

Mesure locale de l'irradiance solaire pour l'évaluation de la performance de l'unité photovoltaïque installée à l'ISP, Bukavu

Godefroid Ameli LUKAMBA^{1,2*}, Alfred Bashige CUBAKA^{1,2}, Jean Claude Mwikaza BAGALWA², Safari AMISI^{1,2} et Mac Cubaka MUGUMAODERHA^{1,2}

¹ Institut Supérieur Pédagogique de Bukavu (I.S.P / Bukavu), Section des Sciences Exactes, Laboratoire de Physique des Solides et des Interfaces (L.P.S.I.), BP 854, Bukavu, République Démocratique du Congo ² Institut Supérieur Pédagogique de Bukavu, Section des Sciences Exactes, Département de Physique-Technologie, BP 854, Bukavu, République Démocratique du Congo

* Correspondance, courriel : *godefroidameli@gmail.com*

Résumé

Cet article, porte sur l'évaluation du système photovoltaïque installé sur la salle Jean Vandenhaute de l'ISP/Bukavu. Le système contient 22 modules de 125 Wc - 12V chacun, 22 batteries de 150Ah - 12V chacune. Pendant deux périodes différentes, du 11 au 31 août 2015 (saison sèche) et du 19 décembre 2015 au 08 janvier 2016 (saison pluvieuse), des mesures régulières ont été faites sur l'installation. Les résultats montrent une moyenne d'ensoleillement de 474,73 \pm 245,73 W/m² en décembre, légèrement inférieure à celle du mois d'août qui est de 510,46 \pm 127,68 W/m². Les rendements photovoltaïques de 11,85 % en août et de 11,88 % en décembre ont été calculés dans cette étude. Le facteur de charge journalier a été estimé à 17,5 %. Environ 56,45 % de l'énergie produite n'ont pas été consommés durant la période de cette étude.

Mots-clés : photovoltaïque (PV), performance PV, îrradiance solaire, facteur de charge, ISP, Bukavu.

Abstract

Local measurement of solar irradiance for the evaluation of the performance of the photovoltaic unit installed at the ISP, Bukavu

This paper evaluate the PV system installed on the rough of the Jean Vandenhaute room of the ISP/Bukavu. The system is constituted by 22 modules of 125 Wp - 12V each, 22 batteries of 150 Ah - 12V each. During two different periods, from 11 to 31 August 2015 (dry season) and from 19 December 2015 to 08 January 2016 (rainy season), the facility was regularly monitored. The results show an average of sunshine of 474.73 \pm 245.73 W/m² in December, slightly lower than that of August which is 510.46 \pm 127.68 W/m². The PV conversion efficiency of 11.85 % in August and 11.88 % in December were calculated in this study. The daily load factor was estimated to 17.5 %. About 56.45 % of produced energy was not consumed during the period of this study.

Keywords : *photovoltaics (PV), PV performance, solar irradiance, load factor, ISP, Bukavu.*

1. Introduction

La demande croissante de l'énergie a largement stimulé la recherche de nouvelles sources d'énergie illimitées à l'échelle humaine, telles que l'énergie solaire [1]. La production d'énergie électrique, à partir d'une source de conversion photovoltaïque, bénéficie actuellement d'un essor très important et trouve une large application dans divers domaines : l'agriculture, l'élevage, la météorologie, etc. [2]. L'énergie solaire est l'une des ressources naturelles renouvelables, qui suscitent un intérêt particulier par sa durabilité, son abondance et sa propreté [2]. Elle constitue une véritable alternative à l'hydroélectricité, à l'électricité nucléaire. En effet, elle nécessite moins de maintenance, les panneaux solaires ont actuellement une longue durée de vie (neufs, ils sont garantis 25 ans) et son exploitation est moins polluante [3, 4]. Dans les pays en voie de développement, on assiste au déploiement des systèmes photovoltaïques (PV) autonomes, fonctionnant hors réseau et à usage spécifique (dans les écoles, hôpitaux, habitations, etc.). Le dimensionnement des installations se fait sur base des conditions de laboratoire (lequel recours au simulateur solaire) [5]. En fonctionnement réel, la production de l'énergie PV est dépendante des conditions météorologiques locales et donc du gisement solaire (ensoleillement, température, etc.) susceptibles de varier au cours du temps. La connaissance de ces conditions météorologiques très importantes dans le suivi du fonctionnement d'un système PV [6], reste un problème dans notre région où aucun système de monitoring n'existe.

