



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCCEN

THÈSE

Présentée à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité: Physique Énergétique et Matériaux

Par :

Mr M'RAOUI Abdelhamid

Sur le thème

Étude de la production d'hydrogène par des sources renouvelables

Soutenu publiquement le 18 octobre 2018, à Tlemcen devant le jury composé de :

Mr CHABANE SARI N.E.	Professeur	Université de Tlemcen	Président
Mr BENYOUCEF B.	Professeur	Université de Tlemcen	Directeur de thèse
Mr BENREMDANE N.	Professeur	Université de Sidi Bel Abbas	Examineur
Mr MALEK A.	Directeur de recherche	C.D.E.R	Examineur
Mr AMARA S.	Maître de Conférences A	Université de Tlemcen	Examineur
Mr BOUKLI HACEN S.M.A	Maître de Conférences A	Université de Sidi Bel Abbas	Examineur

Remerciements

Je tiens à remercier mes parents qui m'ont toujours soutenu dans mon parcours universitaire. Je remercie mon épouse pour sa patience et sa compréhension. Je dédie particulièrement ce travail à ma mère, j'aurai tant voulu qu'elle puisse assister à ma soutenance de thèse.

Je remercie vivement les membres du jury, Monsieur le Professeur CHABANE SARI N.E., Monsieur le Professeur BENREMDANE N., Monsieur le Directeur de recherche MALEK A., Monsieur le Professeur AMARA S. et Monsieur le Docteur BOUKLI HACEN S.M.A. qui ont accepté d'évaluer mon travail de doctorat. Je suis très honoré de les compter parmi les experts qui auront la tâche d'évaluer mon manuscrit. J'espère qu'ils auront autant de plaisir à le lire que j'ai eu à l'écrire.

Je vous prie d'excuser d'avance les fautes commises intentionnellement. J'ai pris grand soin de relire le manuscrit pour les minimiser au maximum. Je pense, aussi, que le manuscrit est bien référencé permettant de refaire aisément toutes les expérimentations et simulations numériques effectuées dans le cadre de ce travail. Toutes fois, certaines méthodes faisant partie des cours de graduation pour ingénieur n'ont pas été détaillées.

Résumé

L'utilisation de l'hydrogène en qualité de vecteur énergétique répond à un besoin environnemental de réduction de la pollution atmosphérique. Combiné aux piles à combustible, il permet de réduire d'au moins 25% les émissions de gaz à effet de serre. Sa production à partir de sources renouvelables permettra de résoudre définitivement le problème du réchauffement climatique.

Les méthodes de production d'hydrogène sont diverses. La gazéification des déchets municipaux permettra de résoudre le problème d'enfouissement. La photocatalyse est un procédé prometteur et a de grandes chances de devenir commercialement viable. L'hydrogène le plus pur est obtenu par électrolyse. En utilisant une source d'électricité renouvelable, l'hydrogène produit devient renouvelable et durable. Dans cette étude, l'énergie photovoltaïque est utilisée pour la production résidentielle de l'hydrogène.

Le système est composé d'un électrolyseur et d'un générateur photovoltaïque. Une étude préliminaire au laboratoire a permis d'identifier l'existence d'un optimum permettant d'obtenir une efficacité maximale. Toutefois, il a été remarqué un écart entre le modèle mathématique pour prédire le comportement du système et les expérimentations.

Le potentiel de production d'hydrogène par électrolyse en utilisant l'énergie photovoltaïque a été étudié. On remarque deux principales régions où le potentiel est assez important, le Sud-est de l'Algérie et le Nord-ouest. La dernière zone est intéressante puisqu'un réseau routier et une densité de population importante contribueront à l'essor de ce vecteur énergétique.

Table des matières.

Résumé	1
Table des matières	3
Nomenclature	5
Liste des figures	7
Liste des tableaux	9
Chapitre 1- Introduction	10
1.1- Origine et état des énergies fossiles.	11
1.2- Les énergies renouvelables	13
1.3- L'hydrogène	14
1.4- But de l'étude	15
Chapitre 2- Revue Bibliographique	16
2.1- Propriétés de l'hydrogène	18
2.2- Vecteur énergétique	19
2.3- L'économie basé sur l'hydrogène	20
2.4- Les piles à combustible.	20
2.5- L'hydrogène dans les transports.....	22
2.5.1- Véhicule familial et transport en commun.....	23
2.5.2- L'aviation.....	24
2.5.3- Marine	24
2.6- La production de l'hydrogène	25
2.6.1- Production d'hydrogène en utilisant la biomasse - le Biohydrogène.....	25
2.6.2- Procédés photocatalytiques pour la production d'hydrogène	29
2.6.3- Solaire thermique.....	29
2.6.4- Production d'hydrogène par électrolyse	35
2.6.5- Transport et stockage de l'hydrogène	40
2.6.6- Sécurité de l'hydrogène.....	42
Chapitre 3- Le Rayonnement solaire	43
3.1- L'énergie solaire	43
3.1.1- Distance Terre-Soleil	44
3.1.2- Déclinaison solaire	45
3.1.3- Rotation de la terre. Temps Solaire.....	45
3.2- Étude des modèles de calcul du rayonnement.	53
3.3- Conclusion	65

Chapitre 4-	Étude d'un système PV-électrolyseur pour la production d'hydrogène ...	67
4.1-	Modélisation	70
4.1.1-	Modèle à cinq paramètres.	72
4.2-	Modélisation de l'électrolyseur	76
4.2.1-	Électrolyseur Alcalin.	77
4.2.2-	Électrolyseur à membrane échangeuse de protons.....	80
4.3-	Production d'hydrogène	82
4.3.1-	Expérimentations	82
4.3.2-	Simulation de la production d'hydrogène	85
4.4-	Conclusion	88
Chapitre 5-	Estimation du potentiel hydrogène.....	89
5.1-	Description du système	92
5.2-	Energie solaire reçue par le générateur photovoltaïque.	93
5.3-	Modèle du générateur photovoltaïque.....	93
5.4-	Modèle de l'Electrolyseur	94
5.5-	Influence de l'angle d'inclinaison.....	94
5.5.1-	Cas du site de Bouzareah (Alger).....	95
5.5.2-	Etude du cas du site de Ghardaia:.....	99
5.6-	Etude du potentiel pour l'Algérie.....	103
5.6.1-	Simulations.....	104
5.6.2-	Potentiel Hydrogène	106
5.7-	Conclusion.....	108
Conclusion générale		110
Bibliographie.....		114

Nomenclature

I_{est}	Constante solaire
I_{ex}	Rayonnement instantané extraterrestre
D	Distance Terre-Soleil
D_0	Distance moyenne Terre-Soleil
N	Jour de l'année ($N=1$ pour le 1 ^{er} janvier).
δ	Déclinaison solaire
E	Equation du temps
TSV	Temps solaire vrai
T_{st}	Temps standard
L	Latitude
L_{st}	Latitude standard
FH_{loc}	Fuseau horaire
ω	Angle horaire
h	Angle de l'altitude solaire
θ_z	Angle zénithal
λ	Longitude
a	Angle de l'azimut solaire
S	Angle d'inclinaison d'une surface
γ	Angle de l'azimut d'une surface
H_b	Rayonnement Direct normal
H_d	Rayonnement Diffus, sur surface horizontale
H_T	Rayonnement Global, somme du direct, diffus et réfléchi
$H_{T,S}$	Rayonnement Global, sur surface inclinée à S degrés
$H_{b,S}$	Rayonnement Direct, sur surface inclinée à S degrés
$H_{d,S}$	Rayonnement Diffus, sur surface inclinée à S degrés
$H_{gr,S}$	Rayonnement Réfléchi par le sol, sur surface inclinée à S degrés
θ_i	Angle d'incidence
ρ	Albédo du sol
I_L	Photo courant
I_D	Courant de diode
I_0	Courant de saturation de la diode

R_S	Résistance série
R_{sh}	Résistance shunt
m	Facteur d'idéalité de la diode
I_{sc}	Courant de shunt d'un panneau photovoltaïque
V_{oc}	Tension de circuit ouvert d'un panneau photovoltaïque
I	Courant
V	Tension
T	Température
T_c	Température de la cellule photovoltaïque
$\alpha_{I_{sc}}$	Coefficient de température
V_{rev}	Tension réversible de l'électrolyse
V_m	Tension thermoneutre de l'électrolyse
V_{act}	Tension de conduction de l'électrolyse
V_{trans}	Tension de transport de l'électrolyse
V_{ohm}	Tension de résistance de l'électrolyse
A	Surface
η_F	Rendement faradique
 <i>Indices</i>	
<i>ref</i>	Conditions de référence
<i>mp</i>	Au point maximal de puissance

Liste des figures

Figure 1. Évolution de la consommation énergétique mondiale.....	11
Figure 2. Évolution du prix du pétrole en monnaie du jour et monnaie de 2016.....	12
Figure 3. Émission de gaz à effet de serre par technologie et type de carburant.	14
Figure 4. Cycle de l'hydrogène	17
Figure 5. Rotation de la terre	44
Figure 6. Inclinaison de la terre	45
Figure 7. Position du soleil	47
Figure 8. Atténuation de la radiation solaire traversant l'atmosphère.....	48
Figure 9. Rayonnement reçu sur plan incliné	49
Figure 10. Schéma des trois composants du rayonnement diffus	50
Figure 11. Fréquence du rayonnement diffus.	54
Figure 12. Rayonnement diffus selon le modèle isotropique vs rayonnement diffus mesuré	54
Figure 13. Rayonnement diffus selon le modèle de Hay vs rayonnement diffus mesuré.....	55
Figure 14. Rayonnement diffus selon le modèle de Reindl vs rayonnement diffus mesuré.....	55
Figure 15. Rayonnement diffus selon le modèle de Gueymard vs rayonnement diffus mesuré..	56
Figure 16. Rayonnement diffus selon le modèle de Perez vs rayonnement diffus mesuré.....	56
Figure 17. Distribution de l'écart des différents modèles de calcul du Diffus.	57
Figure 18. Distribution de l'écart sur le calcul du rayonnement diffus.	58
Figure 19. Fréquence du rayonnement global incliné.	59
Figure 20. Rayonnement global incliné calculé selon le modèle Isotropique vs mesuré.	59
Figure 21. Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de Hay vs mesuré.....	60
Figure 22. Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de Reindl vs mesuré.....	60
Figure 23. Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de Gueymard vs mesuré.....	61
Figure 24. Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de Perez vs mesuré.....	61
Figure 25. Distribution de l'écart en fonction de l'intensité du rayonnement.	62
Figure 26. Distribution de l'écart selon l'intensité du rayonnement.	63
Figure 27. Rayonnement direct et diffus en fonction du global incliné.	63
Figure 28. Écart du calcul du rayonnement direct vs intensité du global incliné.....	64
Figure 29. Écart de calcul du rayonnement direct en fonction de son intensité.....	65
Figure 30: Courbes du panneau photovoltaïque montrant le point de puissance maximale P_{max} sur la courbe I-V et la courbe P-V.....	71
Figure 31: Courbes du panneau photovoltaïque et de l'électrolyseur montrant les points de fonctionnement P_o et les puissances maximales P_{max} à des conditions de fonctionnement variables.	71

Figure 32 . Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	72
Figure 33 . Courbe I-V modélisé et expérimentations à 700W/m ² et 22°C.....	73
Figure 34. Schéma d'un électrolyseur alcalin à diaphragme.....	76
Figure 35. Schéma d'un électrolyseur PEM.....	77
Figure 36. Courbe typique d'un électrolyseur.....	78
Figure 37. Courbe de l'électrolyseur modélisé avec les points expérimentaux.....	81
Figure 38. Schéma de l'installation de production d'hydrogène photovoltaïque.....	82
Figure 39. Rayonnement durant quelques jours d'expérimentation.	83
Figure 40. Température de l'air et Température de la cellule.	83
Figure 41. Tension du système durant l'expérimentation.....	84
Figure 42. Courant du système durant l'expérimentation.....	84
Figure 43. Puissance du système durant l'expérimentation.....	85
Figure 44. Rayonnement solaire et température du panneau PV pendant la journée d'expérimentation.....	86
Figure 45. Production d'hydrogène durant l'expérimentation.....	86
Figure 46. Courant vs tension, données expérimentales, point de fonctionnement calculé et points de puissance maximum calculés.....	88
Figure 47. classification climatique de Köppen pour l'Algérie [186].....	91
Figure 48. Schéma simplifié du système photovoltaïque couplé à l'électrolyseur.....	92
Figure 49. Connexion directe et convertisseur DC-DC pour un système électrolyseur-PV.....	93
Figure 50. Énergie solaire moyenne reçue par une surface inclinée à Alger.....	96
Figure 51. Énergie photovoltaïque produite par un générateur inclinée à Alger.....	96
Figure 52. Énergie photovoltaïque, minimale, moyenne et maximale produite par un générateur inclinée à Alger.	97
Figure 53. Volume normal d'hydrogène produit à Alger.....	98
Figure 54. Énergie solaire moyenne reçue par une surface inclinée à Ghardaia.	100
Figure 55: Énergie photovoltaïque produite par un générateur inclinée à Ghardaia.	100
Figure 56: Énergie photovoltaïque, minimale, moyenne et maximale produite par un générateur inclinée à Ghardaia.	101
Figure 57. Volume normal d'hydrogène produit à Ghardaia.....	102
Figure 58. Carte du potentiel solaire avec l'angle optimal.	105
Figure 59. Carte de la production électrique PV et angle d'inclinaison optimal.....	105
Figure 60. Carte du potentiel hydrogène de l'Algérie. Moyenne quotidienne de la production annuelle d'hydrogène.	106
Figure 61. Débit d'hydrogène journalier minimal.....	107

Liste des tableaux

Tableau 1: Quelques Propriétés de l'hydrogène.....	18
Tableau 2: Valeurs énergétiques de quelques combustibles connus.....	19
Tableau 3: Meilleurs cycles thermochimique pour la production d'hydrogène en étapes différée.....	32
Tableau 4: coefficients f_{ij}	53
Tableau 5 : coefficients du modèle IV de l'électrolyseur.....	78
Tableau 6 : coefficients du modèle de température de l'électrolyseur.....	79
Tableau 7 : coefficients du modèle thermique de l'électrolyseur.....	80
Tableau 8 : Résumé des spécifications du système.....	92
Tableau 9 : Angles d'inclinaisons optimaux à Alger.....	99
Tableau 10 : Angles d'inclinaisons optimaux à Ghardaia.....	102
Tableau 11 : Corrélations du potentiel et les angles d'inclinaison optimaux.....	108

Chapitre 1- Introduction

Il est étrange que la science, qui jadis semblait inoffensive, se soit transformée en un cauchemar faisant trembler tout le monde.

Albert EINSTEIN

Près de 90%, de l'énergie dans le monde provient de sources fossiles. Les combustibles fossiles incluent le gaz naturel, le charbon, le pétrole ainsi que certaines sources non conventionnelles comme le pétrole et gaz de schiste [1]. Ces sources sont puisées de gisements et réservoirs déterminés ; donc, ne sont pas renouvelables. Les combustibles fossiles sont utilisés par l'homme principalement pour se chauffer, transporter, faire fonctionner les usines et produire de l'électricité.

Les combustibles fossiles sont très populaires grâce à la facilité d'utilisation et au confort énergétique qu'ils ont introduit, particulièrement dans le secteur des transports. Il y a eu plusieurs tentatives afin de les remplacer, mais pour le moment aucune source n'a pu égaler leurs performances énergétiques.

La pollution engendrée par l'utilisation des combustibles fossiles est l'un des plus gros problèmes de notre siècle. Bien que les avancées technologiques ont permis d'augmenter le rendement des machines thermiques et de réduire la pollution en utilisant des filtres et catalyseurs. Ces efforts restent insuffisants vu l'évolution de la consommation et les taux de rejet de polluant dans l'atmosphère. Les nations ont adopté au cours du sommet de la Terre de Rio de Janeiro en 1992 la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques. Plusieurs pays, dont l'Algérie, l'ont ratifié, s'engageant ainsi vers un meilleur avenir et une prise en charge réelle du problème.

L'épuisement des réserves est un autre problème lié à l'utilisation des combustibles fossiles. Aussi dans ce domaine les techniques de forage et de récupération du pétrole brut ont évolué de façon impressionnante, permettant de prolonger la durée des réserves. Mais la croissance économique de pays comme la Chine et l'Inde engendrera un épuisement plus rapide des réserves [2] (Figure 1).

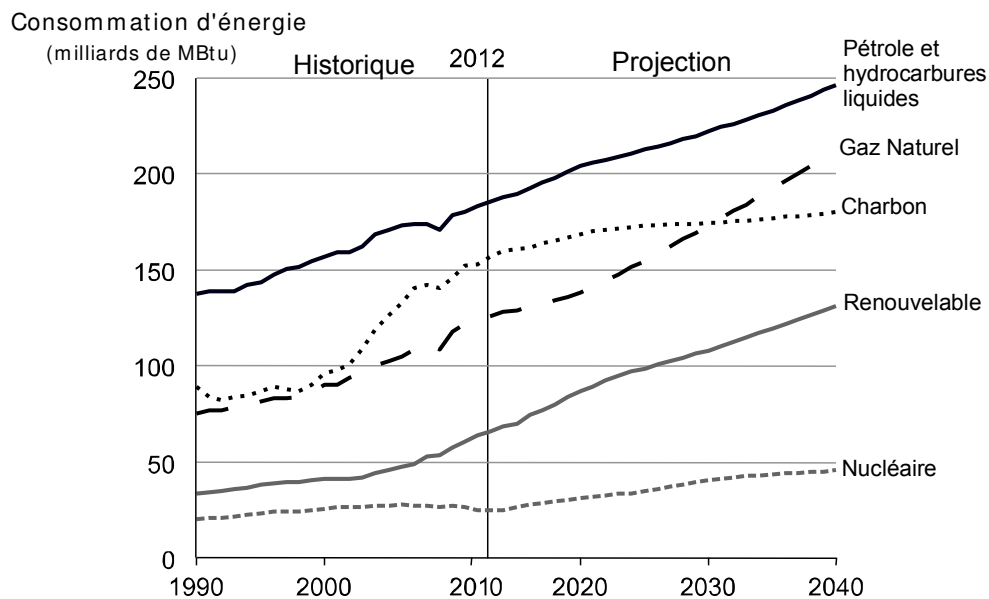


Figure 1. Évolution de la consommation énergétique mondiale [2].

1.1- Origine et état des énergies fossiles.

Le pétrole, grâce aux machines thermiques, a constitué une révolution dans le domaine de l'énergie. Ce liquide noir, très connu depuis la nuit des temps, fut utilisé pour le chauffage et l'éclairage durant la nuit. Il ne connaîtra un réel développement qu'avec les moteurs à combustion interne et l'invention des véhicules de transport.

Le pétrole est issu d'organismes vivants, il y a des millions d'années. La formation du pétrole est un processus long et requière plusieurs étapes. Les organismes vivants comme les plantes et les animaux sédimentent au fond de bassin, et se mélangent à des minéraux. Le processus de sédimentation dure plusieurs années, et seul 1% de la matière organique présente sédimente. Puis vient l'action des bactéries qui décomposent la matière organique pour former du kérogène. La formation de couches au-dessus des sédiments favorise l'accroissement de la température et la pression ; le kérogène se décompose pour former un liquide.

Le liquide piégé sous terre peut se transformer sous l'action de la chaleur et la pression en gaz et liquide plus lourd. C'est la formation du gaz naturel.

Le charbon est issu principalement de matière végétale. C'est une forme spéciale de kérogène. Le charbon est constitué de carbone presque pur, débarrassé de tout son hydrogène.

Le charbon a été longtemps la principale source énergétique des pays industrialisés. Le pétrole a très rapidement détrôné son monopole vu son haut pouvoir calorifique par unité de volume et de masse ; bien que plus inflammable il est moins dangereux à long terme.

INTRODUCTION

Lors de son exploitation, il n'est pas en contact direct avec les opérateurs et les précautions en matière de sécurité font que le danger est bien maîtrisé. La sécurité dans les mines de charbon reste assez difficile à maîtriser, de plus les maladies professionnelles sont fréquentes et coûtent énormément.

À sa découverte le pétrole était assez cher et faisait la fortune de celui qui l'exploite. Puis l'évolution de son utilisation et l'amélioration des techniques d'exploitation et de commercialisation ont fait chuter le prix (Figure 2). À l'industrialisation massive, le pétrole est devenu une source primordiale et stratégique.

De nos jours, nous assistons à l'épuisement des sources conventionnelles d'énergie fossile et le début de l'utilisation des sources non conventionnelles. L'augmentation des prix du pétrole entre 2007 et 2014 a contribué au développement des énergies renouvelables et la recherche de sources non conventionnelles. L'inondation du marché du pétrole par les pétroles de schiste a fait baisser les prix. Mais les dégâts causés à l'environnement ne font qu'accroître à cause de la consommation grandissante. Le gaz naturel gagne en parts de marché en Europe et en Amérique pour des raisons environnementales. Le gaz naturel est le moins polluant des énergies fossiles [2].

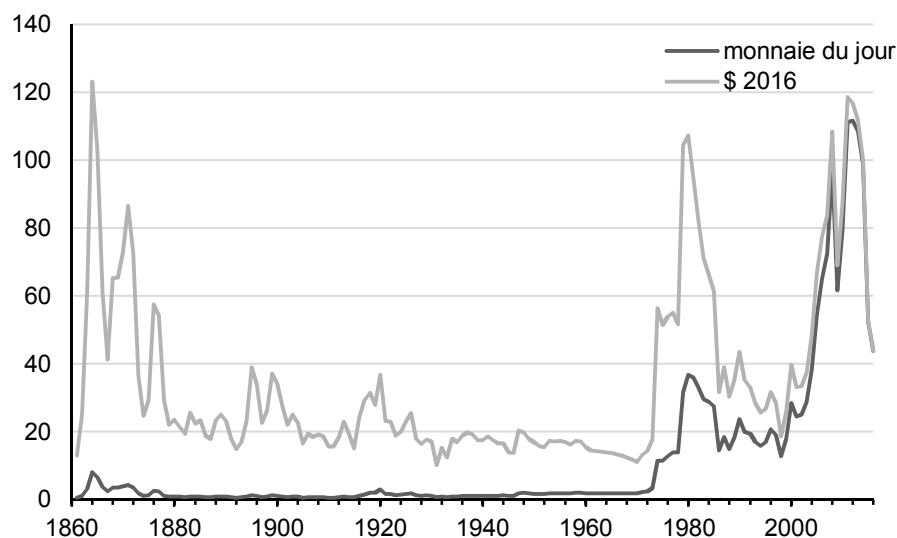


Figure 2. Évolution du prix du pétrole en monnaie du jour et monnaie de 2016 [2].

L'homme puise cette source, qui a mis plusieurs millions d'années à se former, en quelques décennies. C'est ce déséquilibre, dans cycle de carbone, qui cause des dégâts irréversibles à l'environnement. Une quantité très importante de carbone issu de plusieurs millions d'années d'évolution est rejetée dans l'atmosphère en un seul siècle.

1.2- Les énergies renouvelables

Pouvons-nous nous passer des énergies fossiles ? C'est la question à laquelle tentent de répondre les énergies renouvelables. Il y a eu plusieurs tentatives de remplacement, mais sans grand succès, principalement à cause du coût de revient trop élevé des énergies renouvelables.

Avec le développement technologique et l'évolution du prix des carburants fossiles, l'installation de panneaux solaires photovoltaïques ou d'éoliennes coûte désormais autant que celle d'infrastructures liées aux énergies fossiles. L'avenir sera probablement constitué d'un mélange d'énergies fossiles et renouvelables chacun utilisé de façon optimale.

Les énergies renouvelables (Solaire photovoltaïque, Solaire thermique, Géothermie, Éolien, Hydraulique, Biomasse...) utilisent une source renouvelable et constante pour transformer l'énergie. La source est considérée constante à l'échelle humaine de temps. La plus ancienne énergie renouvelable est le bois (la biomasse). Cette source est considérée renouvelable à cause du court cycle de carbone. Le carbone issu de la combustion du bois servira pour la croissance des arbres. L'aspect renouvelable est lié à la vitesse de consommation. Cette source reste renouvelable tant qu'il pousse autant d'arbres, ou plus, que ce qui est utilisé.

Le solaire thermique utilise l'énergie solaire directement pour le chauffage. Des applications comme le chauffe-eau solaire ou la cuisson solaire sont populaires depuis bien longtemps. Plusieurs pays accordent des subventions pour l'acquisition de ces équipements.

L'énergie éolienne est l'une des sources les plus développées actuellement. Son utilisation ne cesse de se généraliser dans les régions les plus ventées de la planète. Des fermes éoliennes constituées d'aérogénérateurs de plusieurs mégawatts sont installées et fournissent de l'électricité au réseau conventionnel.

L'énergie géothermique est utilisée principalement dans le chauffage, mais de nouvelles applications se développent. Grâce aux pompes à chaleur, il est possible de convertir la chaleur de la terre en froid, selon la demande. Aussi, des expériences sont en cours utilisant le gradient exceptionnel de certaines régions pour produire de la vapeur d'eau sous pression pour faire tourner des turbines de production d'électricité.

La concentration solaire permet de produire de l'électricité dans les régions ensoleillées de la terre. La centrale hybride de Hassi R'Mel est un exemple, utilisant le gaz naturel et l'énergie solaire concentrée grâce à des miroirs cylindro-paraboliques pour produire de l'électricité avec des puissances atteignant plusieurs mégawatts.

1.3- L'hydrogène

L'hydrogène n'est pas une énergie renouvelable, c'est un vecteur énergétique. Il peut être utilisé pour répondre au problème de stockage des énergies renouvelables. De plus, son utilisation ne génère pas de gaz à effet des serres, puisque sa combustion avec l'oxygène ne produit que de l'eau.

Utilisé dans les piles à combustible, l'hydrogène permet d'obtenir des rendements supérieurs de loin à tous les moteurs thermiques. La pile à combustible fonctionne comme l'inverse de l'électrolyse. L'hydrogène et l'oxygène se combinent pour fournir de l'électricité, grâce à la technologie de membranes catalytique.

Les piles à combustible permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre [3]. Des études ont été effectuées afin d'évaluer l'utilisation des piles à combustible dans des reformeurs embarqués [4]. L'utilisation de méthanol produit à partir du gaz naturel permet de réduire de 50% les émissions de CO₂. L'utilisation de l'hydrogène produit à partir des énergies fossiles permet un gain de 60% dans les émissions de CO₂ (Figure 3).

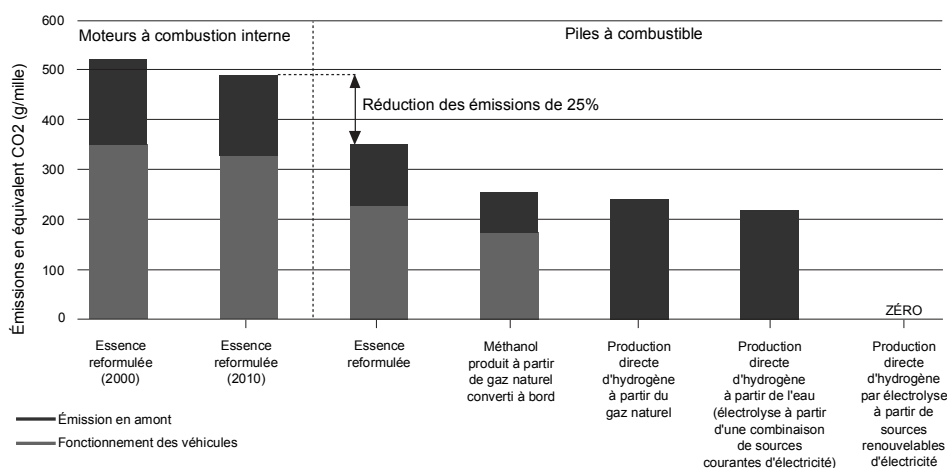


Figure 3. Émission de gaz à effet de serre par technologie et type de carburant [3].

La technologie des piles à combustible reste onéreuse. Toutefois, des essais sont en cours afin de maîtriser cette application et améliorer sa fiabilité. Plusieurs pays ont investi dans la recherche. Le Japon dépense annuellement plus de 400 millions de dollars dans la R&D sur les piles à combustible; les USA ont développé un programme de recherche sur 5 années ayant une enveloppe de 2.7 milliards de dollars et l'Union européenne a consacré 3.3 milliards de dollars dans la recherche sur les énergies renouvelables et les piles à combustible.

Les efforts de recherche et développement des différents pays devraient à long terme aboutir à la réduction des coûts de production des piles à combustible. Ainsi dans les années à venir, les piles à combustible devraient se généraliser. La première application

serait la téléphonie mobile où les piles à combustible remplaceraient les batteries actuelles, offrant ainsi une plus grande autonomie aux téléphones portables (1 à 2 semaines avec une seule cartouche de méthanol).

Le défi pour l'hydrogène reste le stockage. Le gaz d'hydrogène a le plus grand pouvoir calorifique par unité de masse, mais occupe un volume très important réduisant au plus bas son pouvoir calorifique par unité de volume. Son stockage dans les véhicules pose un problème, sous forme comprimée ou liquéfiée, il est nécessaire de fournir énormément d'énergie. Des techniques de stockage dans les hydrures métalliques ou dans les nanotubes de carbone sont en étude actuellement ; mais aucune solution satisfaisante n'a été obtenue. La recherche du matériau idéal à haute capacité H_2 reste donc toujours un défi pour les chercheurs [5].

1.4- But de l'étude

Le but de l'étude est d'évaluer la possibilité de produire de l'hydrogène à partir de sources renouvelables, particulièrement le soleil qui est la plus importante. L'hydrogène produit par cette voie est appelé communément *hydrogène solaire*.

Une étude des différentes sources de production sera entreprise afin de connaître les différentes options offertes et les technologies disponibles et d'avenir. Nous verrons les principales propriétés de l'hydrogène puis les possibilités de production d'hydrogène à partir de sources renouvelables (biologique, photocatalytique, solaire thermique ...). Le second chapitre se conclura par une recommandation de la technologie à privilégier en Algérie pour la production d'hydrogène domestique à grande échelle.

