

Analyse technique de l'apport solaire de la centrale thermique hybride solaire-gaz de Hassi R'Mel (SPPI)

K. Ikhlef* et S. Larbi†

Laboratoire de Génie Mécanique et de Développement, LMED
Ecole Nationale Polytechnique, ENP
10 Rue des Frères Oudek, 16200 El Harrach, Alger, Algérie

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

Résumé - La capacité mondiale installée des technologies relatives aux énergies renouvelables est en nette augmentation. Cet intérêt particulier aux énergies renouvelables est dicté essentiellement par les problèmes environnementaux, suite à l'utilisation irrationnelle des combustibles fossiles. Ces formes d'énergies, en particulier le solaire, présentent une réelle opportunité pour l'Algérie pour diversifier ses formes de consommation énergétique, qui étaient basées exclusivement sur le pétrole et le gaz, par un nouveau mix énergétique. Avec un bon ensoleillement, l'Algérie présente les conditions favorables au développement des technologies solaires. Le but de ce travail est relatif à une analyse technique de l'apport solaire de 25 MW produit par la centrale thermique hybride gaz-solaire de Hassi R'Mel et son amélioration en utilisant plusieurs systèmes de stockage thermique pour atteindre une plus grande efficacité. A cet effet, des simulations numériques ont été faites en utilisant le logiciel SAM (System Advisor Model). Un modèle mathématique a été développé pour déterminer la puissance électrique utile pour une centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques.

Abstract - The installed global capacity of renewable energy technologies is increasing significantly. This particular interest in renewable energies is dictated mainly by environmental problems following the irrational use of fossil fuels. These forms energies, especially solar energy, present a real opportunity for Algeria to diversify its forms of energy consumption, which were based exclusively on oil and gas, through a new energy mix. With a good sunshine, Algeria presents favorable conditions for the development of solar technologies. The purpose of this work is related to a technical analysis of the 25 MW solar input produced by the Hassi R'Mel SPPI hybrid gas-solar thermal power station and its improvement by using several thermal storage systems to achieve a greater efficiency. For this purpose, numerical simulations have been made using the System Advisor Model (SAM) software. A mathematical model has been developed to determine the useful electric power by a solar plant with a cylindrical parabolic concentrator.

Mots clés : Energie renouvelable - Modélisation et Simulation - Système de Stockage - Centrale Solaire Cylindro-Parabolique.

1. INTRODUCTION

A l'ère de la technologie, et sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable. Il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Le développement des centrales électriques représente l'un des soucis les plus importants dans le monde.

On désigne par 'Solaire Thermodynamique' l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie issue du rayonnement solaire en chaleur à température élevée. Le solaire thermodynamique fonctionne par le biais de cycles thermodynamiques (fluide) grâce à des chaudières à gaz, chaudières à vapeur ou chaudières à cycles combinés, pour transformer la chaleur en énergie mécanique (turbines) puis électrique (alternateurs) [1]. La figure 1 montre le schéma de conversion en électricité d'un cycle thermodynamique.

* khaoula.ikhlef@g.enp.edu.dz

† salah.larbi@g.enp.edu.dz

Les centrales solaires offrent une technologie relativement récente, possédant un important potentiel de développement. Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés comparable à celle des fermes éoliennes pour les pays côtiers [2].

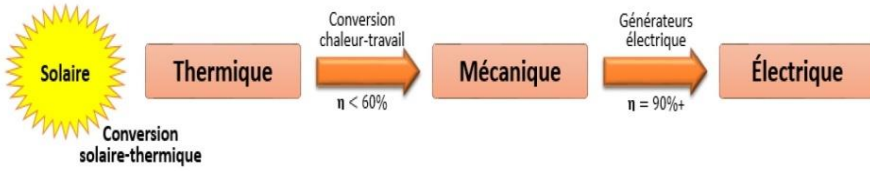


Fig. 1: Conversion en électricité d'un cycle thermodynamique

De par sa situation géographique, l'Algérie possède le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen. Elle dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde avec 169 440 TWh/an {évaluation effectuée par satellites par l'Agence Spatiale Allemande DLR}, soit cinq mille fois la consommation nationale en électricité [3]. Le **Tableau 1** donne la répartition du potentiel solaire en Algérie.