On peut toutefois les obtenir à partir des modèles mathématiques [7, 8] ou des bases de données disponibles grâce aux outils et logiciels comme le système d'information géographique photovoltaïque (PVGIS) à libre accès sur Internet [9], ceux développés et commercialisés par les entreprises PVSYST [10], SOLARGIS [11], METEONORM [12], etc., constituées généralement sur base des mesures et informations satellitaires [13]. Les modèles mathématiques sont souvent proposés pour des cas spécifiques. Les valeurs mesurées par satellite sur des vastes étendues présentent des limites en résolution ou peuvent ne pas tenir compte des changements temporaires ou permanents du paysage sur un site donné [14 - 16]. Il est connu actuellement que ses mesures peuvent présenter une erreur moyenne comprise entre 20 et 25 % [17]. Elles sont utiles quand il n'existe pas d'équipement de mesure locale sur le site d'implantation de système PV [18]. Sur un site bien défini, le pyanomètre est un des meilleurs moyens de mesurer localement l'irradiance solaire [19]. Ces mesures permettraient d'évaluer le facteur de correction à appliquer aux données fournies par les satellites [20] et également de prédire les performances réelles des systèmes PV à installer [21, 22] ou de suivre leur fonctionnement en vue d'une optimisation. La présente étude avait pour but d'évaluer la performance de l'unité photovoltaïque (PV) installée sur la salle Jean Vandenhaute (JVDH) de l'ISP/Bukavu, en République Démocratique du Congo (RDC), sur base des mesures locales de l'irradiance solaire par un pyranomètre. Une fois les valeurs moyennes de l'irradiance connues, le travail a été celui de déterminer le rendement de l'unité PV sur deux périodes de mesure de l'irradiance : sèche et pluvieuse, la période sèche allant du 11 au 31 août 2015 (août étant un mois de la saison sèche) et la période pluvieuse, du 19 décembre 2015 au 8 janvier 2016 (décembre et janvier faisant partie de la saison de pluie).

2. Matériel et méthodes

2-1. Matériel

2-1-1. Pyranomètre

C'est un capteur de flux thermique, type LPO2 *(Figure 1b et 1c)*, utilisé pour la mesure de la puissance du rayonnement solaire globale reçue par unité de surface et exprimée en watts par mètre carré. Il est sensible dans un domaine spectral de 300 à 2500 nanomètres selon le filtre utilisé. Grâce à un câble à trois conducteurs,

il est connecté à un afficheur/enregistreur des données (Enr.) du type LI-19 illustré à la *Figure 2c*, pouvant stocker les données pendant 58 heures 37 minutes pour un intervalle d'une minute entre deux enregistrements. Cet afficheur/enregistreur est interfacé à l'aide d'un logiciel Hukseflux Thermal Sensors, version 2.2.0.2 permettant de lire et télécharger les données sur ordinateur. Le pyranomètre est placé sur le toit, à côté des modules PV *(Figure 1c)*. On doit essentiellement veiller à ce que celui-ci soit parfaitement horizontal en se référant à son niveau à eau qui y est incorporé.



Figure 1 : (a) Champ photovoltaïque, (b) Détecteur du pyranomètre, (c) Fixation du pyranomètre sur le toit à côté du Champs PV

2-1-2. Le système PV / salle JVDH

Le système PV sur lequel porte cette étude a été installé en janvier 2015 dans la salle JVDH afin de rendre celle-ci autonome en électricité pour diverses activités : cours, conférence, cérémonies, etc. et assurer, sans interruption, l'alimentation en électricité du laboratoire de biochimie. Il comporte 22 panneaux de 125 Wc couvrant 0,75 m² chacun *(Figure 1a)*. Les panneaux sont groupés en trois modules de 8, 8 et 6 panneaux (4, 4 et 3 couples parallèles de deux panneaux montés en série), débitant chacun une tension nominale de 36,4 V-DC (18,2 V-DC par panneau) pour un courant maximum théorique de 27,4 A (6,85 A par panneau) pour les deux premiers modules alimentent chacun, via son propre régulateur *(Figure 2b),* un tandem de huit batteries et le troisième alimente un tandem de six. Onze couples parallèles de deux batteries montées en série offrent une tension continue de 24 V pour un courant total maximum de 125 A *(Figure 2a)*



