

Etude de faisabilité technico-économique des centrales photovoltaïques en Algérie

A.O. Benelkadi ¹, A. Kaabeche ² et Y. Bakelli ²

¹ Département de Physique, Faculté des Sciences
Université M'Hamed Bougara, Boumerdes, Algérie

² Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER
B.P. 62, Route de l'Observatoire, Bouzaréah, 16340, Alger, Algérie

(reçu le 10 Juin 2018 - accepté le 20 Juin 2018)

Résumé - L'Algérie occupe une surface de 2 381 741 km², cela lui donne l'avantage de posséder les diverses sources d'énergie renouvelables comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Cette dernière commence à avoir la lumière, l'état algérien a lancé un programme ambitieux de développement de cette filière à travers le lancement de plusieurs projets comme pour le cas des centrales photovoltaïques installées dans les Hauts Plateaux et au Sud de l'Algérie totalisant une capacité de plus de 350 Mégawatts. Ainsi, le présent travail s'inscrit dans une optique d'accompagnement du programme de développement des énergies renouvelables en Algérie et ce à travers l'élaboration d'étude de faisabilité technico-économique de centrales photovoltaïques en Algérie.

Abstract - Algeria occupies an area of 2 381 741 km², that gives it the advantage of owning the various sources of renewable energy such as wind energy and solar energy, this latter began to have the spotlight, the Algerian state has launched an ambitious program to develop this sector through the launch of several projects as for the case of photovoltaic power plants installed in the highlands and in south of Algeria totaling a capacity of more than 350 Megawatts. Thus, the present work is part of an accompanying optics of the renewable energy development program in Algeria and this through the techno-economics feasibility studies of photovoltaic power plants in Algeria.

Mots Clés: Centrales PV -Technologie des modules - Etude de faisabilité.

1. INTRODUCTION

De nos jours, l'énergie est quelque chose d'indispensable à notre quotidien. Elle est l'étincelle qui permet d'accomplir toute activité humaine. Elle est aussi un facteur de développement et le pilier de l'économie moderne.

Actuellement, environ 80 % de l'énergie utilisée dans le monde est de source limitée et épuisable telle que l'uranium, mais beaucoup plus les gisements de combustibles fossiles comme le pétrole, le gaz et le charbon. Alors que les demandes énergétiques du monde s'élèvent continuellement. Certes, les consommations d'énergie vont continuer à augmenter, sous l'effet de la croissance économique d'une part, et de la croissance démographique d'une autre part.

Aujourd'hui, la situation énergétique mondiale est devenue préoccupante, car la plupart des pays au monde consomment plus d'énergie qu'ils n'en produisent, particulièrement en Europe. Cette balance énergétique déficitaire peut être expliquée par une forte augmentation de la consommation par rapport à la production qui ne cesse de diminuer, notamment à cause de l'épuisement des gisements de pétrole.

Effectivement, les sources du pétrole deviennent de plus en plus rares. Les réserves de ces derniers sont estimées à une cinquantaine d'années [1].

C'est pourquoi, dans ce contexte, il est impératif de trouver un autre moyen pour prendre la relève et diversifier le bouquet énergétique. Une des solutions les plus

prometteuses pour le futur énergétique de l'humanité est le développement d'une autre forme d'énergie dite 'énergie renouvelable' [2].

Le principal avantage de ces énergies renouvelables est qu'elles sont de sources illimitées, en plus elles n'ont pas d'effet polluant comme le gaz à effet de serre, ce qui permet une réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO₂). Ce genre d'énergie est généralement fourni par des sources naturelles permanentes telles que le soleil, le vent, les chutes d'eau et les marées. A cet effet, la recherche de nouvelles ressources d'énergie est devenue un sujet capital.

De nombreuses recherches scientifiques ont été faites dans le but de passer des énergies de stocks à des énergies renouvelables. D'abord, dans le domaine de la production d'énergie nucléaire, ensuite dans le secteur des sources d'énergie de flux, telles que la production d'électricité par le vent comme les éoliennes ou la transformation d'énergie solaire (le photovoltaïque).

Parmi ces énergies renouvelables, l'énergie solaire PV est considérée comme une solution prometteuse pour la production d'électricité.

Le soleil fournit une très importante énergie lumineuse à la Terre. L'Algérie fait partie des pays qui reçoivent une grande quantité de cette énergie. Notre étude consiste à modéliser et estimer cette ressource afin de déduire la faisabilité technico-économique des centrales photovoltaïques dans différentes régions du territoire algérien. Pour se faire nous sommes contraints de développer les points suivants:

- Dans le premier point, nous abordons la théorie sur les radiations de la ressource solaire et les différents modèles d'estimation et d'évaluation de la ressource.
- Nous présentons dans le deuxième point, les différentes technologies photovoltaïques qui existent au niveau international et national et l'évolution du marché mondiale du photovoltaïque.
- Dans le troisième point, nous abordons l'étude technique et économique des centrales photovoltaïques, pour une estimation de l'énergie produite nette.
- Et nous terminons notre travail par l'analyse et l'interprétation des résultats obtenus.

2. MODELISATION MATHÉMATIQUE

2.1 Modélisation de la ressource solaire

Le recours aux modèles mathématiques est souvent indispensable pour obtenir les composantes diffuses et directe horaires du potentiel solaire qui est défini par l'irradiation solaire globale inclinée exprimée par la relation suivante[3, 4]:

$$G(\beta) = S(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (1)$$

Dans la littérature, plusieurs modèles et corrélations ont été proposés pour l'estimation de la composante diffuse à partir de l'irradiation globale horizontale mesurée.

Le modèle présenté ci-dessous utilisent la corrélation qui existe entre les paramètres indicateurs de la clarté du ciel, à savoir, l'indice de clarté de l'atmosphère M_t et la fraction diffuse M_d qui sont définis par les relations suivantes [5]:

$$M_d = G_h(0) / G_{eh}(0) \quad (2)$$

$$M_t = G_h(0) / G_{eh}(0) \quad (3)$$

Avec- $G_{eh}(0)$ est l'irradiation globale extraterrestre horaire (Wh/m^2); $G_h(0)$ est l'irradiation globale horizontale horaire (Wh/m^2); $D_h(0)$ est l'irradiation diffuse horizontale horaire (Wh/m^2).