Tableau 1: Répartition du potentiel solaire en Algérie [4]

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne ensoleillement (h/an)	2 650	3 000	3.500
Energie moyenne reçue (kWh/m²/an)	1 700	1 900	2 650

Le choix de la centrale cible, objet de notre étude, a été porté sur la centrale électrique hybride solaire-gaz SPPI {Solar Power Plant One} de Hassi R'Mel, 'Sud Algérien'. Cette centrale a été inaugurée le 14 Juillet 2011 [5]. Elle est composée de deux parties: le champ solaire et le cycle combiné [6].

Le champ solaire est constitué de capteurs cylindro- paraboliques, répartis sur deux surfaces. Chaque surface contient 28 boucles de quatre (04) modules, répartis en deux (02) rangées. Le module est formé de 12 segments comportant chacun plusieurs miroirs. La composante directe du rayonnement solaire incident est concentrée par les miroirs sur un récepteur situé au point focal de la parabole (figure 2).

Un fluide chauffé, dont la température peut atteindre 393 °C, passe à travers une série d'échangeurs de chaleur pour céder sa chaleur à l'eau et produire ainsi de la vapeur d'eau (générateur de vapeur solaire).

Le cycle combiné est constitué de deux (02) turbines à gaz (fonctionnant au gaz naturel) dont la puissance nominale unitaire est de 45 MW. La chaleur de combustion de ces turbines est récupérée dans deux chaudières horizontales à circulation naturelle. Ces dernières font fonctionner une turbine à vapeur d'une puissance nominale de 80.08 MW.

Motivation du choix du lieu d'implantation [5]:

- Terrain plat; • 700 m d'altitude; • Une vitesse du vent inférieure à 5m/s;
- Moyenne de 9.5 heures d'ensoleillement; • Moyenne annuelle d'humidité < 3 9%
- $T_{\max} \sim 45$ °C en Août, pluviométrie est de l'ordre de 100 mm/an;
- Existence d'un aéroport international sur le site.

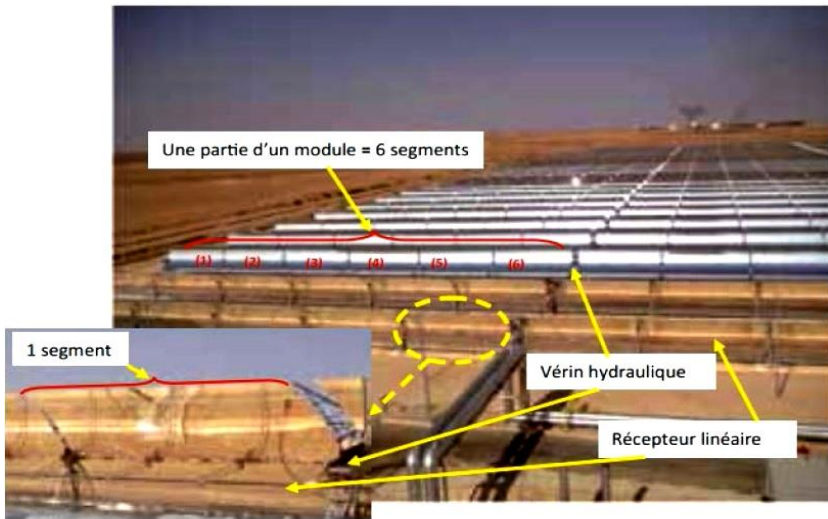


Fig. 2: Une partie du champ solaire de SPPI [6]

Tableau 2: Fiche techniques de la centrale SPPI [5, 7, 8]

