

II. Sous-thème 2 : la branche industrielle, la maîtrise de l'énergie et l'environnement

Article 8. Nouvelle approche pour déterminer l'inclinaison et l'orientation des panneaux solaires

Manitra Pierrot RANJARANIMARO ^{1,2}

Jean Claude GATINA ²

^{1,2} Institut Supérieur de Technologie d'Antananarivo

² Laboratoire PIMENT, Université de la Réunion

RESUME

Le présent travail consiste à développer un outil de simulation de production d'énergie photovoltaïque au pas horaire. L'objectif est de trouver l'inclinaison et l'orientation des panneaux photovoltaïques pour obtenir une production d'EnR annuelle maximale. L'approche systémique est pratiquée pour cette étude en se basant, d'une part sur des modèles de calcul qui sont déjà validés dans la pratique et d'autre part sur des données de fichier météo du site à étudier.

Un outil de simulation a été donc développé, le but étant d'arriver à choisir convenablement l'orientation et l'inclinaison des panneaux solaires quel que soit l'emplacement du site d'exploitation.

Des cas d'applications de cette approche ont été étudiés et ont permis de trouver l'inclinaison et l'orientation des panneaux solaires permettant d'avoir une production maximale pour deux sites se trouvant à Antsiranana et à Antananarivo.

L'outil élaboré est aussi utilisé dans une autre étude permettant de gérer la distribution d'énergie dans un espace bâti, en le combinant avec un fichier de consommation horaire.

Mots-clés : Production, EnR, Inclinaison, Orientation, Approche systémique.

ABSTRACT

The present work is to develop a simulation tool for photovoltaic power in hourly. The goal is to find the tilt and orientation of the photovoltaic panels to obtain maximum annual renewable energy. The systemic approach is practiced for this study based, on the one hand on calculation models that are already validated in practice and on the other hand on data of weather file of the site to be studied.

A simulation tool has therefore been developed, the aim being to choose the orientation and inclination of the solar panels appropriately, whatever the location of the operating site.

Cases of applications of this approach have been studied and have allowed to find the inclination and the orientation of the solar panels allowing to have a maximum production for two sites being in Antsiranana and Antananarivo.

The developed tool is also used in another study to manage the distribution of energy in a built-up space, combining it with an hourly consumption file.

Keywords : Production, EnR, Inclination, Orientation, Systemic Approach.

1. INTRODUCTION

Actuellement tout le monde parle de la transition énergétique. C'est un concept de l'objectif de développement durable (ODD). La transition énergétique désigne le passage d'un système de production et de consommation d'énergie, aujourd'hui axé sur des énergies non renouvelables à un autre mix énergétique plus efficace et plus décarboné en développant d'autres énergies (renouvelables).

L'énergie est un outil indispensable pour réaliser rapidement les objectifs de développement. L'intégration de la production d'énergie par sources renouvelable dans les espaces bâtis est jugée plus que nécessaire. C'est le cas pour Madagascar où le taux d'électrification est classé parmi les faibles au monde. Pour l'ensemble du pays, ce taux n'est que de 12% [1], et si on considère le milieu rural le taux d'électrification est de moins de 5 % [1] alors que 67%[1] de la population se trouve en milieu rural. Ce faible taux d'électrification constitue un frein au développement d'activités économiques.

Avant tout investissement pour une production d'énergie renouvelable EnR, une simulation pour estimer la production est nécessaire pour bien dimensionner et configurer les installations. Dans le présent travail nous nous intéressons à la production d'énergie photovoltaïque. Il existe actuellement plusieurs outils – en ligne ou en application autonome – permettant d'estimer la production d'énergie photovoltaïque. Il s'agit des outils RETSCREEN [2], PVGIS [3], PVSYS [4]. Ces outils donnent des résultats assez fiables mais ne permettent pas de faire des analyses plus détaillées des résultats. En effet, les résultats donnés par ces outils se limitent à l'échelle des mois et de l'année.

Notre objectif consiste alors à développer un outil de simulation permettant d'optimiser l'inclinaison et l'orientation pour avoir une production maximale, à plusieurs échelles d'observations. Dans une vision plus large, l'outil de production horaire obtenu sera couplé avec un autre outil de simulation de la consommation horaire en vue de la gestion de la distribution de l'énergie électrique dans un espace bâti.

2. MATERIEL ET METHODE

L'estimation du potentiel productible en énergie solaire photovoltaïque est toujours en fonction de l'ensoleillement et de la technologie de modules. La viabilité économique d'un projet de production d'énergie par source photovoltaïque dépend de ces critères. En outre, la production de puissance varie fortement en fonction de la température, mais aussi du vieillissement global du système. Plusieurs modèles de calcul existent pour déterminer l'énergie produite par un système photovoltaïque.

2.1. Modèles de calcul

En 2004, Lu Lin [5][6] a validé le modèle présenté ci-après permettant de calculer la puissance maximale par un module en fonction de la température et de l'éclairement.

$$P_m = -(a \times G + b) T_c + c \times G + d \tag{1}$$

- P_m : puissance maximale produite (W)
- a, b, c et d : constantes positives pouvant être connues expérimentalement
- T_c : Température de la cellule qui varie en fonction de l'éclairement et de la température ambiante
- G : éclairement solaire

S. Diaf T. [7], Markvart [8] présentent le modèle présenté ci-dessous pour calculer la puissance produite par un générateur photovoltaïque :

$$P = \eta \times S \times N \times G \tag{2}$$

- S : Surface du module photovoltaïque
- G : Eclairement solaire
- N : Nombre de modules constituant le champ photovoltaïque
- η : Rendement du module

Le modèle est simple et facile à mettre en œuvre en partant des données techniques du constructeur de panneau photovoltaïque dans les conditions standard.