La disponibilité des données horaires de l'irradiation solaire pour le site de Bouzaréah, Alger, a permis au CDER de développer une corrélation entre la fraction diffuse horaire M_d , l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t et la hauteur du soleil propre à ce site. L'expression mathématique de la corrélation est donnée ci-dessous [6]:

Pour $0 \leq M_t \leq 0.175$, contrainte: $M_d \leq 1.0$

$$M_d = 0.1 - 0.14 M_t - 0.037 \sinh \quad (4)$$

Pour $0.175 \leq M_t \leq 0.87$, contrainte: $M_d \leq 0.67$ et $M_d \geq 0.1$

$$M_d = 1 - 0.43 M_t - 0.0237 \sinh \quad (5)$$

Pour $M_t > 0.87$, contrainte: $M_d \geq 0.1$

$$M_d = 0.23 M_t - 0.74 \sin h \quad (6)$$

Pour le calcul de la composante diffuse $D(\beta)$ sur une surface inclinée, la littérature scientifique offre trois générations de modèles permettant de calculer l'éclairement diffus sur le plan des modules.

Dans ce qui suit, nous allons présenter un modèle de troisième génération intitulé par 'Modèle de Perez' [7]. Le modèle de Perez *et al.* considère l'éclairement diffus comme étant la somme d'une composante diffuse isotrope provient du disque solaire, une composante diffuse provient de l'horizon et une composante isotrope du reste de la voûte céleste. La relation de l'irradiation diffuse sur un plan incliné est donnée comme suit:

$$D(\beta) = D_h(0) \left(\left[(1 + \cos \beta)(1 - F1)/2 \right] + F1 \frac{\cos(i)}{\cos \theta_z} + F2 \sin \beta \right) \quad (7)$$

$$F1 = F_{11} + F_{12} \Delta + F_{13} \theta_z \quad (8)$$

$$F2 = F_{21} + F_{22} \Delta + F_{23} \theta_z \quad (9)$$

Avec, $\Delta = \frac{D_h(0) AM}{1375}$ (10)

$$\varepsilon = \frac{D_h(0) + B}{D_h(0)} \quad (11)$$

$$B = \frac{B_h(0)}{\cos \theta_z} \quad (12)$$

$$r_b = \max \left(0, \frac{\cos(i)}{\cos \theta_z} \right) \quad (13)$$

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z + 0.50572(96.07995 - \theta_z)^{-1.6364}} \quad (14)$$

F1 et F2, les coefficients de Perez qui dépendent de l'angle zénithal. F₁₁, F₁₂, F₁₃, F₂₁, F₂₂ et F₂₃ sont les coefficients du modèle de Perez. Le **Tableau 1** représente ces coefficients en fonction de l'intervalle ε .

Tableau 1: Coefficients du modèle de Perez

Intervalle ε	F ₁₁	F ₁₂	F ₁₃	F ₂₁	F ₂₂	F ₂₃
1,000 - 1,056	-0,011	0,748	-0,080	-0,048	0,073	-0,024
1,056 - 1,253	-0,038	1,115	-0,109	-0,023	0,106	-0,037
1,253 - 1,586	0,166	0,909	-0,179	0,062	-0,021	-0,050
1,586 - 2,134	0,419	0,646	-0,262	0,140	-0,167	-0,042
2,134 - 3,230	0,710	0,025	-0,290	0,243	-0,511	-0,004
3,230 - 5,980	0,857	-0,370	-0,279	0,267	-0,792	0,076
5,980 - 10,080	0,734	-0,073	-0,228	0,231	-1,180	0,199
10,080 - ∞	0,421	-0,661	0,097	0,119	-2,125	0,446

2.2 Dimensionnement de la centrale photovoltaïque

Dans le cas du photovoltaïque connecté au réseau, le dimensionnement revient donc à déterminer une puissance à développer, non pas selon un besoin à couvrir, mais selon le productible qu'offrira une configuration 'champ/onduleur'. Pour choisir les puissances crêtes à étudier, nous avons établi un état des lieux des installations photovoltaïques en Algérie. Ainsi nous nous sommes rendu compte que les puissances des installations variaient de 1.1 MWc à 30 MWc [8], la plupart sont des centrales de 20 MWc.

Pour les besoins de notre étude, nous avons estimé la production d'une centrale connectée au réseau de 20MW, et ce, en procédant à la détermination du nombre de sous centrale de la 'centrale PV mère', en tenant compte des aspects suivants:

- Un nombre élevé de branches 'sous centrale' signifié un nombre élevé d'onduleurs, ce qui implique une perte économique considérable dû au coût d'achat des onduleurs.
- Un nombre faible de branches 'sous centrale', comporte un risque majeur en cas de détérioration d'un onduleur, ce qui implique une perte totale ou partielle.

2.2.1 Détermination d'une configuration 'champ PV/onduleur' pour chaque installation

La détermination des configurations 'champ photovoltaïque/onduleur' a pour but de proposer pour chaque puissance considérée, une installation qui valorise au mieux sa production énergétique. Il est en effet, important de respecter certaines contraintes de dimensionnement pour obtenir des générateurs performants, contraintes que nous avons estimé au nombre de 3...

2.2.1.1 Première contrainte

Une puissance de l'onduleur comprise entre 0.7 fois et 1.2 fois la puissance crête du champ. Une étude de la 'Deutsch Gesellschaft für Sonnenenergie' a montré que le ratio entre la puissance de l'onduleur P_{ondu} et la puissance du champ photovoltaïque P_c doit être comprise entre les valeurs de 0.7 et 1.2 [9]:

$$0.7 < \frac{P_{\text{ondu}}}{P_{\text{branchement}}} < 1.2 \quad (15)$$

2.2.1.2 Deuxième contrainte

Dans le cas d'une connexion pure, il existe une interaction forte entre le champ PV et l'onduleur. Les deux équipements sont en effet directement connectés l'un à l'autre si

bien que les caractéristiques de sortie du champ doivent être adaptées aux caractéristiques d'entrée de l'onduleur [10].

a- La tension maximale admissible par l'onduleur doit être au moins égale à la tension maximale fournie par le champ PV, sous peine d'endommager le matériel. Cette tension U_{ondmax} est fonction du nombre de modules NS_{max} à placer en série et de la tension maximale de circuit ouvert U_{co} (module à $T_{\text{jonctionmin}}$) du module, obtenue des conditions minimales de température [10]:

$$U_{\text{ondmax}} = NS_{\text{max}} \cdot U_{\text{co}} (\text{module à } T_{\text{jonctionmin}}) \quad (16)$$

b- L'intensité maximale admissible par l'onduleur doit être au moins égale à l'intensité maximale fournie par le champ, sous peine d'endommager le matériel. Cette intensité I_{ondmax} est fonction du nombre de modules NP_{min} à placer en parallèle et de l'intensité maximale de court-circuit I_{cc} (module à $T_{\text{jonctionmax}}$) du module, obtenue dans des conditions maximales de températures [10]:

$$I_{\text{ondmax}} = NP_{\text{min}} \cdot I_{\text{cc}} (\text{module à } T_{\text{jonctionmax}}) \quad (17)$$

c- Tension minimale de déclenchement de l'onduleur doit être au plus égale à la tension minimale fournie par le champ, sous peine de ne pas optimiser la production photovoltaïque. Cette tension U_{ondmin} est fonction du nombre de modules NS_{min} à placer en série et de la tension minimale de circuit ouvert U_{co} (module à $T_{\text{jonctionmax}}$) du module, obtenue dans des conditions maximales de température[10]:

$$U_{\text{ondmin}} = NS_{\text{min}} \cdot U_{\text{co}} (\text{module à } T_{\text{jonctionmax}}) \quad (18)$$

2.2.1.3 Troisième contrainte

Afin d'évaluer la performance de l'installation PV nous avons introduit un coefficient qui permet l'évaluation et la comparaison technique entre les différentes technologies.