Afin de produire de l'*hydrogène solaire* le premier pas est d'évaluer la source, le rayonnement solaire. Un chapitre sera consacré aux méthodes de calcul du rayonnement solaire. Une étude statistique du rayonnement à Alger sera menée. Cette étude se base sur les mesures de la station radiométrique disponible sur le site de bouzareah au CDER.

Une étude de la production d'hydrogène par électrolyse en utilisant la technologie photovoltaïque comme source d'électricité sera menée. L'hydrogène produit sera destiné à une utilisation résidentielle. Le but est d'évaluer le système et de l'optimiser afin de réduire le coût de production.

Le dernier chapitre sera consacré à l'évaluation du potentiel en hydrogène renouvelable de l'Algérie. Une carte du potentiel sera tracée afin de déterminer les zones les plus favorables à la production. Des recommandations globales seront dispensées afin de promouvoir l'*hydrogène solaire*.

Chapitre 2- Revue Bibliographique

On fait la science avec des faits, comme on fait une maison avec des pierres : mais une accumulation de faits n'est pas plus une science qu'un tas de pierres n'est une maison.

Henri Poincaré.

Actuellement, plus de 89% de la demande mondiale en énergie primaire est fournie par le charbon, le pétrole, le gaz naturel et l'énergie nucléaire. Le reste est fourni par le renouvelable et l'hydroélectricité. Il est à noter que la part des énergies propres et moins polluantes est en constante augmentation d'année en année. Il a été remarqué un accroissement de l'utilisation des énergies renouvelables de l'ordre de 12% en 2016 et un recul de 1.7% de la consommation de charbon dans le mix énergétique mondial. Cependant, la contribution des énergies renouvelables (biofuels compris) est la plus faible de l'ordre de 4% seulement. L'utilisation des énergies fossiles reste dominante. Leur exploitation ne résout pas le problème du réchauffement climatique et la pollution atmosphérique. Le développement de procédés alternatifs est considéré actuellement. Les énergies renouvelables occuperont une part importante avec des conséquences positives sur les économies et l'approvisionnement énergétique [2].

La pollution atmosphérique résultant des véhicules peut être réduite par la promotion de véhicules utilisant les biocarburants (éthanol, biodiesel, etc.) et l'utilisation de pots catalytiques réduisant les émissions de CO₂ [6]. La production de biogaz et autres biocarburants jouera un rôle limité dans le remplacement du gaz naturel et les combustibles fossiles. Le problème des terres arables pour la culture de la biomasse à des fins alimentaires et énergétiques est un facteur non négligeable. L'utilisation intensive de pesticides et engrais n'est pas sans conséquence sur l'environnement à long terme. Aussi, une crise alimentaire est à prévoir si la biomasse est convertie à des fins énergétiques [7]. L'introduction des véhicules à hydrogène élimine la pollution atmosphérique urbaine et aide à stabiliser les émissions de gaz à effet de serre [8].

La convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques pourrait être satisfaite avec une plus grande utilisation des technologies disponibles commercialement, comme la biomasse, l'éolien, chauffage thermique solaire, gaz naturel en remplacement du charbon et accroître l'efficacité énergétique des appareils. Plusieurs gouvernements

BIBLIOGRAPHIE

envisagent l'introduction d'une taxe de carbone afin de favoriser les procédés peu émetteurs de carbone [9].

Afin de lutter contre les émissions de plus en plus importantes de gaz à effet de serre, plusieurs experts internationaux recommandent l'utilisation du *carburant hydrogène*. En effet la combustion de l'hydrogène ne produit que de l'eau ; utilisé dans les piles à combustible, il produit de l'électricité à un rendement supérieur aux machines thermiques. L'hydrogène est intéressant, car il contribue à la préservation de l'environnement en une boucle fermée (Figure 4) et résout les problèmes de pollutions particulièrement où l'effet de serre est important [10].

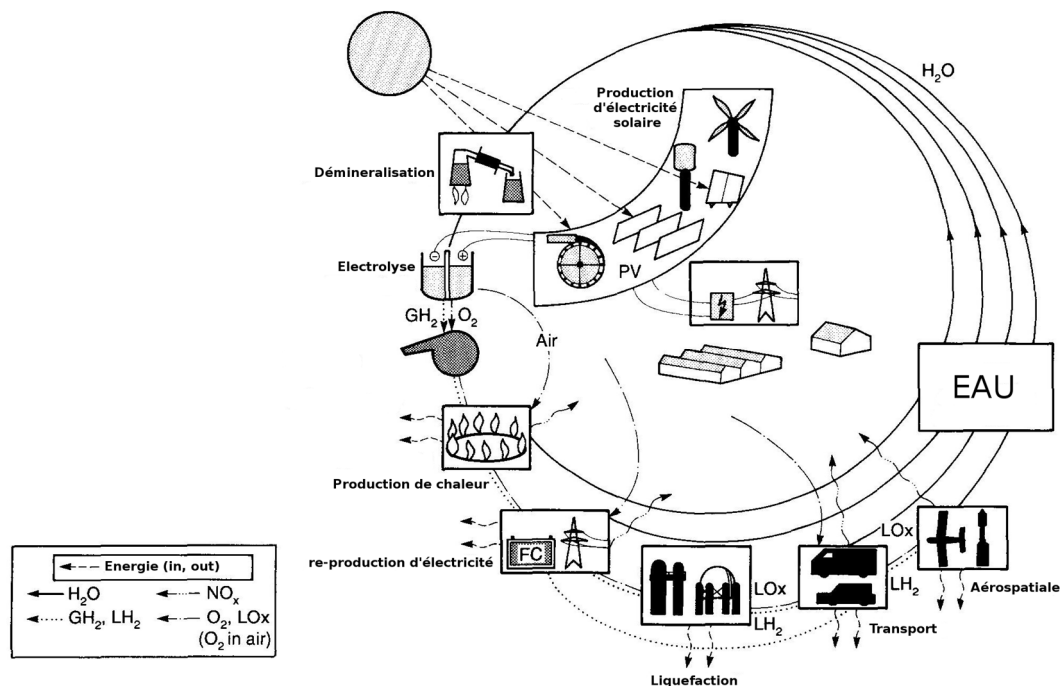


Figure 4. Cycle de l'hydrogène (source wikipedia)

L'hydrogène peut jouer le rôle de support aux énergies renouvelables afin d'atteindre le but ultime d'un système libre de gaz à effets de serre. L'utilisation du solaire, éolien et biomasse ne peut se faire sans un stockage efficace de l'énergie. L'hydrogène répond à cette nécessité. L'hydrogène est produit actuellement à partir du gaz naturel (48%), pétrole lourd et naphte (30%), charbon (18%) et électrolyse (4%) comme sous-produit de la production du chlore. L'hydrogène peut être aussi bien produit à partir des sources d'énergie renouvelable (l'hydroélectrique, éolien, courant ascendant des océans, ressources géothermiques, et les systèmes solaires directs, la biomasse, la conversion d'énergie photovoltaïque, thermique solaire, etc.) [11].

L'hydrogène pourra être donc une source de carburant économique après 2040. Le développement d'une économie basé sur l'hydrogène est une grande et coûteuse tâche, et

plus le processus est commencé tôt, moins il y aura un fardeau économique sur les générations futures. Il est plus prudent d'initier les études de développement des systèmes de production et distribution de l'hydrogène dès maintenant [12].

L'intérêt pour l'hydrogène est principalement attribué au développement des piles à combustible. Cette technologie qui n'utilise pas d'objet tournant afin de produire de l'électricité est très prometteuse, car elle surpasse le rendement des moteurs thermiques limité par le cycle théorique de *Carnot*. La pile à combustible (basse ou haute température) est l'un des piliers d'un futur énergétique durable [13].

Pour permettre la croissance durable, la société a besoin de la production énergétique renouvelable et le développement et la commercialisation constants des technologies avancées. Ces décennies sont les décennies des grandes expériences et échecs technologiques, afin d'étudier les nouvelles possibilités qui seront employées demain [14].

2.1- Propriétés de l'hydrogène

L'hydrogène a la chaleur de combustion la plus élevée de tous les combustibles connus par unité de masse, mais il a aussi la densité la plus faible; donc il occupe un espace très important (Tableau 1 et Tableau 2). Les solutions comme la compression (à haute ou très haute pression) ne favorisent pas son utilisation dans les véhicules utilitaires, puisque le réservoir occuperait un espace trop important pour une autonomie raisonnable. La liquéfaction est une bonne solution, mais elle consomme beaucoup d'énergie puisqu'il faut atteindre une température de 20K (-253°C) sans compter le problème d'isolation du container afin de minimiser les pertes par évaporation [15].

Tableau 1. Quelques Propriétés de l'hydrogène

Propriétés	Valeur
Densité	0.0838 kg/m ³
Énergie massique	141.9 MJ/kg
Énergie volumique	11.89 MJ/m ³
Ébullition	20.41 K
Solidification	13.97 K
Densité liquide	70.8 kg/m ³
Inflammabilité	4-75%
Température d'auto-inflammation	585 K

Tableau 2. Valeurs énergétiques de quelques combustibles connus.

Carburant	Densité (kg/l)	Densité énergétique (kWh/kg)	émission CO ₂ (KgCO ₂ /kg)
GPL	0.537	13.7	3.01
Essence	0.737	12.9	3.30
Diesel	0.846	12.7	3.15
Kérosène	0.821	12.0	3.00
Ethanol fuel	0.789	8.3	1.91
Méthanol fuel	0.791	5.5	1.37
Biodiesel	0.880	11.3	2.85
Hydrogène liquide	0.0708	39.4	0
Hydrogène gaz	0.00009	39.4	0

2.2- Vecteur énergétique

Un vecteur d'énergie transfère, dans le temps et l'espace, une quantité d'énergie [16]: ainsi les vecteurs d'énergie rendent l'énergie disponible à un temps et un lieu différent de la disponibilité de la source primaire. Les vecteurs d'énergies en utilisation actuellement sont :

- Combustibles fossiles : Pétrole et dérivés, Gaz naturel et dérivé, Charbon et dérivés ;
- L'électricité ;
- Carburants synthétiques ;
- Les fluides caloporteurs ;
- Transmissions : mécaniques, hydraulique et pneumatique ;
- Rayonnement.

L'hydrogène est à considérer comme un vecteur d'énergie. 108.7 kilogrammes d'hydrogène peuvent être produits à partir de 1m³ d'eau, par électrolyse, en utilisant l'électricité renouvelable. L'énergie de cette quantité d'hydrogène est équivalente à 422 litres d'essence. L'hydrogène en qualité de vecteur énergétique permet :

- de stocker l'énergie renouvelable dans le temps ;
- de transférer l'énergie renouvelable dans l'espace.

L'utilisation d'un vecteur d'énergie (ou d'une source d'énergie secondaire) comme l'hydrogène est nécessaire pour atteindre l'objectif « consommation nulle » en termes de ressources naturelles et « déchet zéro » en termes d'incidences sur l'environnement, excepté l'augmentation inévitable d'entropie. L'utilisation du carburant hydrogène est donc une option attrayante [17].

2.3- L'économie basée sur l'hydrogène

Afin de diminuer les effets négatifs issus de l'utilisation des ressources énergétiques fossiles, les investissements en technologies d'énergie d'hydrogène utilisant les carburants non fossiles doivent être augmentés. Toutefois, une diminution des incidences sur l'environnement (réduction d'émissions de pollution atmosphérique et de gaz à effet de serre) par l'introduction de l'hydrogène comme carburant peut être accompagnée d'un déclin de l'efficacité économique. Il est nécessaire d'effectuer des expérimentations afin de déterminer les meilleures technologies à utiliser à l'avenir pour éviter une perte de moyen et de capitaux aux générations futures. Une transition à une « économie d'hydrogène » est un changement important dans l'infrastructure de l'énergie et ne doit pas être prise à la légère [18].

Le progrès est défini en termes de durabilité qui prend en compte l'aspect social et environnemental. Changer d'un combustible non renouvelable à l'hydrogène apparaît comme la meilleure solution sociale et environnementale à cause:

- Les problèmes de santé publique engendrée par la pollution atmosphérique causant un surcoût de santé et heures de travail perdues.
- Les changements climatiques causant des perturbations saisonnières à cause des émissions de gaz à effets de serre, dont les conséquences sont imprévisibles.
- Les contrôles plus stricts des émissions de polluants des entreprises sous la menace d'organisations non gouvernementales.
- L'influence croissante de la convention-cadre sur les changements climatiques forçant les gouvernements à changer de politique environnementale.
- Les opportunités commerciales émergentes engendrées par les nouvelles politiques environnementales.

2.4- Les piles à combustible.

Une pile à combustible peut transformer l'énergie chimique en énergie électrique avec une efficacité de conversion beaucoup plus élevée que n'importe quel système thermomécanique conventionnel, extrayant ainsi plus d'électricité d'une même quantité de carburant. Les piles à combustible sont en cours de développement pour une série d'applications de production d'électricité en réponse à un besoin de technologies d'énergie propre [19].

BIBLIOGRAPHIE

La science des matériaux actuelle a fait des piles à combustible une réalité dans certaines applications spécialisées. L'intérêt, de loin le plus grand, des recherches dans le monde entier est concentré sur la membrane échangeuse de protons (PEMFC) et les piles à oxyde solide (SOFC). Les PEMFC sont un type bien avancé de piles à combustible qui convient aux voitures et aux moyens de transport (si elles sont fabriquées à un coût compétitif). Leur efficacité est aux environs de 45-50%, supérieure à n'importe quel moteur à combustion interne (80% si l'énergie thermique est récupérée) [20].

La pile DFC™ (Direct carbonate fuel cell) adopte un reformeur de méthane interne, ayant pour résultat une performance accrue, compacité, une meilleure gestion thermique et moindre coût. Cependant, le carburant alimentant la pile à combustible doit passer par deux étapes préliminaires, élimination des impuretés (sulfures) et préforming pour cracker les hydrocarbures à longue chaîne. Le gaz obtenu, riche en méthane, est introduit dans la pile à combustible DFC produisant un courant continu [21].

Le développement de procédés industriels utilisant les piles à combustible est en étude. Un système de production d'énergie de 14kW a été installé où une pile à combustible de type SOFC est alimenté par de la biomasse gazéifiée. Le système a été optimisé par des cycles de récupération de la chaleur et de combustible des gaz de sortie de la pile afin de préchauffer le gazéificateur de biomasse. Le système a une efficacité globale 34% avec une utilisation de combustible à 57% [22].

Afin d'optimiser l'utilisation des piles à combustible domestiques, un réseau d'échange d'énergie peut être créé afin de transfert l'énergie entre différentes habitations. Une étude montre qu'il est nécessaire d'avoir huit (8) huit habitations interconnectées au minimum afin d'assurer un équilibre au système [23].

Les piles à combustible microbiologiques (MFC) sont des bioréacteurs qui convertissent l'énergie chimique des liaisons chimiques des composés organiques en énergie électrique, par réaction catalytique des micro-organismes dans des conditions anaérobies. Il est possible de produire de l'électricité directement en employant des bactéries pour décomposer les substrats organiques. La recherche s'intéresse à ces MFC comme source de courant ou d'hydrogène sans production de gaz à effet de serre. Les MFC peuvent être employés dans les stations de traitement des eaux usées en dégradant les composés organiques pour produire de l'électricité. Actuellement, elles sont employées comme détecteur de la demande biologique en oxygène. Les chercheurs tentent de maîtriser la production des MFC à une grande échelle est optimiser leur rendement [24].

2.5- L'hydrogène dans les transports

Divers projets de démonstration de véhicules à hydrogène sont en étude dans le monde. Les coûts actuels des systèmes sont assez importants. Ils sont calculés sur la base de tous les paramètres qui ont été testés pendant les projets. Ce coût n'est pas le coût futur de l'hydrogène, car les projets de démonstration ne sont pas conçus pour tester l'efficacité maximale ou le fonctionnement optimal, mais simplement pour voir si les performances du matériel rendent un tel système possible et faisable pour un développement futur. Les prochaines générations de piles à combustible, de bus, de véhicules avec leurs composants auxiliaires, etc. seront probablement différentes des systèmes actuellement testés [25].

L'automobile a énormément changé durant les dernières cinquante années, de même nous pouvons espérer un changement durant les cinquante prochaines années. Le progrès des moteurs à combustion interne et la disponibilité de carburants à bas prix ont occulté le développement de technologies propres et respectueuses de l'environnement. Aussi plus d'un siècle de développement a permis d'aboutir au système automobile actuel, le changement vers un autre système nécessitera un effort considérable.

Les carburants renouvelables, hydrogène et biocarburants ont des coûts élevés, mais deviendront plus comparables aux coûts du combustible fossile, si des coûts de dommages à l'environnement et les impôts de CO₂ sont inclus. Actuellement, l'efficacité d'un véhicule à hydrogène doit être deux fois supérieure à un véhicule à combustion interne pour que ce système soit économiquement viable. Les véhicules à PAC et les véhicules à batteries affichent les mêmes performances et efficacités [26].

Les véhicules à hydrogènes sont déjà en utilisation par divers opérateurs économiques :

- UPS a consenti vers la fin 2003 à utiliser des véhicules de livraison actionnés par des piles à combustible à hydrogène. C'est la première utilisation de la technologie de pile à combustible dans une flotte commerciale de la livraison en Amérique du Nord [27].
- La Toyota FCHV comporte une pile à combustible de type PEM de 90 kW. L'ajustement soigneux de la puissance de la pile et des batteries NiMH permet au véhicule de réaliser de hautes performances, avec une vitesse maximale de 155 km/h (96 m/h) et une autonomie de 300 kilomètres (190 milles) [28].
- Le constructeur de véhicules utilitaires MAN a livré des bus à PAC pour le projet hydrogène à l'aéroport de Munich à partir de 2004 [29].
- Hambourg en Allemagne est la dernière ville européenne – après Madrid et Reykjavik – à commencer à exploiter un bus de pile à combustible, avec le premier des trois bus entrant en service régulier de transport de passager [30].

BIBLIOGRAPHIE

- Mitsubishi Motors Corporation du Japon (MMC) a développé un véhicule à hydrogène de type monospace. Le FCV est actionné par le système de pile à combustible développé par Daimler-Chrysler [31].

2.5.1- Véhicule familial et transport en commun.

Les voitures du futur seront très probablement les véhicules hybrides essence-électrique, car elles peuvent réduire la consommation d'essence et les émissions de gaz à effet de serre de 30 à 50%, sans changer la classe du véhicule et donc sans perte de puissance ou de sécurité. Les plus prometteuses sont les hybrides modulaires. De telles voitures pourraient abaisser la consommation jusqu'à 1 litre d'essence par 150 km de trajet [32]. Les véhicules électriques semblent être une excellente option. Mais l'évolution serait aussi sociale, sur ce que doit être une voiture et non ce qu'elle est actuellement. Les voitures hybrides et électriques ont des avantages par rapport aux véhicules conventionnels [33].

Six étapes sont projetées pour l'introduction des véhicules à pile à combustible dans le marché des voitures. L'étape 1 est la commercialisation des Véhicules hybrides électriques, l'étape 2 est la commercialisation des véhicules hybrides modulaires. On projette à l'étape 3, l'utilisation du stockage de l'énergie batterie-Reversible FuelCells combiné jusqu'à ce que le prix des piles à combustible soit en dessous de \$200/kW. Les bénéfices de la troisième étape sont importants, avec une réduction des émissions de gaz à effet de serre et l'économie du pétrole. Les autres étapes ne seront que les conséquences de la réduction du prix des piles à combustible [34].

Les véhicules PFCHEV (hybride modulaire) utilisent la combinaison de pile à combustible, batteries, super capacité et moteur à combustion interne pour motoriser le véhicule. L'aspect modulaire du véhicule permet de charger le véhicule à partir du réseau électrique et produire de l'hydrogène et oxygène durant la nuit afin de motoriser le véhicule durant les 32 premiers kilomètres (demi-distance moyenne parcourue par jour) [35].

Durant le projet « clean urban transport for Europe » qui s'est achevé en 2006, 27 bus à piles à combustible ont été exploités dans neuf villes européennes. Les résultats démontrent que l'efficacité du système de piles à combustible a été plus élevée que prévu (36 à 41%), mais la consommation de carburant était plus élevée que les bus diesel. Toutefois, en minimisant les systèmes de contrôle de fiabilité la consommation serait diminuée de 20% et en abaissant le poids de 2 tonnes 10% de plus serait gagné. Introduire un système hybride permet un gain supplémentaire de 5 à 10%. La première étude publique de bus à hydrogène a été effectuée pour servir de standard de référence pour des essais futurs et afin de tester l'acceptation sociale. Les résultats d'un sondage indiquent que 93% des personnes interrogées sont favorables aux bus à hydrogènes et seulement 3% sont contre l'idée [36].

2.5.2- *L'aviation*

Les émissions élevées de SO₂ pendant le processus de raffinage, mais également les émissions élevées des NO_x et SO₂ pendant la combustion du kérosène sont un facteur important. L'hydrogène renouvelable est environnementalement supérieur au kérosène et il sera un vecteur d'énergie des plus prometteurs pour un développement durable [37].

L'introduction à large échelle de l'hydrogène dans l'aviation ne présente aucun problème technique insoluble [38], mais nécessite de prendre en considération les éléments suivants :

- Une étude rigoureuse des composants du système de carburant cryogénique, principalement en ce qui concerne les matériaux de structure des réservoirs, la tuyauterie et les systèmes d'isolation.
- Développement de système de détection de fuites dans les installations d'hydrogène.
- Étude de la charge, structure et aérodynamique à cause du grand volume nécessaire au stockage de l'hydrogène.
- Un travail pratique sur le contrôle du flux laminaire.
- Recherche sur la réduction des émissions de NO_x.
- Une meilleure compréhension des cristaux de glaces en aérosol.

L'utilisation des cryoplane en 2050 et après, permettra de réduire les émissions de gaz à effet de serre de l'ordre de 10% [39].

2.5.3- *Marine*

Hua *et coll.* [40] ont mené une étude qui démontre qu'il y a une acceptation sociale de la technologie de l'hydrogène dans les bateaux de pêche et complaisance à Taïwan. L'utilisation de l'hydrogène permet d'empêcher la pollution de l'environnement autour de la région, réduire le risque du feu provoqué par le carburant de soute, réduire les coûts d'exploitation, et fournir le confort pour des passagers et des équipages. Photovoltaïque et piles à combustible sont les technologies les plus souhaitables pour l'utilisation à bord des bateaux (72% et 64%, respectivement).

2.6- La production de l'hydrogène

Le développement des systèmes de production d'hydrogène exige une compréhension des:

1. conditions techniques pour la fabrication (pureté, pression, quantités, utilisation de sous-produit, etc.) ;
2. définitions et développement des technologies pour utiliser l'hydrogène,
3. bases pour former un partenariat pour la commercialisation des technologies.

Puisque le coût d'hydrogène livré dépend de la production, du stockage, et des frais de transport, quelques marchés préféreront la production centralisée à haut débit tandis que d'autres préféreront la production décentralisée de petite taille. La taille optimale d'un procédé de production d'hydrogène, stockage et infrastructure de distribution est à analyser selon les spécificités régionales. Les coûts globaux doivent être compétitifs avec les autres énergies alternatives [41].

Les méthodes thermiques de production d'hydrogène sont prometteuses, la dissociation directe a l'efficacité thermique la plus élevée, suivie de la thermochimie, électrolyse et photocatalyse. L'électrolyse peut trouver diverses applications pour le stockage des énergies intermittentes dans les régions éloignées ou non connectée au réseau électrique [42].

Actuellement, 500 milliards de m³ d'hydrogène sont produits annuellement dans le monde entier. Approximativement, 96% sont produits à partir des combustibles fossiles, principalement par le reforming à la vapeur du gaz naturel. Les canalisations d'hydrogène totalisent plus de 1500 kilomètres en Europe et 700 kilomètres aux USA. Les émissions de CO₂ varient entre 7.33 et 29.33 kilogrammes par kilogramme d'hydrogène produit utilisant les carburants fossiles. L'émission de CO₂ par le reforming à la vapeur du gaz naturel est la plus faible [43].

2.6.1- Production d'hydrogène en utilisant la biomasse – le Biohydrogène

La biomasse est un contribuant important à l'économie mondiale. Les industries de produits agricoles et forestiers fournissent de la nourriture, alimentation, fibre, et une large gamme de produits nécessaire, comme l'emballage et l'habillement. Aussi, la biomasse est également une source de grande variété de produits chimiques et de matériaux, d'électricité et de carburants. Environ 60% de l'énergie des procédés de fabrication de papier, et les produits de forêts (latex ...) sont fournis par la combustion de biomasse. Ces procédés ont pu être améliorés afin d'atteindre une indépendance

énergétique [44].

La pyrolyse de la biomasse est une méthode efficace et susceptible de remplacer les énergies fossiles. La conversion de la biomasse en pétrole brut peut atteindre un rendement de 70% pour une pyrolyse flash. Le biobrut peut être utilisé dans les moteurs et turbines. Aussi, la biomasse est utilisée pour fournir des biocarburants par différents procédés. La gazéification et digestion anaérobie plus reformage sont déjà compétitives [44]. La capture de CO₂ coûte en moyenne 23€ par tonne de CO₂ pour le reforming à la vapeur et 5€ pour la gazéification du charbon [45]. Avec une efficacité de capture de CO₂ entre 61% et 96%, il est démontré que le coût le plus faible avec capture de CO₂ est obtenu lors de l'utilisation de la biomasse [46]. La biomasse et les biocombustibles peuvent être utilisés comme substitut aux combustibles fossiles pour produire de la chaleur, travail ou produits chimiques.

Le rendement de la production biologique d'hydrogène par fermentation est inférieur au reformage à la vapeur du méthane. Cependant, les procédés biologiques réduisent les émissions de gaz à effet de serre de 50-70% par rapport à un procédé utilisant les combustibles fossiles. La valorisation des sous-produits du biohydrogène améliorera certainement le rendement global du procédé [47].

Le palmier à huile est numéro un (1) en termes de production, avec 36.90 millions de tonnes produites (soit 35%) d'huile de table dans le monde. Son potentiel est encore amélioré par le fait que l'huile constitue environ 10% de la production du palmier, alors que le reste (90%) est biomasse. La biomasse du palmier à huile est de 184.6 de millions de tonnes annuellement. Le rendement théorique maximum de l'hydrogène potentiellement produit par cette méthode est 2.16×10^{10} kilogrammes H₂ par an, satisfaisant près de 50% de la demande mondiale d'hydrogène [48].

L'hévéa est un arbre qui produit le latex en réduisant le carbone en hydrocarbure. Il est possible de fabriquer un système synthétique capable de capturer les photons et les stocker sous une forme stable. Ce système synthétique, appelé « les chloroplastes synthétiques », ne ressemblerait pas à l'entité naturelle, mais serait d'une fonction similaire. Ces systèmes artificiels pourraient être employés pour produire de l'hydrogène [49].

a) Production d'hydrogène à partir des algues.

Les systèmes biologiques offrent plusieurs voies de production d'énergie renouvelable. Les algues vertes unicellulaires ont la capacité de capturer la lumière visible du soleil et l'emmagasiner sous forme de proton d'hydrogène. Elles ont le potentiel de générer un carburant renouvelable à partir des ressources les plus abondantes le soleil et l'eau. C'est une utilisation de procédé naturel de production d'hydrogène, en utilisant le catalyseur

hydrogénase assurant la division de molécule d'eau par photosynthèse [50], [51].

Par exemple, l'algue verte *Chlamydomonas reinhardtii* privée de soufre peut produire de l'hydrogène pendant environ 70 heures et reprend la production après une brève période de recharge en présence de sulfure [52], [53].

Les recherches en cours tentent de manipuler génétiquement l'hydrogénase afin d'optimiser la production d'hydrogène et la tolérance à l'oxygène [54]. Aussi, le développement des photobioréacteurs et microalgues pour la production d'hydrogène, en augmentant la densité des algues et la pénétration de la lumière, permettra de produire de l'hydrogène meilleur marché que la méthode électrolytique (PV-électrolyseur) [55].

b) Production d'hydrogène en utilisant les bactéries

Les bactéries photosynthétiques ont la capacité de capturer les infrarouges de la lumière du soleil pour produire de l'hydrogène tout en absorbant des acides organiques. Les bactéries anaérobies, en absence de lumière, absorbent les hydrates de carbone et produisent de l'hydrogène et des acides organiques.

Les cyanobactéries capables de photosynthèse peuvent produire de l'hydrogène. Le pH n'a eu aucun effet significatif sur la production d'hydrogène, et la température optimale est aux environs de 30°C. Les sucres augmentent la production d'hydrogène tandis que la présence de sources d'azote l'empêche. La production de l'hydrogène est fortement sensible à la salinité et aux micronutriments. L'enzyme nitrogénase est capable aussi bien que l'hydrogénase de produire de l'hydrogène, mais elle s'épuise rapidement [56], [57].

La pénétration de la lumière dans un photobioréacteur est un facteur important dans la production d'hydrogène, il est possible de faire appel au génie génétique afin de contrôler la pigmentation des bactéries photosynthétiques et favoriser ainsi la pénétration de la lumière. Ces systèmes permettent de produire de l'hydrogène et traiter les eaux usées en même temps [58].

Une intégration de deux procédés utilisant les algues et les bactéries permet une utilisation plus efficace de la lumière du soleil (UV et infrarouges) et donc un meilleur rendement de production d'hydrogène. Une modification génétique des micro-organismes permettra d'augmenter le rendement de la production [59].

c) Traitement des déchets municipaux et industriels

Les déchets municipaux, industriels et agricoles, et les dépôts de biomasse entraînent une pollution à grande échelle. Les produits gazeux de la décomposition du rebut polluent l'air et contribuent au réchauffement climatique (le méthane rejeté est un gaz à effet de

BIBLIOGRAPHIE

serre plus important que le CO₂). Il est possible de gérer ces déchets municipaux dans les décharges afin de récolter le méthane produit, et même l'augmenter, pour l'utiliser à des fins énergétiques [60]. Aussi, il est possible de produire du méthane et de l'hydrogène par digestion anaérobie en utilisant deux réacteurs séquentiels. Le procédé permet de produire plus efficacement l'hydrogène, et obtenir un meilleur combustible méthane-hydrogène [61].