Borowy et Salameh [9] a développé un modèle mathématique représenté par le circuit équivalent à une diode de la figure 1:

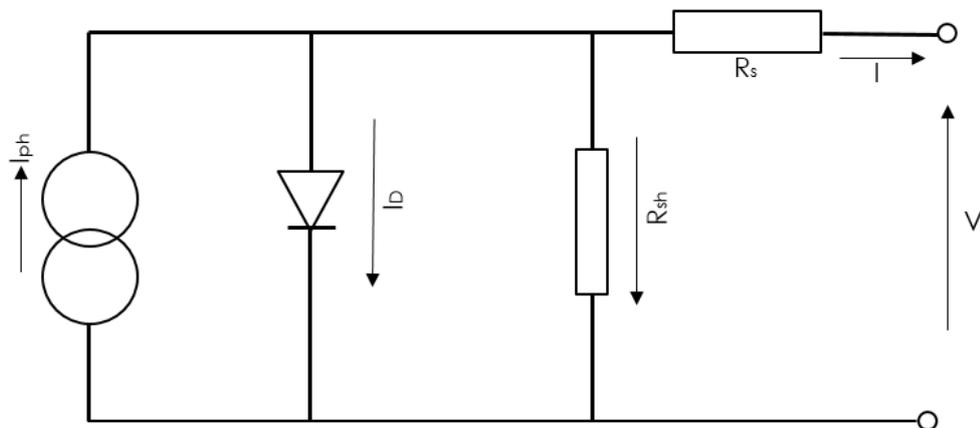


Figure 8: Modèle de Borowy et Salameh

Le modèle tient compte des spécifications des modules photovoltaïques fournies par les constructeurs. Il permet ainsi de connaître la puissance produite par les modules photovoltaïques [9] [10].

$$I_m = I_{cc} \times \left\{ 1 - \left[C_1 \times \exp\left(\frac{V_m}{C_2 \times V_{co}}\right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \tag{3}$$

C1 et C2 sont de paramètres pouvant se calculer par les équations :

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}}\right) \times \exp\left(-\frac{V_{mp}}{C_2 \times V_{co}}\right) \quad (4)$$

$$C_2 = \frac{V_{mp} - V_{co}}{V_{co} \times \ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}}\right)} \quad (5)$$

ΔI est un paramètre dépendant de la différence de température et de l'éclairement solaire tel que :

$$\Delta I = \alpha_0 \times \left(\frac{G}{G_0}\right) \times \Delta T + \left(\frac{G}{G_0} - 1\right) \times I_{cc} \quad (6)$$

$$\Delta T = T_c - T_0 \quad (7)$$

La tension V_m du module est donnée par la relation :

$$V_m = V_{mp} \times \left[1 + 0.0539 \times \log\left(\frac{G}{G_0}\right)\right] + \beta_0 \times \Delta T - R_s \times \Delta I \quad (8)$$

La résistance série R_s est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière.

La puissance du module est alors donnée par :

$$P_m = V_m \times I_m \quad (9)$$

M. Belhadj et al. [11] ont effectué une étude comparative de ces modèles pour déterminer le modèle permettant d'avoir le meilleur résultat. Ils ont trouvé que le modèle de S. Diar donne des résultats proches de celles trouvées par le modèle d'essai de Lu Lin.

2.2. Modèle adopté

Dans le cadre de ce travail nous allons adopter le modèle de S. Diar et T. Markvart [5] [6] qui donne la puissance fournie par un système photovoltaïque par :

$$P = \eta \times S \times N \times G \quad (10)$$

La quantité d'énergie produite par le système est alors donnée par l'équation :

$$W = \eta \times S \times N \times G \times t \quad (11)$$

Les données du fichier météo correspondent aux données de rayonnement global G sur un plan horizontal tel que :

$$G_h = I_h + D_h \quad (12)$$

Comme nous développons un outil de simulation de la production pouvant être utilisé sur n'importe quel endroit, il convient alors de déterminer G en fonction de l'inclinaison et de l'orientation (i, γ) .

2.3. Expression du rayonnement direct reçu sur un plan quelconque

Pour un plan d'inclinaison quelconque i et d'orientation quelconque γ , le rayonnement direct reçu est exprimé par la relation :

$$I_{(i,\gamma)} = I_h \times (\sin h \times \cos i + \cos h \times \cos(\gamma - \alpha) \times \sin i) \quad (13)$$

La hauteur angulaire h formé par le plan horizontal du lieu d'observation et la direction du soleil est donné par la relation :

$$h = \sin^{-1}(\sin \varphi \times \sin \delta + \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega) \quad (14)$$

avec φ la latitude du lieu, δ la déclinaison du soleil et ω l'angle horaire.

La déclinaison du soleil δ correspond à l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. δ varie en fonction du jour et se calcule par la relation :

$$\delta = 23,45 \times \sin\left(360 \times \frac{284 + n}{365}\right) \quad (15)$$

n étant le nombre de jours écoulés depuis le 1er janvier.

L'angle horaire ω du soleil est déterminé par la rotation diurne de la terre autour de son axe. Il est exprimé en ° d'angle par la relation suivante :

$$\omega = 15 \times (\text{TSV}-12) \quad (16)$$

TSV étant le Temps Solaire Vrai qui correspond au Temps Solaire Local corrigé de l'équation du temps et exprimé en heures par la relation :

$$\text{TSV} = \text{TSL} + \Delta t \quad (17)$$

Le Temps Solaire Local est fonction de la longitude λ et le temps universel TU. Il est donné par la relation :

$$\text{TSL} = \text{TU} + \frac{\lambda}{15} \quad (18)$$

L'équation du temps Δt correspond à l'écart entre le Temps Solaire Local et Temps Solaire Vrai. Pour le déterminer, Duffie et Beckman⁴ a proposé l'expression suivante :

$$\Delta t = 229,2 \times (0,001868 \times \cos(B) - 0,032077 \times \sin(B) - 0,014615 \times \cos(2B) - 0,04089 \times \sin(2B)) \quad (20)$$

$$\text{avec } B = (n-1) \frac{360}{365}$$

Le calcul de l'angle horaire de la relation (16) devient alors

$$\omega = 15 \times \left(\text{TU} + \frac{\lambda}{15} + \Delta t - 12 \right) \quad (21)$$

L'azimut α de l'équation (13) définit l'angle entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil. Il est déterminé par la relation :

$$\alpha = \sin^{-1} \left(\frac{\cos \delta \times \sin \omega}{\cos h} \right) \quad (22)$$

2.4. Expression du rayonnement diffus reçu sur un plan quelconque

Pour un plan quelconque d'inclinaison i et de l'orientation γ , le calcul du rayonnement diffus fait intervenir uniquement l'inclinaison i de la surface qui permet de voir plus ou moins d'espace et d'albédo en provenance du sol. Il est donné par la formule :

$$D_{(i,\gamma)} = \frac{1 + \cos i}{2} D_h + \frac{1 - \cos i}{2} \times \alpha \times G_h \quad (23)$$

α est le coefficient d'albédo du sol

Par exemple, si on considère un panneau photovoltaïque incliné à 90°, le panneau ne voit que la moitié de l'espace mais l'albédo provenant du sol devient prépondérant.