Le coefficient de performance (PR)

Le coefficient de performance PR a été introduit pour caractériser le fonctionnement des générateurs PV quelles que soient les applications envisagées. Il permet de déterminer les performances d'un système en calculant le rapport entre la productivité réelle Y_f d'une installation et la productivité de référence Y_r de cette même installation et ce, dans les conditions standard de fonctionnement (STC) [11]. PR est donné par la relation suivante-

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (18)$$

avec,

$$Y_f = \frac{\text{Energie réellement fournie par l'installation}}{\text{Puissance crête del'installation}} \quad (\text{kWh/kW}) \quad (20)$$

$$Y_r = \frac{\text{Irradiation quotidienne dans le plan des modules}}{\text{Irradiation conditions STC}} \quad (\text{kWh/kW}) \quad (21)$$

2.2.2 Calcul d'ombrage

Le calcul de la distance minimale entre les panneaux pour éviter d'ombrer une rangée sur la suivante, est donné par la relation suivante[12]:

$$D = d_1 + d_2 = \frac{z}{\tan(h_0)} + \frac{z}{\tan(\beta)} \quad (22)$$

Avec $h_0 = 30.56^\circ$.

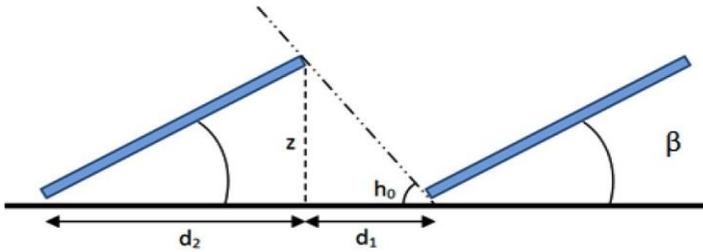


Fig. 1: Calcul de la surface de l'ombrage

2.2.3 Estimation de la production énergétique d'une centrale photovoltaïque

Il existe deux types de productibles; le premier est appelé: Energie produite brute (Raw Energy Produced, RPE). Ce productible correspond à la production d'énergie électrique prenant en considération, seulement les pertes dû à l'effet de la température. Il est donné par l'expression suivante [13]:

$$RPE = Pr_{Tem} \eta_{module} NS \quad (23)$$

Le deuxième productible est connu sous le nom d'énergie produite nette (Net Produced Energy, NPE). Il correspond à l'énergie électrique fournie au réseau électrique de distribution. Il est donné par [14]:

$$NPE = RPE \times K \quad (24)$$

Détermination du rendement énergétique d'une centrale PV

Pour estimer au mieux l'énergie nette produite par une centrale PV, il est indispensable de bien calculer son rendement énergétique. Ce rendement est donné par[11, 14]:

$$K = (1 - Pr_{ond}) \times (1 - Pr_{cabl}) \times (1 - Pr_{comp}) \times (1 - Pr_{ad}) \times (1 - Pr_{comp}) \times (1 - Pr_{comp}) \quad (25)$$

Où K, représente le rendement énergétique de la centrale PV. Il dépend du site d'installation et de la technologie PV. Ce facteur correspond à l'ensemble des pertes influent sur la production énergétique, à l'exception des pertes qui sont dues à l'effet de la température. L'ensemble des pertes énergétiques sont définies ci-dessous [11]:

Pertes dues à l'adaptabilité des modules Pr_{ad}

Lorsque que l'on connecte des modules PV en parallèle et en série, ceux-ci peuvent connaître des pertes d'adaptabilité que nous estimerons à 4% [14].

Pertes dues aux compteurs Pr_{comp}

Les pertes liées au compteur d'électricité sont estimées à 2% [14].

Pertes dues aux câblages (mismatch) Pr_{cabl}

Les pertes liées aux câblages de connexion d'électricité entre les modules sont estimées à 2.1% [14].

Pertes dues aux onduleurs Pr_{ond}

Les pertes liées aux onduleurs sont données par la relation suivante [9]:

$$Pr_{ond} = \left(1 - \frac{\eta_{ond}}{100} \right) \tag{26}$$

η_{ond} : Rendement de l'onduleur en pourcentage.

Pertes dues à la poussière Pr_{pouss}

Les pertes dues à la poussière et à la saleté dépendent du lieu d'installation et de la fréquence de pluies. Les valeurs annuelles typiques sont inférieures à 4 % pour les surfaces présentant un degré élevé de saleté, nous avons introduit une perte due à la poussière de 1 % pour les régions côtières, 2 % pour les Hauts Plateaux et enfin 3 % pour la région du Sahara [14].

Pertes dues à l'angularité Pr_{ang}

La puissance nominale d'un module PV est donnée par le fabricant selon des conditions de mesure standard (irradiation de 1000 W/m², température environnement de 25 ° C, AM = 1.5) et pour un angle d'incidence des rayons solaires perpendiculaire au module.

Le fait que le rayonnement solaire ne frappe pas perpendiculairement le panneau implique des pertes, ce qui sera d'autant plus important que l'angle d'incidence sera plus éloigné de la perpendiculaire. Dans notre cas, les pertes dues à l'angularité sont estimées à [14]:

$$Pr_{ang} = 2.7 \%$$

Perte du à la température Pr_{Tem}

Tout semi-conducteur constitué d'une jonction P-N voit ses performances se dégrader quand sa température de jonction augmente. Le silicium ne déroge pas à cette règle puisqu'une cellule PV mal ventilée ou soumise à de fortes températures verra ses performances se dégrader. A cet effet, il convient bien de quantifier cette dégradation:

La température de jonction est déterminée par la relation suivante:

$$T_{jonction} = T_{ambiante} + Ek \tag{27}$$

Où k est une variable dépendante de la vitesse du vent moyenne annuelle ' μ ' dans le lieu considéré, et de la température ambiante $T_{ambiante}$. Il est donné par [9]:

$$k = 0.0138(1 + 0.031T_{ambiante}) \cdot (1 - 0.042\mu) \tag{28}$$

On obtient donc une perte de rendement Pr_{Tem} calculée par:

$$Pr_{Tem} = PPT \times (T_{jonction} - T_{ambiante}) \tag{29}$$

Avec, PPT, est la perte par température ou perte de puissance des cellules photovoltaïques par °C, spécifique au module.