Localisation	
Algérie – Laghouat. Daïra de Hassi R'mel	
Cordonnées	33° 07' 29'' Nord 03° 21' 07'' Est
Caractéristiques	
Type d'installation	Centrale électrique hybride solaire-gaz
Capacité électrique	150MW → 130MW Cycle combiné à gaz 25MW champ solaire
Spécification de la turbine	2 turbines à gaz de type Siemens SGT-800
Spécification du système solaire	Technologie : Centrale solaire thermodynamique Capteur : Cylindro-parabolique Nombre de capteurs : 224 Superficie de la centrale : 180000 m ² Superficie des collecteurs : 130 ha dont le champ solaire occupe 90 ha Type de collecteur : LS-3 Type de fluide caloporteur : Therminol VP-1 Consommation d'eau : 2500 – 3000 m ³ /jour
Administration et financement	
Date de mise en service	Juillet 2011
Propriétaire	SPPI (Solar Power Plant) : Abener 66%, Neal 20 % et un consortium ou pool bancaire (BEA, CPA et BNA) 14 %.
Coût de l'investissement	315.8 Millions d'Euros
LCOE (coût du kWh produit)	3.122 DA

2. MODELE MATHEMATIQUE

Dans le but de construire un modèle convenable pour l'analyse thermique du concentrateur, certaines hypothèses ont été utilisées [15]:

- Le régime est permanent;
- Les échanges par conduction dans l'absorbeur et l'enveloppe de verre sont négligeables;
- Le flux de chaleur est unidimensionnel;
- Les radiations sur le collecteur sont uniformes et réparties.

Le modèle du champ solaire est basé sur des résultats expérimentaux obtenus par des tests sur une portion de capteur cylindro-parabolique de type LS3 ou Euro Through ET150 dans le Laboratoire National de Sandia (SNL, Nouveau Mexique) en 1994.

Tous les modèles sont basés sur l'établissement d'un bilan énergétique du concentrateur qui inclut le rayonnement solaire direct, les pertes optiques et thermiques dont le but est de déterminer la puissance utile délivrée par le fluide caloporteur. On peut exprimer cette la puissance utile délivrée par le récepteur par:

$$Q_u = Q_{\text{abs}} - Q_{\text{perdue}} \quad (1)$$

L'expression du rayonnement solaire absorbé est , [9]:

$$Q_{\text{abs}} = A_c I_d \text{IAM} \eta_{\text{op}} K_{\text{ombre}} K_{\text{extr}} \quad (2)$$

La relation qui permet de calculer le rayonnement direct est comme suit [10]

$$I_d = \text{DNI} \cos(\theta) \quad (3)$$

L'expression de l'angle d'incidence θ pour un capteur ayant un axe Nord-Sud pour la poursuite Est-Ouest du soleil est: [11]

$$\cos(\theta) = \sqrt{\cos^2 \theta_z + \cos \delta \sin^2 h} \quad (4)$$

$$\text{avec, } \cos \theta_z = \sin h \quad (5)$$

Duldey *et al.* donnent l'expression de IAM {facteur de correction de l'angle d'incidence} pour les capteurs LS3 et Euro Through [12].

$$\text{IAM}_{\text{LS3-Euro through}} = 1 + 0.0000884 \frac{\theta}{\cos \theta} - 0.00005369 \frac{\theta^2}{\cos \theta} \quad (6)$$

Le rendement optique est donné par la relation suivante [9]:

$$\eta_{\text{op}} = \rho \alpha \tau \gamma \quad (7)$$

Le facteur de performance qui tient compte de l'effet d'ombre causé par les rangées des concentrateurs disposés en parallèle peut être calculé par la relation suivante [13]:

$$K_{\text{ombre}} = \frac{W_{\text{eff}}}{W_r} = \frac{L_{\text{espace}} \cos \theta_z}{W_r \cos \theta} \quad (8)$$

