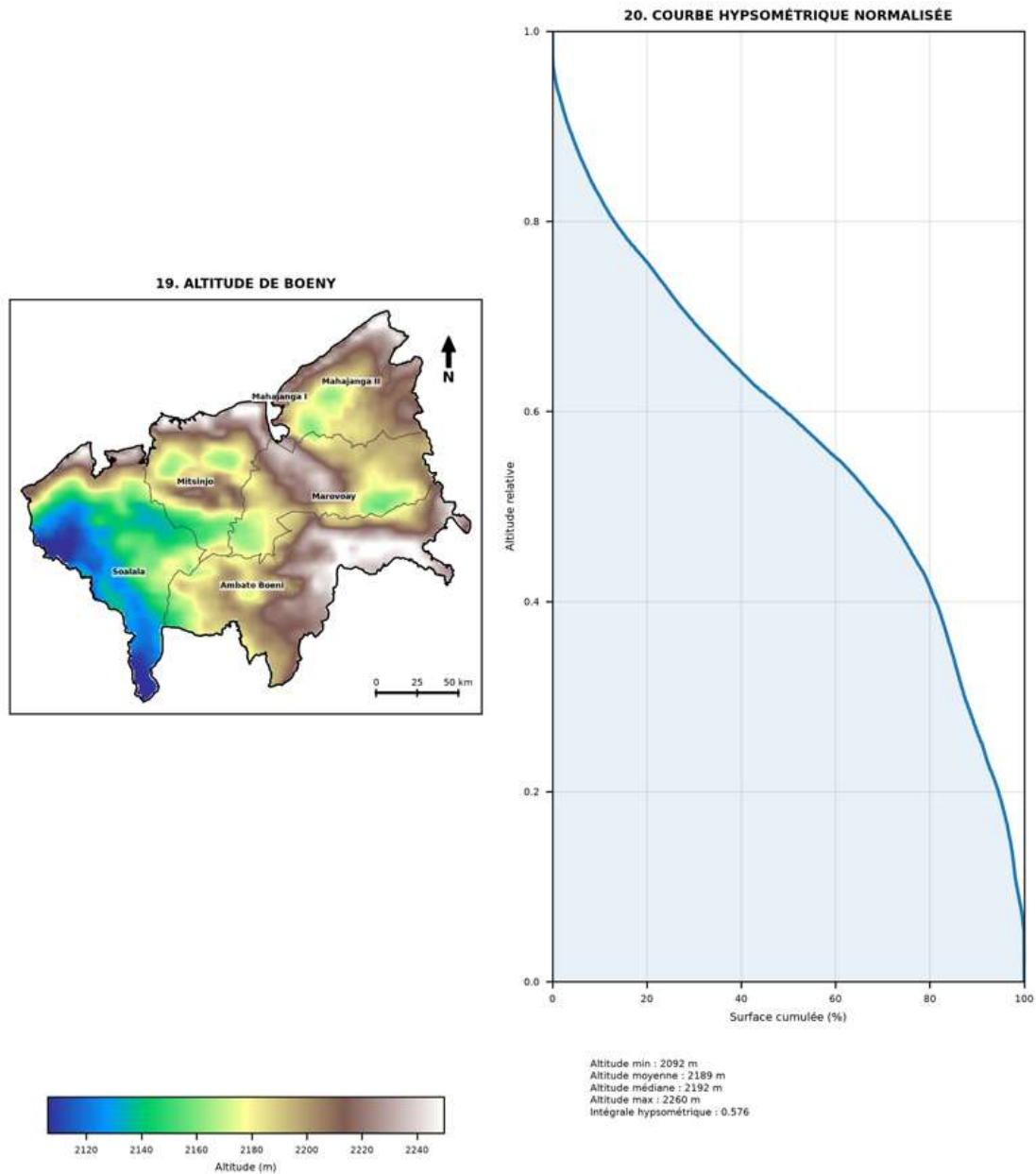


Figure 1: Structure altitudinale et organisation hypsométrique du relief de la région Boeny