La récupération des déchets municipaux peut être valorisée par une gazéification afin de produire de l'hydrogène qui alimentera des piles à combustible produisant de l'électricité. Ce traitement est un procédé à haute performance énergétique qui permet une meilleure gestion des déchets et une revalorisation des effluents [62].

Il est possible de produire de l'hydrogène à partir de l'eau résidu de l'industrie de papier. Le potentiel de production d'hydrogène est de 59 000 tonnes par an en utilisant le reformage en phase aqueuse [63].

La production de biohydrogène à partir des eaux de rejet des distilleries est un procédé faisable. L'hydrogène est produit dans un réacteur batch à biofilm. La production d'hydrogène dépend du pH – plus le pH est faible (voisin de 6) plus le débit de gaz augmente – par contre l'efficacité de la réduction de la DCO est favorisée par un pH neutre [64].

Les piles à combustible microbiologiques peuvent être utilisées afin de traiter les eaux usées et produire de l'électricité. L'eau usée est introduite dans le compartiment anodique qui ressemble à un réacteur anaérobie favorisant la prolifération de bactéries productrices d'hydrogène. Le voltage maximum obtenu de la pile est de 304 mV (6.08 mA) à une teneur DCO de 1.404 kg/m³/jour. L'efficacité d'élimination de DCO est de 63% (dégradation de substrat 0.88 kg/m³/jour). Le procédé est donc faisable, économique et durable [65].

La gazéification à contre-courant peut être appliquée aux eaux usées. Une quantité considérable d'hydrogène peut être produite en utilisant les déchets solides non fermentables séchés issus des eaux usées. Le gaz produit est composé principalement de H₂, N₂, CO, CO₂ et CH₄ avec une valeur énergétique de l'ordre de 4MJ/m³. Ce gaz peut facilement alimenter une pile à combustible SOFC pour produire de l'électricité [66].

La dégradation et la gazéification de la biomasse à base de cellulose à la vapeur d'eau se fait à une température optimale de 333°C. Le rendement de ce procédé est de 67%, ce qui permet de produire de l'hydrogène avec une grande efficacité. Il est possible de produire du méthanol directement utilisable dans les piles à combustible par gazéification de la biomasse [67], [68].

2.6.2- Procédés photocatalytiques pour la production d'hydrogène

La technologie de photocatalyse a été employée en premier pour la décontamination des eaux usées. Une partie de la cellule est soumise à la lumière et capte des photons, l'autre partie est en contact avec le milieu aqueux. La différence de potentiel permet de dégrader les molécules des polluants présents dans les eaux usées. Le catalyseur le plus employé à cette tâche est le TiO_2 . Pour produire de l'hydrogène, il est nécessaire d'avoir un donneur d'électron, les molécules du donneur sont donc sacrifiées ; aussi, il est nécessaire d'alimenter continuellement le milieu avec des donneurs. Des systèmes permettant la production d'hydrogène et la décontamination de l'eau sont préférables. On ajoute parfois des métaux afin de catalyser le transfert des ions et éviter la photocorrosion. Diverses améliorations techniques ont été apportées ces dernières années, mais la production d'hydrogène reste faible comparée à d'autres techniques. L'utilisation efficace de la lumière du soleil et l'addition de bons donneurs d'électrons peuvent améliorer considérablement le rendement de ces systèmes [69].

La réduction du CO_2 avec de l'eau en utilisant des granulés de TiO_2 comme catalyseur et la lumière du soleil est un procédé faisable et permet de produire de l'hydrogène et du méthane. La quantité de méthane est environ deux fois supérieure à la quantité d'hydrogène [70].

Il est avancé que la technologie des cellules photoélectrochimiques est la plus prometteuse pour la production d'hydrogène, car elle est basée sur l'énergie solaire (énergie renouvelable) et l'eau (très abondante sur notre planète). La technologie est peu compliquée, sûre et ne produit pas de déchets. La simplicité de la photocatalyse fera que cette technologie se développera de la même manière que les panneaux photovoltaïques [71].

2.6.3- Solaire thermique à concentration.

Le principe d'utiliser un rayonnement solaire concentré pour produire de l'énergie est connu depuis longtemps. De nos jours, le rayonnement solaire peut être concentré dans des réacteurs solaires afin de dissocier l'eau en ses éléments de base par un procédé direct ou un procédé chimique indirect (cycle thermo-chimique).

a) Dissociation directe de la vapeur d'eau

Par comparaison avec d'autres méthodes pour produire l'hydrogène en utilisant l'énergie solaire, la dissociation thermique directe de l'eau présente l'avantage de réduire l'énergie libre nécessaire à la réaction par action d'une grande quantité de chaleur dans le réacteur. Les contreparties de cet avantage sont les nombreux problèmes liés à un procédé à très

BIBLIOGRAPHIE

haute température [72]. Les recherches en cours sont prometteuses et peuvent déboucher sur de réelles applications pour la production de l'hydrogène renouvelable.

Les trois problèmes majeurs généralement rencontrés sont :

- La Dissociation : Le procédé est mal maîtrisé et nécessite plus de recherche dans la gamme de température nécessaire 1500-2500K. De plus, le système ne paraît pas avoir un équilibre thermodynamique, et l'extraction des produits de la dissociation déplace l'équilibre chimique.
- Séparation des produits : La séparation des produits est l'une des tâches les plus difficiles dans la dissociation thermique directe. L'idée la plus attractive est la séparation par membrane sélective. La séparation par membrane en céramique semi-perméable à l'oxygène donne un débit trop faible pour être utilisée industriellement.
- Les Matériaux : Le développement d'un réacteur de dissociation thermique à très haute température nécessite la mise au point de matériaux réfractaires résistants aux températures opératoires, et doit supporter des gradients de température larges ou une rapide variation sans se dégrader.

Kogam *et coll.* [73]–[76] ont effectué des expériences qui ont permis de dissocier partiellement la vapeur d'eau dans un réacteur solaire à des températures voisines de 2500K. L'hydrogène est séparé du mélange chaud par diffusion dans une membrane poreuse en céramique. Afin d'atteindre la température nécessaire à la réaction, un système de concentration secondaire est nécessaire. Des matériaux spéciaux ont été conçus lors de la fabrication du réacteur solaire. Afin de séparer les gaz dissociés, une membrane céramique spéciale résistante à l'agglomération a été développée. L'élément le plus important dans le réacteur solaire de dissociation est la membrane céramique qui permet la séparation de l'hydrogène du mélange chaud du réacteur. Les membranes au zirconium sont fabriquées à partir de poudre à une température de 1800°C. Quand la membrane est soumise à des températures élevées, elle a tendance à fermer les pores perméables par agglomération. En employant une poudre spéciale, le problème est évité et la membrane garde sa perméabilité aux très hautes températures.

Agrafiotis *et coll.* [77] se sont inspirées des systèmes catalytiques des voitures pour concevoir un réacteur solaire de production d'hydrogène. Le réacteur utilise l'énergie solaire pour atteindre une température optimale pour permettre la décomposition de l'eau en hydrogène et oxygène grâce à des catalyseurs déposés sur des céramiques absorbant le rayonnement solaire.

b) Cycles thermochimiques

L'hydrogène a été découvert par Lavoisier en mettant en contact du Fer chauffé au rouge avec la vapeur d'eau. C'est le premier cycle thermochimique qui permet de décomposer l'eau à une température acceptable.

Un cycle thermochimique permet d'abaisser la température de décomposition de l'eau en utilisant un complexe à base de Fer. La première étape consiste à chauffer la ferrite (fer oxydé) pour libérer l'oxygène à une température au-dessus de 1073K dans un réacteur solaire, puis le métal est mis en contact avec la vapeur d'eau, le fer s'oxyde et l'hydrogène est libéré. On obtient donc de l'hydrogène et de l'oxygène avec une pureté élevée [78].

Il existe plusieurs études sur les cycles et procédés thermochimiques solaires contenant deux ou plusieurs étapes pour la production d'hydrogène. La première opération est basée sur une réduction thermique, électrothermique, ou carbothermale d'oxydes métalliques, produisant des métaux, des nitrures métalliques, des carbures métalliques, ou des oxydes métalliques de valence inférieure. Ce sont des réactions fortement endothermiques à haute température qui peuvent être amorcées par l'énergie solaire concentrée, réduisant la consommation des combustibles fossiles et de leurs émissions polluantes. La seconde opération est une réaction d'hydrolyse. Les recherches en cours concentrent les efforts pour réduire la température de dé-oxygénation des métaux [79], [80].

HYTHEC est une collaboration européenne concernant un nombre restreint d'associés pour donner une première évaluation, d'une voie intéressante pour production d'hydrogène, par l'intermédiaire des cycles thermochimiques prometteurs. De nouveaux procédés doivent être développés pour une production à grande échelle de l'hydrogène. Le gaz produit doit avoir un degré de pureté suffisant pour son utilisation dans les piles à combustible ou dans la combustion directe. Les procédés doivent être attractifs pour une production de masse, permettre de réduire les coûts, et ayant une efficacité élevée en utilisant l'énergie solaire rayonnante concentrée pouvant atteindre de très hautes températures. Trente 30 cycles thermochimiques susceptibles de répondre aux exigences pratiques ont été sélectionnés (Tableau 3). Les cycles ont une température de fonctionnement entre 900 et 2000°C. Ces cycles ont peu de réactions et étapes de séparation (abaissent donc les pertes liées au transfert de chaleur et séparation des produits) et une température initiale compatible avec la concentration solaire [81], [82].

Tableau 3. Meilleurs cycles thermochimiques pour la production d'hydrogène en étapes différée.

Nom du cycle	Liste des éléments	Nombre d'étapes	Température maximale (°C)	Réactions
ZnO/Zn	Zn	2	2000	$ZnO \rightarrow Zn + \frac{1}{2} O_2$ (2000 °C) $Zn + H_2O \rightarrow ZnO + H_2$ (1100 °C)
Fe ₃ O ₄ /FeO	Fe	2	2200	$Fe_3O_4 \rightarrow 3FeO + \frac{1}{2} O_2$ (2200 °C) $3FeO + H_2O \rightarrow Fe_3O_4 + H_2$ (400 °C)
In ₂ O ₃ /In ₂ O	In	2	2200	$In_2O_3 \rightarrow In_2O + O_2$ (2200 °C) $In_2O + 2H_2O \rightarrow In_2O_3 + 2H_2$ (800 °C)
SnO ₂ /Sn	Sn	2	2650	$SnO_2 \rightarrow Sn + O_2$ (2650 °C) $Sn + 2H_2O \rightarrow SnO_2 + 2H_2$ (600 °C)
MnO/MnSO ₄	Mn, S	2	1100	$MnSO_4 \rightarrow MnSO_4 + SO_2 + O_2$ (1100 °C)
FeO/FeSO ₄	Fe, S	2	1100	$FeSO_4 \rightarrow FeO + SO_2 + H_2$ (1100 °C) $FeO + H_2O + SO_2 \rightarrow FeSO_4 + H_2$ (250 °C)
CoO/CoSO ₄	Co, S	2	1100	$CoSO_4 \rightarrow CoO + SO_2 + O_2$ (1100 °C) $CoO + H_2O + SO_2 \rightarrow CoSO_4 + H_2$ (200 °C)
Fe ₃ O ₄ /FeCl ₂	Fe, Cl	2	1500	$Fe_3O_4 + 6HCl \rightarrow 3FeCl_2 + 3H_2O + \frac{1}{2} O_2$ (1500 °C) $3FeCl_2 + 4H_2O \rightarrow Fe_3O_4 + 6HCl + H_2$ (700 °C)
FeSO ₄ Julich	Fe, S	3	1800	$3FeO(s) + H_2O \rightarrow Fe_3O_4(s) + H_2$ (200 °C) $Fe_3O_4(s) + FeSO_4 \rightarrow 3Fe_2O_3(s) + 3SO_2 + \frac{1}{2} O_2$ (800 °C) $3Fe_2O_3(s) + 3SO_2 \rightarrow 3FeSO_4 + 3FeO(s)$ (1800 °C)
FeSO ₄	Fe, S	3	2300	$3FeO(s) + H_2O \rightarrow Fe_3O_4(s) + H_2$ (200 °C) $Fe_3O_4(s) + 3SO_3 \rightarrow FeSO_4 + \frac{1}{2} O_2$ (300 °C) $FeSO_4 \rightarrow FeO + SO_3$ (2300 °C)
C7 IGT	Fe, S	3	1000	$Fe_2O_3(s) + 2SO_2(g) + H_2O \rightarrow 2FeSO_4(s) + H_2$ (125 °C) $2FeSO_4(s) \rightarrow Fe_2O_3(s) + SO_2(g) + SO_3(g)$ (700 °C) $SO_3(g) \rightarrow SO_2(g) + \frac{1}{2} O_2$ (1000 °C)
Shell Process	Cu, S	3	1750	$6Cu(s) + 3H_2O \rightarrow 3Cu_2O(s) + 3H_2$ (500 °C) $Cu_2O(s) + 2SO_2 + \frac{3}{2} O_2 \rightarrow CuSO_4$ (300 °C) $2Cu_2O(s) + 2CuSO_4 \rightarrow 6Cu + 2SO_2 + 3O_2$ (1750 °C)

Nom du cycle	Liste des éléments	Nombre d'étapes	Température maximale (°C)	Réactions
CuSO ₄	Cu, S	3	1500	$\text{Cu}_2\text{O}(\text{s}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow \text{Cu}(\text{s}) + \text{Cu}(\text{OH})_2$ (1500 °C) $\text{Cu}(\text{OH})_2 + \text{SO}_2(\text{g}) \rightarrow \text{CuSO}_4 + \text{H}_2$ (100 °C) $\text{CuSO}_4 + \text{Cu}(\text{s}) \rightarrow \text{Cu}_2\text{O}(\text{s}) + \text{SO}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$ (1500 °C)
LASL BaSO ₄	Ba, Mo, S	3	1300	$\text{SO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{BaMoO}_4 \rightarrow \text{BaSO}_3 + \text{MoO}_3 + \text{H}_2\text{O}$ (300 °C) $\text{BaSO}_3 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{BaSO}_4 + \text{H}_2$ $\text{BaSO}_4 + \text{MoO}_3 \rightarrow \text{BaMoO}_4 + \text{SO}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$ (1300 °C)
Mark 9	Fe, Cl	3	900	$3\text{FeCl}_2 + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4 + 6\text{HCl} + \text{H}_2$ (680 °C) $\text{Fe}_3\text{O}_4 + 6\text{HCl} + \frac{3}{2} \text{Cl}_2 \rightarrow 3\text{FeCl}_3 + 3\text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{O}_2$ (900 °C) $3\text{FeCl}_3 \rightarrow 3\text{FeCl}_2 + \frac{3}{2} \text{Cl}_2$ (420 °C)
Euratom 1972	Fe, Cl	3	1000	$\text{H}_2\text{O} + \text{Cl}_2 \rightarrow 2 \text{HCl} + \frac{1}{2} \text{O}_2$ (1000 °C) $2\text{HCl} + 2\text{FeCl}_2 \rightarrow 2\text{FeCl}_3 + \text{H}_2$ (600 °C) $2\text{FeCl}_3 \rightarrow 2\text{FeCl}_2 + \text{Cl}_2$ (350 °C)
Cr, Cl Julich	Cr, Cl	3	1600	$2\text{CrCl}_2(\text{s}, T_f=815 \text{ °C}) + 2\text{HCl} \rightarrow 2\text{CrCl}_3(\text{s}) + \text{H}_2$ (200 °C) $2\text{CrCl}_3(\text{s}, T_f=1150 \text{ °C}) \rightarrow 2\text{CrCl}_2(\text{s}) + \text{Cl}_2$ (1600 °C) $\text{H}_2\text{O} + \text{Cl}_2 \rightarrow 2 \text{HCl} + \frac{1}{2} \text{O}_2$ (1000 °C)
Mark 8	Mn, Cl	3	1000	$6\text{MnCl}_2(\text{l}) + 8\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{Mn}_3\text{O}_4 + 12\text{HCl} + 2\text{H}_2$ (700 °C) $3\text{Mn}_3\text{O}_4(\text{s}) + 12\text{HCl} \rightarrow 6\text{MnCl}_2(\text{s}) + 3\text{MnO}_2(\text{s}) + 6\text{H}_2\text{O}$ (100 °C) $3\text{MnO}_2(\text{s}) \rightarrow \text{Mn}_3\text{O}_4(\text{s}) + \text{O}_2$ (1000 °C)
Ta Funk	Ta, Cl	3	2200	$\text{H}_2\text{O} + \text{Cl}_2 \rightarrow 2 \text{HCl} + \frac{1}{2} \text{O}_2$ (1000 °C) $2\text{TaCl}_2 + 2\text{HCl} \rightarrow 2\text{TaCl}_3 + \text{H}_2$ (100 °C) $2\text{TaCl}_3 \rightarrow 2\text{TaCl}_2 + \text{Cl}_2$ (2200 °C)
Mark 3	V, Cl	3	1000	$\text{H}_2\text{O} + \text{Cl}_2 \rightarrow 2 \text{HCl} + \frac{1}{2} \text{O}_2$ (1000 °C) $2\text{VOCl}_2(\text{s}) + 2\text{HCl}(\text{g}) \rightarrow 2\text{VOCl}_3(\text{g}) + \text{H}_2(\text{g})$ (170 °C) $2\text{VOCl}_3(\text{g}) \rightarrow \text{Cl}_2(\text{g}) + 2\text{VOCl}_2(\text{s})$ (200 °C)
Bi, Cl	Bi, Cl	3	1700	$\text{H}_2\text{O} + \text{Cl}_2 \rightarrow 2 \text{HCl} + \frac{1}{2} \text{O}_2$ (1000 °C) $2\text{BiCl}_2 + 2\text{HCl} \rightarrow 2\text{BiCl}_3 + \text{H}_2$ (300 °C) $2\text{BiCl}_3(T_f=233 \text{ °C}, T_{eb}=441 \text{ °C}) \rightarrow 2\text{BiCl}_2 + \text{Cl}_2$ (1700 °C)
Fe, Cl Julich	Fe, Cl	3	1800	$3\text{Fe}(\text{s}) + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4(\text{s}) + 4\text{H}_2$ (700 °C) $\text{Fe}_3\text{O}_4(\text{s}) + 6\text{HCl} \rightarrow 3\text{FeCl}_2 + 3\text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{O}_2$ (1800 °C) $3\text{FeCl}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow 3\text{Fe}(\text{s}) + 6\text{HCl}$ (1300 °C)

Nom du cycle	Liste des éléments	Nombre d'étapes	Température maximale (°C)	Réactions
Fe, Cl Cologne	Fe, Cl	3	1800	$3/2 \text{ FeO(s)} + 3/2 \text{ Fe(s)} + 5/2 \text{ H}_2\text{O} \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4\text{(s)} + 5/2 \text{ H}_2$ (1000 °C) $\text{Fe}_3\text{O}_4 + 6\text{HCl} \rightarrow 3\text{FeCl}_2\text{(g)} + 3\text{H}_2\text{O} + 1/2 \text{ O}_2$ (1800 °C) $\text{FeCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + 3/2 \text{ H}_2 \rightarrow 3/2 \text{ FeO(s)} + 3/2 \text{ Fe(s)} + 6\text{HCl}$ (700 °C)
Mark 2	Mn, Na	3	900	$\text{Mn}_2\text{O}_3\text{(s)} + 4\text{NaOH} \rightarrow 2\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{MnO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{H}_2$ (900 °C) $2\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{MnO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 4\text{NaOH} + 2\text{MnO}_2\text{(s)}$ (100 °C) $2\text{MnO}_2\text{(s)} \rightarrow \text{Mn}_2\text{O}_3 + 1/2 \text{ O}_2$ (600 °C)
Li, Mn LASL	Mn, Li	3	1000	$6\text{LiOH} + 2\text{Mn}_3\text{O}_4 \rightarrow 3\text{Li}_2\text{O} \cdot \text{Mn}_2\text{O}_3 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{H}_2$ (700 °C) $3\text{Li}_2\text{O} \cdot \text{Mn}_2\text{O}_3 + 3\text{H}_2\text{O} \rightarrow 6\text{LiOH} + 3\text{Mn}_2\text{O}_3$ (80 °C) $\text{Mn}_2\text{O}_3 \rightarrow 2\text{Mn}_3\text{O}_4 + 1/2 \text{ O}_2$ (1000 °C)
Mn PSI	Mn, Na	3	1500	$2\text{MnO} + 2\text{NaOH} \rightarrow 2\text{NaMnO}_2 + \text{H}_2$ (800 °C) $2\text{NaMnO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Mn}_2\text{O}_3 + 2\text{NaOH}$ (100 °C) $\text{Mn}_2\text{O}_3\text{(l)} \rightarrow 2\text{MnO(s)} + 1/2 \text{ O}_2$ (1500 °C)
Fe, M ORNL	Fe, (M=Li,K,Na)	3	1300	$2\text{Fe}_3\text{O}_4 + 6\text{MOH} \rightarrow 3\text{MFeO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{H}_2$ (500 °C) $3\text{MFeO}_2 + 3\text{H}_2\text{O} \rightarrow 6\text{MOH} + 3\text{Fe}_2\text{O}_3$ (100 °C) $3\text{Fe}_2\text{O}_3 \rightarrow 2\text{Fe}_3\text{O}_4\text{(s)} + 1/2 \text{ O}_2$ (1300 °C)
Sn Souriau	Sn	3	1700	$\text{Sn(l)} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{SnO}_2 + 2\text{H}_2$ (400 °C) $2\text{SnO}_2\text{(s)} \rightarrow 2\text{SnO} + \text{O}_2$ (1700 °C) $2\text{SnO(s)} \rightarrow \text{SnO}_2 + \text{Sn(l)}$ (700 °C)
Co ORNL	Co, Ba	3	1000	$\text{CoO(s)} + x\text{Ba(OH)}_2\text{(s)} \rightarrow \text{Ba}_x\text{CoO}_y\text{(s)} + (y-x-1)\text{H}_2 + (1+2x-y)\text{H}_2\text{O}$ (850 °C) $\text{Ba}_x\text{CoO}_y\text{(s)} + x\text{H}_2\text{O} \rightarrow x\text{Ba(OH)}_2\text{(s)} + \text{CoO}_{(y-x)}\text{(s)}$ (100 °C) $\text{CoO}_{(y-x)}\text{(s)} \rightarrow \text{CoO(s)} + (y-x-1)/2 \text{ O}_2$ (1000 °C)
Ce, Ti ORNL	Ce, Ti, Na	3	1300	$2\text{CeO}_2\text{(s)} + 3\text{TiO}_2 \rightarrow \text{Ce}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{TiO}_2 + 1/2 \text{ O}_2$ (800-1300 °C) $\text{Ce}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{TiO}_2 + 6\text{NaOH} \rightarrow 2\text{CeO}_2 + 3\text{Na}_2\text{TiO}_3 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{H}_2$ (800 °C) $\text{CeO}_2 + 3\text{NaTiO}_3 + 3\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CeO}_2\text{(s)} + 3\text{TiO}_2\text{(s)} + 6\text{NaOH}$ (150 °C)
Ce, Cl GA	Ce, Cl	3	1000	$\text{H}_2\text{O} + \text{Cl}_2 \rightarrow \text{Hcl} + 1/2 \text{ O}_2$ (1000 °C) $2\text{CeO}_2 + 8\text{HCl} \rightarrow 2\text{CeCl}_3 + 4\text{H}_2\text{O} + \text{Cl}_2$ (250 °C) $2\text{CeCl}_3 + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{CeO}_2 + 6\text{HCl} + \text{H}_2$ (800 °C)

2.6.4- Production d'hydrogène par électrolyse

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau en milieu alcalin est la première technologie à être utilisée pour la production d'hydrogène à une échelle industrielle. Cependant, en raison de sa demande élevée en énergie 4.5-5kWh/Nm³H₂ son coût est élevé. C'est le facteur limitant de cette technologie, sauf pour les pays où l'électricité n'est pas chère. Diverses techniques sont à l'étude pour améliorer ce procédé, comme le développement de nouvelles membranes, cellules à intervalle zéro, développement de nouveaux électrolytes, développement de nouvelles électrodes, activateurs d'ions. Les activateurs d'ions sont des complexes de métaux (cobalt, molybdène...), ils permettent de réduire l'énergie d'électrolyse jusqu'à 10% [83].

L'hydrogène par électrolyse est le plus propre si l'électricité est d'origine renouvelable. Le coût de production est diminué si l'électricité pendant les heures creuses est employée. L'utilisation de l'électricité durant les heures creuses mènerait à une utilisation améliorée des usines de production électrique et par conséquent à une réduction des émissions de CO₂. L'utilisation de l'hydroélectricité pour la production de l'hydrogène est plus favorable en termes de coût et environnement [84].

La combinaison Electrolyseur-Pile à combustible peut constituer une solution viable pour le contrôle de la puissance électrique à fournir par les systèmes à énergie renouvelable (éolien et photovoltaïque). L'électrolyseur fonctionne en période hors pic de demande d'électricité et la pile à combustible fonctionne en période de pic de demande électrique. Les batteries sont utilisées pour un stockage à très court terme. Des algorithmes de contrôle basé sur la logique floue sont développés afin d'optimiser la gestion [85].

a) L'hydrogène photovoltaïque

Le projet de démonstration PHOEBUS a fourni de l'électricité solaire à la bibliothèque centrale Forschungszentrum Jülich (FZJ) indépendamment du réseau électrique depuis 1993. Le projet a duré près de 10 ans et a prouvé son efficacité. Cependant, on ne peut pas ignorer le fait que pour la plupart des applications, la technologie de PHOEBUS est loin d'être compétitive avec l'approvisionnement énergétique conventionnel, car le combustible fossile est toujours très bon marché. Le but le plus important de PHOEBUS est de développer une base pour l'approvisionnement énergétique du futur. Les changements de système énergétique prennent plusieurs décennies, ainsi il est nécessaire d'agir dès maintenant. Le système PV-Electrolyseur peut être l'une des méthodes les plus viables dans la production d'hydrogène sans émission de GES [86], [87].

BIBLIOGRAPHIE

Il existe de nombreuses applications autonomes (télécommunication, médicale...) qui nécessitent un haut degré de fiabilité et de disponibilité. Pour assurer une grande autonomie, une capacité importante de batterie est installée, ce qui n'est pas très rentable et respectueux de l'environnement. Sans compter qu'une quantité importante d'énergie est gaspillée à la bonne période de l'année. Le système type PHOEBUS permet de stocker à long terme l'énergie des bonnes périodes de l'année pour l'utiliser dans les mauvaises périodes.

Il ressort de l'expérience PHOEBUS que l'emploi de compresseurs à membranes permet d'utiliser uniquement 9% de l'énergie lors de la compression de l'hydrogène pour le stockage. L'électrolyseur peut être dimensionné à une puissance inférieure à celle des panneaux photovoltaïques, sans perte dans le système de stockage à long terme, ce qui permet de réduire le coût d'investissement. L'angle d'inclinaison des panneaux photovoltaïque est un facteur important. L'énergie a été augmentée de 30% en ajustant les panneaux de la verticale à la latitude [86].

La puissance nécessaire à l'électrolyse de l'eau à haute pression est inférieure à la puissance nécessaire à l'électrolyse atmosphérique suivie de la compression des gaz produits ; la compression des gaz nécessite plus de puissance que d'augmenter la pression de l'eau. Il est possible de réduire l'énergie nécessaire à la compression de 5% si on suppose que les compresseurs et pompes ont un rendement de 50%. L'électrolyse à haute température pourrait réduire le coût de 25% [88].

Un système de production d'hydrogène a été construit par un citoyen dans une région montagneuse de la Suisse (Zollbruck, altitude 630m, latitude 46.9). Le système se compose de 65m² de panneaux photovoltaïques (Puissance 5kWc, rendement 8.4%) montés sur la toiture de la maison, d'un convertisseur DC-DC (MPPT de rendement 95%), d'un électrolyseur alcalin (5kW de rendement 65%), d'une unité de purification d'hydrogène, d'un compresseur et de deux bouteilles de stockage en hydrures métalliques, l'une d'une capacité 15Nm³ pour fournir de l'hydrogène pour un four et une machine à laver, l'autre de 16Nm³ pour fournir de l'hydrogène à une camionnette. Le système possède un rendement de 3.6% pour la conversion soleil hydrogène [89].

Un système constitué de générateur photovoltaïque-hydrogène-biogaz-piles à combustible a été installé en Suède. Le système travaille avec le biogaz et l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau. L'efficacité électrique du système de pile à combustible est en dessous de ce qui a été prévu tandis que l'efficacité thermique est plus importante [90].

L'utilisation de batterie pour le stockage tampon de l'électricité lors de la production

d'hydrogène a permis de stabiliser la tension de l'électrolyseur et la maintenir au-dessus de la tension minimale, lorsque la tension dépasse la tension maximale l'énergie est déviée vers la batterie [91].

Une comparaison entre un système PV-électrolyseur directement couplé et un système avec MPPT a permis de démontrer que l'efficacité de l'électrolyseur est augmentée 60% dans le premier cas et 50% dans le second. Le rendement global de l'installation est de 1.5% pour le cas direct et 2.3% avec le MPPT, les pertes sont principalement dues aux régulateurs et la température de surface des PV. Un contrôle de la puissance d'un système de production d'hydrogène garantit la sûreté du fonctionnement de l'électrolyseur et favorise les conditions de production de l'hydrogène [92].

