

MODÉLISATION NUMÉRIQUE ET DÉVELOPPEMENT D'UN OUTIL DE PRÉDICTION DES CENTRALES SOLAIRES EN MILIEU DÉSERTIQUE MARITIME

Daha HASSAN DAHER¹, *, Léon GAILLARD², Christophe MENEZO³, Dek MOUHOUMED HASSAN¹

¹ Centre d'Etude et de Recherches de Djibouti, Laboratoire des Energies Nouvelles et Renouvelables, Djibouti

² Heliocity SAS, 31 rue Gustave Eiffel, 38000 Grenoble, France

³ LOCIE UMR 5271, Université Savoie Mont Blanc, CNRS, Solar Academy Graduate School, INES, F-73376, Le Bourget-du-Lac, France

Résumé

Cette étude présente un modèle dynamique d'une installation photovoltaïque de 302,4 kWc située au Centre d'Études et de Recherche de Djibouti. La modélisation des rangées PV a été réalisée dans TRNSYS et a été validée en utilisant une séquence contrôlée des données d'un champ PV entièrement monitoré. Pour une prédiction des performances des systèmes PV pour ce milieu rigoureux, plusieurs facteurs ont été pris en compte, telles que la réduction de la puissance au cours du temps, l'empoussièrement, les modèles pour le calcul du rayonnement sur une surface inclinée et de la température des modules. Le modèle prédictif a été ensuite analysé à travers une étude paramétrique pour mettre en évidence l'influence des paramètres (empoussièrement, du taux de nettoyage, de la fréquence de nettoyage et la pluie) sur les performances prédites.

Mots-clés : centrale solaire PV, modélisation, TRNSYS, prédiction, analyse paramétrique

Nomenclature

Symboles

AC : courant alternatif
DC : courant continu
 E_g : énergie de bandgap du matériel [eV]
G : rayonnement solaire [W/m^2]
I : intensité, [A]
k : constante de Boltzmann [$1.38066E-23$ J/K]
P_m : puissance mesurée [kW]
P_p : puissance prédite [kW]
R : résistance [Ω]
T_c : température du module [$^{\circ}C$]

Lettres grecques

β : angle d'inclinaison du module [$^{\circ}$]
 μ_{sc} : coefficient de température du courant de court-circuit [$A.K^{-1}$]
 θ : angle d'incidence [$^{\circ}$]
 θ_z : angle zénithal [$^{\circ}$]

Indices / Exposants :

b : directe
d : diffus
ref : référence,
s : série
sh : shunt

1. Introduction

Avec l'augmentation des applications photovoltaïques (PV) et leur très grande variété, une prédiction précise des paramètres caractéristiques, des modules, des chaînes et des rangées de capteurs solaires PV devient un sujet de recherche essentiel car il est très important d'estimer au mieux les performances du système à la fois lors des phases de planification et de conception d'installations photovoltaïques mais aussi lors de leur exploitation afin d'en identifier d'éventuels dysfonctionnements. Le comportement électrique d'un module photovoltaïque en silicium cristallin est caractérisé par sa courbe courant-tension (I-V). Les techniques conduisant à la détermination de cette courbe ou à certains de ses points ont été relatées dans la littérature. Concernant la modélisation, il existe deux types de modèles pour prédire la réponse électrique : modèles de circuit équivalent de diode [1-3] et le modèle semi-empirique "simple point" [4].

Divers outils de simulation intégrant ces modèles sont actuellement disponibles pour effectuer une simulation PV, par exemple : PVFORM [5], PVSIM [6], SANDIA PV ARRAY PERFORMANCE MODEL [7], SAM [8], PVWatts [9], PVSYS [10], RETScreen [11], TRNSYS [12], etc.

Dans ce travail, l'outil de simulation retenu est TRNSYS comme dans les études précédentes de Mondol et al. [13] ou Quesada et al. [14]. Avec TRNSYS, le comportement des modules photovoltaïques peut être prédit dans des conditions réelles et dynamiques, offrant ainsi un outil intéressant pour évaluer les performances à long terme d'une installation photovoltaïque. En outre, TRNSYS dispose d'une bibliothèque étendue de composants de simulation, ou "Types", avec lesquels il est possible de construire un système énergétique dynamique, tel qu'une installation hybride, où le PV est combiné à d'autres sources d'énergies (éolien, moteur diesel).