3. ANALYSE ECONOMIQUE

Le calcul de la rentabilité économique d'une installation PV est la clé pour estimer si un investissement est à la fois faisable et pertinent. Mise à part une étude visant à déterminer si l'installation d'un système PV est réalisable et réaliste, une analyse économique est nécessaire pour déterminer si l'investissement financier sur ce système est également économiquement solide.

3.1 Hypothèses économiques

L'intervalle de temps considéré par l'étude économique est le cycle de vie (Life Cycle Savings: LCS), c'est la durée de fonctionnement des modules au-delà des 80% de la puissance nominale, c'est-à-dire 25 ans [15].

3.2 Indicateurs économiques de base

La méthode d'analyse économique est basée sur deux indicateurs économiques de base qui sont:

Le taux d'actualisation

Le taux d'actualisation (d) est utilisé pour convertir un revenu monétaire futur d'un système à sa valeur marchande actuelle [16]. Même s'il est important de choisir un nombre réaliste pour le taux d'actualisation, on peut simplement faire une estimation rationnelle. Pour les systèmes PV, il peut s'agir de l'intérêt des comptes d'épargne bancaire ou de l'intérêt du prêt qui a financé le système PV.

L'inflation

L'inflation (i) est un autre paramètre économique qui doit être évalué par l'utilisateur, et doit être basé à la fois sur le taux d'inflation actuel et sur les paramètres historiques. Il faut bien être conscient que le taux d'inflation de divers produits et services diffère, donc l'utilisation du taux d'inflation national moyen peut conduire à des résultats erronés. Pour une analyse économique valide, différents taux d'inflation doivent être considérés pour le coût du carburant, des produits et des divers services [16].

Prix du kWh d'électricité (Levelized Cost of Energy, LCOE)

La méthode du LCOE est la somme de tous les coûts associés à l'installation PV sur une période d'analyse, qui est habituellement la durée de vie prévue de l'installation. Tous les coûts sont ramenés à leurs valeurs actuelles, en utilisant un taux d'actualisation(d) et en incluant l'inflation (i). C'est le coût annualisé total (TAC) [37].

Tous les principaux 'cash flow' doivent être évalués, en intégrant tous les éléments significatifs du cycle de vie, divisé par l'énergie produite nette annuelle (Annualized Energy Produced, AEP). Le LCOE est donné par la relation suivante [17]:

$$\text{LCOE} = \text{TAC} / \text{ANPE} \quad (30)$$

Prix total annualisé (Total Annualized Cost, TAC)

Le TAC est calculé en tenant compte de la valeur actuelle des coûts (Present Value of Costs, PVC) et du facteur de recouvrement du capital (Capital Recovery Factor, CRF). Le TAC est donné par la relation suivante [18]:

$$TAC = PVC \times CRF \quad (31)$$

Facteur de recouvrement du capital (The Capital Recovery Factor, CRF):

Pour un taux d'actualisation (d) donné et pour une durée de vie donnée, le facteur de recouvrement du capital (CRF) est donné par la relation suivante [18, 19]:

$$CRF = \frac{d(1 + d)^T}{(1 + d)^T - 1} \quad (32)$$

Valeur actuelle des coûts (Present Value of Costs, PVC)

Selon le système étudié, la PVC est composée du coût initial (IC), de la valeur actuelle du coût de maintenance (MC) et de la valeur actuelle du coût de remplacement (RC) donné par la relation suivante [20]:

$$PVC = IC \times CM \times RC \quad (33)$$

Valeur actuelle du coût de remplacement (Present Value of Replacement Cost, RC)

La valeur actuelle du coût de remplacement des composants du système correspond à la valeur actuelle de tous les coûts de remplacement survenus pendant toute la durée de vie du système. Dans cette étude, les onduleurs doivent être remplacés périodiquement pendant la durée de vie du système. Les autres composants du système sont supposés avoir la durée de vie du système, est donnée par la relation suivante [20]:

$$RC = U_c C_n \sum_{j=1}^{N_{rem}} \left(\frac{1 + i}{1 + d} \right)^{\frac{T_j}{N_{emp} + 1}} \quad (34)$$

Valeur actuelle des coûts de maintenance (Present Value of Maintenance Cost, CM)

La valeur actuelle des coûts de maintenance (25 ans de maintenance) du système PV est exprimée par [20]:

$$CM = m \times IC \times T \quad (35)$$

3.3 Hypothèses de coûts de la centrale ‘initial cost’ IC

Dans notre étude, nous avons estimé les coûts d’investissement d’une installation PV au nombre de trois [20].

- Les coûts liés aux équipements principaux (champ PV et onduleur) ;
- Les coûts liés aux équipements connexes (connexion réseau, mise à la terre, câblage) ;
- Les coûts liés à la planification, aux études d’ingénierie et au montage de l’installation.

Les coûts annexes ‘Balance Of System’, qui regroupent les dépenses annexes (comme par exemple transport, la planification, aux études d’ingénierie et au montage de l’installation...), mais aussi une marge d’erreur que nous ne pouvons éviter, il est estimé à 30 % du coût total des modules et onduleurs.

Dans notre étude, le coût du terrain de l’installation et le coût administratif tel que les impôts, ne sont pas inclus dans le BOS.

Autres estimations des coûts

- Le coût lié aux câblages est de 9% du coût totale de la centrale [21].

- Le coût lié à la structure et l'installation est de 8% du coût totale de la centrale [21].
 - Le coût lié aux études d'ingénierie est de 8% du coût totale de la centrale [21].
 - Le coût lié aux dépenses annexes est de 5% du coût totale de la centrale [21].
- Ainsi, le BOS (Balance Of System) est estimé à 30 % dans notre étude.

Coût des modules PV

C'est le coût total des modules. Il est donné par [22]:

$$C_{\text{mod}} = N_{\text{mod}} \times P_{\text{mod}} \times \text{coût du } W_c \quad (36)$$

Où, N_{mod} , est le nombre de modules et P_{mod} , est la puissance d'un module.