L'équation qui permet de calculer le facteur de performance qui tient compte les pertes aux extrémités du tube récepteur (HCE) est [14]:

$$K_{\text{extr}} = 1 - \frac{f \tan \theta}{L_{\text{SCA}}} \quad (9)$$

L'expression de la puissance perdue au niveau du récepteur est donnée par [9]:

$$Q_{\text{perdue}} = U_L A_{\text{ab}} (T_f - T_a) \quad (10)$$

L'efficacité thermique, est le rapport de la puissance utile sur la puissance nette absorbé par le récepteur [16]:

$$\eta_{th} = \frac{Q_{uf}}{Q_{ab}} = \frac{A_{ab(int)} h_{uf} (T_{ab} - T_f)}{A_c I_d} \quad (11)$$

La puissance finale produite est:

$$P = Q_u \eta_{th} \quad (12)$$

3 RESULTATS ET DISCUSSIONS

La simulation de l'apport solaire de l'installation de la centrale solaire hybride SPPI a été effectuée en utilisant le simulateur SAM (System Advisor Model), qui est basé sur le modèle présenté. Les données météorologiques du site de Hassi R'Mel (Laghouat) sont utilisées pour la simulation numérique, ces derniers sont prises par le logiciel Meteonorm 7 sur une période de 20 années {1991 - 2010}.

Les données climatiques sont illustrées sur le **Tableau 3**.

Tableau 3: Données climatiques du site de Hassi R'Mel

Température ambiante T_{amb} (°C)	Vitesse du vent u (m/s)	Élévation (m)	DNI annuel moyen (W/m ² .an)	GHI annuel moyen (W/m ² .an)
22.6	3.6	468	3872	3025

Les figures 3 et 4 représentent les données météorologiques du site de Hassi R'Mel. La figure 3 donne les moyennes mensuelles des durées d'ensoleillement, quant à la figure 4, elle illustre les moyennes mensuelles des DNI (rayonnement solaire direct normal) et GHI (rayonnement solaire global) toutes deux pour le site de Hassi R'Mel.

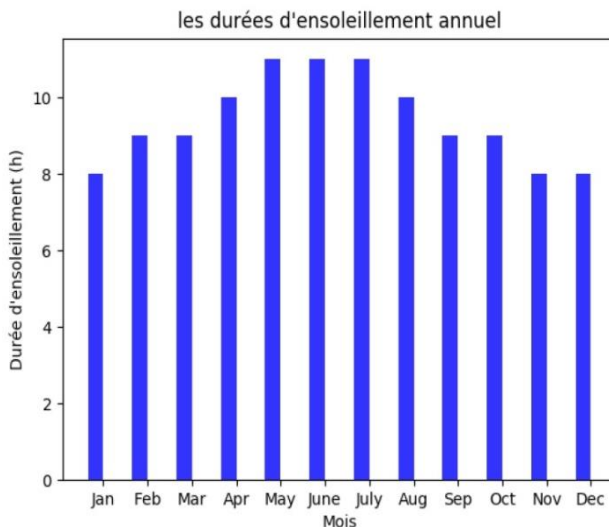


Fig. 3: Moyennes mensuelles des durées d'ensoleillement pour le site de Hassi R'Mel

Avec une moyenne mensuelle de la durée d'ensoleillement de 111 h par an et une moyenne mensuelle du rayonnement solaire direct normale de 3872 W/m²/an, le site de Hassi R'Mel représente un bon gisement pour la centrale SPPI.