Figure 2 : (a) Batteries en circuit avec le convertisseur (Conv.), le régulateurs, le système de fusibles de protection et l'Inverseur. (b) Mise en évidence de l'ensemble régulateurs (R), fusibles de protections (P), Inverseur (Inv) et liaisons filaires. (c) Enregistreur (Enr.) du pyranomètre et compteur numérique (Compt.) d'énergie électrique consommée par l'installation. Les deux utilisent des piles (présentées dans le chargeur)

Le compteur *(Figure 2c),* branché sur une prise placée aux bornes du convertisseur, enregistre les caractéristiques (tension, intensité, fréquence, facteur de puissance, puissance, énergie) de l'énergie envoyée au circuit récepteur pour la consommation. La *Figure 3* donne un schéma illustratif du système d'étude. On

y distingue le nombre de panneaux par modules (8-8-6) ⁽¹⁾, les régulateurs de charge ⁽²⁾, le regroupement des batteries (8-8-6) ⁽³⁾, les appareils expérimentaux (pyranomètre partie capteur ⁽⁴⁾, son afficheur-enregistreur ⁽⁵⁾ et compteur ⁽⁶⁾), le convertisseur ⁽⁷⁾ ainsi que les différentes lignes de consommation ⁽⁸⁾.



Figure 3 : Représentation unifilaire du système expérimental

2-2. Méthodes de collecte des données

2-2-1. Irradiance solaire (en W / m²)

On a utilisé un intervalle d'une minute parce qu'il fallait trouver l'irradiation solaire moyenne journalière afin de déterminer le rendement des modules PV. Pour les *Figures 9 et 10*, nous avons utilisé les données récoltées chaque jour entre 8 h et 16 h pour les durées d'étude considérées. La sensibilité de l'appareil de mesure de l'irradiation est de 17,5 W / m^2 .

2-2-2. Tension et intensité continues

Ce sont des valeurs que nous prélevions manuellement chaque heure sur les régulateurs de charge. Les modules étant groupés comme les batteries, trois groupes montés de manière à avoir deux groupes identiques, chacun de huit modules PV contenant quatre séries en parallèle, chacune de série comptant deux modules montés en série. L'autre groupe de six modules PV compte trois séries en parallèle, chacune a deux modules PV montés en série. Ces groupes de modules alimentent les groupes correspondant aux batteries car la tension du groupement est de 24V pour chaque groupement. L'intensité totale varie sensiblement de zéro à 75A avec la valeur de l'irradiance solaire reçue par les cellules PV.

2-2-3. Tension et intensité alternatives

Ces valeurs ont été récoltées à partir du compteur branché aux bornes du convertisseur ; cet appareil indique aussi la valeur de la puissance, la fréquence, l'intensité maximale, le facteur de puissance pendant qu'il enregistre l'énergie consommée par l'installation à alimenter.

3. Résultats et discussion

3-1. Irradiance solaire journalière

L'évolution journalière de l'irradiation reçue du 11 au 31 août 2015 (période dite sèche) et du 19 décembre 2015 au 08 janvier 2016 (période dite pluvieuse) est mise en évidence à la *Figure 4*. On remarque que

l'irradiation solaire varie d'une heure à l'autre tout au long de la journée avec un maximum à 12 heures pour les journées sans nuages et sans pluies *(Figure 4a)*.



Figure 4 : L'irradiance solaire journalière de la période (a) sèche et (b) pluvieuse