Parmi les travaux publiés sur les modèles de cellules PV, on utilise souvent un modèle à quatre [13] ou cinq paramètres [14] basé sur un circuit équivalent d'un module à une diode. Cette approche est utile pour prédire la production d'énergie des centrales photovoltaïques et nécessite très peu de paramètres.

Dans ce travail, nous utilisons un modèle 5 paramètres pour la modélisation des rangées PV de la centrale solaire. Également, nous élaborons un modèle prédictif de centrale solaire intégrant un modèle de dégradation dans le temps et un modèle d'empoussièrement des modules PV. Ce modèle est ensuite analysé à travers une étude paramétrique pour mettre en évidence l'influence des paramètres environnementaux sur les performances prédites.

2. Méthodologie

La sortie du système photovoltaïque est prédite en utilisant le "type 194" dans TRNSYS. Le modèle électrique utilisé dans ce type est un modèle à cinq paramètres qui caractérise le module PV par un circuit équivalent (fig.1).

Ce circuit comprend une résistance en série, une diode en parallèle avec une résistance shunt. Il peut être utilisé pour une cellule PV individuelle, un module composé de plusieurs cellules ou une rangée composée de plusieurs modules.

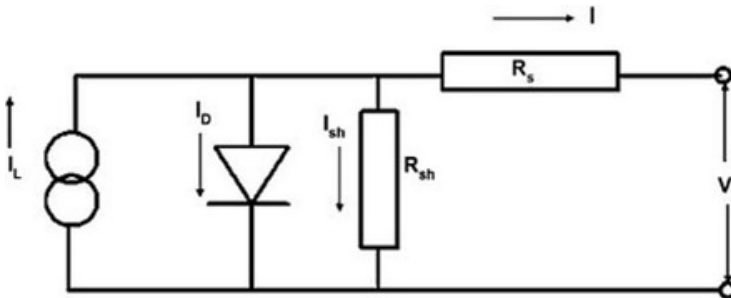


Figure 1 : Circuit équivalent d'un module PV

A une température et à un rayonnement solaire fixe, la relation courant-tension (I-V) de ce modèle est donnée par l'équation (1) :

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

Et la puissance est donnée par :

$$P = I \cdot V \quad (2)$$

Afin de résoudre l'équation I-V, 5 paramètres doivent être connus : le photo-courant (I_L), le courant de saturation inverse (I_0), la résistance en série (R_s), la résistance shunt (R_{sh}) et le facteur d'idéalité modifié (a).

Les paramètres de références sont déterminés sous les conditions standards STC et sont indiqués par l'indice "ref". Cette section décrit la dépendance des paramètres à la température et à l'irradiation qui varient suivant les conditions d'exploitation. Le facteur d'idéalité modifié a , est une fonction linéaire de la température du module :

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (3)$$

De la théorie des diodes, I_0 est affecté par la température et son équation de modification est donnée par:

$$\frac{I_0}{I_{0,ref}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 \exp\left[\frac{1}{k} \left(\frac{E_g}{T_{c,ref}} - \frac{E_g}{T_c}\right)\right] \quad (4)$$

$$\frac{E_g}{E_{g,ref}} = 1 - C(T - T_{c,ref}) \quad (5)$$

Où $E_{g,ref} = 1,12 \text{ eV}$ ($1.794 \times 10^{-19} \text{ J}$) et $C = 0,0002677$ pour les cellules en silicium.

Le photo-courant (I_L) est une fonction linéaire du rayonnement solaire incident. Il dépend du rayonnement solaire absorbé (S), rayonnement solaire modifié par la masse d'air effectif (M), de la température de la cellule (T) et du coefficient de température du courant de court-circuit (μ) et au photo-courant aux conditions de référence ($I_{L,ref}$) par :

$$I_L = \frac{S}{S_{ref}} \frac{M}{M_{ref}} [I_{L,ref} + \mu_{I_{sc}} (T_c - T_{c,ref})] \quad (6)$$

3. Validation du modèle

Pour notre simulation, nous avons choisi le modèle dynamique de De Soto [15], basé sur le "type" 194b de TRNSYS. Le schéma de liaison des différents composants utilisés pour la validation du modèle est représenté sur la figure 2.