Coût des onduleurs

Le coût total des onduleurs est donné par [22] :

$$C_{\text{ond}} = N_{\text{branche}} \times P_{\text{ond}} \times \text{coût du } W_c \quad (37)$$

Où, N_{branche} , est le nombre des onduleurs et P_{ond} est la puissance d'un onduleur.

Coût total de la centrale

Le coût global de la centrale PV, est la somme de tous les coûts fixes mentionnés précédemment [23]:

$$C_{\text{totale}} = C_{\text{mod}} + C_{\text{ond}} + \text{BOS} \quad (38)$$

4. ANALYSE STATISTIQUE

Les indicateurs statistiques utilisés dans notre étude [24], nous ont permis de valider expérimentalement les différents modèles mathématiques utilisés dans cette étude.

1- RMSE (Root Mean Square Errors)- Racine carrée de l'erreur quadratique moyenne

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\text{calculée} - \text{mesurée})^2}{n}} \quad (39)$$

Où (n) est le nombre d'heures d'irradiation accumulées pendant l'année.

2- RMSE (%) (Relative Root Mean Square Error)- Racine carrée de l'erreur quadratique moyenne relative.

$$\text{RMSE} (\%) = \frac{\text{RMSE}}{\frac{\sum_{i=1}^n \text{calculée}}{n}} \times 100 \quad (40)$$

3- MBE (Mean Bias Error)- Erreur de biais moyen

$$\text{MBE} = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{calculée} - \text{mesuré})}{n} \quad (41)$$

4- MBE (%) (Relative Mean Bias Error)- Erreur relative de biais moyen

$$\text{MBE} (\%) = \frac{1}{n} \times \frac{\text{MBE}}{\frac{\sum_{i=1}^n \text{calculée}}{n}} \times 100 \quad (42)$$

5- M.ERR (Mean Error)- Erreur moyenne

$$M.ERR = \frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n \left(\frac{|calculée - mesurée|}{mesurée} \right) \times 100 \tag{43}$$

6- R² (Coefficient of détermination)- Coefficient de détermination

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n [(calculée - Moy_{calculée}) \times (mesurée - Moy_{mesurée})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (calculée - Moy_{calculée})^2 \times \sum_{i=1}^n (mesurée - Moy_{mesurée})^2}} \tag{44}$$

L'indicateur R² varie entre 0 et 1. Une valeur de 1 ou proche de 1 indique un parfait accord entre la valeur mesurée et calculée. Par contre, une valeur proche de 0 indique un total désaccord.

5. RESULTATS ET DISCUSSIONS

Les données météorologiques utilisées dans cette étude ont été fournies par le logiciel 'Météonorme'. C'est une base de données établie sur une décennie (1992-2002). Elle renseigne sur les données de l'irradiation solaire sur les plans horizontal et incliné, ainsi que sur la température ambiante et ce, pour diverses régions de l'Algérie [25].

La figure 2 présente les moyennes journalières pluriannuelles de l'irradiation globale dans les différents sites choisis dans cette étude. Cette figure nous permet de constater que la moyenne de l'irradiation varie entre 5 et 7.8 kWh/m². Il est à constater également, que pour la région saharienne, le site de Tamanrasset et celui qui présente le plus important potentiel solaire avec une moyenne journalière pluriannuelle de l'irradiation solaire de 7.8 kWh/m². Pour la région des Hauts Plateaux, le site de Sétif est celui qui présente le meilleur potentiel solaire avec une moyenne de 6.8 kWh/m². Quant à la région côtière, le site d'Oran présente le potentiel solaire le plus important avec moyenne journalière pluriannuelle de l'irradiation solaire de 6.2 kWh/m².

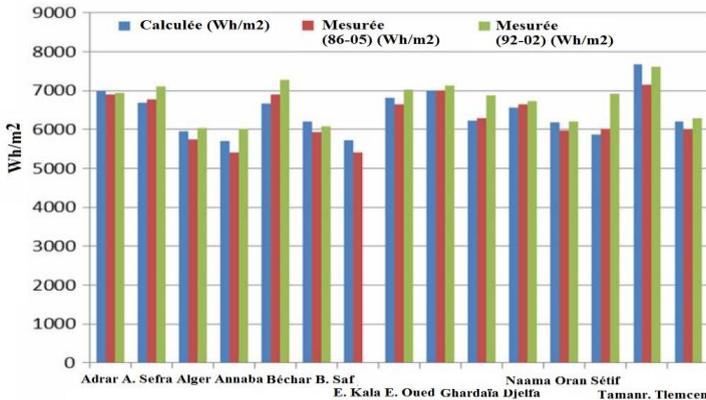


Fig. 2: Potentiel solaire en Algérie

L'analyse du **Tableau 2** nous permet de remarquer que pour la majorité des sites, le modèle utilisé fournit une sous-estimation des mesures sauf pour le cas des sites d'Adrar, Alger, Ghardaïa et Tamanrasset ou le modèle utilisé surestime l'irradiation sur le plan des modules. Cette sous-estimation est caractérisée par les valeurs négatives du MBE et du RMBE. Ces résultats montrent également, que le modèle choisi donne les

résultats les plus précis pour le site d'Annaba, en comparaison avec le reste des Wilayas.

Tableau 2: Comparaison des erreurs, pour chaque site sur l'irradiation globale inclinée obtenue

régions	RMSE	RMSE %	MBE	MBE %	MERR	R ²
Adrar	714.07587	10.2968	714.645168	1.13547	0.68164	0.77484
Ain Saфра	494.8653	7.1626	-108.1945	-1.63165	2.475474	0.8544
Alger	590.781644	9.9302577	210.085915	3.2905109	2.201806	0.96450493
Annaba	354.24967	6.3285213	-12.85686	-0.24145	1.2139143	0.9720471
Bechar	524.02391	7.9300233	-286.81861	-4.3560184	4.42958	0.950986
Beni Saфра	400.34784	6.2962015	-9.446586	-0.1697287	1.7534051	0.9628303
El Kala	358.59871	6.2787095	-37.513009	-0.7080386	-1.8620814	0.9402549
El Oued	377.125278	5.9172021	-103.60071	-6.7206029	2.2083278	0.93514653
Ghardaïa	903.795147	12.292796	698.149315	9.49574377	-1.0893198	0.92904629
Djelfa	594.034973	10.0081583	-351.28963	-5.9154033	-6.4053274	0.88254057
Naama	451.846708	7.3930557	-205.29805	-3.995182	-4.3321449	0.90921253
Oran	462.339061	7.0721257	-37.72056	-0.7162409	-1.523196	0.95457533
Sétif	556.97795	9.0984532	-125.27285	-2.6512159	-3.6964429	0.94542096
Tamanrasset	808.306141	10.9201039	523.160241	6.59688651	7.80076996	0.76181439
Tlemcen	428.396304	7.68280508	-73.25291	-1.5450111	-1.8110288	0.9416936

Pour les besoins de notre étude, nous nous sommes intéressés au dimensionnement de quatre centrales PV de 20 MWc de technologies différentes, à savoir: le polycristallin, le monocristallin, CdTe et le Si-a. Pour se faire, nous avons estimé le nombre de sous centrale PV à 10 unités. Le choix de la puissance des onduleurs a été faite en se basant sur la puissance crête de ces sous centrales dont la puissance électrique est de 2MWc. Ce choix nous a permis d'adopter l'architecture 'string' de raccordement (générateur-réseau) et ce, pour sa simplicité. Cette architecture est bien présentée sur la figure 3.