Pour chaque cas, les valeurs sont comparées aux mesures satellitaires obtenues grâce à la base de données PVGIS pour les périodes correspondantes [23, 24]. Pour le mois de décembre, ce maximum n'est pas centré à 12 heures sur le graphique expérimental (avec barres d'erreur) de la *Figure 4b*. Pour cette période les valeurs de l'irradiance fluctuent plus d'un jour à l'autre. Pendant le beau temps (sans pluie ou après celle-ci), la valeur de l'irradiance peut galoper rapidement et atteindre des valeurs comprises entre 1250 et 1300 W/m² entre 10 heures et 13 heures et chuter brusquement lors des orages. Les maxima (respectivement, les minima) de l'ensoleillement sont plus grands (respectivement, plus faibles) en décembre qu'en août. Ce que traduisent les bars d'erreurs plus importantes en décembre qu'en août. Pour la période sèche l'irradiatiance moyenne est de 510,46 W/m² avec un écart type 127,08 W/m²; et pour la période pluvieuse, l'irradiance moyenne est de 474,73 W/m² avec un écart type de 245,73 W/m². Cette différence s'explique par un ensoleillement plus fort en août qu'en décembre compte tenu des différences des saisons. On a noté une forte dispersion pour la période pluvieuse, qui alterne ciel clair, nuages, pluie et orages. Pour les deux périodes, les valeurs de l'ensoleillement mesurées localement sont inférieures à celles obtenues par des mesures satellitaires comme on peut le voir sur la *Figure 4*. Sur base des seules mesures satellitaires on peut donc surestimer les performances des systèmes PV. Les mesures locales faites ont donc toute leur importance par le fait qu'elles tiennent compte de différentes fluctuations propres au site d'installation des unités PV.

3-2. Tension et intensité continues

Les valeurs des tensions U et celles des intensités I sont mesurées chaque heure et chaque jour durant les périodes sèche et pluvieuse. Les modules PV sont associés en trois groupes comme cela a été dit précédemment au paragraphe 2-2-2, soit : $2 \times 4 + 2 \times 4 + 2 \times 3 = 22$. La tension aux bornes est la même pour chaque bloque : $U = U_1 = U_2 = U_3$ et l'intensité du courant est la somme des intensités des courants fournis par chaque bloque : $I = I_1 + I_2 + I_3$.



Figure 5 : Comparaison des valeurs journalières (a) de la tension en volt et (b) de l'intensité en ampère en fonction du temps (jours de suivi de l'installation PV) durant les périodes sèche et pluvieuse

La *Figure 5* présente la comparaison de différentes valeurs de la tension *(Figure 5a)* et de l'intensité *(Figure 5b)* sur les deux périodes considérées dans cette étude. Les barres d'erreurs sont les valeurs des erreurs absolues respectives. Sur ces deux périodes les valeurs moyennes obtenues sont : pour la tension, 27 V avec un écart type de 0,2 V sur les deux périodes ; pour l'intensité, 36,8 A (respectivement de 34,5 A) avec un écart type de 6,2 A (respectivement de 9,1 A) pour la période sèche (respectivement pour la période pluvieuse). Comme on peut le voir, la tension continue fournie par les modules varie peu au cours du temps. Elle est quasi constante. Ce qui n'est pas le cas de l'intensité qui donne des valeurs plus dispersées par apport à la moyenne. La *Figure 6* présente les valeurs quotidiennes de la tension et du courant sur les deux périodes en fonction du temps (heures du jour d'éclairement, c'est-à-dire entre 8 et 16h).



Figure 6 : Valeurs moyennes (a) de la tension et (b) du courant continu en fonction du temps de la journée durant trois semaines des périodes sèche et pluvieuse

Sur une même journée les valeurs de la tension varient entre 26,26 V à 27,53 V en saison sèche, tandis qu'en saison pluvieuse, elles varient de 26,50 V à 27,36 V, des variations qui restent faibles, comme sur toute la période de l'étude. Quant aux valeurs de l'intensité, elles sont situées entre 6,06 A à 58,70 A en saison sèche et entre 12,54 A à 49,90 A en saison de pluie. Le graphique de la *Figure 6* montre que la tension (malgré sa faible variation au voisinage de 27 V) et l'intensité continue ont la même allure que l'irradiance solaire journalière présentée à la *Figure 4*. Ce qui met en évidence la forte dépendance de l'intensité délivrée par