2.5. Expression du rayonnement global reçu sur un plan quelconque

Le rayonnement global reçu sur un plan quelconque se détermine alors par

$$G_{(i,\gamma)} = I_{(i,\gamma)} + D_{(i,\gamma)} \quad (24)$$

La quantité d'énergie produite par un système de production photovoltaïque est alors donnée par l'équation :

$$W_{(i,\gamma)} = \eta \times S \times N \times G_{(i,\gamma)} \times t \quad (25)$$

2.6. Algorithme pour déterminer l'énergie reçu sur un plan quelconque au pas horaire

Les étapes de calcul pour déterminer la production d'énergie solaire photovoltaïque au pas horaire d'un site donné, quel que soit l'inclinaison et l'orientation adoptées, sont résumées dans l'algorithme de la figure 2.

Cet algorithme est donc implanté dans chaque cellule du fichier de production pour obtenir la quantité d'énergie produite. Ainsi, nous disposons un fichier de production au pas horaire pour tous les jours de l'année.

⁴ D'après Spencer (1971), cité par Iqbal (1983)

3. RESULTATS ET DISCUSSIONS

3.1. Outil de simulation

Le premier résultat de ce travail est l'outil de simulation de la production d'énergie par source solaire. Il s'agit d'un outil différent des autres outils existants. En effet, nous pouvons avoir une estimation de la production au pas horaire tout au long de l'année. L'outil a été développé avec le logiciel Excel. C'est une première version qui sert à maîtriser le phénomène. A terme, le développement de l'outil avec d'autre plateforme est envisageable.

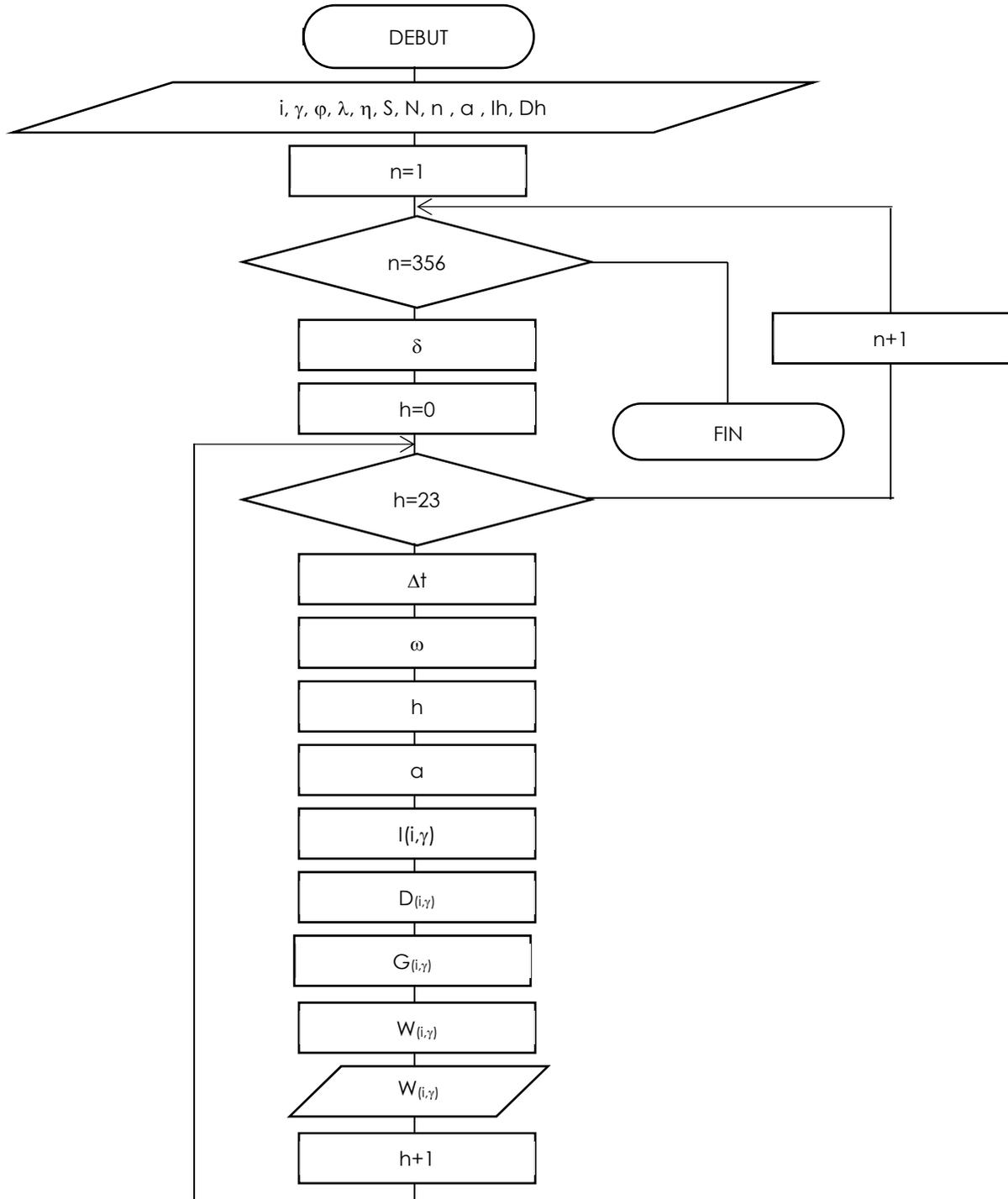


Figure 5 : Algorithme de l'outil

La figure 3 illustre la fenêtre de caractérisation d'une installation. Il s'agit ici de la première interface permettant de renseigner le type de panneaux utilisé, la surface des capteurs, l'orientation et l'inclinaison ainsi que les différents coefficients de calcul de production. Dans le cas où la puissance crête d'un capteur est disponible, la surface des capteurs n'est plus à saisir. Dans ce cas, l'outil a besoin du nombre de capteurs en plus de la puissance crête d'un capteur.

Données techniques : Ferme Photovoltaïque							
Composant	Surface des capteurs solaires (m²)	Puissance crête d'un capteur [Wc]	Nombre de capteurs	Orientation (en degré)	Inclinaison (en degré)	Coefficient de puissance de crête	Facteur de performance
MODULE POLYCRIST ALLIN	100,00	230	330	35	10	0,15	0,75

Figure 6 : Interface de caractérisation de l'installation

La figure 4 montre la deuxième interface permettant de préparer les données météo horaire qui sert de base pour le calcul de la production. Il s'agit des données de rayonnement global. C'est un tableau composé de 24 colonnes qui représentent les 24 heures d'une journée, des lignes correspondantes au nombre de jours d'un mois considéré. Il y a en tout 12 tableaux de données météo correspondants au 12 mois de l'année. Le rayonnement global exprimé en $[W/m^2]$ en fonction de l'orientation et de l'inclinaison des panneaux suivant l'équation (25) est mis dans chaque cellule de ces tableaux.

