

# Un système photovoltaïque pour la production d'hydrogène

ZIANI Iotfi<sup>1</sup>, ZIARI KERBOUA Yasmina<sup>1</sup>, MAHMAH Bouziane<sup>2</sup>

**Résumé** – Dans le présent travail, est considérée la production de l'hydrogène solaire par électrolyse de l'eau. L'apport énergétique pour la dissociation de l'eau est fourni par un système photovoltaïque. Un dimensionnement et une étude du fonctionnement d'un système photovoltaïque ont été faits pour trois régions différentes de l'Algérie. Le potentiel de production s'avère très important particulièrement au sud.

**Mots clés:** Electrolyse, Energie solaire, Hydrogène, Panneau photovoltaïque, production d'Hydrogène, simulation.

## Nomenclature

$a$	Le facteur d'idéalité
$F$	Nombre de Faraday $96\,485\text{ C mol}^{-1}$
$G_d$	Energie libre de dissociation de l'eau, $\text{J mol}^{-1}$
$H_d$	Enthalpie de dissociation de l'eau, $\text{J mol}^{-1}$
$I_0$	Le courant de saturation de la diode, A
$I_L$	Courant de lumière, A
$I_{ph}$	Courant de la cellule photovoltaïque, A
$n$	Nombre de cellules d'électrolyse
$P_{ely}$	Pression d'électrolyse, Pas
$R_p$	la résistance en parallèle ou résistance de fuite, Ohm
$R_s$	la résistance en série, Ohm
$S_d$	Entropie de dissociation de l'eau, $\text{J mol}^{-1}$
$T_{ely}$	Température de l'électrolyseur, K
$T_c$	Température des cellules photovoltaïques, K
$U_{rev}$	Tension thermodynamique minimale à appliquer à la cellule d'électrolyse, V
$U_{ph}$	Tension de la cellule photovoltaïque, V
$U_{cell}$	Tension de la cellule d'électrolyse, V

## I. Introduction

De nos jours, la production mondiale d'énergie est réalisée à 74 % à partir de combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz), à 20 % par les énergies

renouvelables (hydraulique, biomasse, solaire, éolienne) et à 6 % par le nucléaire [1]. De nombreuses études sur l'appauvrissement des ressources fossiles s'accordent à dire que la quantité d'énergie fossile disponible diminuera et s'épuisera avant la fin de ce siècle [1]. Notre avenir énergétique doit se baser sur les énergies nucléaires et renouvelables.

Les ressources renouvelables sont variées et inépuisables. Leur conversion en énergie thermique, chimique ou électrique présente peu de dangers humains et écologiques [1]. De plus, la production peut être centralisée ou décentralisée. En revanche, elle se caractérise par un rendement relativement faible, un coût relativement important et une intermittence de la ressource [1]. Des systèmes utilisant l'énergie solaire, éolienne, hydraulique ainsi que la biomasse fonctionnent dans de nombreuses régions du monde. Ces générateurs utilisent les sources renouvelables locales. On y trouve des panneaux photovoltaïques, des éoliennes et des microturbines.

De par l'intermittence de la source d'énergie et sa dépendance des conditions climatiques, il est nécessaire de stocker l'énergie produite.

Parce qu'il est propre et grâce à son pouvoir énergétique élevé, l'hydrogène se trouve être le meilleur vecteur énergétique du moment.

Dans le présent travail nous allons dimensionner et simuler le fonctionnement d'une unité pilote de production d'hydrogène solaire, c'est à dire produit à partir d'eau et d'énergie solaire.

L'intense insolation, la quantité suffisante d'eau, les vastes espaces pour l'installation des systèmes de collecte et de conversion de l'énergie solaire et même l'existence de pipelines pour l'évacuation de l'hydrogène solaire vers les utilisateurs potentiels font du Sahara algérien une place de choix pour la production de l'hydrogène solaire.