les panneaux avec l'irradiation solaire. La tension et l'intensité maximales des modules indiquées par les fabricants sont respectivement de 18,20 V et 6,86 A (soit 36,4 V et 75,46 A pour le groupement des modules PV qui a été réalisé) pour un ensoleillement standard de 1000 W/m^2 . Lors de cette étude expérimentale, une tension de 27,4 V et une intensité de 62,5 A ont été trouvées pour une irradiation de 1007 W/m^2 , valeurs mesurées le 28 décembre 2015 à 15 heures ; ces valeurs indiquées par les fabricants des modules ne peuvent pas être atteintes en situation réelle car elles ont été obtenues au laboratoire dans des conditions optimales en l'absence des intempéries pouvant influencer le rayonnement du soleil. En outre, dans notre cas, les valeurs expérimentales sont des moyennes de plusieurs mesures, elles ont été affaiblies par les données prélevées pendant les périodes d'ensoleillement inférieur à 1000 W/m^2 . Il existe des instants particuliers pour lesquels des valeurs plus élevées peuvent être mesurées. Pour les illustrer, nous avons repris dans le *Tableau 1*, pour les deux différentes périodes d'études, trois dates pour lesquelles l'intensité du courant délivrée par le champ PV a été la plus grande.

Saison pluvieuse					Saison sèche				
Date	Heure	Irradiation	Tension	Intensité	Date	Heure	Irradiation	Tension	Intensité
		en W/m²	en V	en A			en W/m²	en V	en A
30-08-15	12h00	980	27,7	77,2	20-12-15	12h00	1031	28,5	76,4
25-08-15	12h00	941	28	73,6	24-12-15	13h00	1190	28,2	86
24-08-15	12h00	1050	27,5	70,8	26-12-15	12h00	1260	28,2	84,3

Tableau 1 : Quelques valeurs importantes de l'irradiance et du courant

3-3. Tension et intensité alternatives

La tension aux bornes du convertisseur ne variait presque pas, elle oscillait entre 224 et 225 V et rarement 227 à 228 V. Par contre l'intensité varie de 1,09 à 1,60 A selon la charge demandée par le circuit de consommation.

3-4. Détermination du rendement et du facteur de charge

3-4-1. Puissance reçue par les modules PV

Notons I_r (respectivement I'_r) l'irradiance solaire (en W/m²) en période sèche (respectivement pluvieuse). La surface considérée ici est $S = 16,50 \text{ m}^2$, soit la surface totale du champ PV installé sur la salle JVDH. Appelons P_r (respectivement P_r) la puissance reçue par les modules en saison sèche (respectivement pluvieuse).

$$P_r = I_r \times S \text{ et } P'_r = I'_r \times S \tag{1}$$

Ainsi, pour la période sèche, la moyenne calculée de l'irradiation étant $I_r = 510,46 W/m^2$, de *l'Équation (1)*, la puissance reçue par le champ PV en saison sèche est $P_r = 8422,54 W$. De même, pour la période pluvieuse, la valeur moyenne de l'irradiation calculée étant $I'_r = 474,73 W/m^2$, la puissance reçue est $P'_r = 7833,83 W$. On remarque que la puissance reçue par les modules en période pluvieuse est inférieure à celle reçue en période sèche, ce qui est en accord avec les prévisions saisonnières. En effet, les données météorologiques locales bien que peu actualisées renseignent que les mois de la saison sèche, dont août ici, ont plus d'heures d'ensoleillement que ceux pluvieuses, dont décembre dans notre cas [25] C'est en partie dû à la couverture nuageuse pendant la saison pluvieuse.

3-4-2. Puissance fournie par les modules PV

345

Appelons P_f la puissance fournie durant la période sèche et P'_f celle fournie pendant la période pluvieuse. Les valeurs moyennes obtenues sur base des mesures de la tension et de l'intensité sont : U = 27,08 V et I = 36,84 A. On en déduit que la puissance fournie par les modules est P_f = 997,87 W. Identiquement, la tension et l'intensité moyennes en période pluvieuse sont : U = 26,98 V et I = 34,44 A, d'où P'_f = U.I = 930,73 W. Comme on l'avait observé pour la puissance reçue, la puissance fournie par le champ PV en période sèche est supérieure à celle fournie en période pluvieuse.