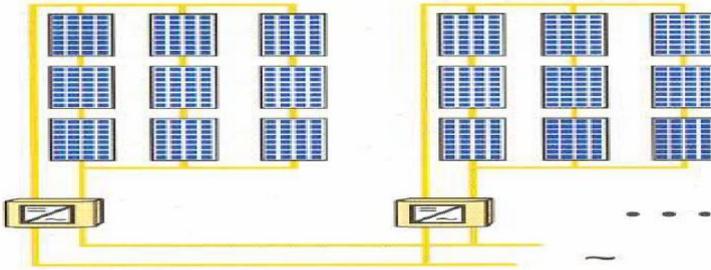


Fig. 3: Architecture 'String'

Les **Tableaux 3 et 4** présentent les résultats du dimensionnement des centrales PV et ce, pour les technologies cristallines et couches minces. Pour les technologies cristallines, nous avons choisi le leader des fabricants de modules PV au monde, classé premier en 2017, c'est le constructeur 'Jinko-Solar'. Pour le monocristallin, notre choix est tombé sur le modèle 'JKM300M' [26] dont le prix est de 36 c\$/Wc. Pour le poly cristallin [27], on a choisi le modèle 'JKMS310PP-72' [28] avec un prix de 30 c\$/Wc. Concernant les couches minces, notamment pour le CdTe, nous avons choisi le fabricant American 'First Solar' et ce, pour sa grande renommée et sa popularité dans le domaine PV.

Pour notre étude, le modèle 'FS-392' [29] a été retenu avec un prix de 40 c\$/Wc [31]. Pour la technologie Si-a, nous avons été contraint de choisir le fabricant 'Haerbin

Green Solar' [30] qui offre le meilleur produit parmi ceux qui se trouvent dans le marché PV actuel avec un prix de 30.6 c\$/Wc [32].

Tableau 3: Résultat du dimensionnement de la centrale PV pour les technologies cristallines

Technologie	Monocristallin	Polycristallin
Puissance correctrice crête	2.016 MWp	2.0088 MWp
De la sous - centrale		
Nombre de panneaux	67200	64800
Puissance correctrice	20.16 MWp	20.088 MWp
Nombre de modules par sous-centrale	6720	6480
Nombre de modules parallèle		
Par sous-centrale	210	216
Nombre de modules série		
Par sous-centrale	32	30
Nombre de modules max série		
Par sous-centrale	34	32
Nombre de modules min série		
Par sous-centrale	17	16

Tableau 4: Résultat du dimensionnement de la centrale PV pour les technologies couches minces

Technologie	CdTe	A_Si
Puissance correctrice crête	2.035MWp	1.904212 MWp
De la sous - centrale		
Nombre de panneaux	22 0006	369750
Puissance correctrice	20.35 MWp	19.042125 MWp
Nombre de modules par sous-centrale	22000	36975
Nombre de modules parallèle		
Par sous-centrale	1000	2465
Nombre de modules série		
Par sous-centrale	22	15
Nombre de modules max série		
Par sous-centrale	23	16
Nombre de modules min série		
Par sous-centrale	12	8

La figure 3 présente la surface totale occupée par les centrales PV supposées être installer dans diverses régions de l’Algérie et ce, pour les quatre technologies choisies. Cette surface totale comprend, la surface occupée par les modules, la surface de séparation entre les rangées pour éviter l’ombrage et une surface additionnelle que nous l’avons estimé à 1 % de la surface totale.

On voit bien que le monocristallin occupe moins d’espace en comparaison avec les autres technologies (01 hectare par MWc). On précise également, que la grande surface occupée par la centrale à base de Si-a a un impact majeur sur la rentabilité économique de cette technologie.

La figure 4 présente la production énergétique annuelle issue des centrales PV supposées être installer dans différentes régions d’Algérie. Les sites concernés sont: Alger, Djelfa et Adrar.

On remarque que la région la plus adaptée à la production photovoltaïque en termes de quantité d’énergie annuelle produite (ANPE) est la région du Sahara (Adrar) et la technologie la plus productible est la technologie des couches minces CdTe et ce, pour tous les sites.

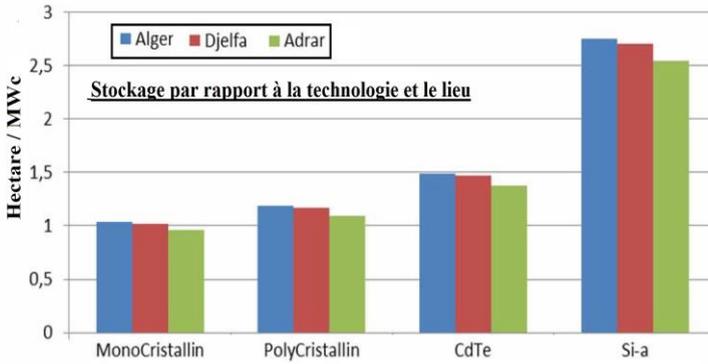


Fig. 3: Estimation de la surface occupée par les centrales PV

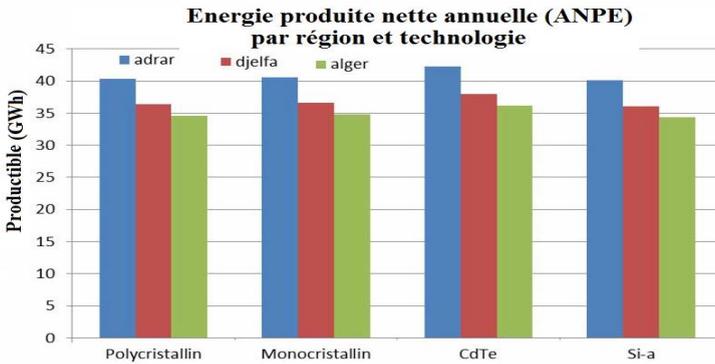


Fig. 4: Energie produite nette annuelle

La figure 5 présente l'évolution du coefficient de performance pour les quatre (04) technologies et les trois (03) sites choisis. On voit bien que la région la plus adaptée en termes de performances techniques est la région côtière (Alger), et ce, à cause de sa température ambiante saisonnière modérée.