Afin de dimensionner et de simuler le fonctionnement de l'unité, nous sommes passé par les étapes suivantes :

- choix de la méthode de production,
- choix des modèles mathématiques,
- dimensionnement et optimisation,
- simulation et évaluation des potentialités.

<sup>1</sup>: Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (USTHB)

<sup>2</sup>: Centre de Recherche et de Développement des Energies Renouvelables (CDER)

## II. Méthodes de production d'hydrogène solaire

Un nombre considérable de travaux sont menés actuellement pour le développement de la production d'hydrogène solaire. Il existe différentes façons de produire l'hydrogène solaire, celles-ci peuvent être :

- Photoélectrochimique,
- Photo biologique,
- Thermochimique,
- ou indirecte en produisant de l'électricité à partir du soleil qui servira à produire de l'hydrogène.

Dans notre travail, nous avons essayé de recenser les différentes méthodes de production de l'hydrogène solaire, et avons opté pour un système couplant un champ photovoltaïque à un électrolyseur alcalin.

## III. Modélisation

Pour la simulation de notre installation nous avons choisi d'utiliser le logiciel TRNSYS.

Le TRNSYS est un environnement complet et extensible pour la simulation de système transitoire. Il est utilisé par les ingénieurs et les chercheurs pour la validation de nouveaux concepts énergétiques.

## IV. Modèle sur TRNSYS

Le modèle de notre système est représenté dans la figure 1 où :

- Type 109-TMY2 est le composant responsable de la lecture du fichier de données météorologique;
- Type 194 est le composant qui représente le champ photovoltaïque ;
- Type205 est le composant qui représente le contrôleur de puissance ;
- Type 175b est le composant qui représente le convertisseur de puissance ;
- Type 160a est le composant qui représente l'électrolyseur ;
- Type 164b est le composant qui représente le réservoir de stockage d'hydrogène.

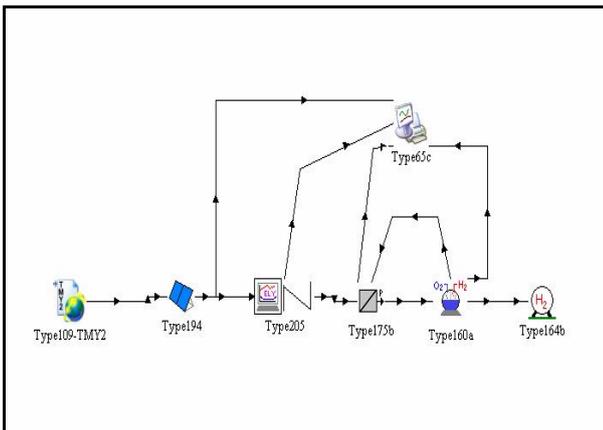


Figure 1 : Projet de l'installation de production d'hydrogène sur TRNSYS

## IV.1. Panneau photovoltaïque

Le modèle de simulation choisi du panneau photovoltaïque est celui proposé par le logiciel de simulation TRNSYS que l'on utilisera pour faire nos calculs.

Le modèle utilisé est basé sur un circuit équivalent (voir figure 2) à cinq paramètres. Le principe de ce modèle est d'extrapoler, de la façon la plus correcte possible, les informations fournies par le constructeur aux conditions standards (1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C) à d'autres conditions de fonctionnement [2].

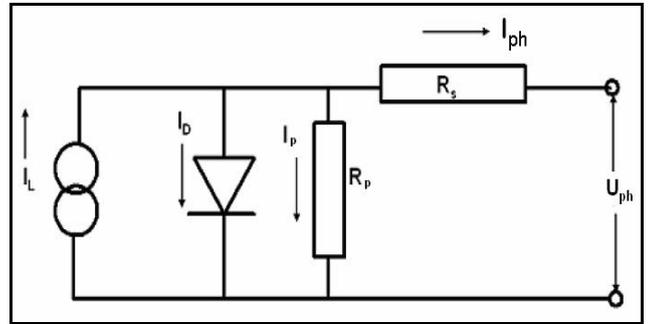


Figure 2 : circuit électrique équivalent [2].