Afin d'optimiser le fonctionnement du système électrolyseur-pile à combustible, Ulleberg [93] recommande:

- L'électrolyseur doit fonctionner en mode de puissance variable et non en puissance fixe.
- Le point d'allumage de l'électrolyseur doit être le plus haut possible.
- La pile à combustible doit fonctionner en mode puissance minimale (selon les contraintes)
- Le point de mise en arrêt de la pile doit être le plus bas possible.

Il est nécessaire de développer un système de contrôle qui prend en charge le coût de l'investissement afin de maximiser le rendement du système en fonction.

a.1) Analyse du Coût

Les expérimentations montrent qu'il est important de considérer le rapport entre le coût du générateur photovoltaïque et le coût de l'électrolyseur. Un point optimum est déterminé en fonction de la puissance des panneaux et la puissance de l'électrolyseur à l'irradiance de dimensionnement [94].

Le coût total de la production d'hydrogène utilisant l'énergie nucléaire est au moins comparable au coût de l'hydrogène par reforming du gaz naturel à la vapeur, si le coût de séquestration du carbone est inclus. Une station de remplissage d'hydrogène contribue de 50% du coût total de l'hydrogène [95].

La capture et le stockage du CO₂ lors de la production d'hydrogène par les énergies fossiles augmentent le prix de 10-40%. Le transport et le stockage dans les nappes aquifères joute 1-5% au prix total. L'impact de la séquestration du CO₂ sur le prix final de l'hydrogène est très faible. Plus de 40% du prix final est dû à la commercialisation et aux stations de remplissage [96].

BIBLIOGRAPHIE

Le coût de l'électrolyseur et le système de purification représente 52% du coût total du système de production photovoltaïque de l'hydrogène. Le coût du système de stockage représente environ 20% du coût total. La réduction du coût de l'électrolyseur et le coût du système de stockage pourraient rendre l'hydrogène plus attractif. Afin d'optimiser le coût du système, l'électrolyseur doit être le plus grand possible et le stockage et plus petit possible [97], [98].

b) L'énergie éolienne

La stabilité du réseau électrique limite la pénétration de l'énergie éolienne à un seuil supérieur de 5-15%. Cette limite est indépendante de la vitesse moyenne des vents, mais dépend des centrales thermiques. Plus le nombre d'éoliennes est grand, plus la part d'énergie produite est perdue, due aux restrictions du réseau. Les centrales thermiques produisent l'électricité quand le réseau le demande, les éoliennes produisent de l'électricité lorsque la vitesse du vent est dans les limites de production. Un moyen d'aborder ce problème est de stocker le surplus d'énergie renouvelable sous forme d'hydrogène. L'électrolyse de l'eau produit de l'hydrogène lorsqu'il y a un surplus d'énergie et permet donc d'augmenter la pénétration de l'énergie éolienne à 30-40%. Une bonne stratégie de régulation de la production d'hydrogène et son utilisation dans les piles à combustible favorisent la position des énergies renouvelables dans le réseau national [99].

Les bénéfices de l'hydrogène et son rôle dans une plus grande pénétration de l'énergie éolienne ont été évalués dans le contexte énergétique de l'Irlande. En plus des bénéfices écologiques et la réduction des émissions de CO₂, l'exploitation de la ressource éolienne peut provoquer à long terme un surplus de production d'électricité qui peut être valorisée par la production d'hydrogène [100].

Dans les systèmes autonomes de gestion d'énergie renouvelable, convertir le surplus d'électricité éolienne et photovoltaïque en hydrogène grâce à un électrolyseur est une solution judicieuse. L'hydrogène produit est purifié et comprimé. Inversement lorsqu'il y a un déficit en électricité, la pile à combustible fournit la puissance électrique nécessaire en consommant l'hydrogène stocké. Des convertisseurs et des contrôleurs sont utilisés afin d'optimiser la gestion de l'énergie dans le système. Les batteries sont utilisées pour un stockage temporaire de l'énergie alors que l'hydrogène est utilisé pour le stockage saisonnier [101].

c) Autres sources d'énergie (Géothermie, hydroélectricité...)

L'hydroélectricité est un système de production d'électricité supérieur en tout point aux systèmes basés sur l'énergie fossile [102], [103]. Mais l'utilisation de ces systèmes est

limitée par la disponibilité de la source. L'impossibilité de transporter l'électricité à de grands kilométrages rend son utilisation limitée dans l'espace. Une possibilité d'augmenter l'efficacité des centrales hydroélectriques est la production d'hydrogène en utilisant le surplus d'énergie ou l'énergie perdue. L'électricité produite en hors pic ou en période de non-demande, lorsque les courants des rivières sont forts, peut être stockée sous forme de gaz hydrogène et utilisée dans des turbines à hydrogène ou des piles à combustible. L'utilisation de l'hydrogène dans une turbine est techniquement faisable et fiable. L'électrolyseur doit être installé à proximité de la centrale hydraulique afin d'optimiser la production. Le système permettra de faire gagner de l'énergie et de l'argent au producteur [104].

Un système utilisant une turbine microhydraulique pour la production d'électricité renouvelable combinée à des panneaux photovoltaïques et une pile à combustible a été étudié par Santarelli *et coll.* [105]. La station est dimensionnée à une puissance inférieure à une équivalente 100% photovoltaïque, la source hydraulique est plus disponible que le photovoltaïque. La pile à combustible a un taux d'utilisation de 50% contre 64% pour une station photovoltaïque. La microhydraulique permet d'obtenir une meilleure autonomie en hiver et la quantité d'hydrogène produit est plus importante.

L'utilisation de l'énergie des vagues pour l'électrolyse de l'eau de mer a été expérimentée par Temeev *et coll.* [106]. Les auteurs concluent que c'est une option tout à fait faisable et devraient trouver sa place dans le futur système énergétique renouvelable.

Le système d'électrolyse à haute température utilisant les eaux géothermales rivalise avec les systèmes alcalins de production d'hydrogène avec tous les systèmes auxiliaires nécessaires (échangeurs de chaleurs, électrolyseur à membranes céramiques...) [107].

d) Électrolyse à haute température.

L'efficacité des systèmes conventionnels de production d'hydrogène par électrolyse est 25-28% par rapport à l'énergie primaire nécessaire à la production d'électricité. L'utilisation de l'électrolyse de la vapeur d'eau à haute température (Cellules adiabatiques à 1.3V et 0.4 A/cm² de densité de courant) augmente le rendement jusqu'à 40-50% selon l'énergie primaire utilisée [108].

Le coût pour produire 1MJ d'hydrogène est estimé avec la formule $Cout = 0.217 Ec + 0.001$. E est la différence de potentiel appliqué et c est le coût de l'électricité en \$/kWh. Pour une utilisation industrielle $c=0.04$ \$/kWh. À haute température le potentiel de résistance est négligeable le potentiel appliqué devient 1.34V, donc le coût de l'hydrogène serait de 0.0126\$/MJ. Le coût des équipements auxiliaires, comme les bouilleurs, réchauffeurs et échangeurs de chaleur, augmente le prix total à 0.0135\$/MJ.

BIBLIOGRAPHIE

La contribution de l'énergie électrique est de 57% du coût total et la contribution du chauffage est 22%. L'électrolyse à haute température est une voie intéressante pour la production d'hydrogène [109]–[111].

Une efficacité double par rapport au système photovoltaïque de production d'hydrogène classique a été obtenue en utilisant une membrane tubulaire en ZrO_2 comme électrolyte pour l'électrolyse à haute température. L'électrolyseur a été placé dans un four solaire à 1000°C puis alimenté avec de la vapeur d'eau. La confirmation de la production d'hydrogène et oxygène a été effectuée par chromatographie. L'efficacité du procédé global a été estimée à 20-28% [112].

2.6.5- Transport et stockage de l'hydrogène

La généralisation de l'utilisation d'un combustible dépend principalement de la facilité de stockage et son énergie par unité de volume. Plus le combustible a une densité énergétique par unité de volume élevée, plus il est demandé. L'objectif du département de l'énergie US est d'arriver à une densité de $70 \text{ kgH}_2/\text{m}^3$ et un pourcentage massique de l'ordre de 6%, afin de permettre à l'hydrogène d'être un carburant alternatif pour les transports [113].

D'un point de vue exergetique et efficacité énergétique, le stockage de l'hydrogène à basse pression a le meilleur rendement, le stockage dans les hydrures métalliques est très intéressant. Le processus le moins efficace est le stockage à haute pression [114].

Les recherches actuelles sont concentrées sur le stockage de l'hydrogène en utilisant l'adsorption du gaz dans un solide et l'absorption dans les interstices de métaux. Ces options sont sûres et sont une meilleure alternative que le stockage physique de l'hydrogène. Les recherches tendent à déterminer la capacité de stockage, le taux de charge/décharge, l'effet thermique, et les limites de craquement. Les matériaux comme les fullerènes, nanotubes de carbones, alliages de métaux légers et les hydrures à base de Mg sont utilisés [115].

Le stockage en utilisant les hydrures complexes et les hydrures métalliques à film mince sont prometteurs. Le $LiAlH_4$ dopé au Ti a un pouvoir de restitution de 5%, aussi l'activation d'un film $LaNi_5$ pour l'absorption d'hydrogène est une tâche simple [116]. Les nanotubes de carbones apparaissent aussi comme une alternative crédible. Les nanotubes de carbone peuvent contenir 3.3% en masse d'hydrogène et 0.7% massique dans l'espace interstitiel, ce qui fait un total de 4% massique. En appliquant une pression importante, il est possible d'augmenter ce taux [117].

Les structures métallo-organiques (MOFs) peuvent stocker de l'hydrogène en attirant les molécules H dans leurs pores sans élévation de pression ou réduction de température. Ces

BIBLIOGRAPHIE

matériaux peuvent être fabriqués à un coût relativement faible à partir d'oxyde de zinc et téréphtalate. Leur structure ressemble à des éponges de cristaux en échafaudage composées de tiges jointes, ce qui leur donne une grande superficie de contact. Actuellement ces matériaux absorbent 2% en poids, mais les recherches pour atteindre un objectif de 6% sont prometteuses (suivant les exigences de l'US-DOE). Ces nouveaux matériaux sont supérieurs aux hydrures métalliques, car ils ne nécessitent pas de chauffage pour relâcher le gaz d'hydrogène, le processus de charge et décharge détériore le métal à long terme. Avec les MOFs, l'hydrogène est adsorbé, donc il est plus aisé de le charger et décharger avec peu d'énergie [118].

Les microsphères de verre creuses (HGMS) offrent un nouveau schéma de stockage de l'hydrogène. Une étude comparative de l'efficacité du stockage pour différentes microsphères a démontré que le taux de stockage peut aller de 15% jusqu'à 25% en masse à une pression inférieure à 500 bars. Cette efficacité est unique et très supérieure au cryostat (14% en masse), de plus la méthode est plus sûre que les bouteilles à haute pression. Une étude préliminaire au laboratoire d'un prototype a démontré qu'il est possible d'avoir 15-17% en masse d'hydrogène sous une pression de 150-300 bars [119].

Le stockage saisonnier de l'hydrogène (de l'été à l'hiver) dans les hydrures organiques liquide est comparable aux autres méthodes de stockage à zéro émission de gaz à effet de serre, comme les batteries. L'électricité, moins cher en été, est utilisée dans l'électrolyse de l'eau pour fournir l'hydrogène pour l'hydrogénation du toluène. La Déshydrogénation en hiver fournit de l'hydrogène utilisable dans les piles à combustible pour chauffer et fournir l'électricité à un rendement électrique de 41%. La déshydrogénation utilisant les catalyseurs commerciaux émet du carbone à un taux de 0.01 kgC/kWh [120].

L'utilisation de cycles thermochimiques peut éviter le stockage de l'hydrogène. Le métal mis en contact avec l'eau produit de l'hydrogène et s'oxyde, le métal oxydé est recyclé grâce à la technologie solaire pour obtenir un métal utilisable. C'est le principe du cycle avec le Bore ; le bore en contact avec l'eau produit de l'hydrogène et B_2O_3 , cette étape peut être utilisée à bord des voitures, à la station de remplissage le B_2O_3 est échangé avec le B pur. Le traitement du B_2O_3 se fait par combinaison d'électrolyse et chauffage thermique. L'efficacité soleil-roue automobile est de 11% [121].

Le transport de l'hydrogène sous forme liquide peut être effectué dans une ligne MgB_2 . Pour une épaisseur de la canalisation de 120 pouces, la ligne contient 20 pouces d'isolant et 6 pouces de vide vers l'intérieur et 2 pouces vers l'extérieur. La ligne peut transporter de l'électricité sans pertes par effet joule vu qu'elle est supraconductrice. Le design de cette ligne traversant le détroit de Gibraltar est faisable, afin de transporter l'hydrogène et l'électricité produits à partir de sources renouvelables du Sahara vers l'Europe [122].

Il y a plusieurs espoirs que de nouveaux matériaux seront découverts afin de répondre aux exigences des véhicules à hydrogène. Le développement d'une politique énergétique durable nécessite des innovations scientifiques et technologiques, mais aussi une adaptation socio-économique et un changement d'attitude vis-à-vis de l'énergie [123], [124].

2.6.6- Sécurité de l'hydrogène

L'hydrogène est inflammable dans une gamme large de concentrations allant de 4% jusqu'à 74% en volume. L'hydrogène a la vitesse de flamme la plus élevée de tous les combustibles connus, son énergie d'allumage est inférieure à celle du méthane de 30%. La clé pour bien maîtriser l'hydrogène carburant est de mettre en œuvre un système de prévention et de sécurité afin de minimiser les risques liés à l'usage de ce carburant [6].

Rosyid *et coll.* [125] ont effectué une étude détaillée du risque lié à l'économie basé sur l'hydrogène. Ils démontrent que l'utilisation de l'hydrogène n'est pas plus dangereuse que d'autres alternatives comme le GPL. Le risque lié au container de stockage d'hydrogène s'avère très acceptable dans diverses simulations.

En mélangeant l'hydrogène au méthane dans des proportions définies (70/30 est la meilleure) on obtient de l'*Hydrothane* ou *hythane*. Le mélange est plus sûr que l'hydrogène pur et possède de meilleures performances que le méthane pur. L'*Hydrothane* peut être utilisé dans les moteurs à combustion internes et dans les piles à combustible SOFC [126].

Chapitre 3- Le Rayonnement solaire

Ce qui est admirable, ce n'est pas que le champ des étoiles soit si vaste, c'est que l'homme l'ait mesuré.

Anatole FRANCE

Pour dimensionner un système basé sur l'énergie solaire, aussi bien photovoltaïque que thermique, il est nécessaire de connaître la quantité d'énergie que reçoit le système de conversion [127]. Les applications basées sur l'énergie solaire sont plus coûteuses que leurs équivalents utilisant les énergies fossiles. Un dimensionnement optimum réduisant le coût global est recommandé afin d'éviter tout surdimensionnement inutile [128]. Ainsi, afin d'estimer la production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire, il est nécessaire de modéliser le rayonnement reçu sur la surface du panneau photovoltaïque en fonction de son orientation et inclinaison. C'est à partir de là que la taille de chaque élément du système peut être optimisée.

3.1- L'énergie solaire

Le soleil est un vaste réacteur de fusion nucléaire qui génère près de 3.8×10^{23} kW. Une très faible fraction est interceptée par la terre 1.8×10^{14} kW. Cette énergie est distribuée sur toute la surface frontale et dépasse rarement 1 kW/m^2 .

La terre suit une révolution elliptique autour du soleil (en fait, la rotation est pratiquement circulaire, l'excentricité est très faible, de l'ordre de 0.0167). La période de révolution est définie à une année (et un quart de jour). L'angle entre l'axe de rotation de la terre et le plan elliptique est de 66.55° , ce qui donne un angle de 23.45° entre l'équateur et le plan elliptique. Cet angle est à l'origine des variations saisonnières.

À un moment de sa rotation, l'angle de l'axe de la terre et le rayon solaire est à son minimum, c'est le solstice d'été, qui a lieu le 21 juin, c'est aussi le jour le plus long de l'année. De même lorsque le même angle est à son maximum, c'est le solstice d'hiver, qui a lieu le 21 décembre, c'est le jour le plus court de l'année. Les équinoxes ont lieu lorsque l'angle entre l'axe de rotation de la Terre et le rayon solaire est 90° . Les équinoxes ont lieu le 21 mars et 21 septembre (Figure 5).

LE RAYONNEMENT SOLAIRE

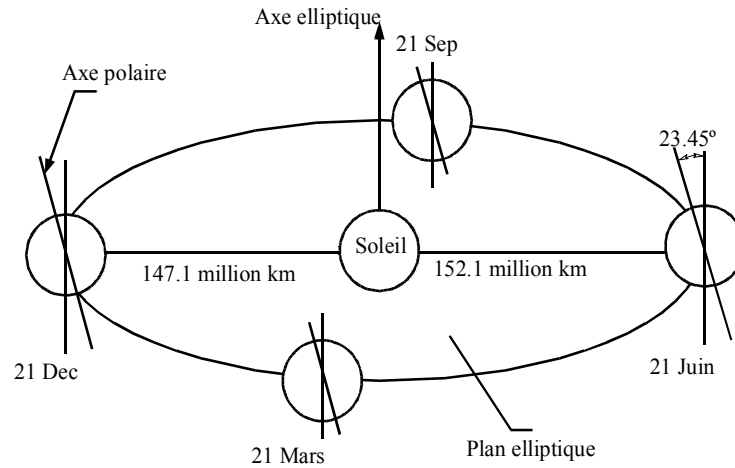


Figure 5. Rotation de la Terre

Le rayonnement solaire incident sur la surface de la Terre appelé insolation, mesuré comme énergie par unité de temps et unité de surface (ou puissance par unité de surface). Les unités les plus communes sont Watt par mètre carré (W/m^2), Btu/hr-ft² et Langley (cal/cm²-min).

La quantité de radiation solaire reçue sur une surface normale hors de l'atmosphère terrestre à la distance moyenne entre la Terre et le soleil est appelée constante solaire (I_{cst}). La valeur de cette constante est $1366.1 W/m^2$, telle que définie par la norme ASTM E490-00a(2014).

3.1.1- Distance Terre-Soleil

La Figure 5 montre l'orbite annuelle de la terre. La distance terre-soleil change durant l'année, le minimum 1.471×10^{11} m au solstice d'hiver (21 décembre) et le maximum de 1.521×10^{11} m au solstice d'été (21 juin). De ce fait, la quantité de rayonnement solaire interceptée par la terre (I_{ex}), en hors atmosphère, varie dans l'année. Le maximum est au solstice d'hiver et le minimum est au solstice d'été. L'équation décrivant cette variation est :

$$I_{ex} = I_{cst} (D/D_0)^2 \quad (1)$$

La distance terre soleil est estimé par la relation :

$$(D/D_0)^2 = 1.00011 + 0.034221 \cos(x) + 0.00128 \sin(x) + 0.000719 \cos(2x) + 0.000077 \sin(2x) \quad (2)$$

Où

$$x = 360(N + 1)/365 \quad (3)$$

N est le nombre du jour ($N=1$ pour le 1^{er} janvier).

3.1.2- Déclinaison solaire

L'axe de rotation journalier de la terre autour d'elle-même est à un angle de 23.45° à l'axe du plan orbital éclipseptique autour du soleil (Figure 6). Cette inclinaison est la source majeure des variations saisonnières du rayonnement solaire sur la surface de la Terre. L'angle entre la ligne terre-soleil (à partir de leurs centres) et le plan équatorial est appelé déclinaison solaire δ . La déclinaison solaire varie de -23.45° le 21 décembre à $+23.45^\circ$ le 21 juin. Afin d'estimer la déclinaison de la terre, l'équation la plus simple a été développée par Cooper [129]

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284 + N}{365}\right) \quad (4)$$

Si une meilleure précision est requise, l'équation de Spencer [130] est utilisée :

$$\delta = 180/\pi \left(\begin{array}{l} 0.006918 - 0.399912 \cos\Gamma + 0.070257 \sin\Gamma - 0.006758 \cos 2\Gamma \\ + 0.000907 \sin 2\Gamma - 0.002697 \cos 3\Gamma - 0.00148 \sin 3\Gamma \end{array} \right) \quad (5)$$

Avec $\Gamma = 360(N - 1)/365$

L'équation de Spencer estime la déclinaison avec un écart maximal de 0.0006 radiant.

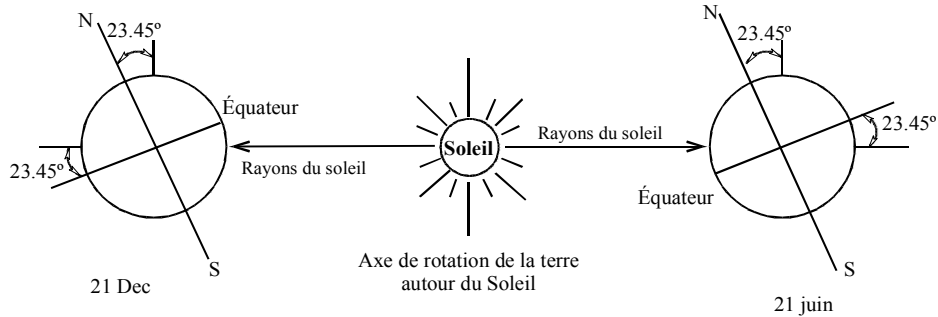


Figure 6. Inclinaison de la terre

3.1.3- Rotation de la Terre. Temps solaire

La rotation de la Terre autour de son axe cause le cycle jour-nuit et donne l'impression que le soleil se déplace dans le ciel chaque jour de l'EST à l'OUEST. Ce cycle est à la base du temps solaire. Un "Jour solaire" est défini : à partir du moment où le soleil traverse le méridien local jusqu'au prochain moment où il traverse le même méridien. Le midi solaire est le moment où le soleil traverse le méridien local.

a) *Équation du temps*

Le jour solaire varie en longueur dans l'année à cause de l'axe de la terre, qui est incliné par rapport au plan elliptique et l'angle du vecteur terre soleil, qui durant une période fixe dépend de la position de la terre dans son orbite elliptique.

Le midi solaire est observé lorsque le soleil est au sud, lorsque l'observateur est en hémisphère nord et vice-versa. Le midi solaire diffère du midi local. Lorsqu'un observateur note que midi solaire est à 11h55, le lendemain il observera que midi solaire aura avancé de 19 secondes de plus ou de 19 secondes de moins. Le temps solaire et le temps local diffèrent. Cette différence est appelée équation du temps, elle varie en fonction du jour et de la longitude.

$$E = (9.87 \sin(2B) - 7.53 \cos(B) - 1.5 \sin(B)) \quad (6)$$

L'angle B est défini en fonction du jour de l'année N .

$$B = 360 \frac{N - 81}{364} \quad (7)$$

Spencer [130] donne une formule plus précise de l'équation du temps avec une erreur maximale de 0.0025 radiant, soit l'équivalent de 35 secondes d'arc :

$$E = 229.18 \begin{pmatrix} 0.000075 + 0.001868 \cos \Gamma - 0.032077 \sin \Gamma \\ - 0.014615 \cos 2\Gamma - 0.04089 \sin 2\Gamma \end{pmatrix} \quad (8)$$

Avec $\Gamma = 360(n - 1)/365$

Cette expression est utilisée pour convertir du temps standard local au temps solaire vrai TSV :

$$TSV = T_{st} + \frac{1}{60} E + \frac{1}{15} (L_{st} - L) \quad (9)$$

T_{st} est le temps standard ou officiel, duquel on ôte une heure si l'heure avancée d'été est en vigueur. L est la longitude du lieu.

La longitude méridienne standard L_{st} peut être calculée par l'équation.

$$L_{st} = 15 FH_{loc} \quad (10)$$

FH_{loc} est le Fuseau horaire du lieu considéré ;

Le dernier terme de l'équation du temps solaire vrai est un ajustement de la latitude en heures $360^\circ \rightarrow 24h$ soit $1h \rightarrow 15^\circ$.

b) Angle horaire

À chaque moment il est plus pratique de calculer le temps en degrés qu'en heures, l'unité de mesure est l'angle horaire (24h représente 360° horaires)

L'angle horaire est mesuré à partir du midi solaire, positif s'il est avant-midi et négatif après-midi.

$$\omega = 15(12 - TSV) \quad (11)$$

c) Position du Soleil

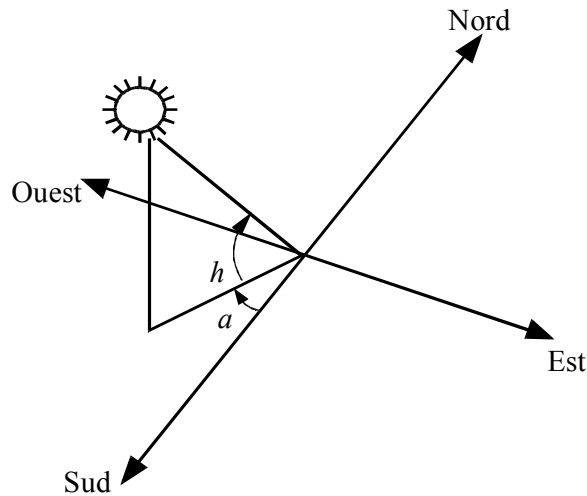


Figure 7. Position du soleil

La position du soleil est exprimée en fonction de l'angle azimut solaire a , l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud, cet angle est mesuré positivement vers l'ouest, et l'angle de l'altitude solaire h , angle que fait la direction du soleil avec sa projection, le complément de h ou l'angle que fait la direction du soleil avec la verticale est appelé angle zénithal (θ_z), comme montré sur la Figure 7.

Les formules pour estimer les deux grandeurs sont :

$$\sin(h) = \sin(\lambda) \sin(\delta) + \cos(\lambda) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (12)$$

λ est la latitude locale.

L'azimut est calculé par les formules

$$\begin{cases} a = \sin^{-1}(\cos(\delta) \sin(\omega) / \cos(h)) & \text{Si } \cos(h) \geq \tan(\delta) / \tan(L_{loc}) \\ a = 180 - \sin^{-1}(\cos(\delta) \sin(\omega) / \cos(h)) & \text{Si } \cos(h) < \tan(\delta) / \tan(L_{loc}) \end{cases} \quad (13)$$

à midi solaire, $\omega = 0$ donc $h = 10 - |\lambda - \delta|$ et $a = 0$.

Les équations de Spencer [130] ont une erreur maximale dans la prédiction de la position du soleil de l'ordre de 0.25° . L'algorithme de Michalsky [131] a une erreur maximale de 0.011° sur la période 1950 à 2015. L'algorithme de Blanco-Muriel [132] a une erreur de 0.008° , mais sur la période 1995 à 2015. L'algorithme développé par Reda et Andreas ([133], [134]) a une erreur de 0.0003° sur une période de temps beaucoup plus large (-2000 à 6000ans), mais nécessite un temps de calcul plus important que les autres algorithmes, il convient parfaitement au calibrage des instruments de mesure.

d) Le rayonnement terrestre

L'irradiation solaire extraterrestre passe à travers l'atmosphère, une partie est réfléchiée dans l'espace, une autre partie est absorbée par l'air et la vapeur d'eau, une autre partie est dispersée par les molécules d'air, vapeur d'eau, aérosols et poussières (Figure 8). La portion de rayonnement solaire qui atteint la surface de la Terre sans changement de direction est appelée rayonnement direct. Le rayonnement dissipé, qui atteint la surface de la Terre depuis les nuages est appelé rayonnement diffus.

La radiation extraterrestre peut être déterminée avec une précision relative, contrairement aux radiations qui arrivent sur la terre, qui sont incertaines, résultant principalement des changements climatiques locaux. Les données les plus représentatives de la radiation solaire sont mesurées à long terme (30 ans et plus). Toutefois, il est possible de prédire le rayonnement solaire en utilisant des modèles théoriques basés sur des mesures climatiques.

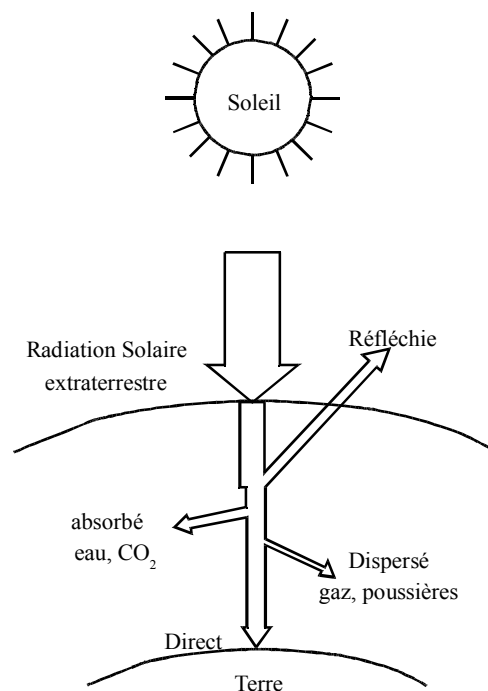


Figure 8. Atténuation de la radiation solaire traversant l'atmosphère

e) Rayonnement solaire sur surface inclinée

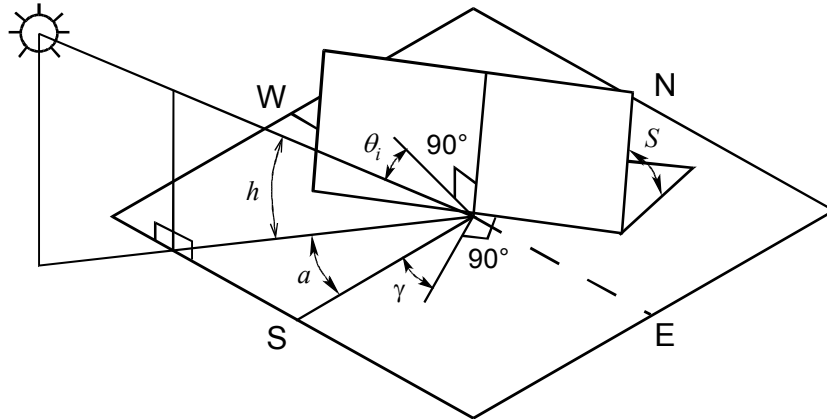


Figure 9. Rayonnement reçu sur plan incliné

Le rayonnement solaire sur une surface arbitraire ayant une inclinaison S par rapport à l'horizontale et un angle azimutal a (supposé positif vers le sud-ouest), comme montré dans la Figure 9, est la somme des composants constitués du Direct $H_{b,S}$, Diffus $H_{d,S}$ et le réfléchi par le sol $H_{gr,S}$:

$$H_{T,S} = H_{b,S} + H_{d,S} + H_{gr,S} \quad (14)$$

Si θ_i est l'angle d'incidence, du rayonnement Direct sur surface inclinée (Angle entre la normale à la surface et le rayon du soleil). Son expression est :

$$\cos(\theta_i) = \cos(90 - h)\cos(S) + \sin(S)\sin(90 - h)\cos(a - \gamma) \quad (15)$$

Le rayonnement direct est exprimé par la relation géométrique suivante :

$$H_{b,S} = H_b \cos(\theta_i) \quad (16)$$

Le rayonnement diffus sur surface inclinée ($H_{d,S}$) peut être obtenu en multipliant le rayonnement diffus sur surface horizontale par un facteur de visibilité entre la surface et le ciel (Modèle isotropique) :

$$H_{d,S} = H_{d,H} \left(\frac{1 + \cos(S)}{2} \right) \quad (17)$$

De même pour le rayonnement réfléchi par le sol, il peut être obtenu en multipliant le rayonnement total sur surface horizontale par le facteur de réflexion du sol appelé albédo du sol et par le facteur de visibilité entre la surface et le sol :

$$H_{gr,S} = H_{T,H} \left(\frac{1 - \cos(S)}{2} \right) \rho \quad (18)$$

Le rayonnement réfléchi est à prendre en compte uniquement en dehors du cas d'une surface horizontale. Le sol réfléchit une partie de l'éclairement qu'il reçoit en fonction de sa nature.