- Le "type 9c", est un lecteur de fichier utilisé pour lire les données d'entrées à chaque pas de temps. Dans notre cas, il contient des données horaires de la température ambiante (T_{amb}), la température des modules (T_{mod}), l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (I_{POA}), la vitesse du vent (V_{wind}) et les puissances mesurées en courant continu PmDC et courant alternatif PmAC.
- Le "type 65C", pour l'affichage et l'exploitation des résultats de la simulation et le type 194b qui contient un modèle PV à 5 paramètres.

Nous appliquons à l'entrée du type 194b, I_{POA} et T_{mod} pour prédire la puissance de sortie (PpDC). L'entrée du type 194b a été modifiée pour recevoir la température des modules.

Pour la validation de notre modèle et l'évaluation des sources d'erreurs, nous avons choisi une séquence de données après une pluie (effet de la poussière éliminé) dont les données (T_{mod} , V_{wind} , I_{POA}) sont disponibles. Pour cette séquence, nous avons évalué PpDC que nous avons confronté avec les puissances mesurées PmDC (fig.3).

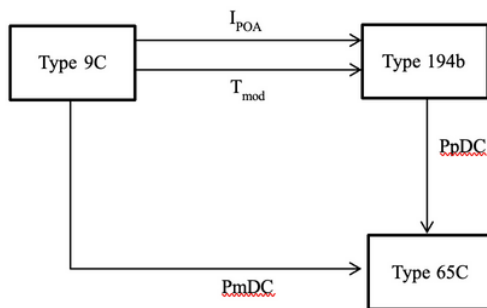


Figure 2 : Schéma de liaison des composants ("Type") TRNSYS

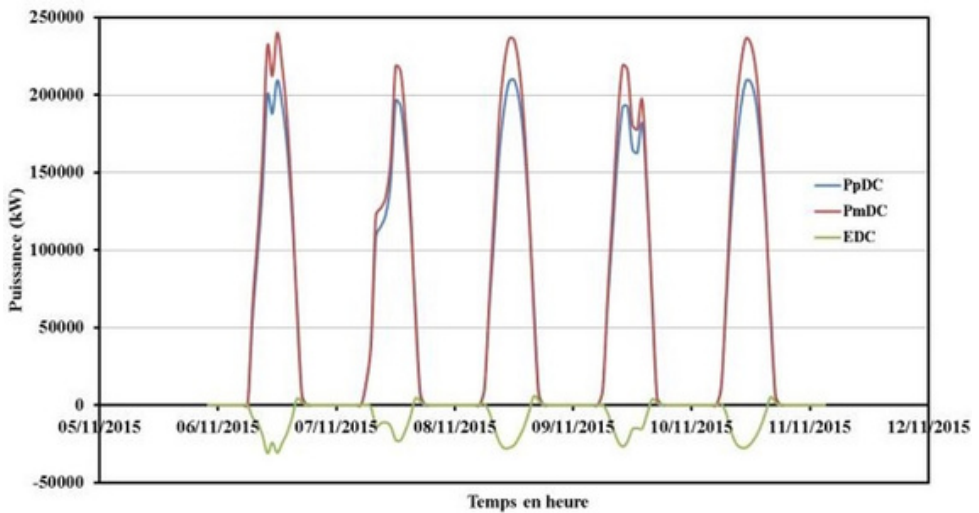


Figure 3 : Puissance prédite (PpDC), puissance mesurée (PmDC) et écart en fonction du temps (EDC)

Dans un premier temps, nous observons sur la figure que les puissances mesurées PmDC sont supérieures aux puissances PpDC. Dans un second temps, nous avons évalué l'erreur modèle- mesure due au paramétrage du type 194b (fig.3), cela nous donne un écart assez constant de

$[-6,14.10^3]$ kW le long de cette séquence. Dans un troisième temps, nous supprimons les corrections des effets spectraux, pour cela nous avons sélectionné des intervalles où l'angle d'incidence (θ) et de zénith (θ_z) sont inférieurs à 60° . De par sa proximité à l'équateur, la correction des effets spectraux dus à l'angle d'incidence et à la masse d'air ne s'avère pas nécessaire pour le cas de Djibouti. Ces corrections ont été plutôt établies pour les pays de l'Amérique du Nord. A partir de ces approches, nous avons maintenant une séquence "contrôlée" qui nous permettra d'estimer la précision du modèle de référence. A partir de la séquence choisie (en bleu sur la fig.4) et après avoir introduit les entrées adéquates du type 194 pour la validation de notre modèle, nous avons obtenu une incertitude sur la prédiction de $1,91.10^4$ kW, ce qui correspond une erreur systématique sur le paramétrage de $-10,4 \pm 3,2$ % relative à la prédiction. Cela veut dire que, quand on utilise le modèle pour prédire la puissance d'une séquence donnée, on doit systématiquement augmenter notre prédiction de 10,4 % pour tenir compte de l'erreur systématique sur le paramétrage et les calculs des puissances électriques.