L'équation courant voltage du circuit de la figure est comme suit [2] :

$$I_{ph} = I_L - I_o \left[ e^{\frac{U_{ph} + I_{ph} R_s}{a}} - 1 \right] - \frac{U_{ph} + I_{ph} R_s}{R_p} \quad (1)$$

où 
$$a = \frac{N_s n_i k T_c}{q} \quad (2)$$

## IV.3. Contrôleur

Le contrôleur utilisé dans ce modèle est une version modifiée de celle proposée par le logiciel TRNSYS. Cette modification permettra de faire fonctionner l'électrolyseur directement avec la puissance fournie par le champ photovoltaïque.

## IV.4. Le convertisseur de puissance

Le convertisseur de puissance Type 175 utilisé est un modèle mathématique basé sur une courbe de rendement empirique pour un convertisseur de puissance électrique (DC/DC) ou transformateur (DC/AC ou AC/DC).

## IV.5. Electrolyseur

Le modèle est basé sur une combinaison de lois purement théoriques de thermodynamique, de transfert de chaleur et d'expression électrochimique empirique. Un

modèle thermique est aussi inclus. Une équation de courant-voltage dépendante de la température est utilisée.

L'équation caractéristique de l'électrolyseur est donnée comme suit [3] :

$$U_{cell} = U_{rev} + r \frac{I_{ely}}{AREA} + s \cdot \log \left[ \frac{\hat{t} \cdot I_{ely}}{AREA} + 1 \right] \quad (3)$$

où:

$$r = r_1 + r_2 \cdot T_{ely}$$

$$s = s_1 + s_2 \cdot T_{ely} + s_3 \cdot T_{ely}^2$$

$$\hat{t} = t_1 + \frac{t_2}{T_{ely}} + \frac{t_3}{T_{ely}^2}$$

## V. Dimensionnement et optimisation des différents composants

Nous allons dimensionner et optimiser une installation de production d'hydrogène solaire dont l'électrolyseur a une capacité de production de 450 l/h et quantifier les besoins en électricité de l'installation afin de dimensionner le panneau photovoltaïque pour un fonctionnement optimal.

Nous avons suivis la démarche suivante afin de dimensionner le champ photovoltaïque :

- Etape 1 : détermination des besoins (tension et puissance).
- Etape 2 : chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique.
- Etape 3 : définition des modules photovoltaïques (tension de fonctionnement, technologie, puissance totale à installer), comme on ne peut pas obtenir la dimension optimale des modules photovoltaïques par un calcul direct, on fera plusieurs itérations en introduisant à chaque fois les corrections nécessaires.

### V.1. Détermination des besoins

La consommation de l'installation est principalement due à l'électrolyseur d'une puissance nominale de 20 kW.

### V.2. Chiffrage de l'énergie solaire récupérable

Nous avons choisi trois sites différents :

- Alger, une moyenne d'ensoleillement de 376 W/m<sup>2</sup> sur toute l'année,
- Bechar, une moyenne d'ensoleillement de 482 W/m<sup>2</sup> sur toute l'année,
- Tamanrasset, une moyenne d'ensoleillement de 540 W/m<sup>2</sup> sur toute l'année.

### V.3. définition des modules photovoltaïques

Dans notre installation il y a un couplage direct entre le panneau photovoltaïque et l'électrolyseur cela veut dire que la puissance produite par le panneau est celle fournie à l'électrolyseur.

Dans cette étape il s'agit de dimensionner le champ pour avoir un fonctionnement avec meilleur rendement, tout en s'assurant que la puissance produite ne dépasse pas les limites de sécurité de fonctionnement de l'électrolyseur et que notre installation est bien exploitée.

Nous avons choisi d'utiliser des panneaux de marque Photowatt. Le panneau est composé de plusieurs modules de puissance crête de 1000 W. Ces modules utilisent la technologie multicristalline avec une surface de 10.78 m<sup>2</sup> par module. Ainsi le dimensionnement du champ photovoltaïque revient à trouver le nombre idéal de modules à installer.