Rayonnement global $[W/m^2]$ par jour et p								
Jour Julien	06h-07h	07h-08h	08h-09h	09h-10h	10h-11h	11h-12h	12h-13h	
1	74,75	391,64	511,10	546,74	479,64	556,62	509,83	
2	167,36	462,01	665,73	882,14	867,87	888,42	845,13	
3	114,88	315,45	567,01	754,06	810,71	734,62	779,79	
4	174,85	495,81	717,30	928,34	1045,61	1073,60	1013,70	
5	173,90	465,94	643,12	768,46	763,96	785,77	776,83	
6	143,52	352,68	500,85	621,14	630,31	674,94	740,79	
7	119,95	305,43	452,87	552,43	542,83	486,39	597,12	
8	184,48	467,77	699,62	879,26	1010,05	1007,49	968,25	
9	147,47	483,82	688,03	822,67	886,28	941,87	903,30	
10	85,20	293,65	466,39	474,00	426,92	560,96	558,94	
11	125,79	385,40	519,19	719,41	840,85	867,58	837,80	
12	26,63	73,98	161,29	289,02	466,94	617,56	692,38	
13	89,54	293,79	472,11	431,16	506,58	574,54	723,99	
14	124,29	403,64	672,86	800,48	911,97	917,23	803,52	
15	69,76	251,67	437,59	591,28	686,50	747,17	641,23	
16	38,28	100,98	184,33	312,92	538,07	570,55	375,01	
17	103,92	442,06	636,60	766,53	709,83	627,50	588,24	
18	62,61	240,19	396,57	614,04	753,66	685,57	645,87	
19	67,60	375,17	596,19	683,61	572,94	679,49	627,08	
20	56,02	171,12	134,46	301,70	243,35	449,12	669,44	
21	121,64	487,65	730,49	923,63	1036,41	1061,33	1022,45	
22	97,50	387,84	628,49	851,87	1031,94	1078,91	1041,61	
23	96,43	323,12	375,17	233,65	272,77	381,24	381,10	

Figure 7 : Extrait du tableau de rayonnement global

La figure 5 montre une simulation de la production pour le mois de janvier à partir des données initiales choisies. Plusieurs simulations peuvent être réalisées en changeant les données techniques de l'installation. Les données de ce tableau correspondent alors à la production pour chaque tranche horaire exprimée en $[kWh]$.

Données horaires de la production d'origine								
Jour Julien	06h-07h	07h-08h	08h-09h	09h-10h	10h-11h	11h-12h	12h-13h	
1	0,01	0,05	0,07	0,08	0,07	0,08	0,07	
2	0,02	0,06	0,09	0,12	0,12	0,12	0,12	
3	0,01	0,04	0,06	0,11	0,11	0,10	0,11	
4	0,02	0,07	0,10	0,13	0,15	0,15	0,14	
5	0,02	0,07	0,09	0,11	0,11	0,11	0,11	
6	0,02	0,05	0,07	0,09	0,09	0,09	0,10	
7	0,02	0,04	0,06	0,08	0,08	0,07	0,08	
8	0,03	0,07	0,10	0,12	0,14	0,14	0,14	
9	0,02	0,07	0,10	0,12	0,12	0,13	0,13	
10	0,01	0,04	0,07	0,07	0,06	0,08	0,08	
11	0,02	0,05	0,07	0,10	0,12	0,12	0,12	
12	0,00	0,01	0,02	0,04	0,07	0,09	0,10	
13	0,01	0,04	0,07	0,06	0,07	0,08	0,10	
14	0,02	0,06	0,09	0,11	0,13	0,13	0,11	
15	0,01	0,04	0,06	0,08	0,10	0,10	0,09	
16	0,01	0,01	0,03	0,04	0,08	0,08	0,05	
17	0,01	0,06	0,09	0,11	0,10	0,09	0,08	
18	0,01	0,03	0,06	0,09	0,11	0,10	0,09	
19	0,01	0,05	0,08	0,10	0,08	0,10	0,09	
20	0,01	0,02	0,02	0,04	0,03	0,06	0,09	
21	0,02	0,07	0,10	0,13	0,15	0,15	0,14	
22	0,01	0,05	0,09	0,12	0,14	0,15	0,15	
23	0,01	0,05	0,05	0,03	0,04	0,05	0,05	
24	0,01	0,05	0,05	0,03	0,04	0,05	0,05	

Figure 8 : Extrait de données de production photovoltaïque

La figure 6 montre une évaluation de la consommation mensuelle et annuelle en fonction de la production horaire journalière.

Janvier	23,12
Fevrier	22,04
Mars	22,86
Avril	16,80
Mai	23,25
Juin	22,39
Juillet	23,23
Août	25,18
Septembre	30,62
Octobre	27,93
Novembre	26,94
Décembre	26,19
	290,54

Figure 9 : Consommation annuelle et mensuelle

3.2. Résultats de simulation

3.2.1. Site Antsiranana

Le site d'Antsiranana a été choisi pour une première simulation. Le site se trouve aux coordonnées 12°17'6" Sud, 49°17'49" Est, Élévation : 39 m.s.n.m. Dans cette simulation, nous considérons comme données initiales : une surface photovoltaïque de 1 m², un module polycristallin.