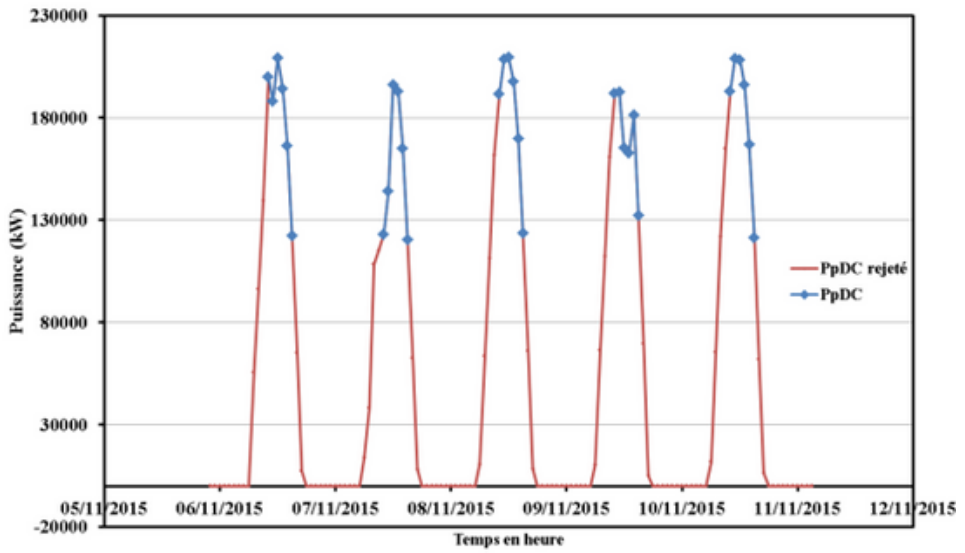


Figure 4 : Observation de la séquence choisie

Avec la séquence choisie, nous obtenons une très bonne corrélation entre la puissance prédite et la puissance mesurée avec un coefficient de détermination de 99,78%.

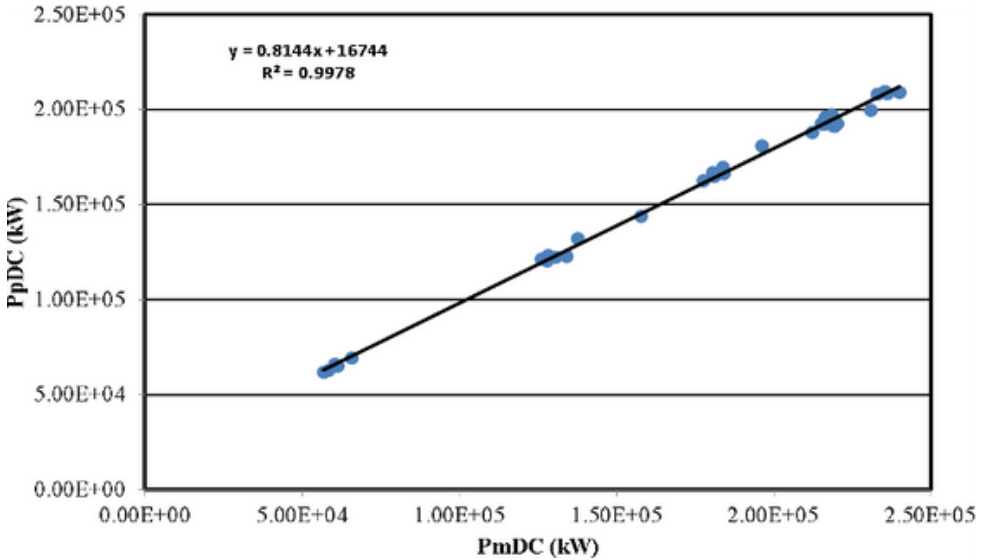


Figure 5 : Puissance prédite en fonction de la puissance mesurée

Ce travail de validation, nous a permis d'évaluer quantitativement la précision du modèle de référence. Dans ce qui suit, nous allons améliorer le modèle du type 194b afin d'avoir une prédiction efficace.