- neige 60 à 90%
- sol cultivé 10 à 25%

On considère généralement que pour un sol ordinaire l'albédo (ρ) est approximativement 0.2, pour un sol enneigé l'albédo est approximativement 0.8, pour le sable elle est de l'ordre de 0.4.

f) Estimation du rayonnement diffus sur plan incliné par des modèles anisotropiques

Différentes corrélations ont été développées dans ce but. Les modèles de première génération (isotropiques) supposent que le rayonnement se diffuse de manière uniforme dans le ciel. Moon et Spencer [135] ont démontré le caractère anisotropique du rayonnement, basé sur leurs observations, des modèles de seconde génération ont vu le jour. Le rayonnement diffus est divisé principalement en 3 composantes le diffus de l'horizon, le diffus du ciel et le diffus de la couronne solaire (Figure 10). Les modèles actuels sont plus élaborés et tiennent compte d'une répartition statistique, ils permettent de quantifier le rayonnement diffus incliné avec une plus grande précision.

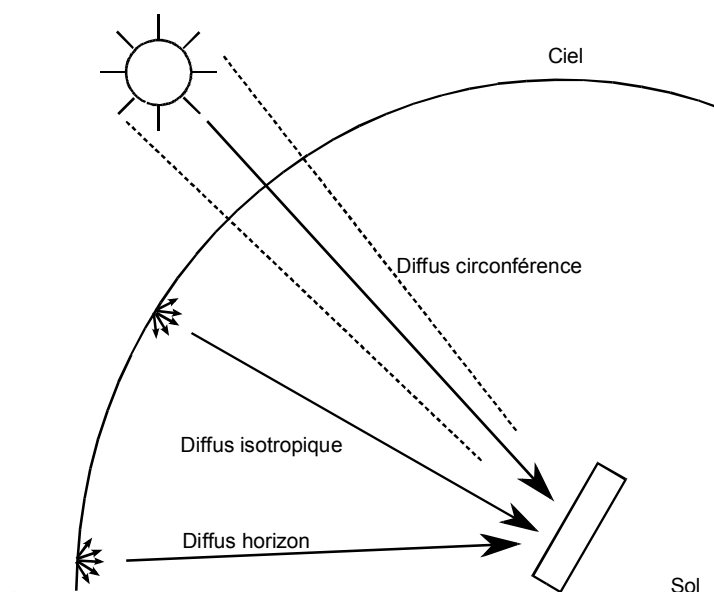


Figure 10. Schéma des trois composants du rayonnement diffus

Le modèle de Hay et Davis [136] néglige le diffus de l'horizon, et donc il peut être exprimé par deux termes, isotropique et circonférence. Son expression mathématique est :

$$H_{d,s} = H_d \left((1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos(S)}{2} \right) + A_i \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(h)} \right) \quad (19)$$

A_i est l'index d'anisotropie, qui est fonction de la transmittance de l'atmosphère du rayonnement direct.

$$A_i = \frac{H_b}{I_{ex}} \quad (20)$$

L'index d'anisotropie détermine la portion du diffus qui doit être traité comme isotropique. Si le ciel est clair donc A_i est grand, le terme isotropique est faible et le contraire dans le cas où le ciel est nuageux. Cette méthode est un peu plus complexe que le modèle isotropique, mais donne une meilleure estimation du rayonnement global reçu sur plan incliné.

Reindl et al. [137] proposent une relation de la forme :

$$H_{d,s} = H_d \left((1 - A_i) \cos^2 \left(\frac{S}{2} \right) \left(1 + f \sin^3 \left(\frac{S}{2} \right) \right) + A_i \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(h)} \right) \quad (21)$$

Avec $f = \sqrt{\frac{H_b}{H_r}}$

Le modèle de Gueymard [138] admet que le rayonnement diffus est fonction de la distribution du rayonnement. Pour une surface inclinée, on peut écrire :

$$H_{d,s} = r_d H_d \quad (22)$$

Le modèle de Gueymard suppose que le rayonnement dans un ciel partiellement couvert est la somme pondérée du rayonnement dans un ciel clair et un ciel totalement couvert. Gueymard a introduit donc la notion du rayonnement pondéré normalisé qui peut être traduite par l'équation :

$$r_d = (1 - N_{pt}) r_{d0} + N_{pt} r_{d1} \quad (23)$$

Avec :

$$r_{d0} = \exp(a_0 + a_1 \cos(\theta_i) + a_2 \cos^2(\theta_i) + a_3 \cos^3(\theta_i)) + F(S)G(h) \quad (24)$$

$$a_0 = -0.897 - 3.364h' + 3.960h'^2 - 1.909h'^3 \quad (25)$$

$$a_1 = 4.448 - 12.962h' + 34.60h'^2 - 48.784h'^3 + 27.51h'^4 \quad (26)$$

$$a_2 = -2.770 + 9.164h' - 18.876h'^2 + 23.776h'^3 - 13.014h'^4 \quad (27)$$

$$a_3 = 0.312 - 0.217h' - 0.805h'^2 + 0.318h'^3 \quad (28)$$

$$F(S) = \frac{1 + b_0 \sin^2(S) + b_1 \sin(2S) + b_2 \sin(4S)}{1 + b_0} \quad (29)$$

$$G(h) = 0.408 - 0.323h' + 0.384h'^2 - 0.170h'^3 \quad (30)$$

$$h' = 0.01h, b_0 = -0.2249, b_1 = 0.1231, b_2 = -0.0342 \quad (31)$$

r_{d1} est obtenue à partir de l'équation de Steven-Unsworth :

$$r_{d1} = \cos^2(S/2) + \frac{2b}{\pi(3+2b)} \left(\sin S - S \cos S - \pi \sin^2 \frac{S}{2} \right) \quad (32)$$

Gueymard propose $b = 1.5$

Le modèle de Perez *et al.* [139] est basé sur une analyse plus détaillée des trois composants du rayonnement diffus. L'expression mathématique du diffus est :

$$H_{d,s} = H_d \left[(1 - F_1) \frac{(1 + \cos S)}{2} + F_1 \left(\frac{a_1}{a_2} \right) + F_2 \sin S \right] \quad (33)$$

$F1$ et $F2$ sont les coefficients de luminosité de la circonférence et de l'horizon. a et b sont les termes qui prennent en compte de l'angle d'incidence du cône de la circonférence du soleil.

$$\begin{aligned} a &= \max[0, \cos(\theta)] \\ b &= \max[\cos(85), \sin(h)] \end{aligned} \quad (34)$$

Les coefficients F_1 et F_2 sont fonction de trois paramètres qui décrivent les conditions du ciel, la hauteur du soleil h , l'indice de clarté ε et la luminosité Δ . L'expression de ε est fonction du diffus et du direct.

$$\varepsilon = \frac{\frac{H_d + H_b}{H_d} + 5.535 \times 10^{-6} (90 - h)^3}{1 + 5.535 \times 10^{-6} (90 - h)^3} \quad (35)$$

h doit être en degrés

$$\Delta = m \frac{H_d}{H_{ex} \cos(\theta_1)} \quad (36)$$

m est l'index de masse de l'air $m = 1/\sin(h)$.

Les coefficients de luminosité F_1 et F_2 sont des fonctions statistiques pour des plages de ε ; des valeurs recommandées sont données par l'auteur.

$$F_1 = \max \left[0, \left(f_{11} + f_{12}\Delta + f_{13} \frac{\pi(90-h)}{180} \right) \right] \quad (37)$$

$$F_2 = \left(f_{21} + f_{22}\Delta + f_{23} \frac{\pi(90-h)}{180} \right) \quad (38)$$

Les coefficients f_{ij} dépendent de ε , leurs valeurs sont données dans le Tableau 4.

Tableau 4: coefficients f_{ij}

ε	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
0 – 1.065	-0.196	1.084	-0.006	-0.114	0.180	-0.019
1.065 – 1.230	0.236	0.519	-0.180	-0.011	0.020	-0.038
1.230 – 1.500	0.454	0.321	-0.255	0.072	-0.098	-0.046
1.500 – 1.950	0.866	-0.381	-0.375	0.203	-0.403	-0.049
1.950 – 2.800	1.026	-0.711	-0.426	0.273	-0.602	-0.061
2.800 – 4.500	0.978	-0.986	-0.350	0.280	-0.915	-0.024
4.500 – 6.200	0.748	-0.913	-0.236	0.173	-1.045	0.065
6.200 – ∞	0.318	-0.757	0.103	0.062	-1.698	0.236

3.2- Étude des modèles de calcul du rayonnement.

Différentes données radiométriques sont enregistrées par la station de mesure du Centre de développement des énergies renouvelables. On s'intéresse principalement aux rayonnements : global horizontal, diffus horizontal, global incliné à la latitude du lieu et le direct.

Un programme en fortran a été élaboré afin de calculer le rayonnement diffus sur plan incliné selon les différents modèles cités précédemment. Une procédure pour formater les données brutes afin de les exploiter a été écrite en langage awk, elle permet d'organiser les données, éliminer les périodes d'essai et les défaillances du système de mesure.

Les données sont lues par le programme fortran. Puis la position du soleil (hauteur et azimut du soleil) selon la date et l'heure considéré est calculée par l'algorithme de Reda et Andreas [133] ; l'angle d'incidence sur la surface incliné est alors évalué. Le rayonnement diffus est calculé selon les modèles choisis en utilisant le global et diffus horizontaux mesurés par la station de mesure du CDER.

En premier, le rayonnement diffus est étudié en comparant les mesures expérimentales et

LE RAYONNEMENT SOLAIRE

les modèles de calcul. Cette étape permet d'évaluer les erreurs des différents modèles sur le site d'étude. La distribution statistique du rayonnement diffus est montrée sur la Figure 11. Le diffus est un rayonnement principalement inférieur à 500W/m^2 , il dépasse rarement les 450W/m^2 .

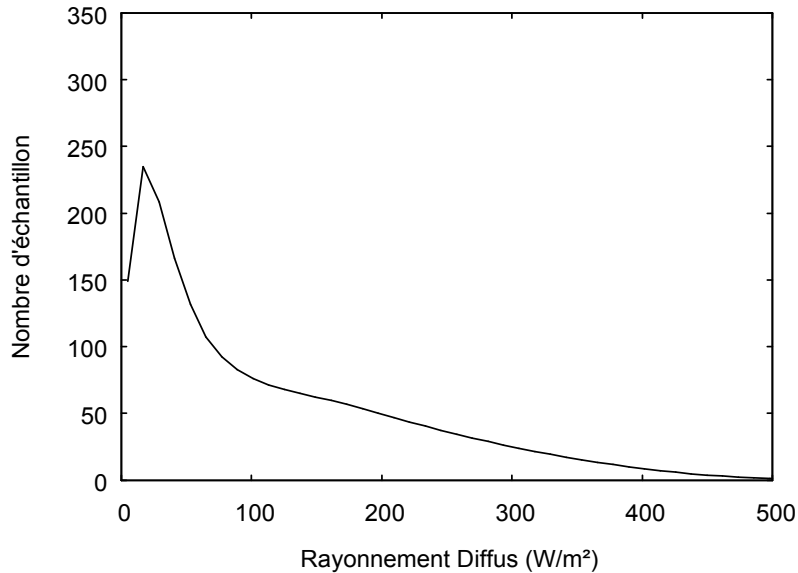


Figure 11. Fréquence du rayonnement diffus.

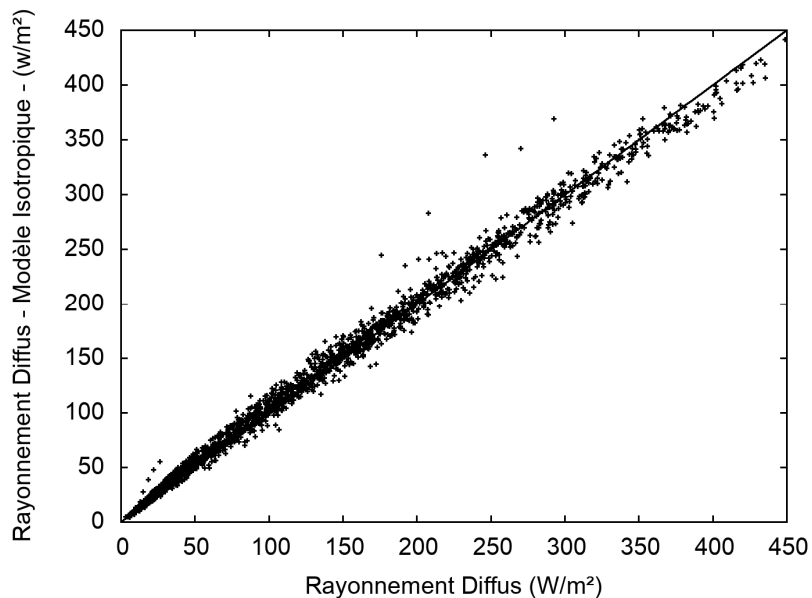


Figure 12. Rayonnement diffus selon le modèle isotropique vs rayonnement diffus mesuré

En traçant le rayonnement calculé par les différents modèles en fonction du rayonnement mesuré (Figure 12 à Figure 16). Les points des échantillons se concentrent près de la droite unitaire. Montrant ainsi une bonne approximation des modèles. En effet les écarts sont respectivement de 6.9%, 6.6%, 6.7%, 5.5%, 4.8% pour les modèles isotropique, hay,

LE RAYONNEMENT SOLAIRE

reidel, gueymar et perez. Le modèle de Perez donne l'écart le plus faible comparativement aux autres modèles, c'est le modèle le plus utilisé dans la littérature.

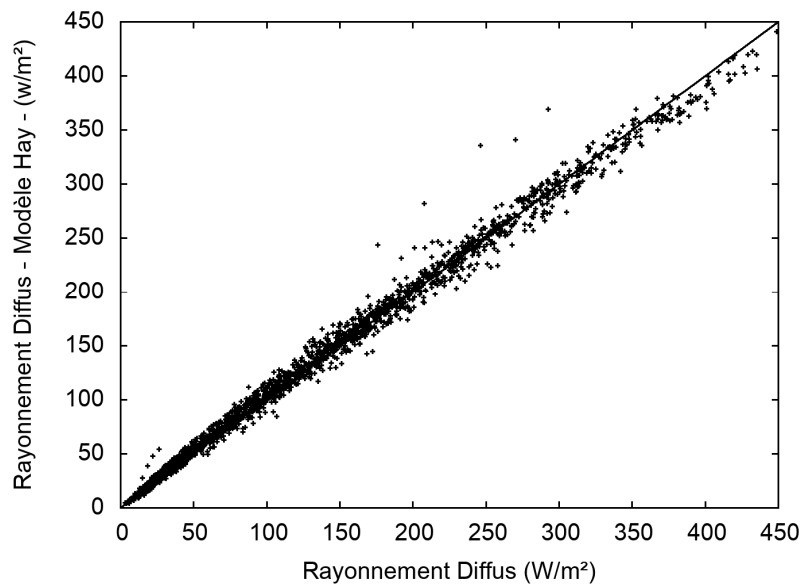


Figure 13. Rayonnement diffus selon le modèle de Hay vs rayonnement diffus mesuré

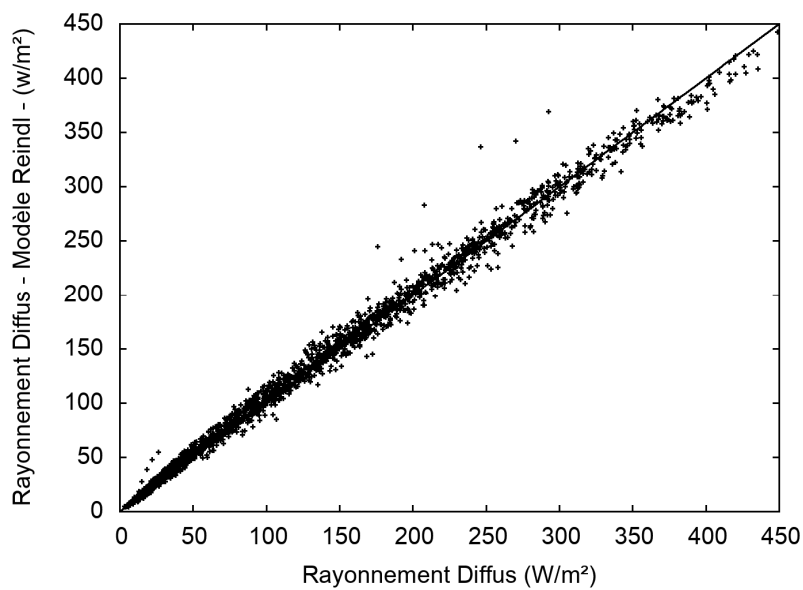


Figure 14. Rayonnement diffus selon le modèle de Reindl vs rayonnement diffus mesuré

LE RAYONNEMENT SOLAIRE

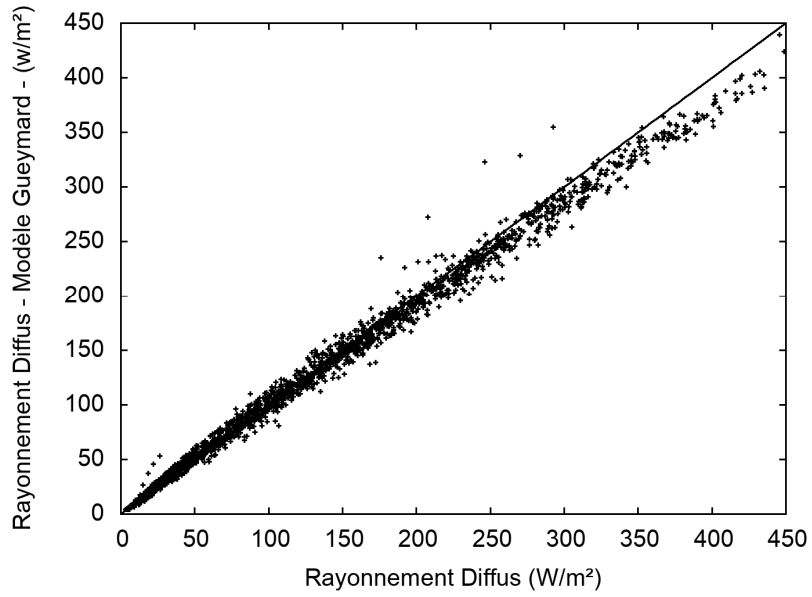


Figure 15. Rayonnement diffus selon le modèle de Gueymard vs rayonnement diffus mesuré

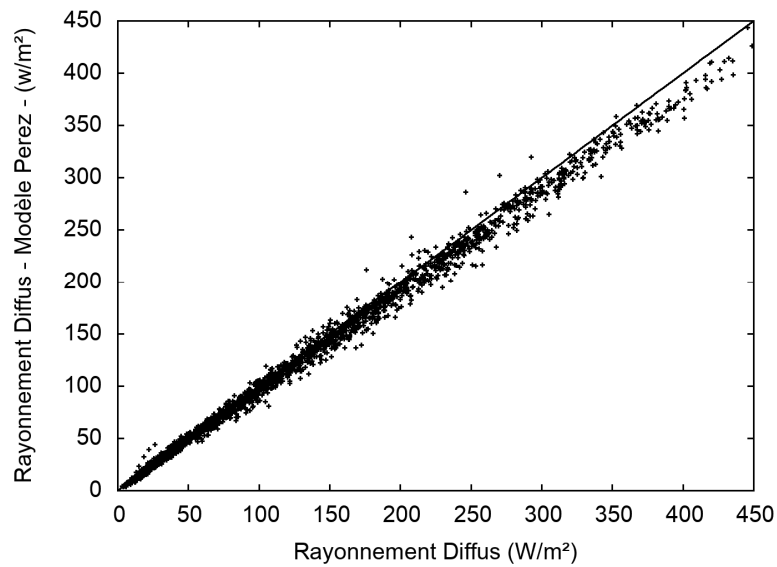


Figure 16. Rayonnement diffus selon le modèle de Perez vs rayonnement diffus mesuré

Une évaluation globale renseigne peu sur les modèles. Une étude plus approfondie est nécessaire afin de juger du comportement des modèles et connaître leurs points forts et lacunes. Deux grandeurs sont alors calculées, l'écart absolu et l'écart relatif, définis comme suit :

$$Ecart_{absolue} (\%) = 100 \times \frac{1}{n} \sum \left| \frac{y_{modele} - y_{experimental}}{y_{experimental}} \right| \quad (39)$$

$$Ecart_{relatif} (\%) = 100 \times \frac{1}{n} \sum \frac{y_{modele} - y_{experimental}}{y_{experimental}} \quad (40)$$

Les écarts absolus et relatifs peuvent être calculés sur une plage limitée de données. Le rayonnement correspondant est la moyenne sur la plage considérée. On s'intéressera à leur distribution en fonction du rayonnement diffus.

La Figure 17 montre la distribution de l'écart en fonction du rayonnement diffus. Il apparaît clairement que la majorité des modèles de première et seconde génération (Isotropique, Hay et Reindl) ont un écart important aux faibles rayonnements, mais. L'écart décroît quand le rayonnement augmente en intensité. Il apparaît que ces modèles ne tenant pas compte du rayonnement diffus de l'horizon ont tendance à s'écarter de la mesure réelle lorsque celui-ci est prédominant.

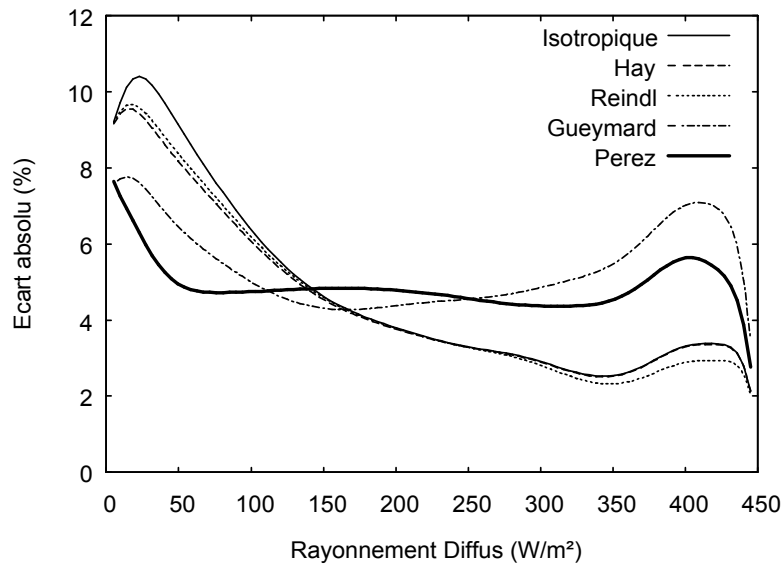


Figure 17. Distribution de l'écart des différents modèles de calcul du Diffus.

L'écart absolu est toujours positif, il représente la somme des erreurs du modèle, c'est une grandeur qui renseigne sur la précision globale du modèle. Représenter la distribution de l'écart absolue en fonction du rayonnement permet de visualiser les zones où cette grandeur est importante et où le modèle s'approche bien de la réalité. Les modèles les plus stables ont un écart quasi constant. Pour que la qualité du modèle soit acceptable, il est important que le modèle ne s'écarte pas trop dans la zone d'intérêt.

La Figure 18 montre l'écart relatif, cette équation permet de savoir si les modèles sous-estiment ou surestiment les mesures dans la plage considérée. Les écarts sur tout le

LE RAYONNEMENT SOLAIRE

domaine sont -5.4%, -4.8%, -5.1%, -1.0%, 1.6% pour les modèles Isotropique, Hay, Reindle, Gueymard et Perez respectivement. Il est remarqué que les modèles de première et seconde génération sous-estiment le rayonnement diffus. Le modèle de Perez a tendance à le surestimer plus que les autres. Une combinaison des différents modèles permettrait certainement une meilleure approximation de la grandeur réelle.

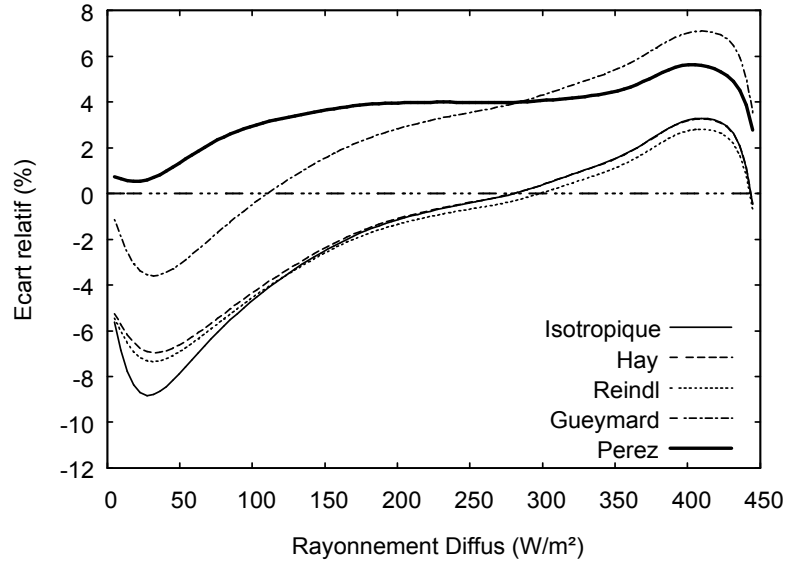


Figure 18. Distribution de l'écart sur le calcul du rayonnement diffus.

En calculant le rayonnement global reçu sur plan incliné, il est possible d'estimer l'erreur des modèles. Le rayonnement diffus contribue dans une certaine proportion dans le calcul du rayonnement global. La Figure 19 montre la fréquence du rayonnement global incliné en fonction de ce dernier. Il est à noter l'existence d'une singularité près des 900w/m² montrant une plus grande quantité de données dans cette région. Il est à noter également que ce rayonnement dépasse rarement les 1100W/m².

LE RAYONNEMENT SOLAIRE

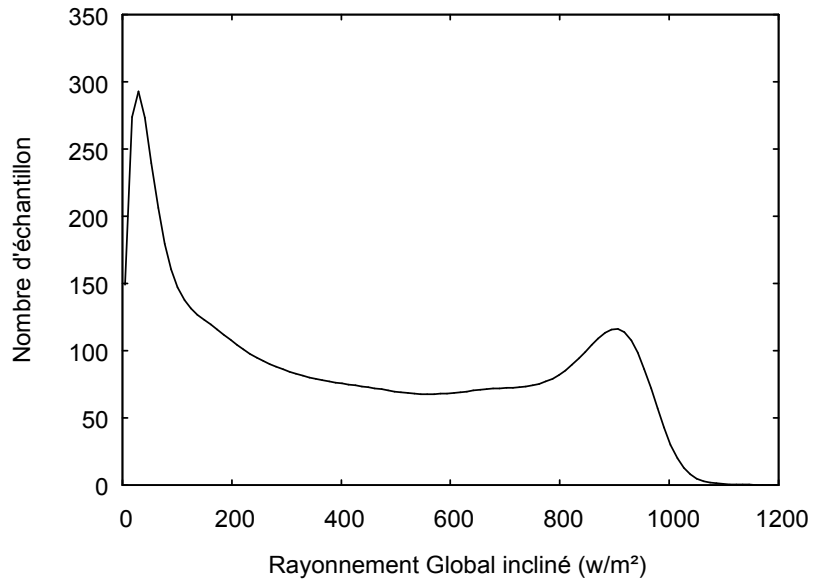


Figure 19. Fréquence du rayonnement global incliné.

Les figures 20 à 24 montrent le rayonnement global incliné à la latitude d'Alger, calculé en utilisant les différents modèles de diffus en fonction du rayonnement global mesuré. Les points se rassemblent autour de la droite unitaire ce qui démontre une bonne approximation des données expérimentales avec les modèles. Les écarts sont de 4.8%, 5.2%, 5.1%, 3.9%, 3.6% pour les modèles Isotropique, Hay, Reindl, Gaymard et Perez respectivement.