3-4-3. Calcul du rendement du système PV / JVDH

Le rendement R_a de l'installation PV est le rapport entre la puissance électrique fournie P_f et la puissance reçue P_r par le champ PV. Sur base des valeurs calculées aux paragraphes 3-4-2 et 3-4-3, ce rapport donne $R_a = 11,85$ % (respectivement 11,88 %) en période sèche (respectivement en période pluvieuse). Il est à remarquer que le rendement est quasi le même en période sèche qu'en période pluvieuse. Ce qui est normal car ce sont les mêmes modules qui ont fait l'objet de l'étude durant les deux périodes. Les rendements annuels moyens (absolus) des panneaux PV peuvent variés de 5 % à 18 % [26]. Mais pour connaitre l'efficacité énergétique réelle d'une installation, nous dévons déterminer son rendement relatif. Le rendement relatif (R_r) d'un système PV pour une période donnée est alors le rapport entre la puissance produite par les modules ($P_f = U \times I$) pendant cette période et la puissance crête donnée par le constructeur (ici 125 Wc par panneau, soit 2750 Wc pour tout le champ PV). Nous avons trouvé $R_r = 36,29$ % (respectivement 33,80 %) en août (respectivement en décembre). Le rendement relatif d'un Système PV varie donc avec l'irradiance solaire, et donc avec les saisons.

3-4-4. Calcul du facteur de charge (F_c)

Le facteur de charge d'une unité de production d'électricité indique le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite si elle fonctionnait à sa puissance nominale durant la même période. Théoriquement le facteur de charge peut varier de 0 à 100 %; en pratique il ne sera jamais de 100 %, ni de 0 %. Pour ce dernier cas, l'unité n'aurait rien produit durant toute la période considérée [27]. Plus la valeur du facteur de charge est élevée, mieux l'unité de production de l'énergie électrique considérée se rapproche de sa capacité maximale de production, capacité qu'on appelle également puissance installée, appellation surtout utilisée en hydro-électricité. Soit E_{el} la production effective par un champ PV de surface connue. Si elle est utilisée en totalité, elle correspond à l'énergie électrique consommée par les installations. Notons E_{elmax} la production de l'énergie théorique maximale.

$$E_{el} = k \times P_C \times I_r \times S \tag{2}$$

où, I_r est la constante solaire qui vaut dans les conditions idéales 1000W/m² soit 1kW/m², elle était en moyenne de 492,56W/m² lors de nos mesures au pyramomètre pour les deux périodes (sèche et pluvieuse) de l'étude ; k = est le facteur de performance dit encore facteur de conversion et vaut 0,7 pour les modules non ventilés [28] et P_c traduit la durée en heures d'ensoleillement par jour pour le mois le plus défavorable du milieu. Dans notre cas bien que l'irrandiance moyenne soit faible en période pluvieuse qu'en période sèche, on arrive toujours à avoir en moyenne de 8 heures d'ensoleillement par jour. En effet, de 8h00 à 16h00, l'irradiance mesurée avait une valeur supérieure ou égale à 120 W/m², seuil considéré dans les régions du nord, loin de la zone équatoriale [29]. S est la surface totale du champ PV. Elle vaut 16,5m². Il s'ensuit que la valeur moyenne de l'énergie électrique fournie pour une journée vaut $E_{el} = 45436$ Wh. L'énergie électrique effectivement demandée par le circuit de consommation se détermine sur base des données du **Tableau 2** présentant les caractéristiques électriques des appareils utilisés. Cette énergie journalière a été calculée et vaut environ $E'_{el} = 7944,43 Wh$.

Désignation	Type de récepteur C.C. ou C.A.	Localisation	Quantité	Puissance Nominale (W)	Utilisation quotidienne (h/j)	Re	Energie quotidienne consommée (Wh/j)
Lampe	CA	JVDH+Cantine+Lab o Bio-chimie	18	20	3	0,9	1200
Lampe	CA	JVDH+Cantine+Lab o Bio-chimie	2	2	0,5	0,9	22,22
Haut-parleurs	CA	JVDH	3	150	5	0,9	1944,44
Ordinateur	CA	Labo Bio-Chimie	1	65	5	0,9	722,22
Congélateur	CA	Labo Bio-Chimie	1	190	10	0,9	1.182,22
Rectroprojecteur	CA	JVDH	1	350	5	0,9	2111,11
		7944,43					

Tableau 2 : Nombre et caractéristiques des appareils de consommation

Le facteur de charge F_c est alors donné par le rapport entre l'énergie consommée E'_{el} et l'énergie E_{el} correspondant à la production effective des modules PV. On a :

$$F_C = \frac{E'_{el}}{E_{el}} \times 100 \tag{3}$$

soit alors $F_C = 17,5 \%$.