4. Modèle prédictif

Le modèle prédictif (fig.6) que nous proposons dans ce travail est implémenté dans le logiciel de simulation TRNSYS. Il intègre :

- Le "type 16e" qui nous permet d'obtenir à partir des rayonnements diffus et direct du fichier météo les rayonnements sur le plan incliné.
- Un modèle de dégradation à partir du taux de dégradation annuel défini dans un travail précédent [16].
- Un modèle de température de module intégrant un modèle pour chaque saison.
- Un modèle d'empoussièrement basé sur un calcul effectué dans un tableur Excel permettant d'avoir différentes configurations entre les paramètres de poussière, du taux de nettoyage, du programme de nettoyage et de la probabilité de la pluie. A partir de ce modèle de poussière, nous obtenons le taux d'empoussièrement moyen que nous intégrons ensuite dans le modèle TRNSYS à partir d'un type 9C.
- Le type 194D est un type à 5 paramètres, dérivé du type 194b et qui nous permet de calculer les sortiesprédites de la centrale solaire. Nous avons modifié le code FORTRAN pour recevoir comme entrée latempérature du module et la quantité d'irradiation sur le plan incliné. En outre, le type 194D prédit le point de puissance maximum sans modificateur d'angle d'incidence (IAM) ou modificateur de masse d'air (MAM).

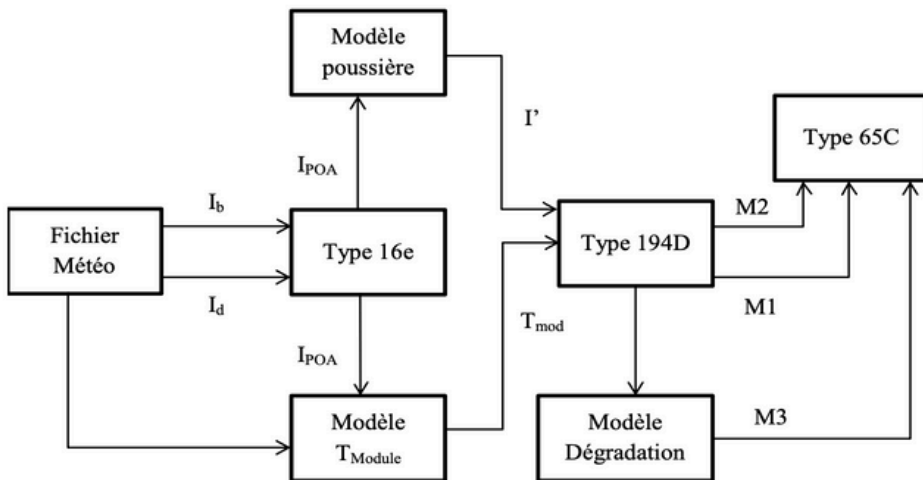


Figure 6 : Schéma du modèle prédictif

5. Résultats

A partir du modèle prédictif, nous allons dans cette partie effectuée une étude paramétrique afin d'analyser les performances pour différentes situations. Pour cela, nous avons établi des scénarios multiparamétriques incluant les paramètres de :

- La poussière (K) : avec un taux d'empoussièrment variant de : 0,4% ; 0,6% ou 0,8% ;
- Le taux de nettoyage (N), variant de N = 1 ou 3 ou 6 ou 9 ;
- La fréquence de nettoyage (F) variant de : 10 jours tous les 2 mois (10j/2mois) ; 10 jours par mois (10j/mois) ; 7 jours par 14 jours (7j/14j) ; 7 jours sur 7 jours (7j/7j) ;
- La pluie (R) avec une probabilité de pluie forte variante de : 1% ou 5%.

Le nombre de configurations résolues dépend du nombre de paramètres ainsi que du nombre de valeurs attribuées à chacun des paramètres. Pour notre cas de figure, le paramètre K prend 3 valeurs (3), N et F prennent chacun 4 valeurs (4)² et le paramètre R prend 2 valeurs (2). Par ailleurs, le nombre de configurations à simuler est de 96. Pour chacune d'elle, nous avons estimé les performances prédites.