Nous avons effectué quatre simulations pour chaque région en corrigeant à chaque fois, le champ photovoltaïque pour chaque région et pour chaque simulation sont données comme suit :

#### Simulation 1

- Alger : un champ photovoltaïque fait de 54 modules, 2 placés en série et 27 en parallèle, pour une puissance crête de 54 kW ;
- Béchar : un champ photovoltaïque de 42 modules, 2 placés en série et 24 en parallèle, pour une puissance crête de 42 kW ;
- Tamanrasset : un champ photovoltaïque de 38 modules dont 2 placés en série et 19 en parallèle, pour une puissance crête de 38 kW.

#### Simulation 2

- Alger : un panneau photovoltaïque fait de 28 modules, 2 placés en série et 14 en parallèle, pour une puissance crête de 28 kW ;
- Bechar : un panneau photovoltaïque de 26 modules, 2 placés en série et 13 en parallèle, pour une puissance crête de 26 kW ;
- Tamanrasset : un panneau photovoltaïque de 24 modules dont 2 placés en série et 12 en parallèle, pour une puissance crête de 24 kW.

#### Simulation 3

- Alger : un champ panneau photovoltaïque fait de 26 modules, 2 placés en série et 13 en parallèle, pour une puissance crête de 26 kW ;
- Béchar : un champ photovoltaïque de 24 modules, 2 placés en série et 12 en parallèle, pour une puissance crête de 24 kW ;

- Tamanrasset : un champ photovoltaïque de 22 modules dont 2 placés en série et 11 en parallèle, pour une puissance crête de 22 kW.

#### Simulation 4

- Alger : un panneau photovoltaïque fait de 30 modules, 2 placés en série et 15 en parallèle, pour une puissance crête de 30 kW ;
- Bechar : un panneau photovoltaïque de 28 modules, 2 placés en série et 14 en parallèle, pour une puissance crête de 28 kW ;
- Tamanrasset : un panneau photovoltaïque de 26 modules dont 2 placés en série et 13 en parallèle, pour une puissance crête de 26 kW.

Après avoir effectuer les différentes simulations, nous avons choisis les dimensions suivantes pour chaque région :

- Alger : on a choisi l'installation de la simulation 2 avec un total de 28 modules pour une puissance crête de 28 kW.

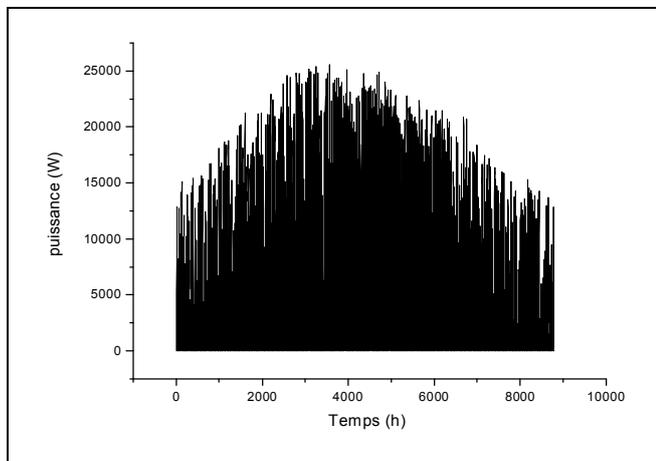


Figure 3 : Puissance produite par les panneaux photovoltaïques au cours d'une année