Pour une installation considérée fixe tout au long de l'année, la figure montre l'évolution de la production annuelle en fonction de l'inclinaison, simulée avec l'outil développé. En abscisse, il y a la variation de l'inclinaison en degré par rapport à l'horizontal, en ordonnée se trouve la production annuelle correspondante exprimée en [kWh]

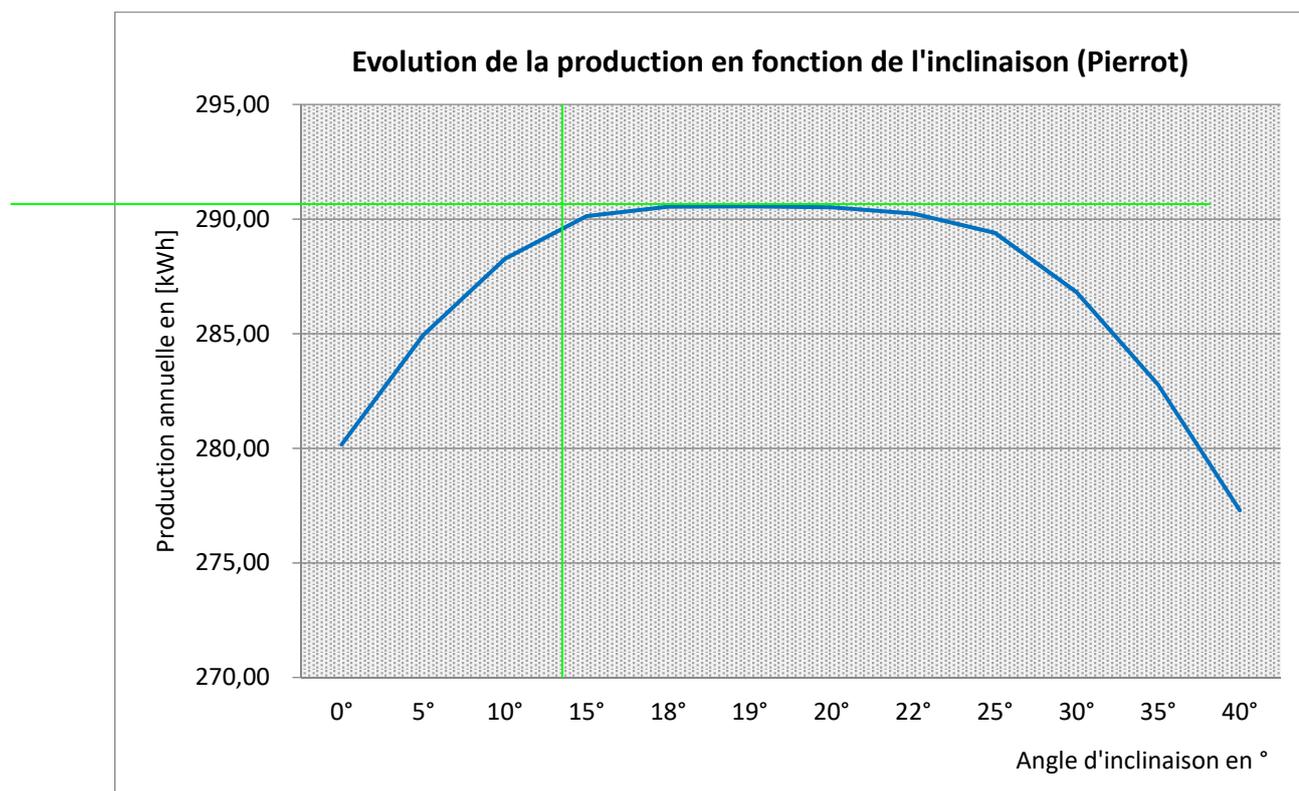


Figure 10 : Evolution de la production en fonction de l'inclinaison - outil Pierrot (Antsiranana)

Nous retrouvons sur la figure 7 que la production annuelle augmente à partir de 0° d'inclinaison pour atteindre une production maximale annuelle à 18°. Au-delà de cet angle la production commence à baisser. Cette simulation a été réalisée pour une orientation plein Nord (0°). L'inclinaison à retenir pour le site d'Antsiranana est donc de 18°. Si, pour des contraintes de structures liées à l'installation de panneau, une inclinaison comprise entre 17° et 21° est encore envisageable.

La figure 8 montre l'évolution de la production annuelle en fonction de l'inclinaison, simulée avec l'outil PVGIS. C'est un outil de simulation de production utilisant des données moyennes journalières et mensuelles. Sur cette figure, nous constatons que la production annuelle augmente à partir de 0° d'inclinaison pour atteindre une production maximale annuelle dès 10°. Il n'y a pas de pic mais cette production reste maximale jusqu'à 20°. Au-delà de cet angle la production tend à baisser.

Compte tenu du fait que nous avons utilisé des données horaires, nous pouvons dire que nos résultats sont plus précis par rapport aux outils qui ont utilisé des données moyennes. Nous constatons aussi que la quantité d'énergie produite est plus conséquente avec notre outil. En effet, la production annuelle maximale simulée avec notre outil est de 291 kWh contre 230 kWh pour l'outil PVGIS.

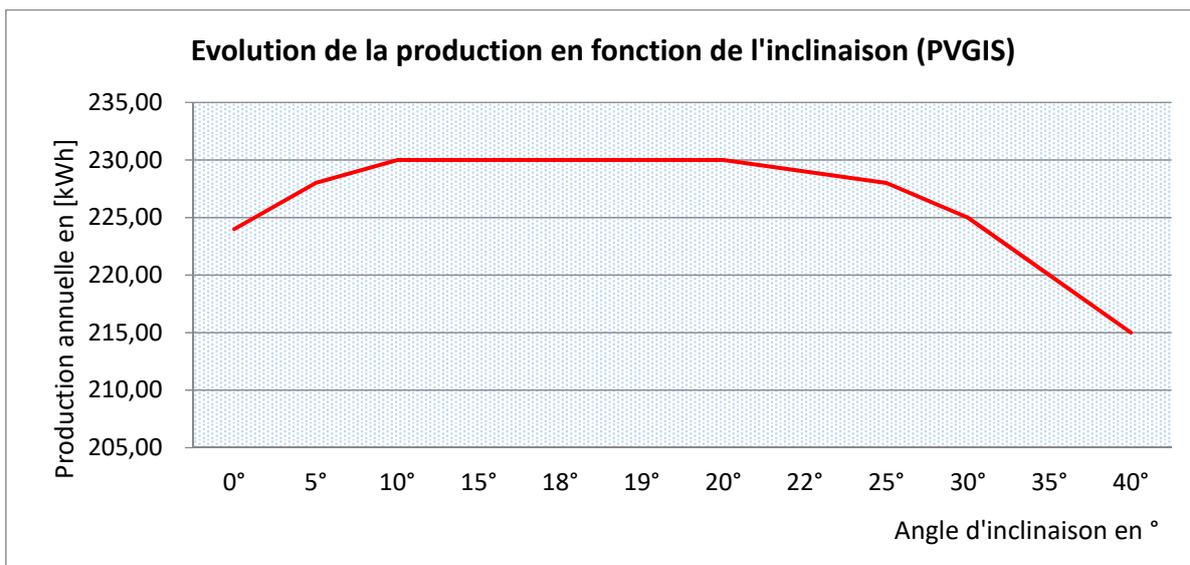


Figure 11 : Evolution de la production en fonction de l'inclinaison - outil PVGIS (Antsiranana)

Une deuxième simulation montre que faire varier l'inclinaison tout au long de l'année permet d'avoir plus d'énergie. Cette simulation ne va pas dans le sens d'un suiveur solaire mais se présente comme une possibilité de faire une variation manuelle pour une petite installation.