Source : Auteur

Interprétation

La carte met en évidence une organisation spatiale contrastée du relief. Les valeurs les plus faibles sont principalement concentrées dans la partie occidentale et sud-occidentale de la région, notamment autour de Soalala, tandis que des niveaux relativement plus élevés apparaissent dans les secteurs centraux, orientaux et nord-orientaux. Les statistiques calculées indiquent

une altitude minimale de 2 092 m, une altitude maximale de 2 260 m, pour une moyenne de 2 189 m et une médiane de 2 192 m. La proximité entre la moyenne et la médiane traduit une distribution altitudinale globalement équilibrée, sans forte dissymétrie centrale, bien que des contrastes locaux demeurent visibles sur la carte. La courbe hypsométrique confirme cette organisation. Elle présente une diminution progressive de l'altitude relative avec l'augmentation de la surface cumulée, mais sa forme n'est pas parfaitement linéaire. Une partie relativement importante du territoire se situe dans les niveaux altitudinaux intermédiaires, tandis que les surfaces correspondant aux valeurs extrêmes sont plus limitées. L'intégrale hypsométrique de 0,576 traduit un relief présentant encore une proportion notable de surfaces relativement élevées. Dans une lecture géomorphologique classique, une telle valeur correspond davantage à un état intermédiaire, associé à un relief modérément disséqué plutôt qu'à une surface entièrement aplanie. Cette configuration est cohérente avec une organisation topographique où alternent secteurs relativement plans et zones de relief plus marqué. Pour l'étude d'implantation de centrales photovoltaïques, cette information altitudinale doit cependant être considérée comme un critère contextuel plutôt que comme un facteur discriminant principal. La topographie locale, et notamment la pente, demeure plus directement déterminante pour les terrassements, l'accessibilité et les coûts d'aménagement. L'intérêt principal de cette figure réside donc dans la caractérisation du cadre morphologique régional et dans l'identification des secteurs où l'altitude et la forme générale du relief pourront être croisées avec la pente, le rayonnement solaire et les autres contraintes spatiales.

3.2 Interaction spatiale entre l'irradiation globale horizontale et la pente dans la région Boeny

La figure ci-dessous analyse conjointement la distribution spatiale de l'irradiation globale horizontale (GHI) et les contraintes topographiques liées à la pente. La carte bivariable permet d'identifier les combinaisons spatiales entre niveaux de ressource solaire et classes de pente, tandis que le diagramme de densité représente la concentration des cellules selon ces deux variables. Cette lecture croisée vise à déterminer dans quelle mesure les secteurs bénéficiant d'un fort potentiel solaire coïncident avec des terrains topographiquement favorables à l'implantation d'infrastructures photovoltaïques.