Cette température ambiante a un impact négatif sur les performances des centrales photovoltaïque et ce, quelle que soit la technologie adoptée. Cet impact est plus important pour les technologies cristallines qui possèdent un coefficient de température plus élevé que ceux des couches minces. Toutefois, cet effet pénalisant n'affecte pas beaucoup la production car il est compensé par une irradiation très importante.

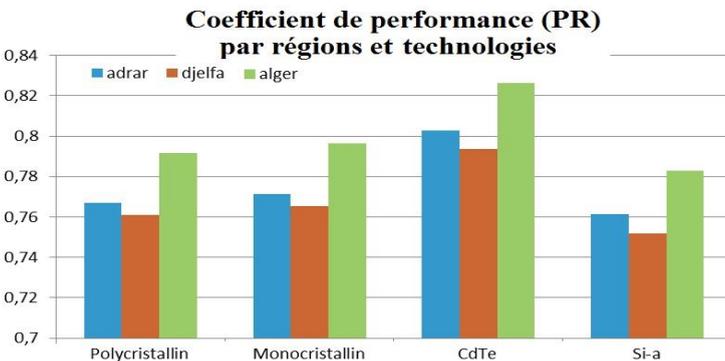


Fig. 5: Coefficient de performance

Pour les besoins de l'analyse économique, nous avons pris un taux d'actualisation de 8 % [16] et un taux d'inflation de 6 % [16]. La durée de vie du générateur est prise égale à 25 ans [14] correspondants à la durée de vie du projet.

Seuls les onduleurs seront remplacés deux fois. Pour le coût de maintenance, il est estimé à 1 % du coût total d'investissement [14]. Le prix du terrain n'est pas pris en considération dans cette étude.

La figure 6, présente le coût du MégaWatheure (MWh) produit par des centrales photovoltaïques de différentes technologies supposées être installer dans la région d'Adrar. On voit bien que les centrales PV à base de technologies polycristallines offrent le coût du MWh le plus faible (54.15 €/MWh) en comparaison avec le reste des technologies.

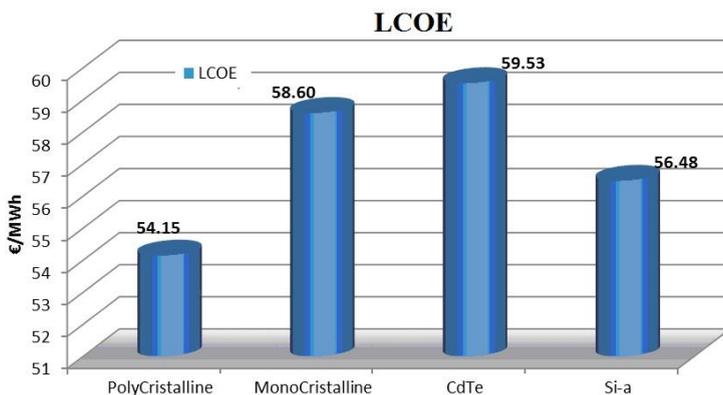


Fig. 6: Coût unitaire de l'énergie produite (LCOE)

6. CONCLUSION

Dans cet article, une étude de faisabilité technico-économique des centrales photovoltaïques en Algérie a été établie. Il s'agit de proposer un outil d'aide à la décision quant au déploiement à grande échelle des systèmes énergétiques utilisant les ressources renouvelables comme intrant énergétique, notamment, l'énergie solaire qui est très abondante en Algérie.

Pour ce faire, on a tout d'abord commencé par l'évaluation du potentiel énergétique solaire en diverses zones de l'Algérie et ce, en utilisant et validant des modèles mathématiques de troisième génération. Le premier modèle nous a permis d'évaluer la fraction diffuse de l'irradiation solaire, puis on a utilisé ce résultat pour déterminer les irradiances solaires inclinées à latitude du lieu et qui sont établies à partir du modèle de 'Perez' validé expérimentalement.

Nous avons ensuite estimé l'énergie annuelle nette produite 'Annual Net Produced Energy', ANPE. C'est cette énergie qui sera injectée directement dans le réseau électrique de distribution. Pour les besoins de l'application, nous avons choisi des centrales photovoltaïques de 20 Mwc de technologies différentes à savoir, le monocristallin, le polycristallin, le CdTe et enfin le Si-a connu sous le nom (Amorphe).

Les résultats de la simulation portant sur la production énergétique annuelle issue des centrales photovoltaïques supposées être installer dans différentes régions d'Algérie, ont confirmé que la région la plus adaptée à la production PV en terme de quantité d'énergie annuelle produite (ANPE) est la région du Sahara (Adrar) et la technologie la plus productible est la technologie des couches minces CdTe et ce, pour tous les sites.

Pour ce qui concerne l'aspect économique de l'étude, les résultats ont bien montré que les centrales PV à base de technologie polycristalline offrent le coût du MWh le plus faible (54.15 € /MWh) en comparaison avec le reste des technologies.

Il ne faut pas perdre de vue que les résultats trouvés étaient bien prévisibles. Le polycristallin est le meilleur choix à faire, vu sa rentabilité économique et ce, grâce à son faible coût, malgré sa performance modérée. En comparaison avec le CdTe, le polycristallin d'un point de vue économique, a pu dépasser de loin les autres technologies.

Les systèmes solaires photovoltaïques ont une grande part dans le bouquet énergétique en Algérie. Ils présentent dans le futur proche, une réelle opportunité d'investissement notamment, à grande échelle; avec une meilleure performance dans les régions nord du Sahara.

Avec un coût du MWh compétitif en comparaison avec d'autres installations dans le monde notamment, celles du Moyen-Orient, et surtout avec la disponibilité du foncier, la technologie polycristalline pourra être l'investissement le plus rentable en Algérie.