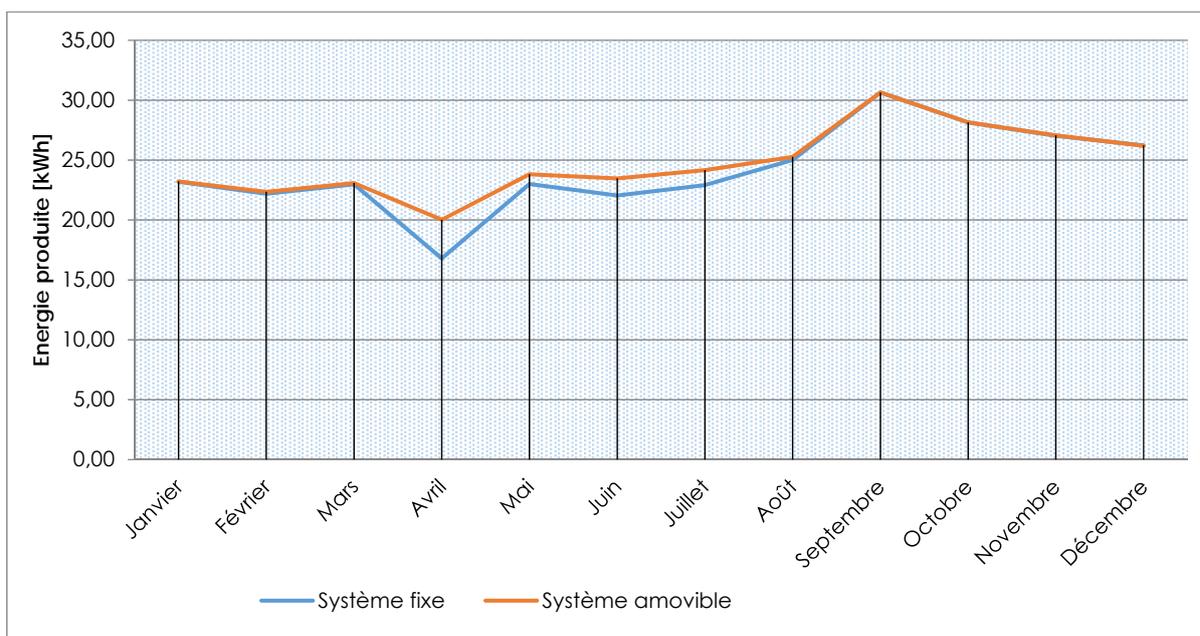


Figure 12 : Comparaison de l'évolution de la production entre système fixe et amovible (Antsiranana)

Le résultat de la simulation pour les mêmes données de base que précédemment ont montré que pour les mois de janvier, février, mars, novembre et décembre l'inclinaison optimale est de 10 ° avec une orientation fixe de 0° (plein Nord). Ce sont en effet les mois durant lesquels le soleil se trouve à sa hauteur maximale où une inclinaison peu prononcée permet de capter plus de rayonnement direct du soleil. Pour les mois d'avril, septembre, et octobre durant lesquels le soleil se trouve à hauteur moyenne, l'inclinaison optimale est 18 ° avec toujours une orientation fixe à 0°. Pour les mois de mai, juin, juillet et août l'inclinaison optimale pour avoir plus de production va jusqu'à 35 °. Durant ces mois le soleil se trouve à sa plus faible hauteur, donc il faut une inclinaison plus forte pour capter la totalité du rayonnement direct du soleil.

La figure 9 montre l'évolution de la production tout au long de l'année. Une comparaison a été faite pour un système fixe et le système à trois positions d'inclinaison. Nous constatons sur cette figure une amélioration de la production du système à inclinaison variable par rapport au système fixe surtout durant l'hiver durant lequel le soleil se trouve à sa plus basse hauteur.

3.2.2. Site Antananarivo

Une deuxième simulation a été réalisée sur le site d'Antananarivo qui se trouve aux coordonnées 18°52'56" Sud, 47°30'46" Est, Élévation : 1245 m.s.n.m. Nous considérons toujours comme données initiales : une surface photovoltaïque de 1 m², un module polycristallin.

La figure 10 montre l'évolution de la production annuelle en fonction de l'inclinaison, simulée avec l'outil développé. En abscisse, il y a la variation de l'inclinaison en degré par rapport à l'horizontal, en ordonnée se trouve la production annuelle correspondante exprimée en [kWh].

Pour une installation fixe, nous retrouvons sur cette figure que la production annuelle augmente à partir de 0° d'inclinaison pour atteindre une production maximale annuelle à 18 °. Au-delà de cet angle la production commence à baisser. Cette simulation a été réalisée pour une orientation plein Nord (0°). L'inclinaison à retenir pour le site d'Antananarivo est donc de 18°. Si, pour des contraintes de structures liées à l'installation de panneau, une inclinaison comprise entre 15° et 22° est encore envisageable pour espérer une meilleure production.

Avec l'outil PVGIS, la figure 11 montre l'évolution de la production annuelle en fonction de l'inclinaison. Nous constatons que la production annuelle augmente à partir de 0° d'inclinaison pour atteindre une production maximale annuelle dès 15°. Nous observons aussi que, la production maximale reste inchangée pour une inclinaison de 15° à 25°. C'est seulement au-delà de cet angle que la production tend à baisser.