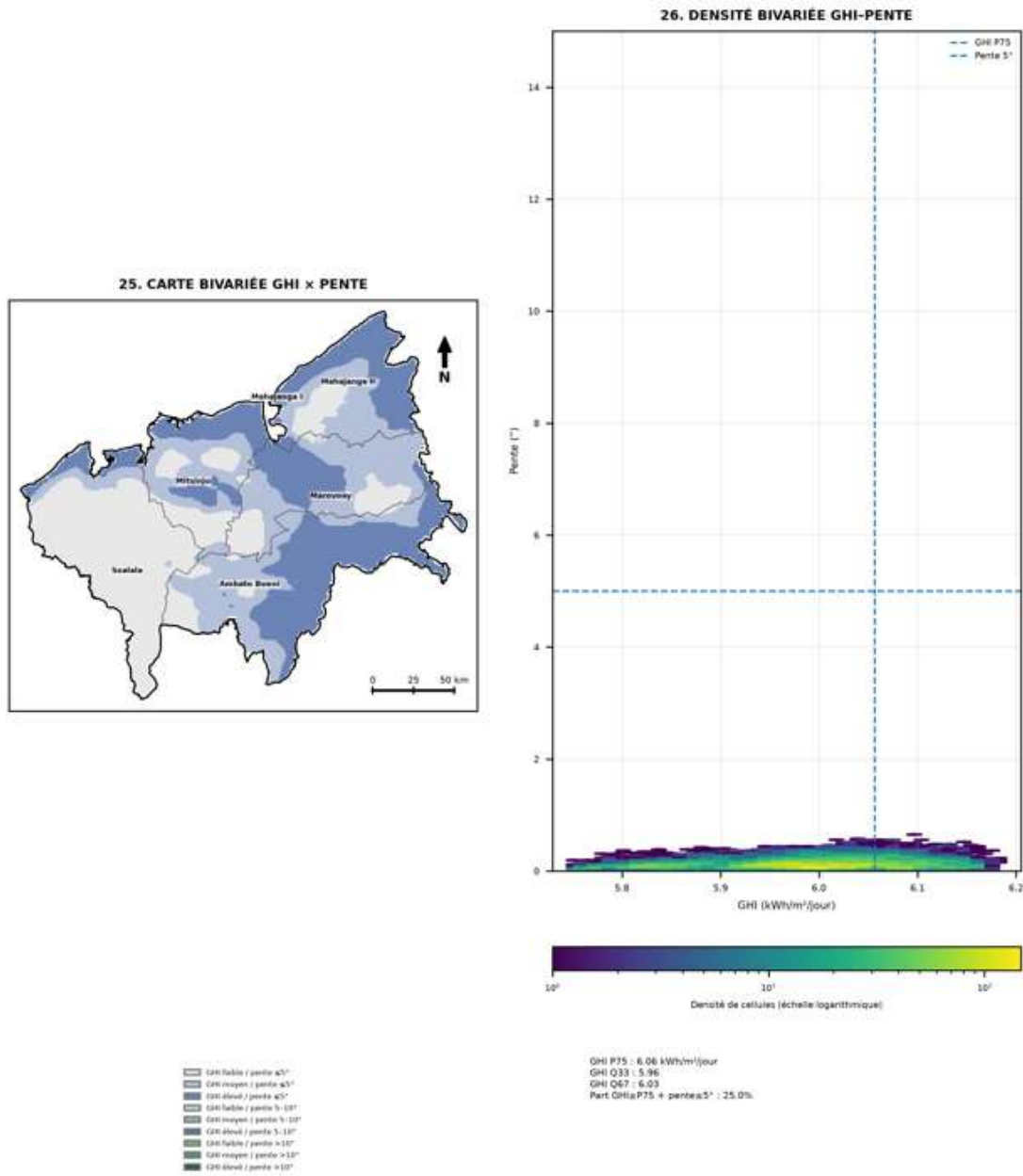


Figure 2: Interaction spatiale entre l'irradiation globale horizontale et la pente dans la région Boeny

Source : Auteur

Interprétation

Les résultats montrent tout d'abord une ressource solaire relativement élevée et spatialement peu dispersée à l'échelle de Boeny. Les seuils calculés situent le premier tiers de la distribution à 5,96 kWh/m²/jour (Q33), le second à 6,03 kWh/m²/jour (Q67) et le

75e percentile à 6,06 kWh/m²/jour. La carte bivariable met néanmoins en évidence des différenciations spatiales internes : certains secteurs du nord, du nord-est et des parties orientales présentent des niveaux de GHI relativement élevés, tandis que des valeurs plus faibles apparaissent notamment dans plusieurs secteurs occidentaux et dans certaines poches centrales. Ces contrastes restent toutefois modérés, ce qui traduit une ressource solaire globalement favorable sur une grande partie du territoire régional. Le diagramme de densité révèle un résultat particulièrement important concernant la topographie. La très grande majorité des observations est concentrée dans la partie inférieure du graphique, avec des pentes généralement nettement inférieures à 1°, alors que le seuil retenu pour les terrains favorables est fixé à 5°. Les classes de pente comprises entre 5–10° et supérieures à 10° sont ainsi très peu représentées, voire pratiquement absentes dans les données analysées. Dans cette configuration, la pente apparaît peu discriminante à l'échelle régionale, tandis que la variabilité du GHI devient le principal facteur différenciant dans cette analyse bivariable. Le croisement des deux critères indique que 25,0 % de la surface analysée satisfait simultanément les conditions $GHI \geq 6,06 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ et $\text{pente} \leq 5^\circ$. Cette proportion correspond aux secteurs combinant le quart supérieur de la distribution régionale du rayonnement solaire avec des conditions topographiques favorables. Elle constitue ainsi une première estimation des espaces particulièrement intéressants pour une présélection de sites photovoltaïques.

3.3 Indice intégré de potentiel solaire–topographique et sensibilité du classement des districts aux pondérations

La figure ci-dessous illustre une analyse intégrée de l'aptitude solaire–topographique de la région Boeny fondée sur la combinaison du potentiel solaire et des contraintes de pente. La carte de gauche représente un indice normalisé compris entre 0 et 1, calculé avec une pondération équilibrée de 50 % pour le GHI et 50 % pour l'aptitude liée à la pente, tandis que la figure de droite évalue la sensibilité du classement des districts lorsque le poids accordé au GHI varie de 30 à 70 %. Cette double représentation permet ainsi d'apprécier simultanément la distribution spatiale du potentiel et la robustesse des résultats vis-à-vis des choix de pondération.