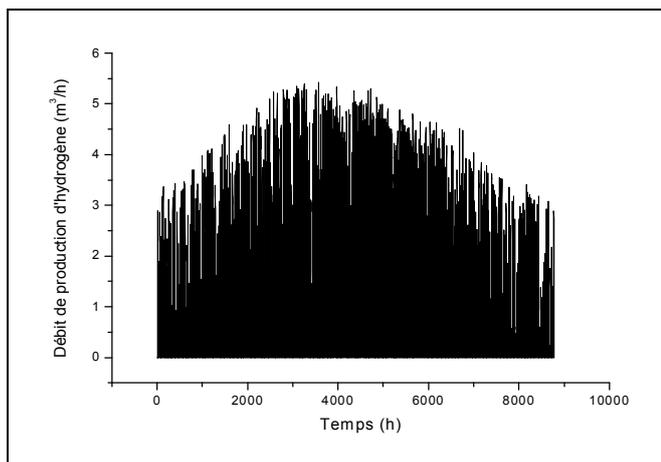


Figure 4: Débit de production d'hydrogène au cours d'une année

Comme on peut le voir sur les figures 3 et 4, l'installation fonctionne le plus souvent en dessous de ces capacités, elle n'est justement exploitée que pendant 12,39% du temps total. L'installation produira au total 9795,5 m<sup>3</sup> d'hydrogène durant une année ce qui représente  $9,8043 \times 10^{10}$  J avec un rendement total de 5,45 %.

La valeur de la puissance produite a dépassé 4 fois le seuil de sécurité de (25 kW), ce qui est largement gérable.

Pour Alger on a remarqué de grandes différences entre l'hiver et le printemps dans la puissance délivrée par le champ photovoltaïque et donc la quantité d'hydrogène produite par l'électrolyseur.

- Bechar : on a choisi l'installation de la simulation 3. Un total de 24 modules pour une puissance crête de 24 kW.

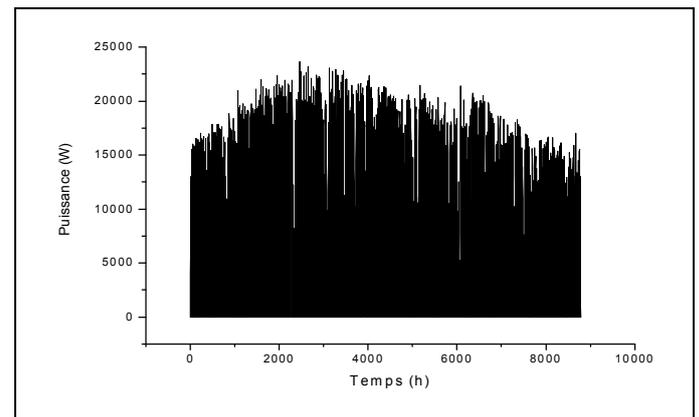


Figure 5 : Puissance produite par les panneaux photovoltaïques au cours d'une année (admise à l'électrolyseur)

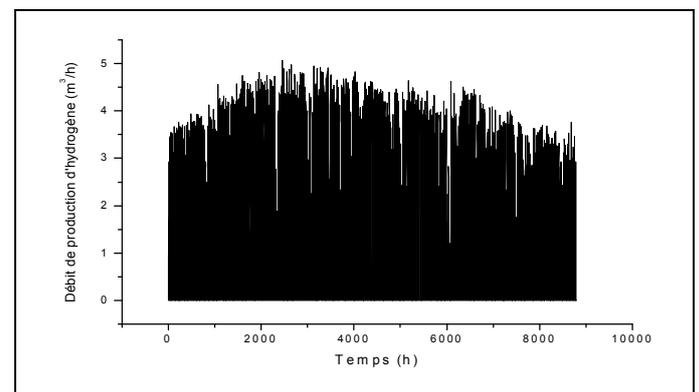


Figure 6: Débit de production d'hydrogène au cours d'une année

Comme on peut le voir sur les figures 5 et 6, le temps de fonctionnement de l'installation dans les conditions normales est 15,98% du temps total. La quantité d'hydrogène produite durant l'année est de 10625.21 m<sup>3</sup> ce qui équivaut à  $1.0635 \times 10^{11}$  J avec un rendement de 5,39%.