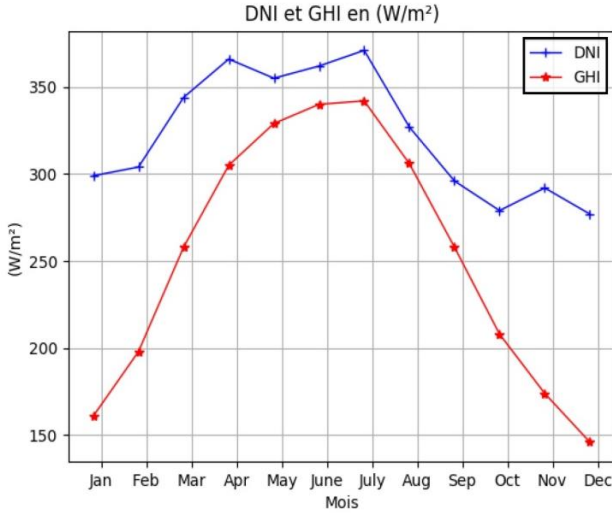


Fig. 4: Moyennes mensuelles des DNI (rayonnement solaire direct normal) et GHI (rayonnement solaire global) pour le site de Hassi R'Mel

Les caractéristiques relatives au champ solaire pour la simulation de la centrale SPPI sont données par le **Tableau 4**. Les **Tableaux 5** et **6** donnent le bloc usine de Hassi R'mel, ainsi que le système de stockage de ce site.

Tableau 4: Champ solaire du site de Hassi R'Mel

Superficie (m ²)	Surface du champ solaire	Type de réflecteur	Type du récepteur	Type du HTF	Lavage des miroirs
183 120	654 ha	Luz LS-3	Schott PTR70	Therminol VP-1	0.7 l/m ² 63 fois/an

Tableau 5: Bloc usine

Capacité	Cycle	Température d'entrée	Température de sortie	Rendement	Type de condenseur
25 MW _e	Rankine	391	293	0.9 %	Hybride

Tableau 6: Système de stockage de la centrale

Type	Fluide de stockage	Capacité Thermique MWt	Volume m ³	Durée
2 réservoirs	Therminol VP-1	421 348	8236.87	6 h

La figure 5, issue des résultats de simulation sur le logiciel SAM, illustre les moyennes mensuelles de l'énergie électrique totale.

L'examen de cette figure montre que les meilleures productions mensuelles sont repérées dans la période estivale. Cette évolution est proportionnelle au DNI et à la durée d'ensoleillement qui se rapproche dans cette période de 9000 MWh.

Elles s'éloignent pour prendre des valeurs plus faibles dans les autres périodes. Une étude paramétrique est établie en changeant différents systèmes de stockage. Les caractéristiques de ces systèmes sont illustrées sur le **Tableau 7**.

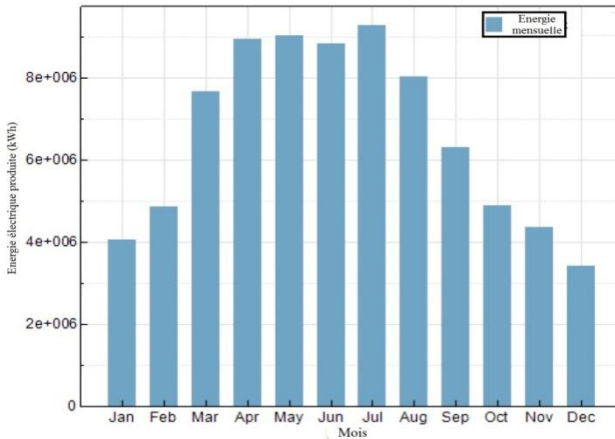


Fig. 5: Moyennes mensuelles de l'énergie électrique totale produite

Tableau 7: Les différents systèmes de stockage

	Therminol VP-1	Hitec Solar Salt	Caloria HT 43	Hitec XL
Durée (h)	6	6	6	6
Capacité du réservoir (MWe)	25	25	25	25
TES Capacité thermique (MWht)	421.348	321.348	321.348	321.348
Volume du stockage (m ³)	8236.87	5699.19	8486.43	5714.34
Diamètre du réservoir (m)	22.90	19.05	23.24	17.07
Perte de chaleur (MWht)	0.23836	0.19085	0.24276	0.19116
Masse volumique du TES (kg/m ³)	765.461	1872.49	643.903	1957.3