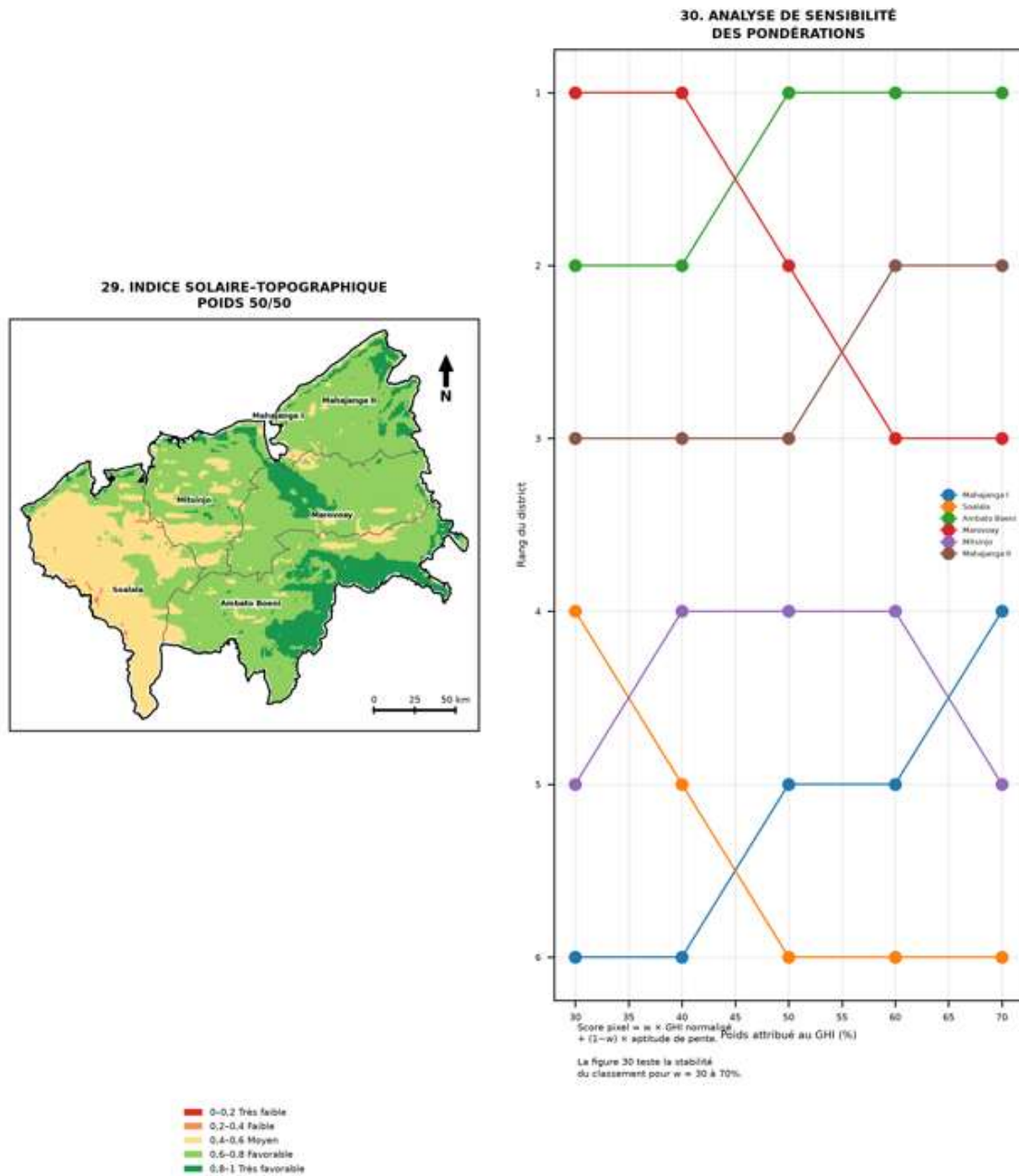


Figure 3: Indice intégré de potentiel solaire–topographique et sensibilité du classement des districts aux pondérations