On notera que la puissance n'atteint pas le seuil de sécurité car le maximum de la puissance est de 23,8 kW et l'installation est rarement en surpuissance.

La différence dans la puissance produite par le champ photovoltaïque entre l'hivers et le printemps est moins importante que pour Alger ce qui assure un meilleur fonctionnement de l'installation.

- Tamanrasset : on a choisi l'installation de la simulation 3, avec total de 22 modules pour une puissance crête de 22 kW

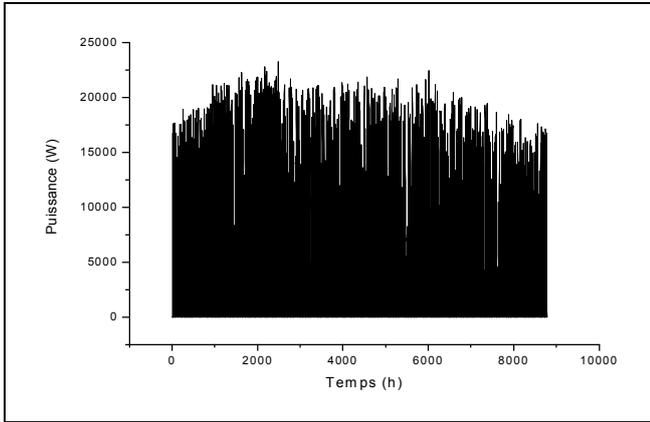


Figure 8 : Puissance produite par les panneaux photovoltaïques au cours d'une année (admise à l'électrolyseur)

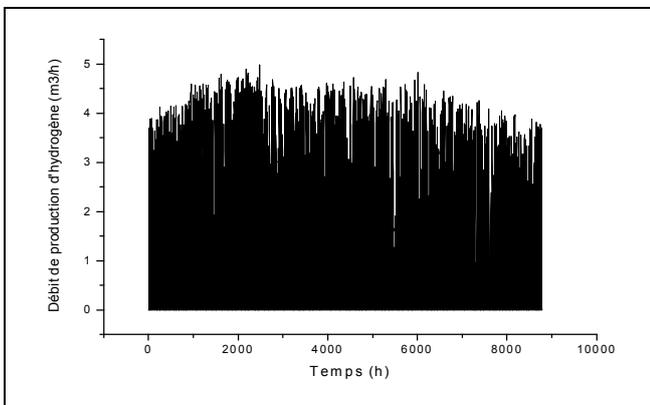


Figure 9 : Débit de production d'hydrogène au cours d'une année

Comme on peut le voir sur les figures 8 et 9 précédentes, le temps de fonctionnement de l'installation dans les conditions normales est de 16,26% du temps total. La quantité d'hydrogène produite est de 10772.64 m<sup>3</sup> ce qui équivaut à  $1.0782 \times 10^{11}$  J avec un rendement de 5,33%.

On notera que la puissance n'atteint pas le seuil de sécurité car le maximum de la puissance enregistrée et de 23,4 kW et l'installation est rarement en surpuissance.

Pour la région de Tamanrasset, il y a relativement très peu de variations dans l'ensoleillement et donc dans la puissance produite par le champ photovoltaïque et cela se fait ressentir sur le débit de production d'hydrogène.

## VI. Etude de l'installation

Après avoir fait le dimensionnement de notre installation pour les trois différentes régions choisies, nous allons à présent faire une étude de cette installation en

évaluant l'influence de la variation de la température et de la pression de fonctionnement de l'électrolyseur sur le fonctionnement de l'installation.

Pour faire cette étude nous avons choisi l'installation dimensionnée pour la région de Tamanrasset. Nous avons aussi choisi le 12 Avril comme jour pour faire les différentes simulations car les conditions météorologiques y sont idéales pour un bon fonctionnement du champ photovoltaïque.

### VI.1. Variation de la température de fonctionnement de l'électrolyseur

Nous avons fait varier la température de fonctionnement de 50°C à 80°C et avons calculé le rendement de l'électrolyseur. La figure suivante montre les variations du rendement en fonction de la puissance électrique d'alimentation de l'électrolyseur.