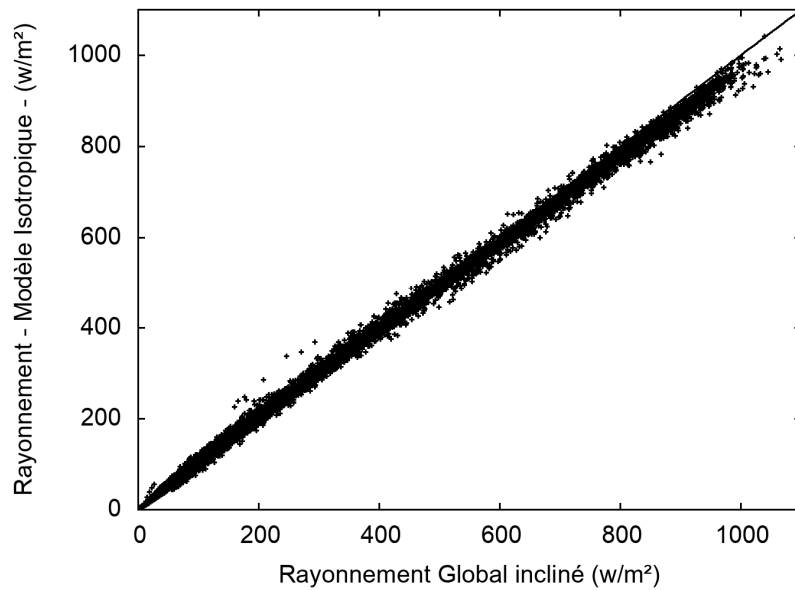


Figure 20. Rayonnement global incliné calculé selon le modèle Isotropique vs mesuré.

LE RAYONNEMENT SOLAIRE

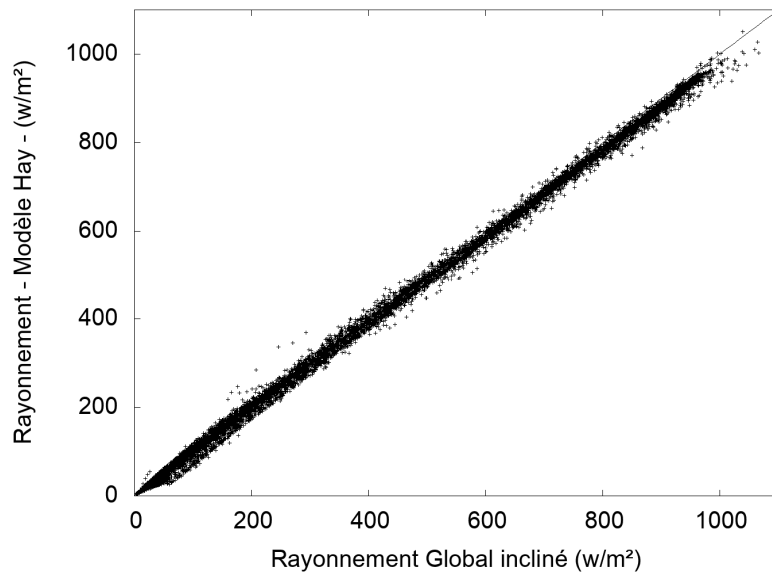


Figure 21. Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de Hay vs mesuré

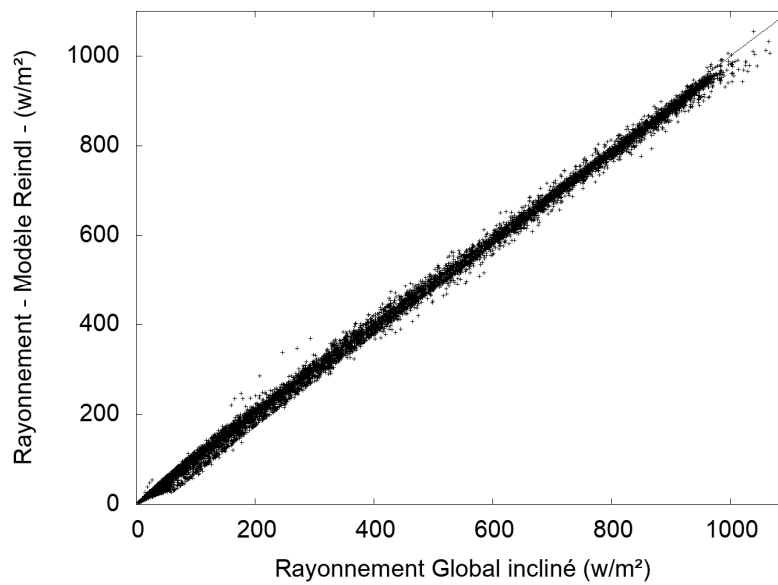


Figure 22. Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de Reindl vs mesuré

LE RAYONNEMENT SOLAIRE

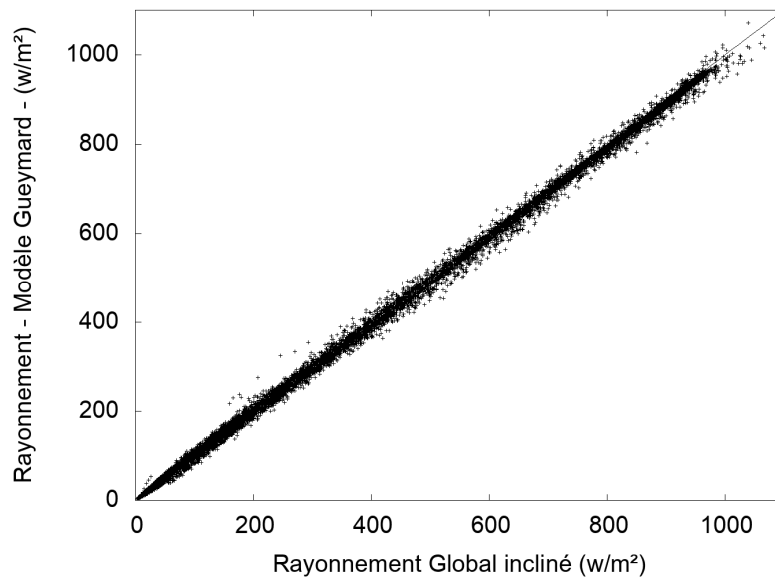


Figure 23. Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de Gueymard vs mesuré

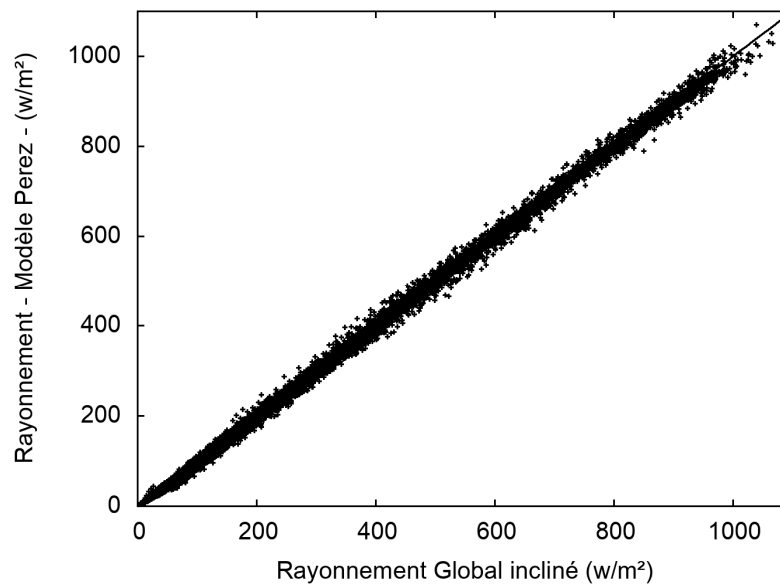


Figure 24. Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de Perez vs mesuré.

La grandeur qui intéresse l'ingénieur est le rayonnement global incliné à la latitude du lieu. L'écart absolu entre les modèles cités précédemment et les mesures a été calculé, il est de 4.8%, 5.2%, 5.1%, 3.9%, 3.6% pour les modèles Isotropique, Hay, Reindl, Gaymard et Perez respectivement. Ces valeurs sont plus faibles que les écarts du rayonnement diffus, mais vu la contribution du diffus dans le global, des valeurs moins importantes étaient attendues.

LE RAYONNEMENT SOLAIRE

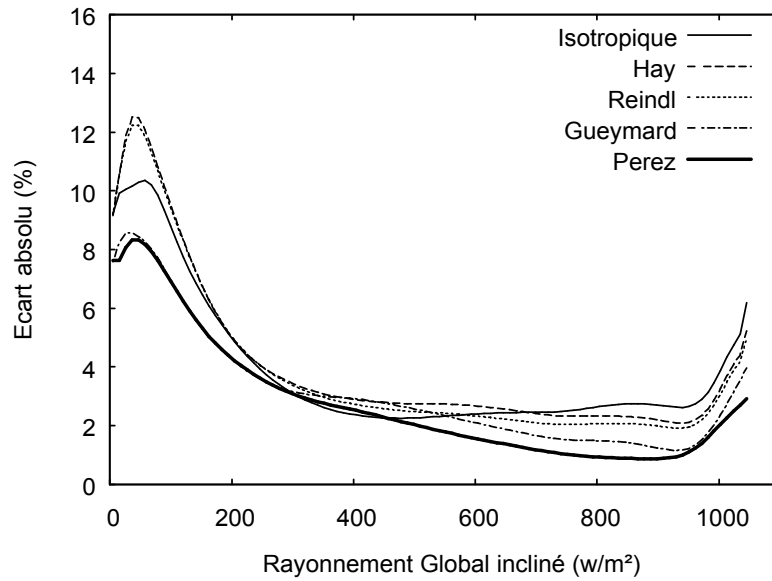


Figure 25. Distribution de l'écart en fonction de l'intensité du rayonnement.

La Figure 25 montre la distribution de l'écart en fonction du rayonnement global incliné. Il est à noter que le modèle de Perez donne la meilleure approximation puisque c'est le modèle qui approche le mieux les données du rayonnement diffus. Toutefois il est à remarquer que les écarts sont plus importants que ceux estimés lors du calcul du rayonnement diffus. Cet accroissement peut être expliqué par l'addition de l'erreur sur l'évaluation du rayonnement direct et réfléchi par le sol.

Dans la majorité des applications solaire, un rayonnement supérieur à 100W/m² est nécessaire pour faire fonctionner les différents appareils. Le modèle de Perez a une bonne distribution dans cette zone. L'erreur est presque uniforme et ne dépasse pas les 5%. Le modèle de Guaymard oscille un peu lorsque le rayonnement augmente ce qui démontre une très légère instabilité.

L'écart relatif sur tout le domaine est de -5.4%, -4.8%, -5.1%, -1.0%, 1.6% pour les modèles isotropiques, Hay, Reidle, Gueymard et Perez respectivement. Il est remarqué que seul le modèle de Perez surestime le rayonnement global. Observer l'évolution de l'erreur relative en fonction du rayonnement diffus donne plus d'informations (Figure 26). Le modèle de Perez a beaucoup d'avantages par rapport aux autres modèles. L'écart est quasi constant et toujours positif. C'est un modèle qui a un comportement quasi stable.

LE RAYONNEMENT SOLAIRE

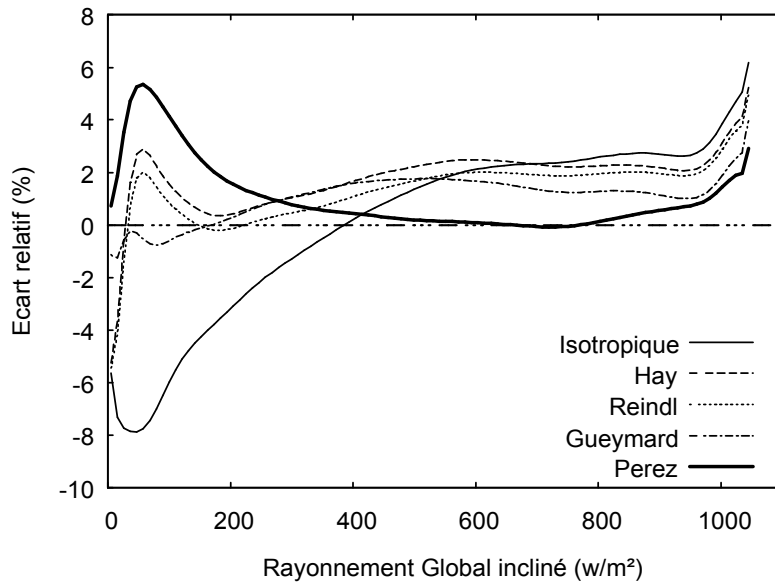


Figure 26. Distribution de l'écart selon l'intensité du rayonnement.

De la Figure 26, il est remarqué que le modèle de Perez approche le mieux le rayonnement global, puisque sa courbe s'approche le plus de la ligne nulle (zéro). Les autres modèles ont tendance à surestimer spécialement dans la région supérieure à $300W/m^2$. Il est à noter que le modèle de Gueymard est le plus intéressant dans la région inférieure à $300W/m^2$.

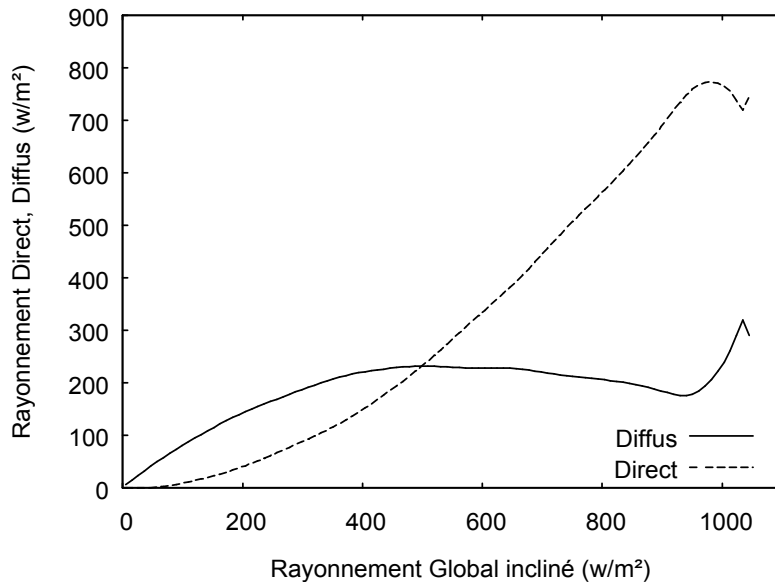


Figure 27. Rayonnement direct et diffus en fonction du global incliné.

L'accroissement de l'écart étant attribué à l'estimation du rayonnement direct dans la formule du global. Sa distribution est montrée dans la Figure 27. Il est remarqué que ce paramètre contribue de façon significative dans la région où le rayonnement global est

important. En dessous des $500\text{W}/\text{m}^2$ le rayonnement diffus contribue plus que le rayonnement direct, leur proportion est partagée aux environs des $500\text{W}/\text{m}^2$.

La distribution de l'écart en fonction du rayonnement global montre que l'erreur n'est pas constante, elle diminue puis augmente dans les forts rayonnements (Figure 25). Toutefois, l'écart ne dépasse pas les 6% pour un global supérieur à $100\text{W}/\text{m}^2$. Cette déviation ne peut être expliquée par l'erreur due aux modèles de prédiction du rayonnement diffus, mais aux formules d'estimation du rayonnement direct. La Figure 28 montre l'écart entre l'estimation du rayonnement direct horizontal par les formules géométriques et les données mesurées par la station en fonction du global horizontal. Cette figure aide à identifier les zones de contribution des erreurs. Un écart assez important est observé dans les faibles régions. Une étude plus approfondie de ce domaine est donc nécessaire.

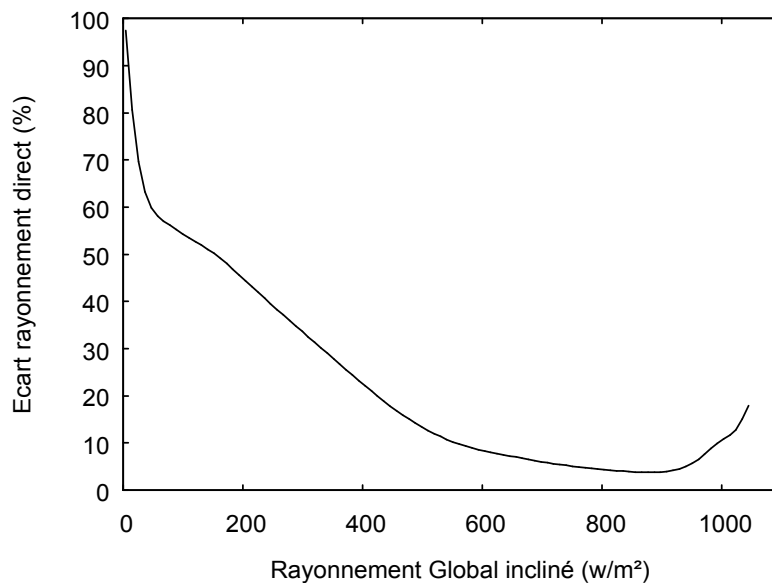


Figure 28. Écart du calcul du rayonnement direct vs intensité du global incliné.

Suite à ces observations, une courbe montrant l'erreur entre le rayonnement direct calculé par simple géométrie et celui mesuré par le pyrhéliomètre a été tracée (Figure 29) pour analyser la source de la déviation des modèles. Il est remarqué une surestimation du rayonnement aux faibles valeurs et une sous-estimation aux valeurs dépassant les $180\text{W}/\text{m}^2$ ce n'est qu'à partir de $500\text{w}/\text{m}^2$ que l'erreur devient acceptable moins de 10%.

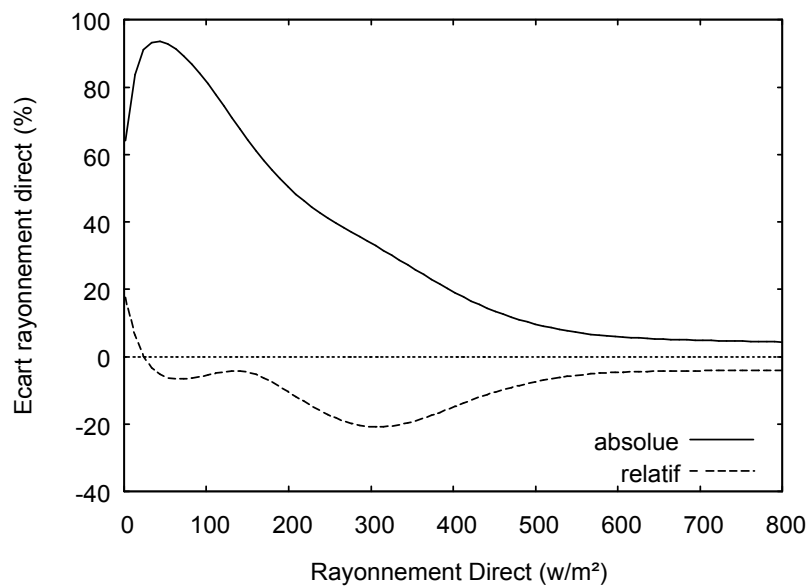


Figure 29. Écart de calcul du rayonnement direct en fonction de son intensité.

3.3- Conclusion

Une revue de différents modèles de calcul du rayonnement diffus a été effectuée. Nous distinguons le modèle de première génération (Isotropique), les modèles de seconde génération (Hay, Reindl,..), qui tiennent compte de la présence de nuages dans le ciel et leur effet sur la diffusion du rayonnement et les modèles de troisième génération (Perez, Gueymard ...) qui tiennent compte de tous les aspects de la diffusion du rayonnement.

La majorité des travaux pour le calcul du rayonnement incliné concernent l'estimation du rayonnement diffus. Dans ce chapitre, il a été remarqué que le paramètre qui introduit énormément d'erreurs dans les calculs du rayonnement est l'estimation du rayonnement direct sur le plan incliné. Cette grandeur est assez difficile à mesurer expérimentalement, elle ne peut qu'être calculée indirectement.

Le modèle de Perez contient une procédure qui permet de compenser l'erreur sur le calcul du rayonnement direct tout en approchant au mieux le rayonnement diffus. C'est l'unique modèle à surestimer de façon globale le rayonnement diffus, alors que la méthode géométrique sous-estime le rayonnement direct. Ce qui crée un effet de compensation global.

Il est nécessaire d'approfondir les recherches sur l'estimation du rayonnement direct par les formules géométriques. Une connaissance plus approfondie de l'influence de ce paramètre est nécessaire. Il faut approfondir les expérimentations avec plus de données et imaginer des dispositifs expérimentaux permettant d'obtenir le rayonnement direct

incident sur une surface inclinée.

Très peu de recherches ont été effectuées sur le rayonnement direct. La formule utilisée est issue de la simple géométrie. Gueymard [140] a remarqué que seul le modèle de Bird et Hulstrom [141] estime correctement le rayonnement direct, mais ce dernier nécessite des mesures du taux de gaz (comme l'ozone et le dioxyde de carbone) dans l'atmosphère. Ce rayonnement est très important particulièrement dans les systèmes de concentration.

Chapitre 4- Étude d'un système PV-électrolyseur pour la production d'hydrogène

N'allez pas où le chemin peut mener, allez là où il n'y a pas de chemin et laissez une trace.

EMERSON Ralph Waldo

Il est plus aisé de concevoir des systèmes basés sur les énergies renouvelables afin de garantir une source constante d'électricité selon la demande que de fournir un carburant pour le transport. Le problème est plus complexe, car il est nécessaire de fournir un carburant qui peut être stockable et transportable avec une densité énergétique acceptable.

Bien que la biomasse peut fournir un combustible liquide (ou gazeux) utilisable dans les moteurs à combustion interne. Le problème de pollution par des polluants non carboné n'est pas résolu en plus des problèmes liés à une exploitation de masse de l'agriculture. Comme la pollution des nappes souterraines par les engrais et la crise alimentaire (prix du sucre en hausse à cause de la conversion de la canne à sucre en bioéthanol, aussi la hausse du prix de l'huile à cause des exigences européennes d'introduction de biocarburants dans les carburants fossiles) [142].

L'électricité renouvelable peut fournir de l'énergie aux trains électriques et tramways. Mais les véhicules individuels, les bus, les camions et les engins de travaux publics doivent avoir un carburant facilement utilisable et disponible. Le carburant doit fournir le même confort énergétique que les carburants fossiles actuels ; de plus il doit permettre une réduction des émissions de gaz à effet de serre afin de préserver l'environnement de façon durable.

Les batteries peuvent fournir de l'énergie de traction aux véhicules et jouer un rôle de substitution aux énergies fossiles. Mais pour l'instant, elles sont encombrantes et ont une densité énergétique faible en plus de leurs poids assez contraignants (le poids des batteries constitue une charge supplémentaire à transporter). Les super-capacités ont des chances de remplir ce rôle à l'avenir, mais elles restent toujours au stade de développement.

Toutefois, il est plus simple de convertir l'électricité renouvelable en un carburant facile à stocker et qui peut être utilisé lorsque cela est nécessaire. Le carburant doit permettre la traction des véhicules de la même manière que les carburants fossiles ou avec une plus

grande efficacité. L'hydrogène combiné aux piles à combustible a toutes les chances pour remplir ce rôle.

Au cours des dernières décennies, de nouvelles applications de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique, dans le stockage de l'énergie obtenue à partir de sources renouvelables, ont été développées [143], [144]. L'hydrogène est utilisé pour stocker l'énergie, afin de l'utiliser plus tard (stockage saisonnier) ou de l'acheminer dans un endroit éloigné (transport d'énergie).

La production d'hydrogène par électrolyse est adaptée aux systèmes à base d'énergies renouvelables (solaire, éolienne, houle, marée...) qui ne sont pas intégrés au réseau [145]. Cependant, le coût du stockage à base d'hydrogène est plus élevé que celui des autres solutions alternatives (batteries, stockage thermique...). Il est nécessaire de faire des efforts pour réduire les coûts de production, de stockage et de livraison de l'hydrogène afin de le promouvoir en tant que vecteur énergétique de l'avenir [146], [147].

L'hydrogène peut être produit à partir de sources d'énergie électrique, thermique, biochimique, photonique, électrothermique, photo-électrique et photo-biochimique. La production d'hydrogène à partir de l'énergie photonique (photocatalyse, méthode photoélectrochimique et photosynthèse artificielle) est la plus respectueuse de l'environnement. L'électrolyse en utilisant le photovoltaïque comme source d'électricité est la méthode la plus propre pour produire de l'hydrogène [144], [148]. L'hydrogène obtenu par électrolyse est très pur, ne nécessitant aucun traitement chimique ni spécifique pour être utilisé dans les piles à combustible.

Un système PVE contient un générateur photovoltaïque, un électrolyseur et plusieurs éléments entre les deux (batteries, dispositif de contrôle et de régulation, convertisseur DC/DC avec fonction MPPT...). L'élément le plus fragile dans le système est le dispositif électronique. Les appareils électroniques tombent en panne le plus souvent et de façon imprévisible. Aussi, la batterie est un élément fragile dont la défaillance est imprévisible et la durée de vie limitée. Le couplage direct entre le générateur photovoltaïque et l'électrolyseur permet de se passer de batteries de stockage ainsi que des dispositifs électroniques, tout en réduisant le coût global du système [149].

Les caractéristiques I-V du module photovoltaïque et de la cellule d'électrolyse sont influencées par les variations des conditions météorologiques. Le couplage direct a été étudié à Tokyo, au Japon, et une méthode de dimensionnement d'un système d'hydrogène solaire fournissant un hydrogène plus rentable a été mise au point [94]. Le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque couplé directement à un électrolyseur à membrane échangeuse de proton a été obtenu avec succès à Victoria, en Australie [150].

Le couplage direct a également été étudié à Pékin en Chine, et un modèle dynamique a été développé pour simuler les performances du système [151]. Dans ce contexte, le couplage direct de l'électrolyseur et un panneau photovoltaïque sera étudié à Alger, en Algérie, afin de modéliser et optimiser le système.

Généralement le couplage direct entre un générateur photovoltaïque et un électrolyseur est accompli en approchant le point de fonctionnement au MPP (Maximum power point du générateur photovoltaïque) dans le domaine de rayonnement solaire de l'ordre de 600-800W/m². Ceci est possible par un choix et un dimensionnement adéquat du générateur photovoltaïque. Des simulations sont effectuées afin de prédire le bon fonctionnement du système sous ces conditions [152]. Une configuration optimale peut correspondre à 96% d'efficacité du système [153]. Toutes fois, les paramètres tels que le rayonnement, la température ambiante et la température du panneau photovoltaïque ont une influence non négligeable sur les performances et le taux de production d'hydrogène [92].

En combinant les cellules de l'électrolyseur en série et en parallèle, il est possible d'approcher la courbe de polarisation de l'électrolyseur à la courbe reliant les points de puissance maximum du système PV à différents niveaux de rayonnement. Avec une telle méthode, il est possible d'atteindre un rendement de transfert de puissance jusqu'à 99% [154]. Cette méthode est basée sur une approximation linéaire des deux courbes, ce qui améliore les performances du système par rapport aux approches traditionnelles qui impliquent la conception du système avec des conditions de travail proches du MPP durant l'année. Cela permet une économie d'environ 2500 €/kW, ce qui correspond au prix des appareils électroniques [155].

La réduction de l'efficacité d'un système couplé directement est principalement due à l'inadéquation entre les points de fonctionnement et le MPP du générateur photovoltaïque durant la période de fonctionnement. Il y a peu de méthodes de conception qui guide le dimensionnement des systèmes PV-électrolyseur directement connecté [151]. Les études réalisées utilisent des modèles mathématiques pour simuler la production d'hydrogène par électrolyse en utilisant un générateur photovoltaïque comme source d'électricité [150]. Plus les modèles sont précis, plus la prédiction des caractéristiques I-V des éléments du système est précise, plus la conception et la prédiction du comportement du système est précise et donc meilleure est l'optimisation du système. Le modèle le plus communément utilisé pour décrire le comportement du panneau photovoltaïque est le modèle à une diode avec des résistances shunt et séries. Le modèle le plus commun pour l'électrolyseur est le modèle dérivé de l'équation de Nernst, ou le modèle empirique utilisant des résultats expérimentaux. Pour simuler le système, une simple combinaison d'équations est effectuée. La résolution de ce système d'équations permet d'obtenir le point de

fonctionnement du système. À partir de ce point, les paramètres du système sont déterminés. Les études tendent à minimiser la différence entre le point de fonctionnement et le point de puissance maximum du générateur photovoltaïque afin d'optimiser l'efficacité de la production. Cependant, une évaluation complète de la chaîne de production d'hydrogène n'a pas été réalisée par des études antérieures et l'efficacité de cette méthode n'a pas été étudiée en profondeur.

Dans ce chapitre, la production d'hydrogène par un électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM) sera étudiée. L'électrolyseur est alimenté en eau pure et ne produit que de l'hydrogène et de l'oxygène. Il est directement connecté à un panneau photovoltaïque qui fournit l'énergie électrique nécessaire. Le système fonctionne au fil du soleil, donc n'utilise pas de batterie le stockage d'énergie. Pour optimiser le fonctionnement du système, un modèle mathématique sera utilisé pour simuler l'opération. Les modèles les plus précis seront étudiés pour caractériser le panneau photovoltaïque et l'électrolyseur PEM. Par la suite, le système sera simulé et comparé aux résultats expérimentaux, pour évaluer la précision du modèle dans le but de l'améliorer.

4.1- Modélisation

Un panneau photovoltaïque a une courbe caractéristique très différente des autres types de générateurs électriques. Des courbes typiques I-V et P-V d'un panneau photovoltaïque sont montrées sur la Figure 30, On peut observer que la courbe P-V a un extremum, appelé point de puissance maximale (MPP, Maximum power point) ; $P_{max}=I_{mp}\times V_{mp}$ maximise la puissance de sortie à irradiation et température fixes. Pour optimiser le fonctionnement du générateur photovoltaïque, ce dernier doit fonctionner le plus proche possible de ce point. Le voltage doit correspondre au V_{mp} en tout temps. Toutefois, ce point de puissance maximal dépend étroitement du rayonnement solaire et la température ambiante, qui varient selon les conditions climatiques locales.