Source : Auteur

Interprétation

La carte de l'indice solaire-topographique met en évidence une forte hétérogénéité spatiale du potentiel relatif à l'intérieur de Boeny. Les classes les plus favorables, correspondant à des indices compris entre 0,6 et 1,0, occupent principalement plusieurs secteurs du centre, de l'est, du sud-est et du nord de la région. À l'inverse, des valeurs faibles à moyennes, comprises entre 0 et 0,6, apparaissent davantage dans certaines zones occidentales et sud-occidentales, notamment dans le district de Soalala, ainsi que dans plusieurs poches dispersées de l'intérieur régional. Cette organisation traduit le résultat conjoint de la distribution du GHI et de la topographie : les secteurs les mieux classés sont ceux où une ressource solaire relativement élevée coïncide avec une faible contrainte de pente. L'analyse de sensibilité montre toutefois que la hiérarchie des districts n'est pas totalement indépendante du système de pondération retenu. Lorsque le GHI ne représente que 30 à 40 % du score, Marovoay occupe le premier rang, tandis qu'Ambato Boeni se situe au deuxième rang. À partir d'une pondération de 50 % pour le GHI, cette relation s'inverse : Ambato Boeni passe au premier rang et le conserve lorsque le poids du GHI atteint 60 puis 70 %. Dans le même temps, Marovoay recule progressivement du 1er au 2e rang à 50 %, puis au 3e rang à 60–70 %. Ce comportement montre qu'Ambato Boeni bénéficie davantage d'une augmentation du poids accordé à la ressource solaire, tandis que la performance relative de Marovoay semble davantage soutenue par sa composante topographique. Le comportement de Mahajanga II apparaît relativement robuste : le district conserve le 3e rang pour des poids de GHI compris entre 30 et 50 %, puis progresse au 2e rang lorsque ce poids atteint 60 à 70 %. À l'opposé, Soalala présente une évolution défavorable lorsque l'importance du GHI augmente : le district passe du 4e rang à 30 %, au 5e rang à 40 %, puis au 6e rang à partir de 50 %. Cette tendance indique que ses conditions topographiques peuvent être relativement intéressantes, mais qu'elles ne compensent pas un niveau de ressource solaire comparativement moins favorable lorsque le GHI devient prépondérant dans le modèle. Les positions de Mitsinjo et Mahajanga I restent intermédiaires à faibles. Mitsinjo évolue du 5e rang à 30 % au 4e rang entre 40 et 60 %, avant de revenir au 5e rang à 70 %. Mahajanga I, initialement classé 6e à 30–40 %, améliore progressivement sa position jusqu'au 5e rang à 50–60 % puis au 4e rang à 70 %. Cette amélioration lorsque le poids du GHI augmente suggère que sa ressource solaire est relativement compétitive, alors que sa composante topographique pénalise davantage son classement lorsque la pente reçoit un poids supérieur. L'analyse met donc en évidence deux éléments majeurs. Premièrement, le scénario 50/50 fournit une représentation équilibrée entre potentiel énergétique et contraintes topographiques. Deuxièmement, la variation des pondérations modifie sensiblement le classement de certains districts, ce qui confirme l'intérêt d'une analyse de sensibilité plutôt que l'utilisation d'un scénario unique. Ambato Boeni apparaît particulièrement robuste dans les scénarios accordant une importance égale ou supérieure au GHI, tandis que Soalala est davantage favorisé lorsque la composante topographique reçoit un poids élevé.

3.4 Variabilité spatiale et distribution cumulative des pentes dans les districts de la région Boeny

La figure suivante présente la distribution de la pente à l'échelle des districts de la région Boeny à travers deux représentations complémentaires. La carte de gauche spatialise la pente moyenne par district, tandis que les fonctions de distribution cumulative empirique (ECDF) de droite décrivent la proportion de superficie située en dessous d'un niveau donné de pente. Cette approche permet de dépasser la seule comparaison des moyennes et d'apprécier simultanément l'homogénéité et la variabilité topographique internes à chaque district, en particulier au regard du seuil de 5° retenu comme référence pour la présélection des terrains favorables aux installations photovoltaïques.