La grandeur utilisée pour comparer les simulations est le rapport de performance (PR), le ratio de l'énergie produite sur l'énergie solaire incidente, normalisé par le rendement nominal (P_{max}/G_{ref}). Les deux graphiques de la figure 7 montrent le rapport de performance annuelle avec poussière, nettoyage et sans dégradation (M7, courbe en bleue) et le rapport de performance annuelle avec poussière, nettoyage et dégradation (M8, courbe en verte). Dans cette partie, nous ne considérons que R=1%. L'analyse est la même pour R=5% sauf que les performances augmentent. M7 et M8 varient en fonction du taux d'empoussièrment, la fréquence de nettoyage et le taux de nettoyage par technicien. M7 varie entre un minimum de 79,9% et un maximum 101,6%, M8 varie entre un minimum 79,6% et un maximum 101,2%. En outre, pour M7 et M8 le minimum est atteint pour la configuration (K=0,8% ; N=1 et T=10j/2mois) et le maximum est atteint pour la configuration (K=0,4% ; N=9 et T=7j/7j). On peut dans ce sens dire que pour un site donné avec un taux d'empoussièrment et de pluviométrie, le programme d'entretien le plus pénalisant est (N=1 et T=10j/2mois) et le plus efficace est (N=9 et T=7j/7j).

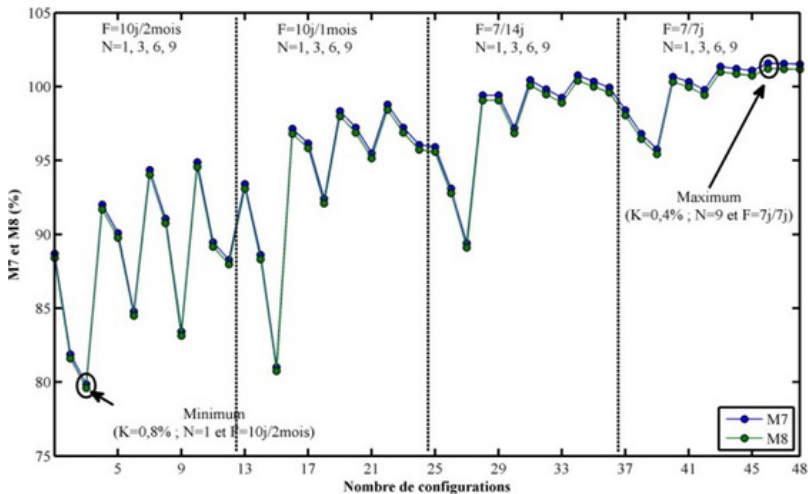


Figure 7 : M7 et M8 en fonction des nombres de configurations

L'étude a également portée sur l'analyse des pertes dues à l'empoussièremment et à la dégradation. A première vue, nous constatons sur la figure 8 que les pertes dues à l'empoussièremment des modules PV (M9) sont assez variables et que les pertes dues à la dégradation (M10) sont constantes. Les moyennes des pertes pour M9 varient entre 0,04% pour la configuration (N=9 et F=7j/7j) et de 21,7% pour la configuration (N=1 et F=10j/2mois). En termes d'énergie cumulée, les pertes moyennes dues à l'empoussièremment sont de 43,3 MWh pour toutes les configurations. L'écart, très élevé entre le minimum et le maximum, montre que le taux d'empoussièremment et les pertes qui l'incombent sont strictement liés à la fréquence de nettoyage, le taux de nettoyage par technicien et à la pluviométrie du site. Un moyen efficace pour diminuer ces pertes consiste à augmenter la fréquence de nettoyage. Quant aux pertes liées à la dégradation (M10) sont de l'ordre de 0,33% pour l'ensemble des configurations, ou 2.2 MWh pour une installation avec la même configuration (K=0,4%, R=1%, N= 1, F= 10j/mois) que celle du CERD. La prédiction étant sur une année, les pertes dues à la dégradation ne sont pas perceptibles sur une année mais cela peut augmenter avec le temps et être plus conséquent que l'empoussièremment. Plus généralement, nous observons que M9 est largement supérieur à M10 pour l'ensemble des configurations sauf pour le cas (N=9 et F=7j/7j) où on atteint le zéro empoussièremment (c'est-à-dire rangées PV propres comme au premier jour).