Ce facteur de charge est atteint lorsque tous les récepteurs sont en fonctionnement, ce qui n'est pas très souvent le cas pour l'unité PV de l'étude. En effet, les lampes restent le plus souvent éteintes la journée, les haut-parleurs ne fonctionnent pas la nuit, ce qui signifie qu'une quantité d'énergie est générée par le système PV mais inexploitée. Les installations solaires ont des facteurs de charge en moyenne compris entre 10 et 20 % [30] Le système PV étudié est dans le seuil à condition que tous les équipements de consommation soient simultanément utilisés chaque jour.

3-4-5. Calcul de l'énergie non consommée

3-4-5-1. Énergie fournie par les panneaux

Le facteur de charge journalier ainsi que les expériences réalisées, indiquent qu'une quantité d'énergie produite par les panneaux n'est pas consommée. Considérant les deux périodes expérimentales, la puissance moyenne fournie par les panneaux en période sèche (respectivement pluvieuse) est 997,97 W (respectivement 930,73 W). Tenant compte des 8 heures d'ensoleillement journalier et de la même durée de 21 jours en période sèche qu'en période pluvieuse où les paramètres de production (tension et intensité) et l'irradiance ont été rigoureusement enregistrés, pour, on a que l'énergie électrique produite sur toute la durée de l'étude, c'est-à-dire la somme des énergies produites sur les deux périodes est de 324,00 kWh

3-4-5-2. Énergie non consommée

L'énergie consommée enregistrée par le compteur vaut 141,12 kWh. Considérons le *Tableau* [°]2 pendant les 42 jours de suivi de l'unité PV. Comparée à l'énergie produite, il se dégage une différence de 182,88 kWh d'énergie non consommée, soit 56,45 % de l'énergie produite.

4. Conclusion

L'objet de cette étude était d'évaluer les performances du système PV constitué de 16,5 m² de panneaux et installé à l'ISP / Bukavu sur base des mesures locales d'irradiance solaire. L'irradiance solaire moyenne à l'ISP / Bukavu a été évaluée à $(510,46 \pm 127,08) W/m^2$ en août (période sèche) et à $(474,73 \pm 245,73) W/m^2$ en décembre (période pluvieuse) de l'année 2015. La tension délivrée par le champ PV oscillait autour de 27V et dépendait très faiblement de l'irradiation solaire tandis que l'intensité du courant en dépendait fortement. L'unité PV fonctionne avec un rendement absolu d'environ 12 % (11,85 % en saison sèche et 11,88 % en saison pluvieuse). Nous avons trouvé également que le rendement relatif variait avec l'irradiance, et donc avec la saison (36,29 % en août et 33,80 % en décembre). Quant à la tension alternative fournie par le convertisseur, elle oscillait entre 224 et 227V et le courant entre 0,5 et 1,7A suivant la demande. Pour une fréquence quasi constante de 50Hz, le facteur de puissance variait entre 0,6 à 0,8. Un facteur de charge de 17,5 % a été trouvé. Au cours de cette étude, on a remarqué que 56,45 % de l'énergie produite ne sont pas utilisés, d'où le besoin d'une utilisation optimale de l'énergie produite par cette unité PV.