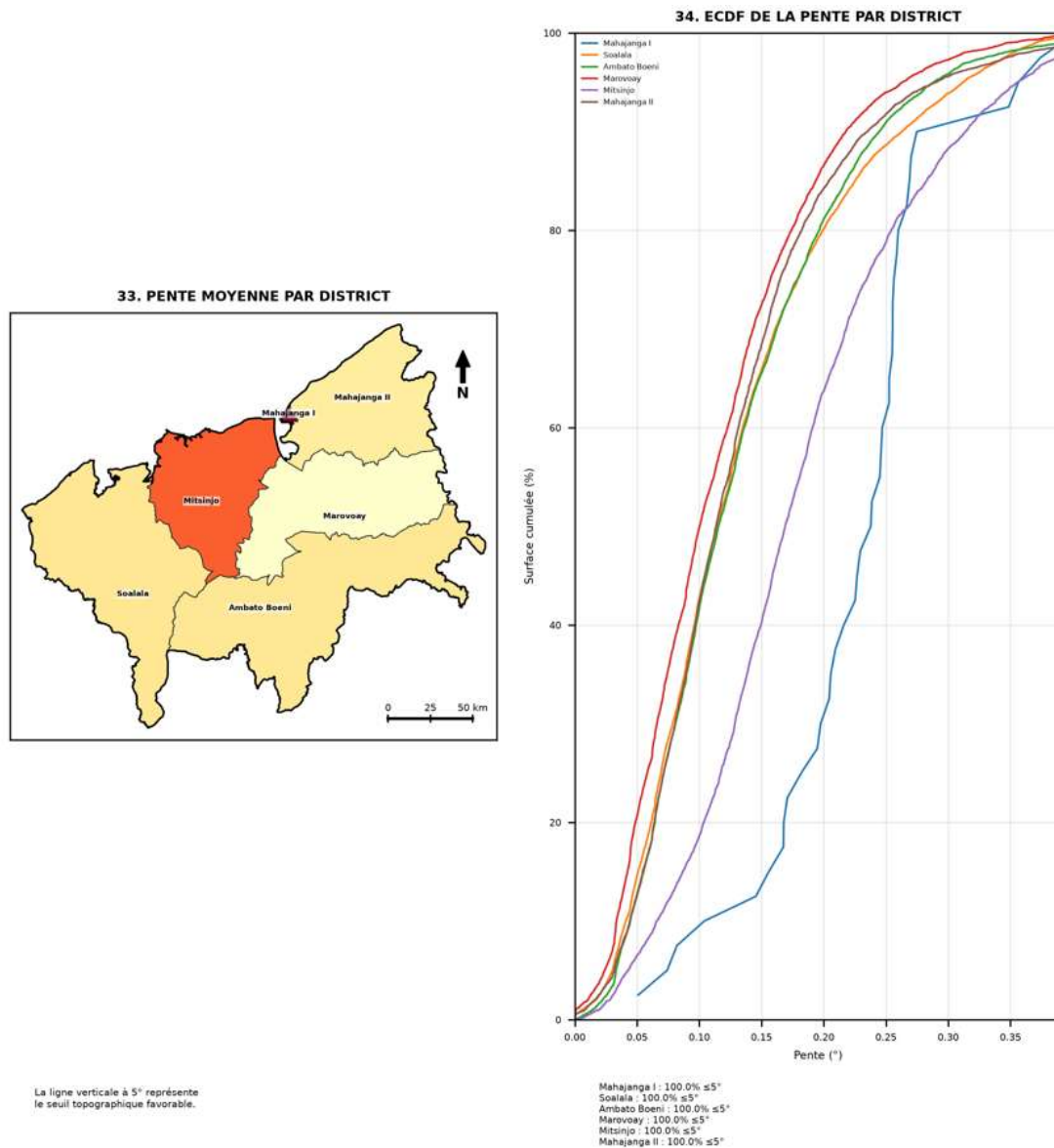


Figure 4 : Variabilité spatiale et distribution cumulative des pentes dans les districts de la région Boeny

Source : Auteur

Interprétation

Les résultats montrent qu'une topographie globalement très peu inclinée dans l'ensemble de la région étudiée. Les valeurs représentées sur les courbes ECDF restent principalement comprises entre 0 et environ 0,40°, soit des niveaux très inférieurs au seuil de 5° considéré comme favorable pour le screening topographique. Les calculs indiquent ainsi que 100 % des surfaces analysées de Mahajanga I, Soalala, Ambato Boeni, Marovoay, Mitsinjo et Mahajanga II présentent une pente inférieure ou égale à 5°. À cette échelle d'analyse, la pente ne constitue donc pas un facteur d'exclusion majeur pour les six districts. La comparaison