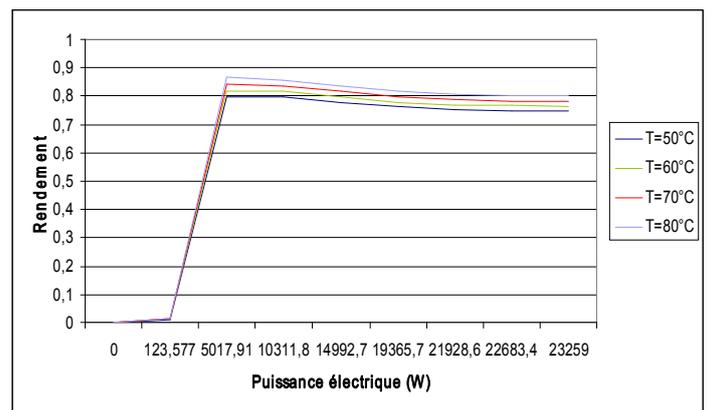


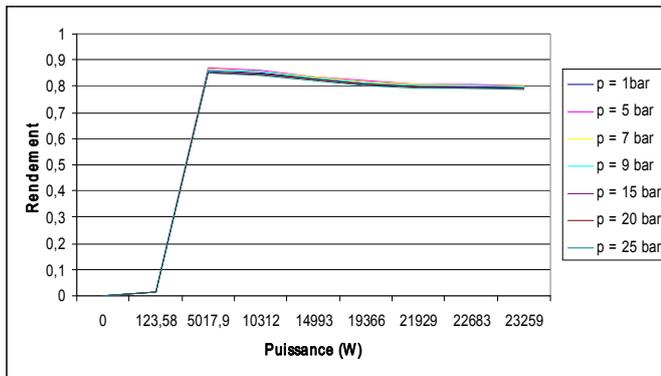
Figure 11. Rendement total de l'électrolyseur en fonction de la puissance électrique produite par les panneaux photovoltaïques pour différentes température à la pression de 7 bar.

Nous pouvons voir clairement sur la figure précédente (figure 11) qu'à la pression de fonctionnement de 7 bar l'augmentation de la température de fonctionnement de l'électrolyseur résulte en une augmentation de son rendement et donc aussi de son débit de production.

L'augmentation du rendement est due au fait que la température favorise la dissociation de l'eau d'une part, d'autre part l'augmentation de la température de fonctionnement veut aussi dire que l'on évacue moins de chaleur de l'électrolyseur.

### VI.2. Variation de la pression de fonctionnement de l'électrolyseur

De même que pour la température nous avons fait varier la pression de fonctionnement de l'électrolyseur de la pression atmosphérique à une pression égale à 25 bars et cela pour différentes température. La figure suivante montre la variation du rendement en fonction de la puissance électrique d'alimentation pour différentes valeurs de la pression pour une température  $T = 80^\circ\text{C}$ .



**Figure 12.** Rendement total de l'électrolyseur en fonction de la puissance électrique produite par les panneaux photovoltaïques pour  $T=80^{\circ}\text{C}$

Comme il apparaît sur la figure 12, une augmentation de la température résulte en une légère diminution du rendement et ainsi de la production d'hydrogène de l'installation. Nous avons obtenus les mêmes résultats pour les autres températures.

En conclusion, on peut dire que nos résultats concordent avec la théorie, en effet, comme nous avons pu le constater, l'augmentation de la température favorise la dissociation de l'eau et donc augmente le rendement de notre électrolyseur, alors que l'augmentation de la pression entraîne une diminution du rendement.

Mais l'intérêt de l'augmentation de la pression et que les gaz produits (Oxygène et Hydrogène) sont déjà à la pression désirée et ne nécessitent pas une installation énergivore pour leur compression.