REFERENCES

- [1] M. Mimoune, '*Etude des Capteurs Photovoltaïques Basés sur les Nanotechnologies*', Mémoire, Université des Trois rivières, Québec, Canada, Mars 2016.
- [2] B. Multon, '*L'énergie sur la Terre: Analyse des Ressources et de la Consommation. La place de l'Energie Electrique*', Revue 3EI, pp. 29 - 38, 1998.
- [3] K. Kerkouche, F. Cherfa, A. Hadj arab, S. Bouchakour, K. Abdeladim et K. Bergheul, '*Evaluation de l'irradiation Solaire Globale sur une Surface Inclignée selon Différents Modèles pour le Site de Bouzaréah*', Revue des Energies Renouvelables Vol. 16, N°2, pp. 269 – 284, 2013.
- [4] Y. Jannot, '*Thermique Solaire*', pp. 8 – 18, mars 2011.
- [5] M. Chikh, A. Maafi et A. Malek, '*Etablissement d'un Modèle Mathématique pour la Fraction Diffuse de l'Irradiation Solaire en Algérie*', Revue des Energies Renouvelables, 'Chemss 2000', pp. 75 - 81, 2000.
- [6] B.Y.H. Liu and R.C. Jordan, '*The Interrelation and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation*', Solar Energy, Vol. 4, N°3, pp. 1 - 19, 1960.
- [7] R. Perez, R. Stewart, C. Arbogast, R. Seals and J. Scott, '*An Anisotropic Hourly Diffuse Radiation Model for Surfaces: Description, Performance Validation, Site Dependency Evaluation*', Solar Energy, Vol. 36, N°6, pp. 481 – 497, 1986.
- [8] Ministère de l'Energie et des Mines, Algérie <http://www.energy.gov.dz/>
- [9] Deutsche gesellschaft für technische zusammenarbeit, '*Etude de Faisabilité Technico-Economique de la Filière Photovoltaïque Raccordée Réseau Au Sénégal*'.
- [10] K. Agroui, A. Belghachi et S. Kadri, '*Caractérisations Electriques et Thermiques d'un Module PV au Silicium Multicristallin en Milieu Contrôlé et sur Site Saharien*', Rev. Energ. Ren- Icpwe, pp. 19 - 25, 2003.
- [11] T. Markvart and L. Casraner, '*Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*'.
- [12] M. Sadok, B. Benyoucef et A. Mehdaoui, '*Performances et Dégradation des Modules PV en Milieu Saharien*', Revue des Energies Renouvelables, SIENR'12, Ghardaïa pp. 203 – 212, 2012.

- [13] M. Belhadj, T. Benouaz, A. Chekane et SMA Bekkouché, 'Estimation de la Puissance Maximale Produite par un Générateur Photovoltaïque', *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 13 N°2, pp. 257 – 264, 2010.
- [14] Macarena Jiménez Sánchez, 'Diseño de Planta Solar Fotovoltaica de 20 MW en California y Conexión a la Red de Distribución', *Escuela Técnica Superior de Ingeniería*, Madrid, Mayo 2012.
- [15] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi and A. Louche, 'A Methodology for Optimal Sizing of Autonomous Hybrid Pv/Wind System', *Energy Policy*, Vol. 35, pp. 5708 – 5718, 2007.
- [16] S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi and A. Louche, 'Design and Techno Economical Optimization for Hybrid Pv/Wind System Under Various Meteorological Conditions', *Applied Energy*, Vol. 85, N°10, pp. 968 - 987, 2008.
- [17] S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi and A. Louche, 'Technical and Economic Assessment of Hybrid Photovoltaic/Wind System with Battery Storage in Corsica Island', *Energy Policy*, Vol. 36, pp. 743 - 754, 2008.
- [18] S. Edalati, M. Ameri, M. Iranmanesh, H. Tarmahi and M. Gholampour, 'Technical and Economic Assessments of Grid-Connected Photovoltaic Power Plants: Iran Case Study', *Energy*, Vol. 114(C), pp. 923 - 934, 2016.
- [19] P. Vilaça Gomesa, N. Knak Neto, I. Carvalho, J. Sumailia, J.T. Saraiva, B.H. Dias, V. Miranda and S.M. Souzaa, 'Technical-Economic Analysis for the Integration of PV Systems In Brazil Considering Policy and Regulatory Issues', *Energy Policy*, Vol. 115, pp. 199 – 206, 2018.
- [20] MB Eteiba, Barakat, Shima, Samy, MM., & Wahba and Wael Ismael, 'Optimization of an Off-Grid PV / Biomass Hybrid System with Different Battery Technologies', *Sustainable Cities and Society* <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.01.012>
- [21] N. Hulot, 'Solaire photovoltaïque: 25% de l'électricité Mondiale Bas Carbone en 2050 !', 2015.
- [22] Commission de Régulation de l'Energie, 'Coûts et Rentabilité des Energies Renouvelables en France Métropolitaine', Avril 2014.
- [23] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, 'photovoltaics report', 2016.
- [24] R.J. Stone, 'Improved statistical procedure for the evaluation of solar radiation estimation models', *Solar energy*, Vol. 51, pp. 289 - 291, 1993.
- [25] R. Yaïche et A. Bouhanik, 'Atlas Solaire Algérien', CDER, 2002.
- [26] Monocristallin,
https://www.alibaba.com/trade/search?fsb=y&indexarea=product_en&catid=&searchtext=jinko+solar+panel+eagle+perc+280-300&viewtype
- [27] https://www.jinkosolar.com/ftp/en-eagles-320pp-72_rev2015.pdf, jkm320pp-72 305-320watt, polycrystalline.
- [28] Polycristallin
<https://french.alibaba.com/product-detail/jinko-310w-poly-solar-panel-for-bulksale-at-below-market-price-60243216034.html?spm=a2700.8698675.29.72.2e345f7a5gjbxd>
- [29] http://www.firstsolar.com/-/media/first-solar/project-documents/pd-5-401-03_series3black-4_na.ashx , fs-392, cdte.
- [30] https://fr.ensolar.com/pv/panel-datasheet/thin-film/247_gs51_si-a.
- [31] Bloomberg News, 'Cheaper than China again, First Solar Vindicates U.S. Investment', by Chris Martin, april 14, 2016.

[32] Si-a

https://fr.ensolar.com/pv/panel-datasheet/thinfilm/47?utm_source=enf&utm_medium=panel_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=2188

[33] Echo du solaire, 'First Solar Finalise une Centrale Solaire de 52 MW En Jordanie', <http://www.lechodusolaire.fr/first-solar-finalise-centrale-solaire-de-52-mw-jordanie/>, Août 16

[34] Techniques de l'Ingénieur, 'Record du Monde de Compétitivité du Solaire PV : 2,6 Centimes le kWh à Dubaï !', <https://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/articles/record-du-monde-de-compétitivité-du-solaire-pv-26-centimes-le-kwh-a-dubai-33695/>, le 9 mai 2016 par P. Thouverez.