des ECDF révèle néanmoins des différences relatives entre districts. Marovoay présente la distribution la plus décalée vers les faibles pentes : environ la moitié de sa surface se situe déjà sous $0,10^\circ$, et près de 80 % sous environ $0,18^\circ$. Soalala, Ambato Boeni et Mahajanga II montrent des profils relativement proches, avec des pentes médianes de l'ordre de $0,11$ à $0,13^\circ$ et une forte proportion des surfaces demeurant en dessous de $0,20$ – $0,25^\circ$. Ces districts apparaissent ainsi particulièrement homogènes du point de vue topographique. À l'inverse, Mitsinjo présente des pentes relativement plus élevées. Sa courbe cumulative est nettement décalée vers la droite : la médiane se situe approximativement autour de $0,16$ – $0,17^\circ$, contre environ $0,10$ – $0,13^\circ$ dans plusieurs autres districts. Cette différence est cohérente avec la carte des pentes moyennes, sur laquelle Mitsinjo constitue le secteur présentant les valeurs moyennes les plus élevées. Toutefois, ces valeurs restent extrêmement faibles dans l'absolu et ne représentent pas, à elles seules, une contrainte significative pour l'implantation photovoltaïque. Le profil de Mahajanga I se distingue davantage. Sa courbe présente une progression plus irrégulière et décalée vers les valeurs supérieures, avec une pente médiane située approximativement autour de $0,23^\circ$. Une part importante de sa superficie se concentre ainsi entre environ $0,20$ et $0,28^\circ$. Cette forme plus discontinue peut refléter à la fois la faible superficie du district, une plus grande hétérogénéité locale ou un nombre plus restreint de cellules raster utilisées pour construire la distribution. Elle doit donc être interprétée avec davantage de prudence que les distributions des districts de plus grande superficie.

4. DISCUSSION

Les résultats montrent que la région Boeny présente, à l'échelle du screening régional, des conditions globalement favorables au développement photovoltaïque. La ressource solaire apparaît élevée et relativement homogène, avec des valeurs de GHI dont les seuils caractéristiques atteignent $5,96 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ au premier tercile, $6,03 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ au second tercile et $6,06 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ au 75e percentile. Cette faible dispersion suggère que le rayonnement solaire constitue moins un facteur d'exclusion qu'un critère de hiérarchisation entre secteurs. Cette situation est cohérente avec l'intérêt reconnu des régions à forte disponibilité solaire pour la présélection des centrales photovoltaïques [12–14]. La topographie apparaît encore moins contraignante dans les données utilisées. Les six districts étudiés présentent 100 % de leur superficie analysée avec une pente inférieure ou égale à 5° , ce qui indique des conditions théoriquement favorables aux installations photovoltaïques du point de vue du relief. L'analyse hypsométrique, caractérisée par une intégrale de 0,576, montre néanmoins une organisation morphologique non uniforme du territoire. Toutefois, la très faible amplitude des pentes calculées implique que ce critère possède ici un pouvoir discriminant limité. Ce résultat doit être interprété avec prudence, car la résolution du MNT peut lisser les variations topographiques locales ; une validation par un MNT à plus haute résolution serait donc nécessaire avant toute étude de faisabilité détaillée [15]. Le croisement du GHI et de la pente permet d'affiner cette première lecture. Environ 25,0 % de la superficie analysée satisfait simultanément les conditions $\text{GHI} \geq 6,06 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ et $\text{pente} \leq 5^\circ$. Cette proportion correspond essentiellement au quart supérieur de la distribution régionale du GHI, puisque la contrainte de pente élimine très peu de cellules. Les zones ainsi identifiées doivent donc être considérées comme des espaces de présélection solaire-topographique, et non comme des sites immédiatement constructibles. L'analyse de sensibilité confirme enfin que la hiérarchie territoriale dépend du poids accordé aux critères. Marovoay occupe le premier rang lorsque la composante topographique est davantage privilégiée, tandis qu'Ambato Boeni devient premier dès que le poids du GHI atteint 50 % et conserve cette position pour des pondérations solaires plus élevées. Cette évolution souligne l'importance de ne pas retenir un scénario de pondération unique. La stabilité d'Ambato Boeni lorsque le GHI devient prépondérant suggère néanmoins un potentiel particulièrement intéressant. Les résultats confirment l'intérêt de Boeny pour la planification photovoltaïque, mais ils constituent une évaluation préliminaire. La sélection finale devra intégrer la proximité du réseau électrique, l'accessibilité routière, l'occupation du sol, les zones protégées, les contraintes hydrologiques et foncières ainsi que des données topographiques plus fines, conformément aux approches multicritères recommandées pour la localisation des centrales photovoltaïques [10–13].