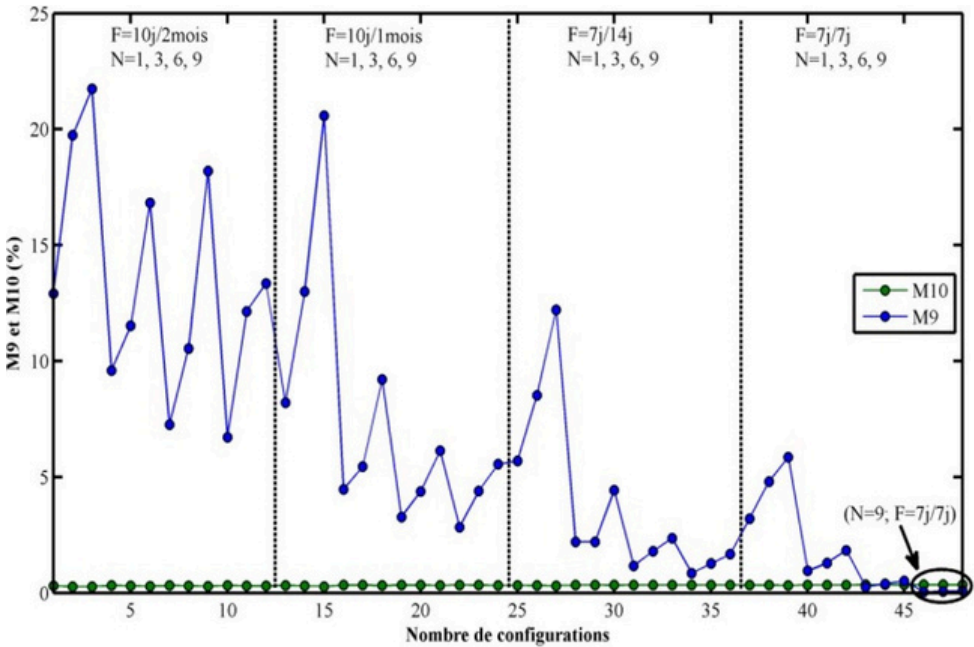


Figure 8 : Pertes de performances M9 et M10 en fonctions des nombres de configurations

Pour une configuration ($K=0,4\%$, $R=1\%$, $N= 1$, $F= 10j/mois$) similaire à la réalité du site de la centrale solaire, la simulation simpliste de poussière prédit une perte moyenne annuelle de $8,2\%$. Par ailleurs, nous avons estimé la perte moyenne annuelle mesurée à $4,5\pm 3\%$ et $5,5\pm 3,6\%$ suivant que le PR soit corrigé par rapport à la température ambiante ou bien par la température des modules [17]. Le modèle a tendance à surestimer légèrement les pertes mais on retrouve le même ordre de grandeur. En outre, en gardant les mêmes conditions climatiques (K , R) qu'au CERD, la simulation indique qu'une hausse de performance de $3,73\%$ est possible avec $N=3$ et $F=10j/mois$, ou $2,5\%$ avec $N=1$ et $F=7j/14j$. Un nettoyage presque parfait est atteint à partir de $N=6$ et $F=10/mois$ ou $N=1$ et $F=7j/7j$. Cependant, cela est impraticable avec les méthodes existantes. En plus, il est à noter que les conditions de travail sur le site de la centrale rendent le nettoyage manuel difficile pendant certaines périodes, et donc un programme aussi poussé serait difficile à réaliser. En général, les programmes de nettoyage plus intensifs et de plus courte durée s'avèrent plus efficaces.

Les recommandations générales que nous proposons pour maintenir les pertes de performance dues à l'empoussièrement inférieures à 5% pour la centrale du CERD, sont donc d'évoluer à une configuration de taux de nettoyage de $N=1$ à $N=3$, pour la même fréquence de nettoyage $F=10j/mois$. Afin de pouvoir atteindre ce niveau de nettoyage, soit du meilleur matériel de nettoyage est nécessaire, soit l'équipe de techniciens doit être triplée en nombre. Le gain en énergie étant estimé à $24,8$ MWh en passant d'un taux de nettoyage de $N=1$ à $N=3$, le gain normalisé par rapport à la puissance crête de la centrale solaire est de 82 MWh/MWc.