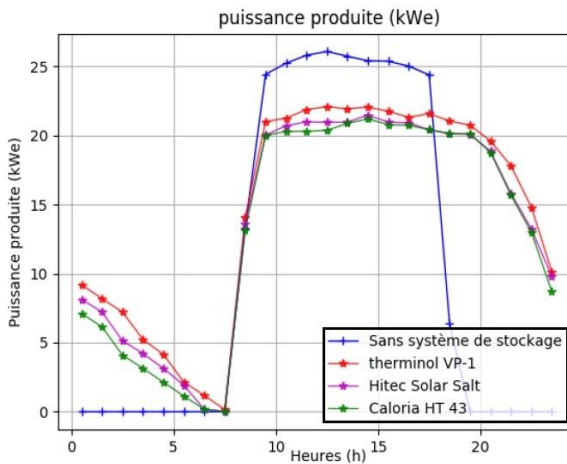


Fig. 6: Moyenne journalière de la puissance produite avec et sans système de stockage

Du lever jusqu'au coucher du soleil, la puissance électrique produite par le champ solaire change, selon la variation de l'intensité solaire du rayonnement.

La figure 6 montre que la production nette d'électricité est directement proportionnelle à l'énergie totale incidente qui exprime le DNI. Le fluide caloporteur le plus efficace est le therminol VP-1, les autres fluides caloporteurs sont aussi performants grâce à de leurs propriétés d'absorption et de restitution de la chaleur.

4. CONCLUSION

Avec plus de 3000 h/an d'ensoleillement, soit une irradiation de $\sim 6 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$, l'Algérie jouit d'un gisement solaire considérable. La simulation de fonctionnement de l'apport solaire de la centrale SPPI a démontré sa fiabilité. Avec un DNI qui dépasse les $2000 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ et une durée d'ensoleillement journalière moyenne qui dépasse les 10 heures. L'Algérie possède un potentiel solaire important.

Dans cette étude, les résultats obtenus ont montré que:

- Les paramètres qui influent énormément sur l'énergie produite sont le DNI et la durée d'ensoleillement.
- Le système de stockage permet d'optimiser le dimensionnement des centrales solaires, réduire le coût de la production, répandre à l'intermittence du décalage entre les périodes les plus productives (le jour/l'été) par rapport aux périodes de plus grandes demandes (le soir/l'hiver).
- Le fluide caloporteur Therminol VP-1 est un fluide caloporteur synthétique à ultra haute température conçu pour répondre aux exigences les plus sévères des systèmes en phase vapeur ou en phase liquide.

Pour rendre ces technologies concurrentielles avec les technologies conventionnelles basées sur les énergies fossiles, une réduction du coût de production doit être recherchée dans les années à venir.

Cet objectif sera atteint d'une part, grâce aux innovations technologiques apportées par les travaux de recherche et de développement sur les filières solaires et leurs composants (miroirs, panneaux, récepteurs, fluides et stockage) et d'autre part par la construction massive de ces centrales à travers le monde.

NOMENCLATURE

A_{ab} , Surface de l'absorbeur, m^2	L_{SCA} , Longueur du collecteur, m
A_c , Surface totale des collecteurs	P , Puissance finale produite
$A_{ab(int)}$, Surface totale de l'absorbeur, m^2	Q_{ab} , Puissance nette absorbée (récepteur)
DNI, Rayonnement sol. normal direct	Q_{perdue} , Puissance perdue par le récepteur
f , Distance focale du collecteurs, m	Q_{abs} , Puissance absorbée par le récepteur
h , Hauteur angulaire du soleil, $^\circ$	Q_{uf} , Puis. utile délivrée par le fluide calo.
h_{uf} , Coef. échange thermique fluide	Q_u , Puis. utile délivrée par le récepteur
IAM, Facteur correction angle angulaire	T_a , Température ambiante, K
I_d , Rayonnement solaire direct, W/m^2	K_{ombre} , Facteur d'ombre
L_{espace} , Espacement entre rangées capteurs	K_{extr} , Facteur de pertes extrémité du HCE
T_f , Température moy. fluide calo.	T_{ab} , Température absorbeur
U_L , Coef. global pertes récepteur, $\text{W/m}^2\text{K}$	θ , Angle d'incidence