Références

- [1] E. BENKHELIL et A. GHERBI, Modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque avec un étage d'adaptation DC/DC, *Rev. Energ. Renouv.*, 11 (2011) 159 170
- [2] R. MEGDOUL, M. TAQI et N. BELOUAGGADIA, Estimation du rayonnement solaire dans la zone de Casablanca, *Congrès internationale sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique*, (20-21 avril 2011) 1 - 6
- [3] B. SAFAVI and D. S. BAGHEINEE, The Use of Photovoltaic Energy for Sustainable Urban Development Emphasizing economic and Environmental Considerations, *Int. J. Urban Manage Energy Sustainability*, 1 (2) (2017) 1 - 15
- [4] R. T. KIVAISI, Installation and use of a 3kWp PV plant at Umbuji village in Zanzibar, *Renew. Energy*, 19 (2000) 457 472
- [5] www.energies-solidaires.org, Dimensionnement d'une installation solaire autonome en site isolé, montagne, Burkina Faso, (janvier 2001)
- [6] K. KERKOUCHE, F. CHERFA et A. H. ARAB, Evaluation de l'irradiation solaire globale sur une surface inclinée selon différents modèles pour le site de Bouzaréah, *Rev. Energ. Renouv.,* 16 (2) (2013) 269 284
- [7] M. R. YAÏCHE et S. M.A. BEKKOUCHE, Conception et validation d'un programme sous Excel pour l'estimation du rayonnement solaire incident en Algérie, Cas d'un ciel totalement clair, *Rev. Energ. Renouv.*, 11 (3) (2008) 423 - 436
- [8] B. GUERRIER, E. BOILEAU et C. BENARD, Analyse statistique temporelle de l'irradiation solaire globale quotidienne : Modélisation d'une variable réduite à l'aide de modèles stochastiques A.R.M.A, *Rev. Phys. Appl.*, 15 (2) (1980) 93 - 102
- [9] Joint Research Center, Europeen commission, http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa&lang=fr

- [10] http://www.pvsyst.com/fr/
- [11] http://solargis.com
- [12] http://www.meteonorm.com/
- [13] M. FARIZA, Détermination du gisement solaire par traitement d'image MSG, Mémoire de Magistère, inédit, Université de Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, (2008)
- [14] T. HULD, R. W. MULLER and A. GAMBARDELLA, A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa, *Solar Energy*, (2012)
- [15] N. BACHARI, N. BENABADJI et A.H. BELBACHIR, Estimation et Cartographie des Différentes Composantes du Rayonnement Solaire au Sol à Partir des Images Météosat, *Rev. Energ. Renouv.*, 4 (2001) 35 - 47
- [16] S. BENKACIALI et K. GAIRAI, Modélisation de l'irradiation solaire globale incidente sur un plan incliné, *Rev. Energ. Renouv.*, 17 (2) (2014) 245 - 252
- [17] Q. ZHIPENG, La nouvelle méthode Heliosat-4 pour l'évaluation du rayonnement solaire au sol, Thèse, *Inédit*, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, (2013) 154 p.
- [18] P. INEICHEN, Long term satellite global, beam and diffuse irradiance validation, *Ener. Procedia*, 48 (2014) 1586 - 1596
- P. BLANC et L. WALD, L'estimation du rayonnement solaire au sol par la nouvelle méthode Heliosat-4, *La météorologie, Météo et Climat,* 90 (2015) 53 - 61
- [20] F. TRAHI, Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels : Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPBA. Mémoire de Magistère, *Inédit*, Université Mouloud-Mammeri de Tizi-Ouzou, (2011)
- [21] A. O. M. YAHYA, A. O. MAHMOUD et I. YOUM, Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque, *Rev. Energ. Renouv.*, 11 (3) (2008) 473 - 483
- [22] T. MRABTI, M. E. OUARIACHI, K. KASSMI, F. OLIVIE et F. BAGUI, Conception, modélisation et réalisation d'un système photovoltaïque de moyenne puissance, *Rev. Energ. Renouv.*, 11 (4) (2008) 567 575
- [23] Joint Research Center, Europeen commission, Système d'information géographique, (décembre 2015), Ispra, Italy
- [24] Joint Research Center, Europeen commission, Système d'information géographique, (août 2015), Ispra, Italy
- [25] M. S. CHAMAA, J. E. BIDON, P. Y. BOUREAU, Atlas de la ville de Bukavu, CERUKI-ISP/Bukavu, (1981)
- [26] http://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cahier_9_0.pdf, Efficacité énergétique du photovoltaïque eu vélo électrique, (octobre 2010)
- [27] http://www.rte-france.com/ bilan énergétique 2012, facteurs de charge, RTE, (janvier 2013)
- [28] https://media.xpair.com/auxidev/nB41a_ProdPhoto.pdf, Evaluer la production photovoltaïque
- [29] Organisation Météorologique Mondiale, Conditions météo en temps réel à Plévenon, dans les Côtesd'Armor, (Avril 2013)
- [30] Renewble Energy Massachusetts : a Good Solar Market : facteur de charge de 13 à 20% aux Etats Unis, Remenergyco.com, (septembre 2013)