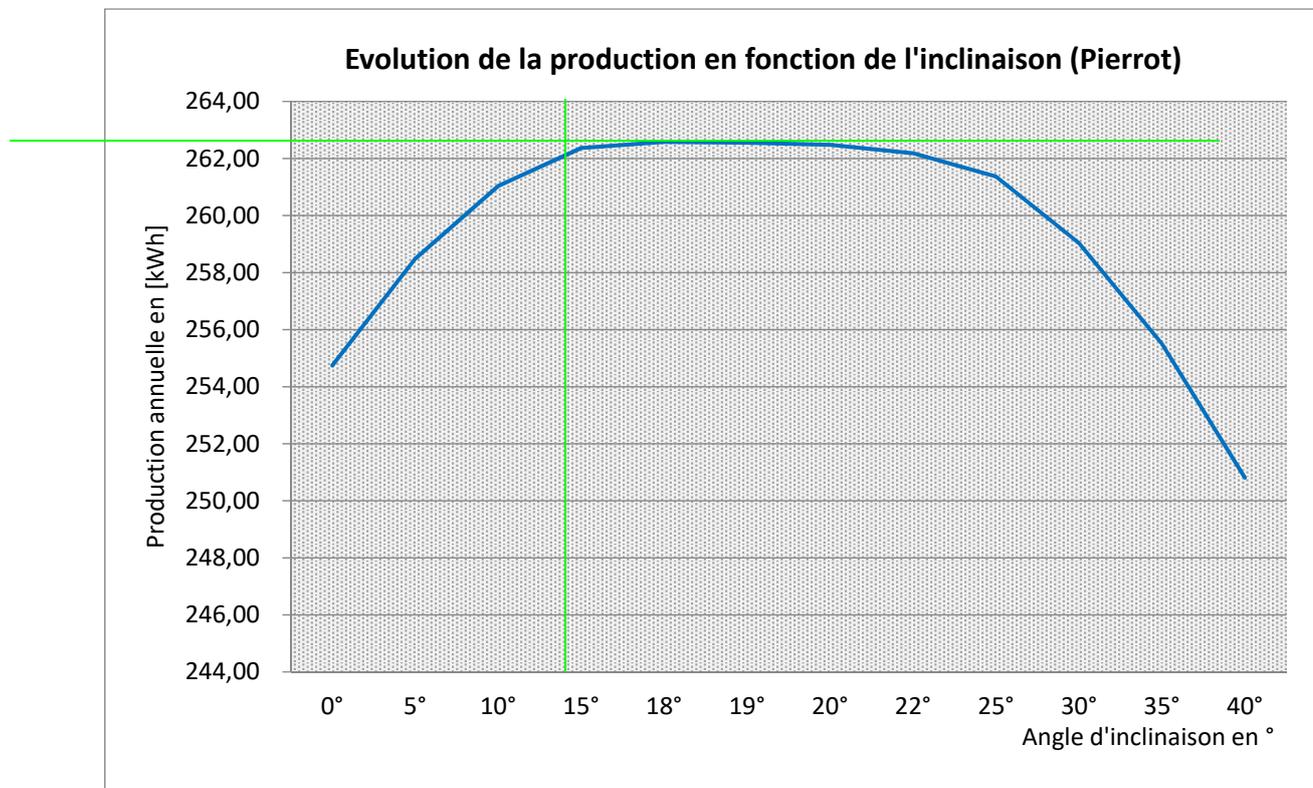


Figure 13 : Evolution de la production en fonction de l'inclinaison - outil Pierrot (Antananarivo)

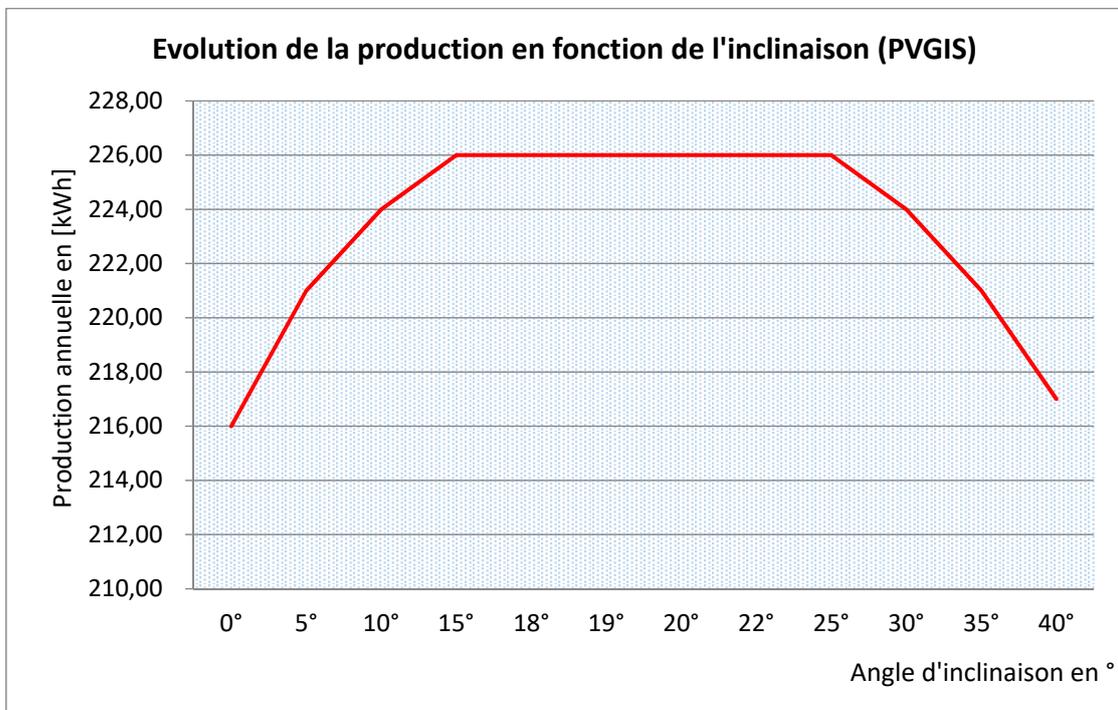


Figure 14 : Evolution de la production en fonction de l'inclinaison - outil PVGIS (Antananarivo)

Nous remarquons toujours que nos résultats sont plus précis par rapport aux outils qui ont utilisé des données moyennes. Nous constatons aussi que la quantité d'énergie produite est plus conséquente avec notre outil. La production annuelle maximale simulée avec notre outil pour le site d'Antananarivo est de 260 kWh contre 226 kWh pour l'outil PVGIS.

En optant une variation de l'inclinaison tout au long de l'année, une augmentation de la production d'énergie annuelle est permise. Le résultat de la simulation pour les mêmes données initiales a montré que pour les mois de janvier, février, mars, octobre, novembre et décembre l'inclinaison optimale est de 5 ° avec une orientation fixe de 0° (plein Nord). Ce sont en effet les mois durant lesquels le soleil se trouve à sa hauteur maximale où une inclinaison peu prononcée permet de capter plus de rayonnement direct du soleil. Pour les mois d'avril, août et septembre, durant lesquels le soleil se trouve à sa hauteur moyenne, l'inclinaison optimale est 20 ° avec toujours une orientation fixe à 0°. Pour les mois de mai, juin et juillet l'inclinaison optimale pour avoir plus de production va jusqu'à 40 °. Durant ces mois le soleil se trouve à sa plus faible hauteur, donc il faut une inclinaison plus prononcée pour capter la totalité du rayonnement directe du soleil.