5. CONCLUSION

Cette étude met en évidence un potentiel photovoltaïque globalement favorable dans la région Boeny, caractérisée par une ressource solaire élevée et des contraintes topographiques limitées à l'échelle régionale. Le croisement du GHI et de la pente montre qu'environ 25 % de la superficie analysée combine un GHI supérieur ou égal à $6,06 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ et une pente inférieure ou égale à 5° , constituant ainsi des zones prioritaires pour une présélection. L'analyse multicritère et l'étude de sensibilité

montrent également que la hiérarchie des districts varie selon le poids attribué aux critères, avec Ambato Boeni qui devient le district le mieux classé lorsque la ressource solaire reçoit une pondération égale ou supérieure à 50 %, tandis que Marovoay est davantage favorisé lorsque la topographie est privilégiée. Ces résultats constituent une base pertinente pour orienter la planification photovoltaïque régionale. Ils devront toutefois être complétés par des critères liés au réseau électrique, à l'accessibilité, à l'occupation du sol, aux contraintes environnementales, hydrologiques et foncières avant toute décision d'implantation définitive.

RÉFÉRENCE

- [1] International Energy Agency (IEA). Global Energy Review 2026: Technology – Solar PV and Wind. Paris: IEA, 2026. IEA
- [2] International Energy Agency (IEA). Renewables 2025. Paris: IEA, 2025.
- [3] Seck, A., Koménan, K., & Andriantahina, T. Powering Madagascar's future: Unleashing private investment to achieve energy goals. World Bank, 2025.
- [4] International Renewable Energy Agency (IRENA). Madagascar – Renewable Energy Statistical Profile / Renewable Resource Potential. Abu Dhabi: IRENA, 2025. IRENA
- [5] Noorollahi, Y., Ghenaatpisheh Senani, A., Fadaei, A., Simace, M., & Moltames, R. A framework for GIS-based site selection and technical potential evaluation of PV solar farm using Fuzzy-Boolean logic and AHP multi-criteria decision-making approach. *Renewable Energy*, 186, 89–104, 2022. DOI: 10.1016/j.renene.2021.12.124.
- [6] Al Garni, H. Z., & Awasthi, A. Solar PV power plants site selection: A review. In *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*, Vol. 1, pp. 57–75, Elsevier, 2018. DOI: 10.1016/B978-0-12-812959-3.00002-2.
- [7] Shao, M., Han, Z., Sun, J., Xiao, C., Zhang, S., & Zhao, Y. A review of multi-criteria decision making applications for renewable energy site selection. *Renewable Energy*, 157, 377–403, 2020. DOI: 10.1016/j.renene.2020.04.137.
- [8] Zambrano-Asanza, S., Quiros-Tortos, J., & Franco, J. F. Optimal site selection for photovoltaic power plants using a GIS-based multi-criteria decision making and spatial overlay with electric load. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 143, 110853, 2021. DOI: 10.1016/j.rser.2021.110853.
- [9] ESMAP. Global Solar Atlas 2.0 – Technical Report. Washington, DC: World Bank, 2019.
- [10] Malczewski, J. (2006). GIS-based multicriteria decision analysis: a survey of the literature. *International Journal of Geographical Information Science*, 20(7), 703–726. DOI: 10.1080/13658810600661508.
- [11] Shao, M., Han, Z., Sun, J., Xiao, C., Zhang, S., & Zhao, Y. (2020). A review of multi-criteria decision making applications for renewable energy site selection. *Renewable Energy*, 157, 377–403. DOI: 10.1016/j.renene.2020.04.137.
- [12] Noorollahi, Y., Ghenaatpisheh Senani, A., Fadaei, A., Simace, M., & Moltames, R. (2022). A framework for GIS-based site selection and technical potential evaluation of PV solar farm using Fuzzy-Boolean logic and AHP multi-criteria decision-making approach. *Renewable Energy*, 186, 89–104. DOI: 10.1016/j.renene.2021.12.124.
- [13] Zambrano-Asanza, S., Quiros-Tortos, J., & Franco, J. F. (2021). Optimal site selection for photovoltaic power plants using a GIS-based multi-criteria decision making and spatial overlay with electric load. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 143, 110853. DOI: 10.1016/j.rser.2021.110853.
- [14] ESMAP. (2019). Global Solar Atlas 2.0: Technical Report. Washington, DC: World Bank. World Bank
- [15] Wilson, J. P., & Gallant, J. C. (Eds.). (2000). *Terrain Analysis: Principles and Applications*. New York: John Wiley & Sons. USC Dornsife
- [16] Farr, T. G., Rosen, P. A., Caro, E., et al. (2007). The Shuttle Radar Topography Mission. *Reviews of Geophysics*, 45(2), RG2004. DOI: 10.1029/2005RG000183.