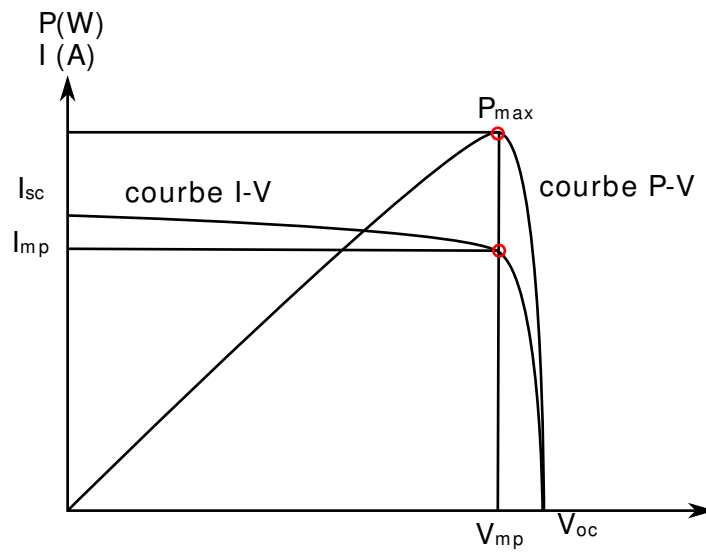


Figure 30: Courbes du panneau photovoltaïque montrant le point de puissance maximale P_{max} sur la courbe I-V et la courbe P-V.

Dans un système PV-électrolyseur sans convertisseur DC/DC, il est recommandé d'approcher la courbe de polarisation de l'électrolyse à la courbe reliant le système PV avec des points de puissance maximum à différents niveaux d'irradiation (Figure 31). L'avantage d'un tel système est qu'il ne dépend pas d'un dispositif de conversion électronique qui peut tomber en panne assez souvent. Le dispositif électronique DC/DC est l'élément le plus fragile du système. Un choix judicieux de la paire électrolyseur et panneaux PV permet de réunir les deux courbes pour un fonctionnement optimal.

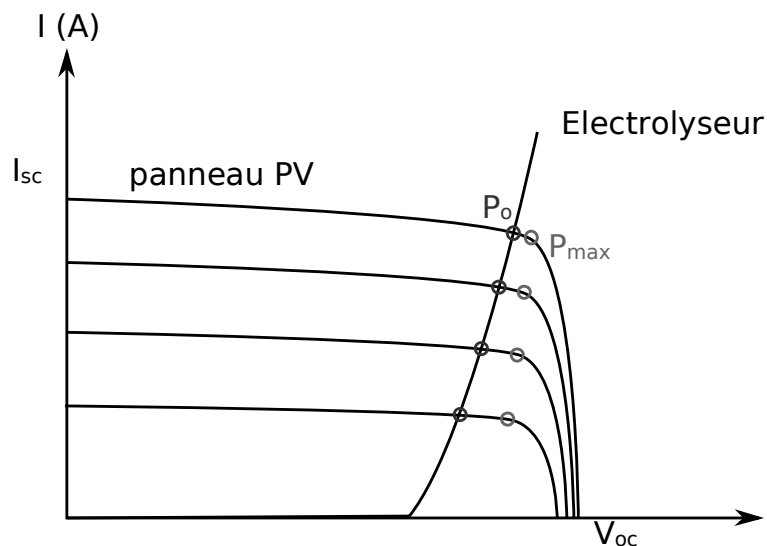


Figure 31: Courbes du panneau photovoltaïque et de l'électrolyseur montrant les points de fonctionnement P_o et les puissances maximales P_{max} à des conditions de fonctionnement variables.

Pour obtenir des conditions de fonctionnement optimales, nous intégrons des données expérimentales dans le modèle théorique du panneau photovoltaïque et de l'électrolyseur. À partir des courbes caractéristiques de chaque élément du système, une modélisation mathématique sera réalisée. Cette modélisation peut être étendue à tout élément présentant les mêmes caractéristiques. A l'aide des modèles utilisés, une simulation détaillée sera réalisée pour optimiser le système. Une validation expérimentale sera effectuée ultérieurement afin de valider la procédure effectuée.

4.1.1- *Modèle à cinq paramètres.*

La cellule photovoltaïque convertit les photons du soleil directement en énergie électrique. Le modèle à cinq paramètres est utilisé pour calculer la puissance électrique du panneau photovoltaïque. Avec ce modèle, il est possible de modéliser une seule cellule solaire, un module photovoltaïque ou un générateur contenant plusieurs modules. L'une des caractéristiques de ce modèle est que ses paramètres peuvent également être obtenus à l'aide de données généralement fournies par les fabricants. Le modèle est capable de prédire les performances des modules de silicium monocristallin et polycristallin avec environ 6% RMSE [156]. Le schéma électrique équivalent est représenté par la figure suivante :

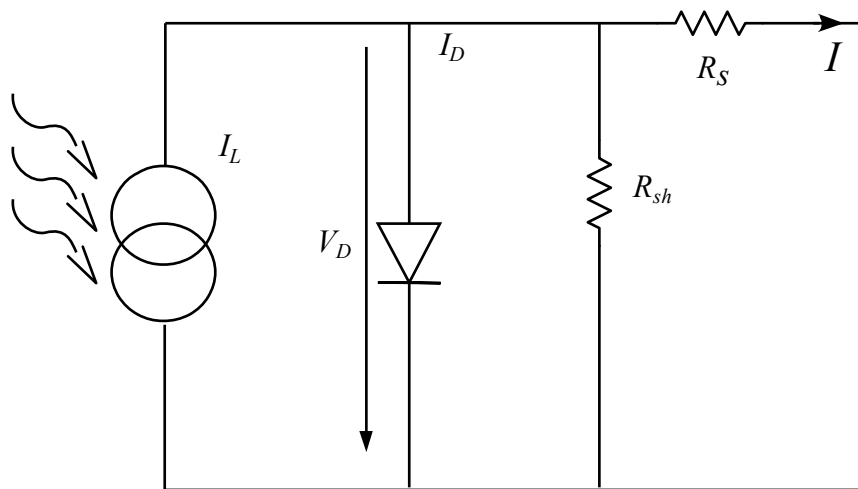


Figure 32 . Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Avec :

I_L : Photo courant

I_D : Courant de diode

I_0 : Courant de saturation de la diode

R_s : Résistance série

R_{sh} : Résistance shunt

Le modèle mathématique équivalent, basé sur celui proposé par Lorenzo [157] est exprimé par l'équation suivante:

$$I = I_L - I_o \left[e^{\frac{V + IR_s}{m}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (41)$$

m : Facteur d'idéalité de la diode 1..5

Pour calculer les paramètres de l'équation (1), des expérimentations ont été effectuées à une irradiation et température fixes. La Figure 33, montre l'essai. Nous observons une bonne approximation entre les résultats expérimentaux et le modèle l'erreur ne dépasse pas les 2%. Les paramètres du modèle sont $R_s=6 \cdot 10^{-7}\Omega$, $R_{sh}=105\Omega$, $I_0=3.3159 \cdot 10^{-6}A$, $I_L=0.217969A$, et $m=1.9705$.

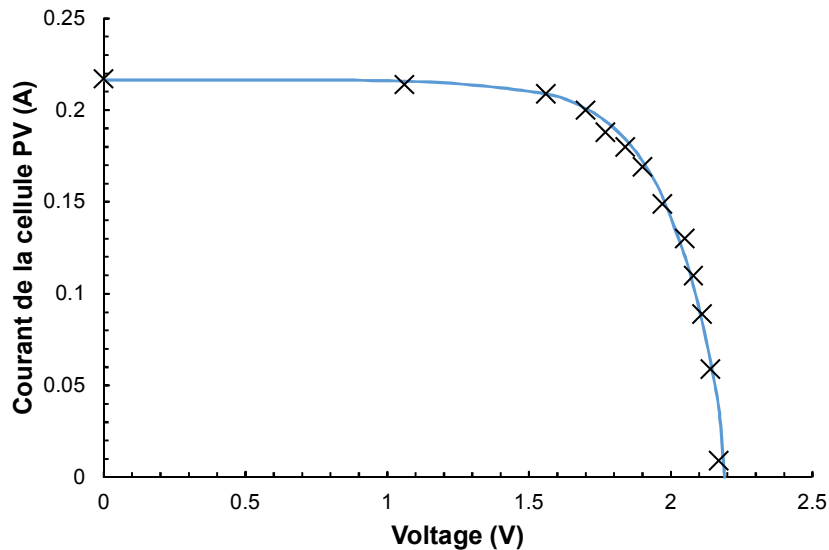


Figure 33 . Courbe I-V modélisé et expérimentations à $700W/m^2$ et $22^\circ C$.

a) Procédure de calculs des paramètres du modèle

La cellule photovoltaïque est de type polycristallin au silicium, fourni par PHYWE (Solar batterie, 4 cells, 2.5×5 cm. Phywe ref: 06752.04). La courbe caractéristique du panneau a été tracée en le soumettant à un rayonnement constant et en faisant varier une charge à ces bornes. Les caractéristiques principales ($V_{oc}, I_{sc}, P_{max}, \dots$) peuvent être déduites. Le rayonnement incident est mesuré avec un pyranomètre. La résolution mathématique de l'équation (41) décrivant le comportement d'une cellule photovoltaïque donne la relation suivante :

$$I = \frac{-m}{R_s} \text{LambertW} \left(\frac{R_s I_s R_{sh}}{m(R_s + R_{sh})} e^{\left(\frac{R_{sh}(R_s I_{ph} + R_s I_s + V)}{m(R_s + R_{sh})} \right)} \right) - \frac{VR_s - R_s I_{ph} R_{sh} - R_s I_s R_{sh}}{R_s(R_s + R_{sh})} \quad (42)$$

LambertW est la fonction *W* de Lambert, définie par $W(x) * e^{W(x)} = x$.

À partir de l'équation 42, on peut déduire l'équation décrivant la tension de circuit ouvert :

$$V_{oc} = I_{ph} R_{sh} - m \text{LambertW} \left(\frac{I_s R_{sh}}{m} e^{\frac{R_{sh}(I_{ph} + I_s)}{m}} \right) + I_s R_{sh} \quad (43)$$

Et l'intensité du courant en court-circuit est exprimée par la relation :

$$I_{sc} = \frac{-m}{R_s} \text{LambertW} \left(\frac{R_s I_0 R_{sh}}{m(R_s + R_{sh})} e^{\frac{R_{sh} R_s (I_L + I_0)}{m(R_s + R_{sh})}} \right) + \frac{(I_L + I_0) R_{sh}}{(R_s + R_{sh})} \quad (44)$$

En supposant que le panneau est idéal :

$$I = I_L - I_0 (e^{V/m} - 1) \quad (45)$$

Aussi on pose $I_L = I_{sc}$ comme première approximation. En ne prenant que les points expérimentaux V_i supérieurs à $V_{oc}/2$, le terme exponentiel est très important devant 1, après simplification on obtient :

$$\ln(I_{sc} - I) = \ln(I_0) + \frac{1}{m} V \quad (46)$$

L'équation peut être linéarisé, ainsi il est possible de calculer les valeurs de m et I_0 .

La tangente à V_{oc} est :

$$\left. \frac{\partial V}{\partial I} \right|_{I=0} = -R_s + R_{sh} \left(\frac{\text{LambertW} \left(I_s R_{sh} e^{\frac{R_{sh}(I_L + I_0)}{m}} \right)}{1 + \text{LambertW} \left(I_s R_{sh} e^{\frac{R_{sh}(I_L + I_0)}{m}} \right)} - 1 \right) \quad (47)$$

À partir des estimations initiales des paramètres I_L, I_0 et m . En combinant l'équation (47) nous obtenons la résistance shunt :

$$R_{sh} = -V_{oc} \left(-I_{ph} - I_s + I_s e^{\frac{V_{oc}}{m}} \right)^{-1} \quad (48)$$

Aussi, nous obtenons la résistance série :

$$R_s = \frac{R_{sh} \frac{\partial V}{\partial I} \Big|_{I=0} + \frac{\partial V}{\partial I} \Big|_{I=0} \text{LambertW} \left(\frac{I_s R_{sh}}{m} e^{\frac{R_{sh}(I_L + I_0)}{m}} \right)}{1 + \text{LambertW} \left(\frac{I_s R_{sh}}{m} e^{\frac{R_{sh}(I_L + I_0)}{m}} \right)} \quad (49)$$

Ces valeurs donnent une courbe lissant très bien les résultats expérimentaux. Il est possible d'appliquer une méthode d'interpolation aux moindres carrés non linéaires pour obtenir les valeurs finales de ces paramètres. Toutes fois, vue la forte non-linéarité du problème, nous avons testé plusieurs méthodes d'optimisation globale [158], l'amélioration de la courbe n'est pas très importante, mais le temps de calcul est assez important dans chaque cas.

b) Calculs de la puissance en toutes conditions

Afin de calculer la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque, la méthode proposée par De Soto est utilisée [159]. Avec cette méthode il est possible d'extrapoler les performances d'un panneau PV dans toutes les conditions météorologiques à partir des conditions de références calculées précédemment.

Le facteur d'idéalité est une fonction linéaire de la température du panneau PV ; il est donné par l'équation suivante:

$$\frac{m}{m_{ref}} = \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (50)$$

Le courant de saturation de la diode :

$$\frac{I_{o,ref}}{I_o} = \left[\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right]^3 \exp \left[\frac{1}{k} \left(\frac{E_g}{T} \Big|_{T_{c,ref}} - \frac{E_g}{T} \Big|_{T_c} \right) \right] \quad (51)$$

En se basant sur [159], E_g dépend légèrement de la température ($E_{g,Tref} = 1.121\text{eV}$) :

$$\frac{E_g}{E_{g,Tref}} = 1 - 0.0002677 (T - T_{ref}) \quad (52)$$

Le photo-courant s'exprime par la relation

$$I_L = I_{L,ref} + \alpha_{I_{sc}} (T_c - T_{c,ref}) \quad (53)$$

Le point de puissance maximal du panneau photovoltaïque est calculé en résolvant la dérivée de l'équation $\partial P/\partial V = 0$. Pour calculer le voltage et le courant à la puissance maximale, le système des deux équations suivantes est résolu :

$$\frac{H}{H_{ref}} = \frac{\left(\frac{m_{ref}}{I_{o,ref}} \exp\left(-\frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{S,ref}}{m_{ref}} \right) + R_{S,ref} \right)}{\left(\frac{m}{I_o} \exp\left(-\frac{V_{mp} + I_{mp} R_S}{m} \right) + R_S \right)} \quad (54)$$

$$I_{mp} = I_{L,ref} - I_{o,ref} \left(\exp\left(\frac{(V_{mp} + I_{mp} R_S)}{m_{ref}} \right) - 1 \right) - \frac{(V_{mp} + I_{mp} R_S)}{R_{sh}} \quad (55)$$

Le détail de la méthode de calcul et les expressions utilisées peut être consulté dans [160].

4.2- Modélisation de l'électrolyseur

L'électrolyse de l'eau permet d'obtenir simultanément de l'hydrogène et de l'oxygène avec une très grande pureté. Afin d'effectuer cette opération, il est nécessaire d'ajouter un acide ou une base à la solution dans le cas d'une électrolyse conventionnelle. Dans le cas d'un électrolyseur à membrane échangeuse de proton, une eau pure est utilisée pour l'électrolyse [161].

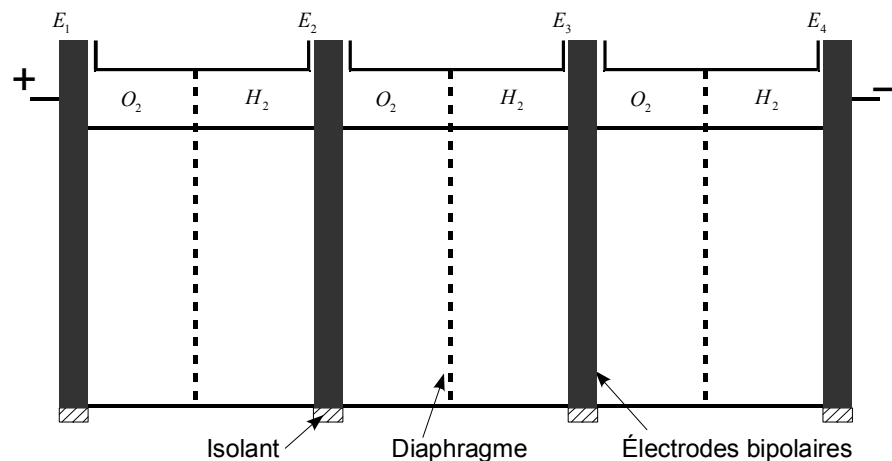
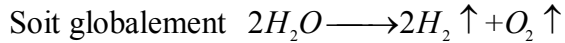
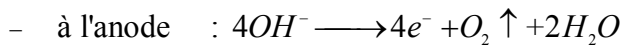
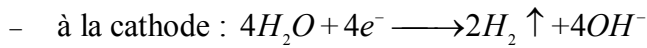
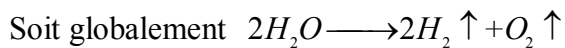
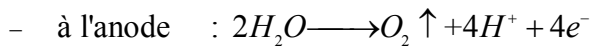
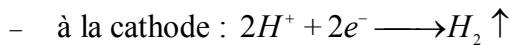


Figure 34. Schéma d'un électrolyseur alcalin à diaphragme.

Dans le cas d'une électrolyse en milieu alcalin les réactions aux anodes et cathodes sont :



Dans le cas de membrane échangeuse de protons :



L'avantage de l'électrolyseur à membrane est sa faible résistance et la possibilité d'avoir dix fois la densité de courant pour la même tension d'électrolyse qu'un électrolyseur alcalin.

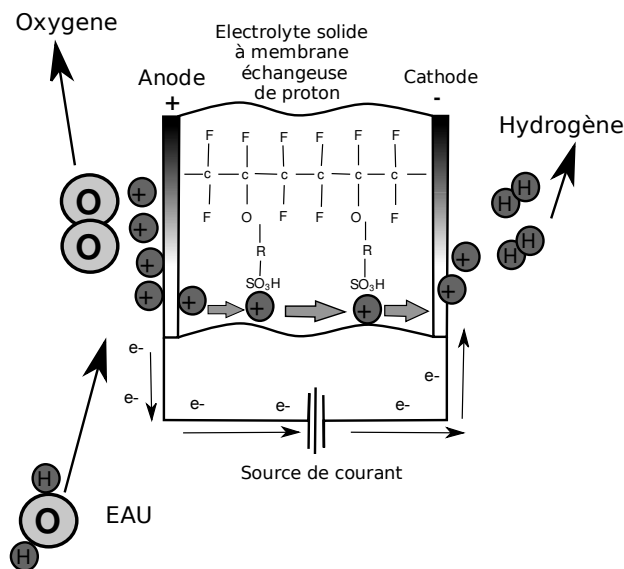


Figure 35. Schéma d'un électrolyseur PEM.

4.2.1- Électrolyseur Alcalin.

C'est le système de choix pour l'industrie de production d'hydrogène à très haute pureté. L'électrolyseur alcalin a été le premier être utilisé pour la production d'hydrogène avant la généralisation de l'utilisation du méthane par reformage à la vapeur.

Le système est modélisé en utilisant une relation empirique courant-voltage (I-V).

Différents modèles ont été développés, la forme la plus simple est :

$$V = V_{rev} + \frac{r}{A}I + s \log\left(\frac{t}{A}I + 1\right) \quad (56)$$

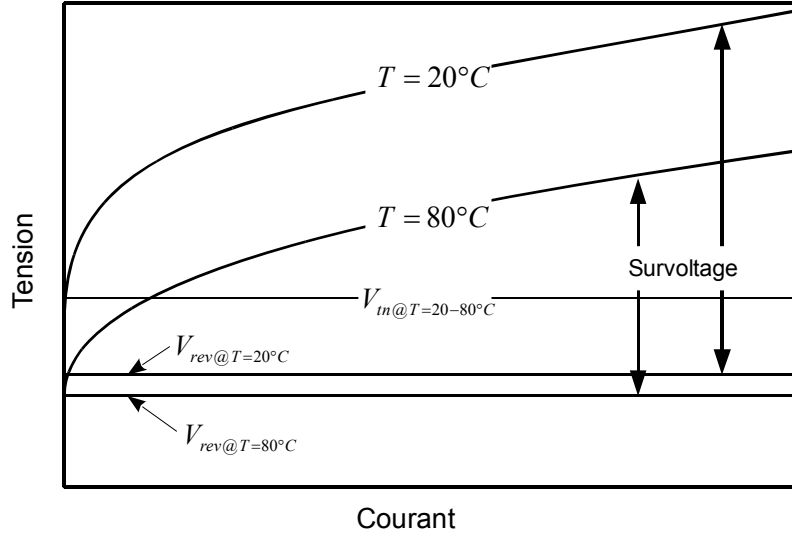


Figure 36. Courbe typique d'un électrolyseur.

Un modèle plus détaillé a été proposé afin de prendre en considération les variations de température plus en détail [162].

$$V = V_{rev} + \frac{r_1 + r_2 T}{A}I + s \log\left(\frac{t_1 + t_2/T + t_3/T^2}{A}I + 1\right) \quad (57)$$

A est la surface de l'électrolyseur.

Tableau 5 : coefficients du modèle IV de l'électrolyseur

Électrolyseur PHOEBUS		Électrolyseur HYSOLAR	
r_1	8.050318E-05	r_1	1.997990E-05
r_2	-2.50410E-07	r_2	0.0
s	0.184961	s	0.2113
t_1	-0.100153	t_1	0.01984
t_2	8.424227	t_2	0.0
t_3	247.266357	t_3	0.0

L'efficacité de faraday est définie comme le rapport entre le courant électrique expérimental et théorique. Cette efficacité est liée aux parasites de courant qui augmentent avec la diminution de la densité de courant lors de l'insuffisance en électrolyte (résistance à la migration des électrolytes). Une expression empirique décrit généralement ce

phénomène :

$$\eta_F = \frac{(I/A)^2}{a_1 + (I/A)^2} a_2 \quad (58)$$

Tableau 6 : coefficients du modèle de température de l'électrolyseur

Électrolyseur PHOEBUS		Électrolyseur HYSOLAR		
T	80°C	40°C	60°C	80°C
a_1	250	150	200	250
a_2	0.960	0.990	0.985	0.980

La production d'hydrogène est directement liée au taux de transfert des électrons, donc :

$$Q_{H_2} = \eta_F \frac{n_c I}{zF} \quad (59)$$

La génération de chaleur dans l'électrolyseur est principalement due à une inefficacité électrique. L'efficacité énergétique de l'électrolyseur peut être calculée à partir de voltage thermoneutre et le voltage de la cellule :

$$\eta_e = \frac{V_m}{V} \quad (60)$$

Pour une température opératoire, un accroissement dans la production d'hydrogène est accompagné par une augmentation de voltage, ce qui réduit l'efficacité énergétique. Pour une densité de courant fixée, l'efficacité énergétique augmente avec l'augmentation de la température. Dans le cas de températures modérées (50–80°C et 40–300 mA.cm⁻²), le voltage de la cellule est toujours au-dessus du voltage thermoneutre, dans le cas des hautes températures (une chaleur supplémentaire est apportée au système) l'équation précédente n'est pas applicable. Parfois, un apport de chaleur est nécessaire lorsque la température est très en dessous de la température opératoire.

Afin de calculer la puissance et l'efficacité de l'électrolyseur, il est nécessaire de connaître le nombre de cellules en série et en parallèle.

c) *Modèle thermique*

En évitant un modèle détaillé instationnaire, il a été observé pour un électrolyseur alcalin ayant des électrodes fixes que la quantité de chaleur nécessaire au refroidissement est

fonction du courant de l'électrolyseur. Donc une équation empirique tenant compte de la convection et conduction de transfert de chaleur est proposée :

$$HX = h_{cond} + h_{conv} I \quad (61)$$

Tableau 7 : coefficients du modèle thermique de l'électrolyseur

Électrolyseur PHOEBUS		Électrolyseur HYSOLAR	
h_{cond}	7.0 W/°C	h_{cond}	7.0 W/°C
h_{conv}	0.0200 W/°C.A	h_{conv}	0.0200 W/°C.A

4.2.2- *Électrolyseur à membrane échangeuse de protons*

L'électrolyseur sépare l'eau en hydrogène et oxygène gazeux. L'électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM) est une cellule équipée d'une membrane à électrolyte polymère solide qui permet la conduction de protons, la séparation des gaz produits et l'isolation électrique des électrodes. L'électrolyseur PEM résout les problèmes de faible densité de courant et de fonctionnement à basse pression de l'électrolyseur alcalin. L'électrolyseur PEM a été conçu pour fonctionner sur une large gamme de puissance d'entrée afin de satisfaire la variabilité de l'énergie solaire.

Lorsqu'une tension est appliquée à travers l'électrolyseur, elle induit des réactions électrochimiques aux deux électrodes. L'eau est introduite à l'anode et dissociée en oxygène, protons et électrons. Les protons sont conduits à travers la membrane PEM jusqu'à la cathode sous un champ électrique où ils se combinent avec les électrons provenant du circuit externe pour former de l'hydrogène gazeux. D'un point de vue thermodynamique, la tension minimale pour déclencher la réaction d'électrolyse de l'eau correspond à la somme du potentiel réversible de chaque semi-réaction aux deux électrodes. Pour l'eau dissociée en hydrogène et oxygène, ce potentiel est $V_{rev}=1.229$ [163]. Ce potentiel minimal est influencé par les conditions de pression et de température des réactions. En outre, dans les systèmes réels, un potentiel plus élevé doit être appliqué en raison de pertes cinétiques au niveau des plaques bipolaires, des électrodes et des résistances internes dans la cellule d'électrolyse. Ainsi, lorsque le courant circule à travers les électrodes, la tension de fonctionnement d'une seule cellule (V_{cell}) est donnée par la tension réversible et la somme des différents potentiels de surtension, exprimée par l'équation suivante:

$$V_{cell} = V_{rev} + V_{act} + V_{trans} + V_{ohm} \quad (62)$$

La tension d'activation, V_{act} est la perte de tension attribuée à la conduction de la réaction électrochimique et est nécessaire pour surmonter les liaisons moléculaires. Les pertes dues au transfert de masse V_{trans} sont causées par la restriction du flux vers les sites catalytiques tels que le collecteur de courant et la morphologie des plaques séparatrices ainsi que les bulles de gaz formées à partir des produits de la réaction. Enfin, il y a les pertes ohmiques V_{ohm} créées par la résistance à l'écoulement des électrons à travers les capteurs de courant et les plaques séparatrices ainsi que la conduction des protons à travers la membrane. Ce qui diffère entre les modèles de la littérature est la façon dont ces pertes sont déterminées. Néanmoins, le fonctionnement d'un électrolyseur peut être décrit par une courbe $I-V$ obtenue par ajustement polynomial à l'aide des données expérimentales. L'équation suivante peut être utilisée sans trop d'écarts [94]:

$$\begin{cases} I_{cell} = bV_{cell}^c & \text{if } V_{cell} < a \\ I_{cell} = dV_{cell} + e & \text{if } V_{cell} \geq a \end{cases} \quad (63)$$

Pour modéliser la caractéristique $I-V$ de l'électrolyseur, celui-ci a été connecté à une source de courant continu. L'expérience commence avec la tension la plus élevée de 2V. Après environ 5 min, la valeur du courant devient stable. Progressivement nous diminuons le courant de la source DC et attendons à chaque fois 5 min que la tension devient stable. L'expérience est arrêtée lorsque le courant atteint sa valeur minimale. Avant d'enregistrer une valeur mesurée, nous attendons que les valeurs de courant et de tension soient stables. La Figure 37 montre les données recueillies lors du test. Pour obtenir les paramètres de l'équation (63), une régression non linéaire a été effectuée. On obtient $a=1,6100$; $b=1,059328 \cdot 10^{-2}$; $e=-10,516734$; $c=4,9032$; $d=6,651525$.

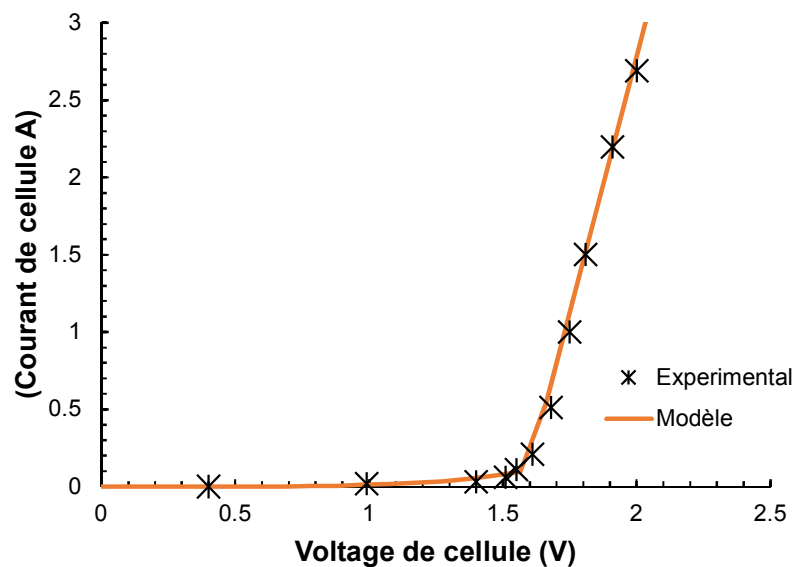


Figure 37. Courbe de l'électrolyseur modélisé avec les points expérimentaux.

4.3- Production d'hydrogène

Des expérimentations sur un système didactique de production d'hydrogène (fourni par PHYWE) ont été effectuées. Le système est composé d'un mini-générateur photovoltaïque et d'un électrolyseur PEM de 10Watt de puissance. L'hydrogène produit est stocké dans des cloches à gaz pour être utilisé dans une pile à combustible afin de générer de l'électricité.

4.3.1- Expérimentations.

Le système expérimental est installé au laboratoire hydrogène du Centre de développement des énergies renouvelables, Alger, Algérie. Le panneau photovoltaïque est installé sur le toit du laboratoire et incliné à un angle de 36° (correspondant à la latitude) par rapport à l'horizontale et orienté plein sud.