## VII. Conclusion

Ce travail nous a permis de modéliser un système photovoltaïque de production d'hydrogène solaire, de l'optimiser et de simuler son fonctionnement. Ce travail nous permet d'avoir un modèle prêt à l'emploi pour d'autres simulations, il servira donc de base théorique pour d'autres travaux expérimentaux.

Les résultats obtenus par les simulations faites dans les trois régions choisies pour le dimensionnement de l'unité nous renseignent, sur les potentialités de ces dernières et des difficultés spécifiques à chacune d'elles.

## VIII. Perspectives

Le travail actuel s'est porté sur le dimensionnement d'une unité de production d'hydrogène solaire, mais puisque la source première d'énergie, dont le système dépend, est intermittente et ayant une disponibilité différente d'une région à une autre, il faut en conséquence évaluer le potentiel de production d'hydrogène pour différentes régions et saisons, et cela afin d'améliorer le fonctionnement du système.

Aussi, puisque ce travail est purement théorique, il serait très bénéfique, dans la mesure du possible, de le compléter par des travaux expérimentaux.

## Bibliographie

- [1] Séverine BUSQUET, « étude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation ». Thèse de doctorat l'Ecole des Mines de Paris Spécialité "Energétique", 2003.
- [2] DeSoto, W., Klein, S.A. and Beckman, W.A., (2005) "Improvement and Validation of a Model for PV Array Performance," accepted for publication in Solar Energy Journal,
- [3] Ulleberg Ø. (2002) Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. Int. J. Hydrogen Energy 28(1): 7-19.
- [4] Ram B. Gupta. « HYDROGEN FUEL, Production, Transport, and Storage », CRC Press, 2008.
- [5] Derbal halima. « Etude d'un système de production d'hydrogène par voie solaire, application à l'électrolyse de la vapeur d'eau à haute température » mémoire de magister, université Houari Boumediene, 2005.
- [6] [www.cea.fr](http://www.cea.fr)
- [7] [www.afh2.org](http://www.afh2.org)
- [8] Emmanuel I. Zoulias, N. Lymberopoulos. « Hydrogen-based Autonomous Power Systems, Techno-economic Analysis of the Integration of Hydrogen in Autonomous Power Systems », Springer, 2008
- [9] Anne Labouret, Michel Villos. « Energie solaire photovoltaïque », Edition le Moniteur. 2006
- [10] Alain DAMIEN, « Hydrogène par électrolyse de l'eau », Techniques de l'ingénieur
- [11] Pierre MILLET. « Electrolyseurs de l'eau à membrane acide », Techniques de l'ingénieur
- [12] Meng Ni, Michael K.H. Leung, K. Sumathy, Dennis Y.C. Leung. « Potential of renewable hydrogen production for energy supply in HongKong », international journal of hydrogen energy. 2006.
- [13] James R. Bolton. « Solar photoproduction of hydrogen » IEA, 1996.
- [14] TRNSYS 16 documentation
- [15] Roger PAPP. « Cellules d'électrolyse », Techniques de l'ingénieur
- [16] Gilles LEFEBVRE, Claude RAIMBAULT. « Hydrogène », Techniques de l'ingénieur
- [17] Jean-Claude MULLER. « Électricité photovoltaïque », Techniques de l'ingénieur.
- [18] Ioannis PAPAGIANNAKIS, « Studying and Improving the Efficiency of Water Electrolysis Using a Proton Exchange Membrane Electrolyser », Thesis submitted to the faculty of mechanical engineering in Strathclyde University in partial fulfillment of the requirements for the degree of Msc in sustainable engineering. 2005.
- [19] R. Boudries-Khellaf. « Etude d'un Système de Production d'Hydrogène Solaire en Algérie », Rev. Energ. Ren. : Zones Arides (2002)
- [20] P. Millet. « GenHyPEM : an EC-supported STREP program on high pressure PEM water electrolysis », WHEC 16 / 13-16 June 2006.
- [21] Jacques Bernard. « Energie solaire, calcul et optimisation », ellipses, 2004.