A ce jour, le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque par l'Electricité de Djibouti ne sont pas connus, de ce fait pour estimer la valeur économique de l'investissement, on peut évaluer en termes de consommation réduite par rapport au réseau. Prenant le tarif actuel de l'électricité du réseau Djiboutien qui s'élève à $0,32$ USD/kWh soit 56 FDj/kWh, un gain de 82 MWh/MWc correspond à un gain de $4\ 592\ 000$ FDj/MWc ($26\ 240$ USD) annuel.

Conclusion

Dans ce travail, nous avons développé un modèle prédictif d'une centrale solaire PV. Les performances prédites de ce modèle ont été analysé à l'aide d'une analyse paramétrique pour différentes configurations d'empoussièrement, de nettoyage et de pluie. L'analyse a révélé que la perte moyenne annuelle est de $8,2\%$ pour une configuration similaire à celle du site de la centrale solaire. Une des recommandations de ce travail est de passer d'un taux de nettoyage de $N=1$ à $N=3$, ce qui permettrait d'avoir un gain normalisé de 82 MWh/MWc.

Références

- [1] Ishaque, K., & Salam, Z. (2011). An improved modeling method to determine the model parameters of photovoltaic (PV) modules using differential evolution (DE). *Solar Energy*, 85(9), 2349-2359.
- [2] Saloux, E., Teysseidou, A., & Sorin, M. (2011). Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point. *Solar energy*, 85(5), 713-722.
- [3] Gow, J. A., & Manning, C. D. (1999). Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, 146(2), 193-200.
- [4] Kratochvil, J. A., Boyson, W. E., & King, D. L. (2004). Photovoltaic array performance model (No. SAND2004-3535). Sandia National Laboratories.
- [5] Menicucci, D. F. (1985). PVFORM: A new approach to photovoltaic system performance modeling. In Presented at the 18th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Las Vegas, Nev., 21 Oct. 1985.
- [6] King, D. L., Dudley, J. K., & Boyson, W. E. (1996, May). PVSIM/sub C: a simulation program for photovoltaic cells, modules, and arrays. In Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE (pp. 1295-1297). IEEE.
- [7] King, D. L., Dudley, J. K., & Boyson, W. E. (1996). PVSIM {copyright}: A simulation program for photovoltaic cells, modules, and arrays (No. SAND--95-2673C; CONF-960513--15). Sandia National Labs., Albuquerque, NM (United States).
- [8] Gilman, P., Blair, N., Mehos, M., Christensen, C., Janzou, S., & Cameron, C. (2008). Solar advisormodel user guide for version 2.0 (No. NREL/TP-670-43704). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- [9] Dobos, A. P. *Science et Environnement* 38 (2022) 24 - 34 (2014). PVWatts version 5 manual (No. NREL/TP-6A20-62641). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- [10] Mermoud, A. (1995). Use and validation of PVSYSY, a user-friendly software for PV- system design.
- [11] Thevenard, D., Leng, G., & Martel, S. (2000). The RETScreen model for assessing potential PVprojects. In Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE (pp. 1626-1629). IEEE.

- [12] Klein, S. A., Beckman, W. A., Mitchell, J. W., Duffie, J. A., Duffie, N. A., Freeman, T. L., ... &Urban, R. E. (2004). TRNSYS 16–A TRaNsient system simulation program, user manual. Solar Energy Laboratory. Madison: University of Wisconsin-Madison.
- [13] Mondol JD, Yohanis YG, Norton B. Comparison of measured and predicted long term performance of a grid connected photovoltaic system. *Energy Convers Manage* 2007;48(4):1065–80.
- [14] Quesada, B., Sánchez, C., Cañada, J., Royo, R., & Payá, J. (2011). Experimental results and simulation with TRNSYS of a 7.2 kWp grid-connected photovoltaic system. *Applied Energy*, 88(5), 1772-1783.
- [15] De Soto, W., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar energy*, 80(1), 78-88.
- [16] HASSAN DAHER Daha - GAILLARD Léon – MENEZO Christophe. ART-11-66-Évaluation expérimentale de la dégradation des performances d’une centrale solaire PV fonctionnant dans un climat désertique maritime. CIFEM-avril 2018, 105-109.
- [17] Daher, D. H., Gaillard, L., Amara, M., & Ménézo, C. (2018). Impact of tropical desert maritime climate on the performance of a PV grid-connected power plant. *Renewable Energy*, 125, 729-737.