θ_z , Angle zenithal	δ , Déclinaison
ρ , Facteur de réflexion du miroir	α , Facteur absorption Tube Convertisseur
τ , Facteur transmission Couvercle Conv.	γ , Facteur interception Convertisseur
η_{op} , Rendement optique	η_{th} , Rendement optique thermique

REFERENCES

- [1] B. Rivoire, '*Le Solaire Thermodynamique*', Groupe d'Evaluation Scientifique Thémis : de 1982 à 1987. Laboratoire CNRS, site d'Odeillo.
- [2] R. Stobaugh and D. Yergin, '*L'Energie du Futur*', Rapport présenté par le Groupe du 'Projet Energie', Harvard Business School, 1983.
- [3] Portail Algérien des Energies Renouvelables, '*La Centrale Hybride de Hassi R'Mel*'. <https://portail.cder.dz/spip.php?article1960>. Samedi 4 février 2012.
- [4] N. Saïd, Présentation sur le '*Potentiel ENR en Algérie*'.
- [5] Ministre de l'Energie, '*Projet Centrale Hybride Solaire Gaz de 150 MW*'. <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=projet-centrale-hybride-solaire-gaz-de-150-mw>.
- [6] N. El Gharbi, '*La Centrale Hybride de Hassi R'Mel*', Bulletin des Energies Renouvelables, N° 21, 2011.
- [7] Centrale Electrique Mixte de Hassi R' Mel. https://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_%C3%A9lectrique_mixte_de_Hassi_R%27Mel
- [8] F. Khaldi, '*Energy and Exergy Analysis of the First Hybrid Solar-Gaspower Plant in Algeria*', Proceedings of ECOS 2012, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Perugia, Italy, June 26 - 29, 2012.
- [9] H. Derbal, '*Contribution à l'Etude des Centrales de Puissance à Concentrateur Solaire pour la Production d'Energie- Etude des Perspectives de Production d'Hydrogène pour les Piles à Combustibles*', Alger, USTHB, 2011.
- [10] A.M. Patnode, '*Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants*', Master of Science Thesis, University of Wisconsin, 2006, USA.
- [11] A. M'Raoui, S. Mouhous, A. Malek et B. Benyoucef, '*Etude Statistique du Rayonnement Solaire à Alger*', Revue des Energies Renouvelables Vol.14 N°4 pp. 637 - 648, 2011.
- [12] V. Dudley, G.J. Kolb, A.R. Mahoney, T.R. Mancini, C.W. Matthews, M. Sloan, and D. Kearney, '*Test Results: SEGS LS-3 Solar Collector*', Sandia National Laboratories, SAND94-1884. December 1994.
- [13] T.A. Stuetzle, '*Automatic Control of the 30 MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant*', Master of Science Thesis, University of Wisconsin, USA, 2002.
- [14] F. Lippke, '*Simulation of the Part Load Behavior of a 30 MWe SEGS Plant*', prepared for Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, SAND95 -1293. June 1995.
- [15] O. Garcia-Valladares and N. Velazquez, '*Numerical Simulation of Parabolic TroughCollector: Improvement Using Counter Flow Concentric Circular Heat*

Exchangers', International Journal of Heat and Mass Transfer, Vol. 52, pp. 597 - 609, 2009.

- [16] Y. Marif, M. Zerrouki, M. Belhadj et H. Ben Moussa, '*Etude de l'Efficacité Optique et Thermique d'un Concentrateur Solaire Cylindro-Parabolique*', Revue des Energies Renouvelables, Vol. 16 N°4, pp. 679 - 689, 2013.