La figure 12 montre l'évolution de la production tout au long de l'année. Une comparaison a été faite pour un système fixe et le système à trois positions d'inclinaison. Nous constatons sur cette figure une faible augmentation de la production du système à inclinaison variable par rapport au système fixe surtout durant l'hiver durant lequel le soleil se trouve à sa plus basse hauteur.

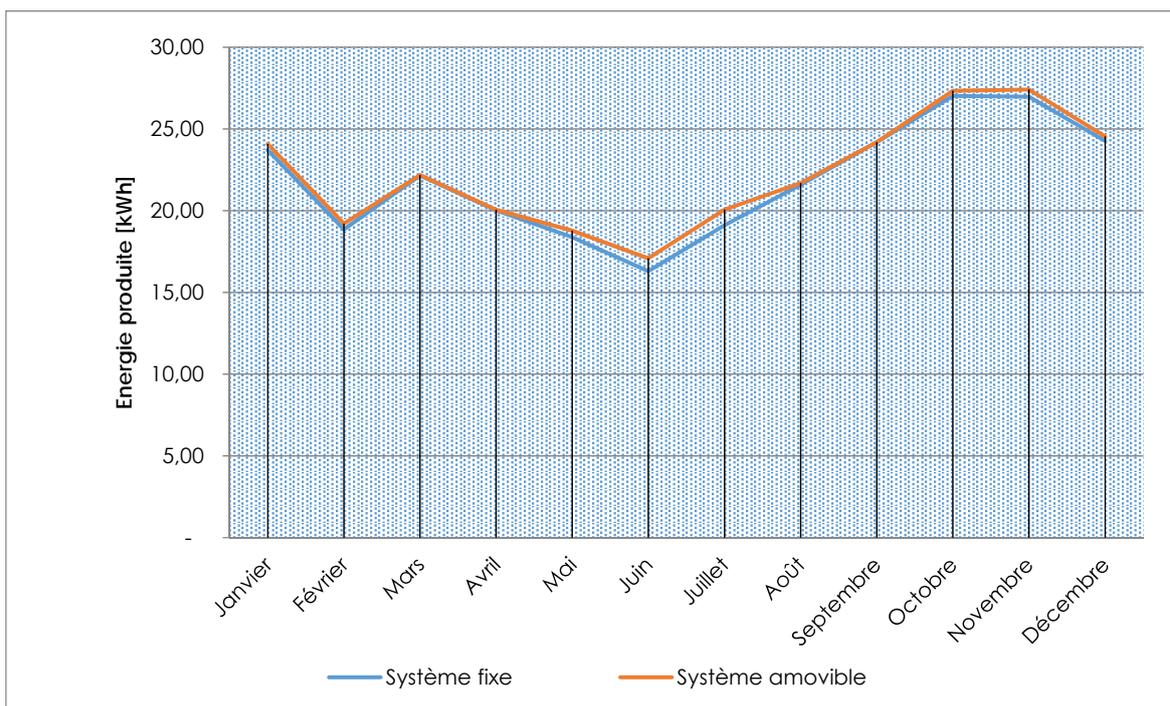


Figure 15 : Comparaison de l'évolution de la production entre système fixe et amovible (Antananarivo)

4. CONCLUSION

L'outil développé avec l'approche systémique a en outre permet de déterminer l'inclinaison et l'orientation optimales des panneaux photovoltaïques pour avoir une meilleure production tout au long de l'année.

Les résultats présentés ont démontré l'importance d'avoir un outil permettant de réaliser une simulation de la production d'énergie solaire photovoltaïque au pas horaire. La simulation permet en effet de voir l'évolution de la production sur plusieurs échelles d'observations temporelles. L'outil présenté dans ce travail permettra dans une autre étude de piloter la distribution d'énergie en le combinant avec un fichier de consommation au pas horaire.

REFERENCES

- [1] Anne Georgelin, 'Le secteur de l'énergie à Madagascar – Enjeux et opportunités d'affaires', août 2016
- [2] Alireza Hajiseyed Mirzahosseini, Taraneh Taheri, 'Environmental, technical and financial feasibility study of solar power plants by RETScreen, according to the targeting of energy subsidies in Iran', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 16, Issue 5, June 2012, Pages 2806-2811.
- [3] Marcel Suri, Thomas Huld, Ewan Dunlop, Michel Albuison, Lucien Wald. Online data and tools for estimation of solar electricity in Africa: the PVGIS approach. 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Oct 2006, Dresden, Germany.
- [4] Priya Yadav, Nitin Kumar, S.S Chandel, "Simulation and performance analysis of a 1kWp photovoltaic system using PVsyst", *Computation of Power Energy Information and Communication (ICCPEIC) 2015 International Conference on*, pp. 0358-0363, 2015.
- [5] Lin Lu, 'Investigation on Characteristics and Application of Hybrid Solar/Wind Power Generation Systems', Ph.D Thesis, The Hong Kong Polytechnic University, 2004.
- [6] Lin Lu and H.X. Yang, 'A Study on Simulation of the Power Output and Practical Models for Building Integrated Photovoltaic Systems', *ASME Journal of Solar Energy Engineering*, Vol. 126, N°3, pp. 1-7, 2004.
- [7] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche, 'A Methodology for Optimal Sizing of Autonomous Hybrid PV/Wind System', *Energy Policy*, Vol. 35, N°11, pp. 5708 – 5718, 2007.
- [8] T. Markvart, 'Solar Electricity', John Wiley & Sons, Chichester, 1994.
- [9] B.S. Borowy, Z.M. Salameh, L. Pierrat and Y.J. Wang, 'Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Congrès, 1995 IEEE/PES Summer Meeting, Portland, OR , USA (23/07/1995), Vol. 11, N°2, pp. 367 -375, 1996.
- [10] M. Belhadj, 'Modélisation d'un Système de Captage Photovoltaïque', Mémoire de Magister, Université de Béchar, Algérie, Juin 2008.
- [11] BELHADJ, M., BENOUAZ, T., CHEKNANE, A., et al. Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque. *Revue des énergies renouvelables*, 2010, vol. 13, no 2, p. 257-264.