La Figure 38 donne un aperçu du système expérimental. Il est constitué d'un mini-panneau photovoltaïque relié directement à un électrolyseur PEM. Un système d'acquisition permet d'enregistrer le courant, la tension et la température du panneau et de l'électrolyseur, ainsi que le rayonnement solaire. Les données sont récoltées dans un ordinateur.

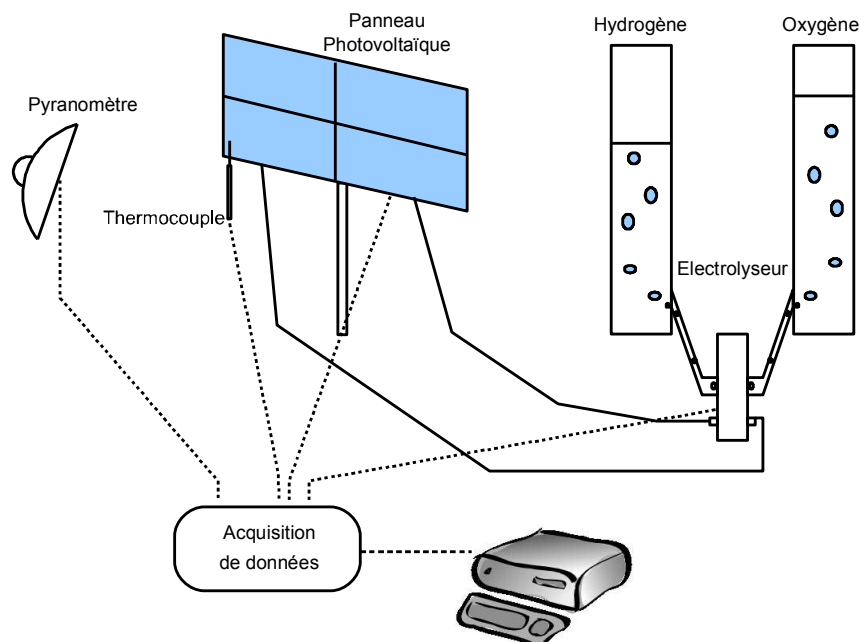


Figure 38. Schéma de l'installation de production d'hydrogène photovoltaïque.

Les enregistrements expérimentaux ont permis de tracer la puissance du rayonnement solaire reçu sur la surface du panneau photovoltaïque (Figure 39), ainsi que sa température et la température ambiante (Figure 40).

ÉTUDE D'UN SYSTEME PV-ELECTROLYSEUR POUR LA PRODUCTION D'HYDROGENE

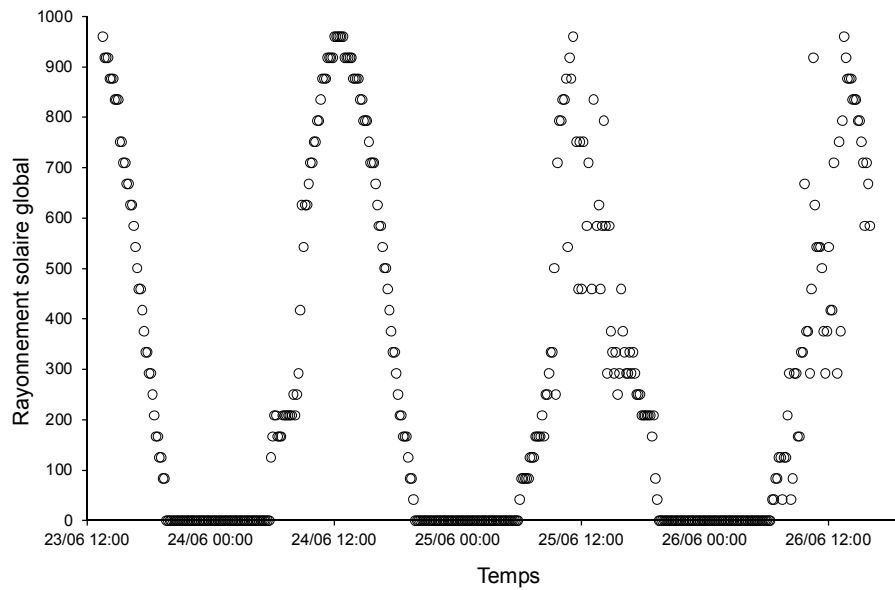


Figure 39. Rayonnement global reçu par le panneau photovoltaïque durant quelques jours d'expérimentation.

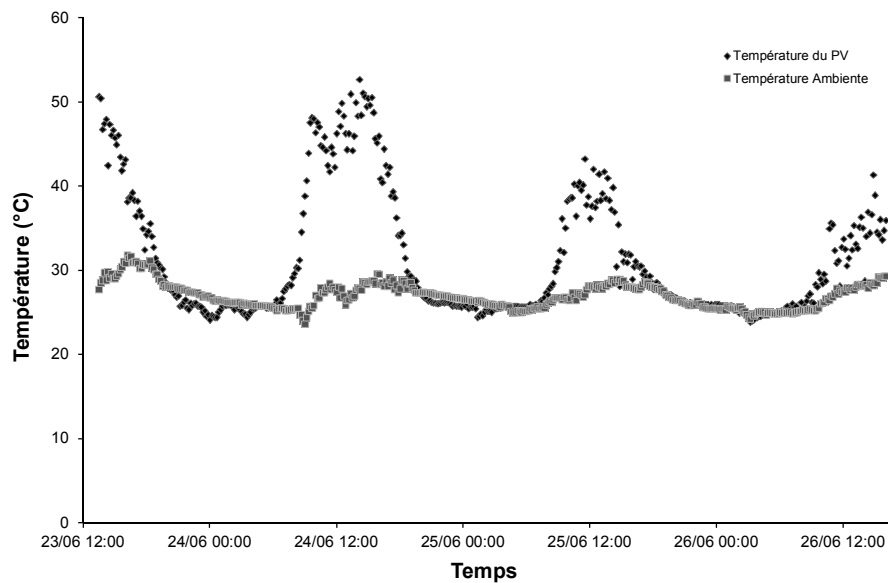


Figure 40. Température de l'air et Température du panneau photovoltaïque.

La tension, le courant et la puissance délivrée par le panneau photovoltaïque et reçu par l'électrolyseur ont été tracés sur Figure 41 à Figure 43. On remarque que la tension monte rapidement au début de la journée et diminue de façon linéaire en fin de journée. La courbe du courant contient quelques écarts à cause de la précision du dispositif de mesure. Ceci ne permet pas d'obtenir une excellente courbe de puissance. Mais le profil reste interprétable, la puissance augmente rapidement au début de la journée, se stabilise quelque peu à midi, puis diminue lentement en fin de journée.

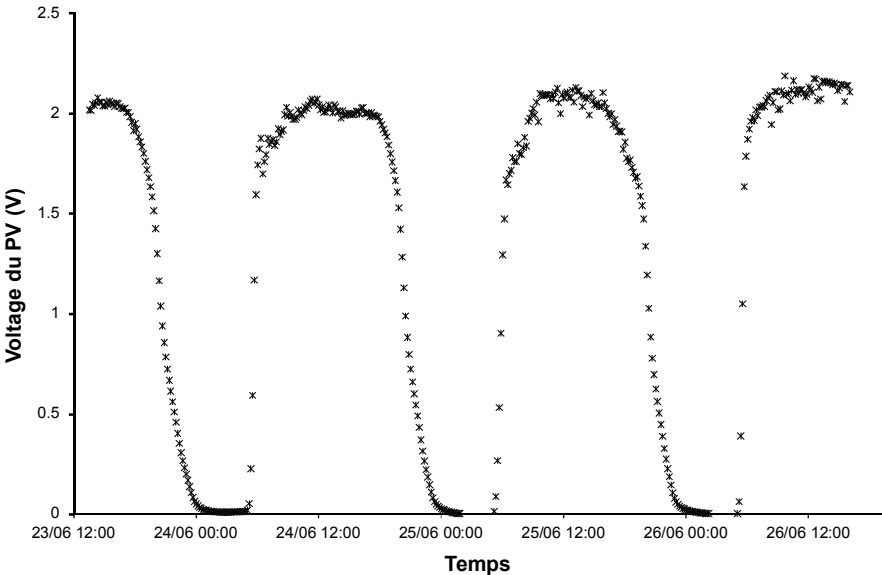


Figure 41. Tension du système durant l'expérimentation.

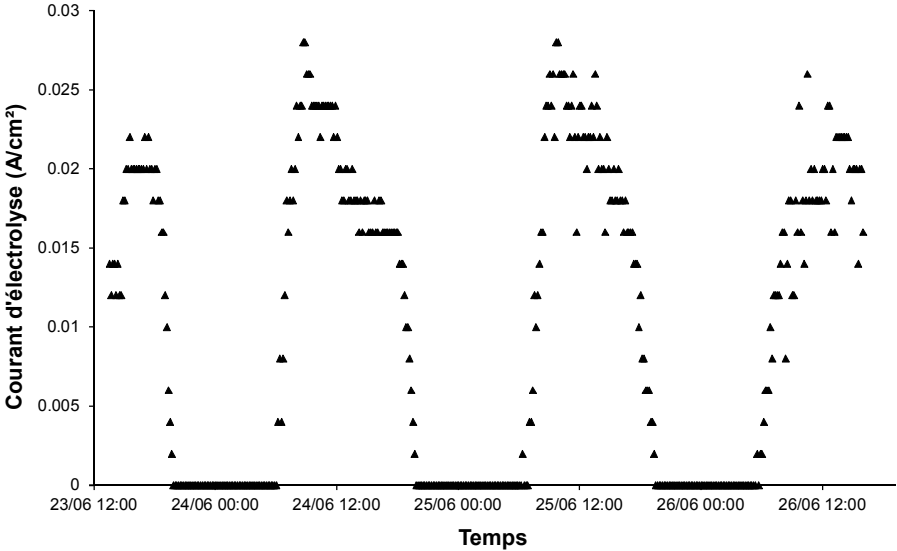


Figure 42. Courant du système durant l'expérimentation.

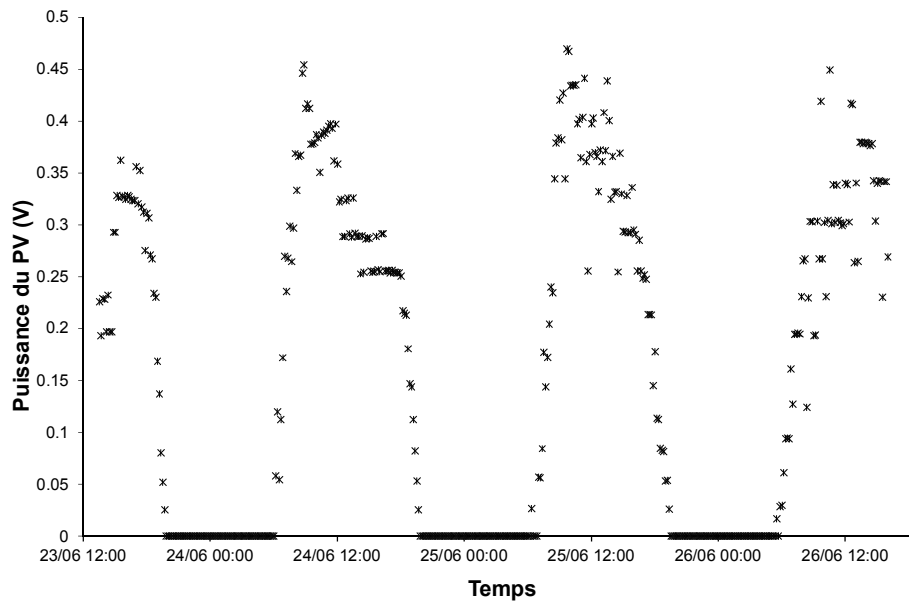


Figure 43. Puissance du système durant l'expérimentation.

4.3.2- Simulation de la production d'hydrogène

Un générateur PV peut être considéré comme une source de courant continu et un électrolyseur d'eau est électriquement une charge de courant continu, donc un couplage direct est possible si les plages de courant et de tension de fonctionnement sont correctement adaptées. Cependant, étant donné que la variabilité de l'irradiation solaire, la puissance PV est très variable, le couplage direct nécessite un choix approprié des tailles du panneau PV et électrolyseur. Le couplage direct d'un électrolyseur avec un panneau photovoltaïque implique un fonctionnement intermittent avec une puissance de sortie très variable.

Le rendement d'un électrolyseur est inversement proportionnel au potentiel de la cellule, qui est à son tour déterminé par la densité du courant, qui correspond à son tour directement au taux de production d'hydrogène par unité de surface active de l'électrode. Une tension plus élevée entraînerait une augmentation de la production d'hydrogène, mais à un rendement moindre. Typiquement, la tension de cellule est sélectionnée à environ 2V, mais une tension nominale plus basse (jusqu'à 1,6V) peut être sélectionnée, si le rendement est le paramètre le plus important [164]. En mode de connexion directe, la production élevée d'hydrogène est prioritaire sur l'efficacité de l'électrolyse.

Dans ce qui suit, nous décrivons en détail une expérimentation qui a été conduite dans des conditions optimales. L'expérimentation a débuté à 8h30 et s'est terminée à 16h. L'électrolyseur a été maintenu à pression atmosphérique et température ambiante. L'irradiation solaire et la température du panneau PV sont indiquées sur la Figure 44. Dans le cadre de cette étude, l'intensité du rayonnement solaire a été mesurée sur une

surface inclinée ayant la même inclinaison que le panneau PV. La température du panneau a été enregistrée par un thermocouple de surface de type K placé à l'arrière du panneau PV. Les deux courbes ont le même comportement avec quelques différences. La température du panneau est influencée par l'irradiation, la température ambiante et la vitesse du vent [165].

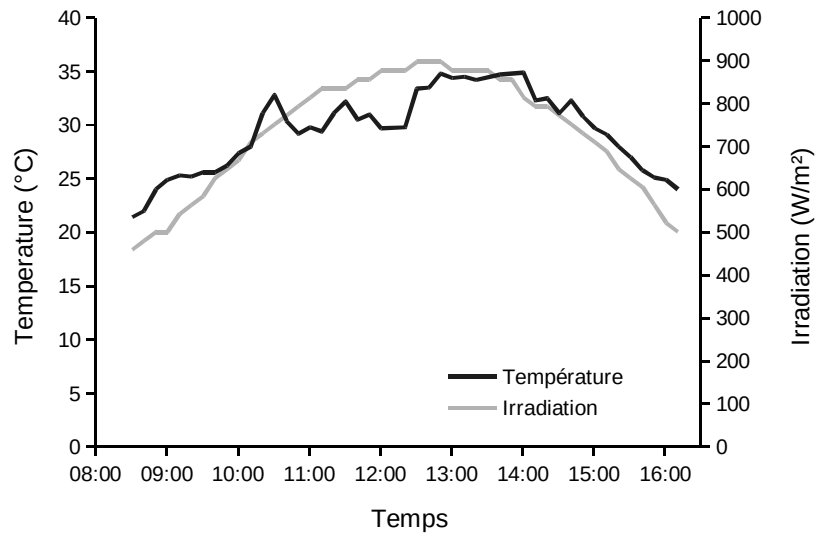


Figure 44. Rayonnement solaire et température du panneau PV pendant la journée d'expérimentation.

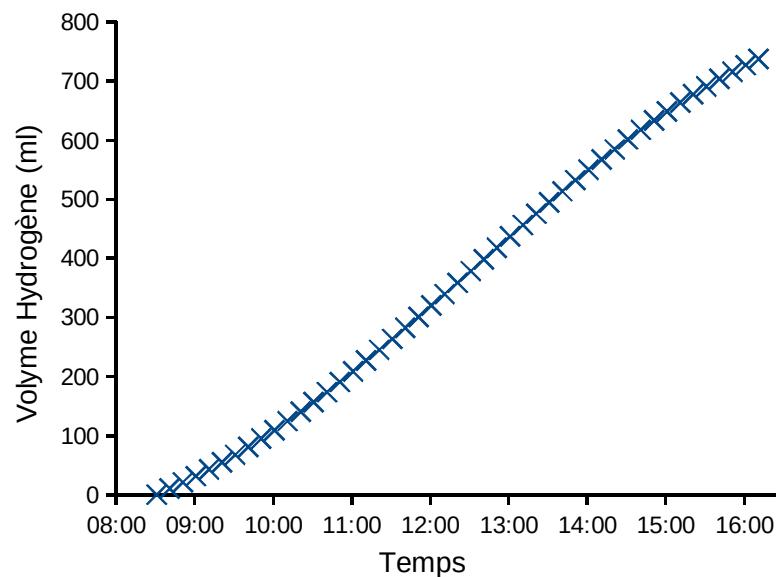


Figure 45. Production d'hydrogène durant l'expérimentation.

L'hydrogène et l'oxygène produits ont été récoltés dans deux cloches à gaz. Le volume d'hydrogène a été enregistré manuellement toutes les 10 minutes en même temps que les autres paramètres du système. Les cloches sont vidées de leur gaz à la fin de chaque

expérience. La Figure 45 montre l'hydrogène produit pendant la journée. L'ensemble des points ne ressemble pas à une ligne droite, on peut conclure que le flux n'est pas constant. Les points ressemblent à une courbe en S, ce qui montre que le débit augmente au maximum vers midi, puis diminue jusqu' à la fin de la journée. Le débit d'hydrogène est directement proportionnel au courant électrolyseur [166], qui est influencé par le rayonnement solaire.

Le panneau PV contient quatre cellules qui peuvent être connectées en série ou en parallèle. En combinant les connexions de cellules, on obtient une configuration optimale lorsque les deux ensembles de points correspondant au point de puissance maximale du panneau PV et au point de fonctionnement du système en connexion directe se retrouvent à proximité. Les deux ensembles de points ont été obtenus par simulation numérique à l'aide des modèles décrits ci-dessus (La Figure 46 montre les deux ensembles de points). Le processus d'optimisation doit permettre d'extraire la puissance maximale du panneau photovoltaïque sans avoir besoin d'un régulateur DC-DC avec MPPT. Cependant, comme le montre la Figure 46, les points de fonctionnement mesurés expérimentalement sont différents des points calculés. On remarque que le point de fonctionnement de l'électrolyseur commence à une tension de 2V et un courant proche de 0,1A. Le courant monte jusqu' à un maximum de 0,25A et la tension chute à 1,7V, ce qui correspond à un fonctionnement le matin. Dans l'après-midi, le courant chute à 0,1A et la tension chute également à 1,5V. Ceci est probablement causé par le temps de réponse de l'électrolyseur, qui est plus lent que prévu.

Selon les résultats de la simulation, les puissances maximales des panneaux PV et les points de fonctionnement du système sont très proches. Une optimisation idéale ferait coïncider les deux ensembles de points dans le même nuage. Cela nécessite la fabrication d'un électrolyseur spécialement pour le panneau photovoltaïque et en fonction des conditions météorologiques d'Alger. Cependant, même si le système est théoriquement optimisé, une différence a été observée entre les points de fonctionnement calculés et mesurés expérimentalement. Cette différence est due aux modèles, qui ne décrivent pas la réalité de la connexion directe entre le panneau photovoltaïque et l'électrolyseur. Le modèle utilisé ne tient pas compte du temps que le courant met pour se stabiliser. Le modèle suppose que le régime transitoire est relativement rapide (ce qui est le cas lors d'expériences avec une alimentation en courant continu). Néanmoins, dans le couplage direct, les expériences ont donné un autre cas, qui doit être pris en considération et modélisé de manière adéquate. Toutefois, RMSE entre les points de fonctionnement simulés et expérimentaux est d'environ 7%.

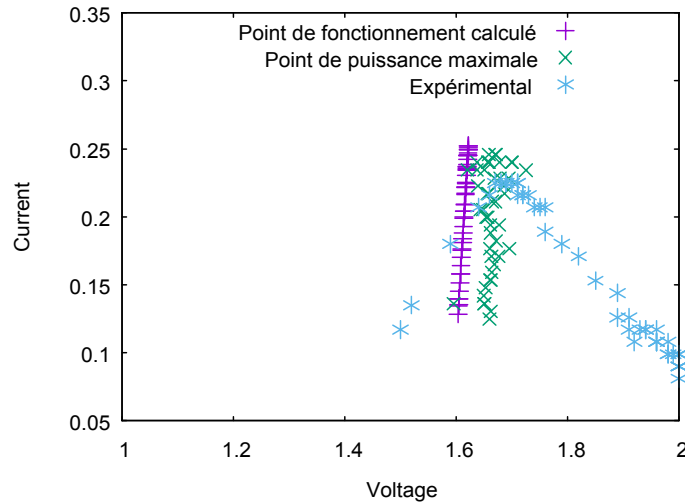


Figure 46. Courant vs tension, données expérimentales, point de fonctionnement calculé et points de puissance maximum calculés.

4.4- Conclusion

Un modèle mathématique a été utilisé pour simuler la production d'hydrogène d'un système de couplage direct photovoltaïque-électrolyseur. Le modèle photovoltaïque est basé sur l'étude expérimentale de la caractéristique $I-V$ du panneau. Pour modéliser l'électrolyseur, des données expérimentales de sa caractéristique $I-V$ ont également été utilisées. Les modèles individuels correspondent bien aux données expérimentales avec un RMSE inférieur à 2 %. Les temps de réponse des panneaux photovoltaïques sont essentiellement instantanés, tandis que les temps de réponse des électrolyseurs sont de l'ordre de la minute. L'électrolyseur a une réponse un peu lente. Cependant, après un maximum de 2 minutes, le courant en fonction du temps se stabilise. Cette dynamique est tout à fait acceptable lorsqu'on simule les opérations de l'électrolyseur.

La simulation du système en couplage direct ne correspond pas bien aux résultats expérimentaux. Il a été observé que la lenteur de l'électrolyseur a influencé le système. Ce qui a donné un écart entre la tension et le courant prédit par simulation et celui obtenu expérimentalement. Cet écart signifie que le modèle ne décrit pas adéquatement la réalité. Néanmoins, le RMSE du système est d'environ 7%. Les résultats de la modélisation présentés dans ce chapitre concordent avec les données expérimentales et les travaux publiés antérieurement [94], [150], [151].

Le modèle utilisé pour ce système ne décrit pas très bien la dynamique. Il est nécessaire d'élaborer des modèles appropriés pour le système de production d'hydrogène qui fonctionne en mode de connexion directe. Les modèles de nouvelle génération devraient prendre en compte la dynamique du système et mieux décrire les variations de courant et tension du système, et donc la production d'hydrogène.

Chapitre 5- Estimation du potentiel hydrogène

Le but de la science est de prévoir et non, comme on l'a dit souvent, de comprendre.

Lecomte du Noüy

L'augmentation de la contribution des combustibles à zéro carbone dans l'approvisionnement énergétique contribuera efficacement à la mise en place d'un environnement plus propre et un avenir plus durable. Il est généralement admis qu'aucune source d'énergie unique ne dominera le marché de l'énergie et que, par conséquent, le modèle de mix énergétique est la voie à suivre, en fonction de la disponibilité des ressources utilisables dans chaque région. Le futur réseau énergétique comprendra certainement une combinaison de différentes technologies [167].

Un système d'énergie solaire à hydrogène pour l'Algérie permettra d'accroître la disponibilité des ressources fossiles, de réduire la pollution et de mettre en place un système énergétique permanent. L'Algérie disposera ainsi d'un système énergétique propre et permanent, lui permettant de maintenir et d'améliorer son produit national brut (PNB) global, ainsi que d'améliorer la qualité de vie des citoyens [168]. Vu que l'Algérie est le plus grand pays d'Afrique et le dixième du monde et que plus de 80 % de sa superficie totale est couverte par une terre désertique (Sahara). Le pays reçoit plus de 3000 heures d'ensoleillement par an avec une moyenne annuelle de rayonnement solaire d'environ 1700 kWh/m²/an et 2263 kWh/m²/an, reçus sur des surfaces horizontales au Nord et au Sud respectivement [168]. Vu l'énorme potentiel d'énergie solaire mentionné couvrant la partie Sud, l'Algérie a une grande opportunité d'initier la production d'hydrogène, ce qui est très important notamment dans la région désertique [169].

Comme nous l'avons abordé dans le troisième chapitre, l'évaluation de l'énergie solaire reçue est un paramètre très important. Aussi, l'angle d'inclinaison influence l'énergie solaire reçue par une installation photovoltaïque. Un système en position horizontale ne reçoit pas la même quantité d'énergie que le système en position verticale. L'inclinaison du système à angle optimal permet un gain d'énergie considérable. Cet angle est généralement considéré comme celui qui maximise l'énergie solaire recueillie annuellement [170], [171]. Par conséquent, il doit garantir une surface minimale pour un générateur photovoltaïque [172].

Il est admis que dans l'hémisphère Nord, l'orientation optimale est vers le sud et vers le nord dans l'hémisphère Sud [173]. L'angle d'azimut optimal est nul et l'inclinaison optimale dépend de la latitude et de la déclinaison solaire [174], [175]. Les panneaux photovoltaïques sont inclinés de façon à capter le rayonnement maximal, tout au long des différentes saisons de l'année. Étant donné que les systèmes sont positionnés en angle par rapport à l'horizontale, il est nécessaire de calculer l'angle d'inclinaison optimal qui maximise la quantité d'énergie [176].

Certains constructeurs de panneaux photovoltaïques recommandent [177], [178]:

- Lorsque la latitude du site est comprise entre 0° et 15° , l'inclinaison est de 15° .
- Lorsque la latitude du site est comprise entre 15° et 25° , l'inclinaison est égale à la latitude.
- Lorsque la latitude du site est comprise entre 25° et 30° , l'inclinaison est $\text{Latitude}+5^\circ$.
- Lorsque la latitude du site est comprise entre 30° et 35° , l'inclinaison est $\text{Latitude}+10^\circ$.
- Lorsque la latitude du site est comprise entre 35° et 40° , l'inclinaison est $\text{Latitude}+15^\circ$.
- Lorsque la latitude du site est supérieure à 40 , l'inclinaison est $\text{Latitude}+20^\circ$.

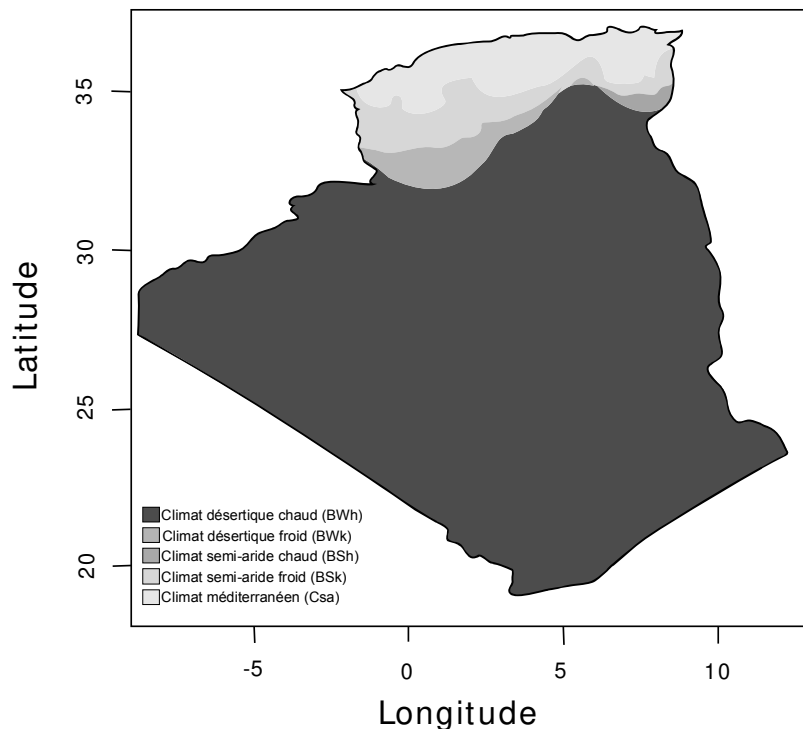
Il est, aussi, communément admis que l'angle d'inclinaison annuel optimal des modules photovoltaïques, qui permet de capter l'énergie solaire incidente annuelle maximale est proche de la latitude du site [176]. Une moyenne d'environ 98,6% de la performance du système avec l'angle optimal peut être obtenue en utilisant l'angle de latitude pour le panneau incliné [179]. Pendant les mois d'hiver, l'inclinaison optimale est plus grande (habituellement la $\text{latitude}+15^\circ$); pendant les mois d'été, l'inclinaison optimale est moindre (habituellement la $\text{latitude}-15^\circ$) [180].

A l'heure actuelle, peu d'études ont été menées sur l'angle d'inclinaison optimal d'un système utilisant l'énergie solaire en Algérie. La première partie de ce chapitre sera consacré à l'évaluation de l'influence de l'angle d'inclinaison sur l'énergie reçue et produite par le système considéré.

En second plan, une évaluation du potentiel en hydrogène sera menée en tenant compte des travaux antérieurs. En effet, une étude technico-économique a été réalisée afin de déterminer la technologie éolienne la moins coûteuse de production de H_2 à partir de l'estimation du potentiel de ressources sur trois sites du pays. Il a été constaté que l'éolienne D7 offre les meilleures performances en termes de facteur de capacité, ce qui conduit à un coût de production de 1.214\$/kg de H_2 [181]. Une autre étude présente

ESTIMATION DU POTENTIEL HYDROGENE

l'analyse de performance d'un système de production d'hydrogène composé d'un module PV de 60W et d'un électrolyseur PEM de 50W [182]. Les auteurs comparent les performances du système en termes de production d'hydrogène sur sept sites situés dans différentes régions d'Algérie. Les données solaires ont été obtenues à partir de [183] (modèle Angström modifié). Dans [184], six sites en Algérie ont été considérés pour l'évaluation du potentiel de production d'hydrogène solaire. L'étude porte sur la conception d'une centrale à hydrogène par électrolyse de l'eau dont la source énergétique est une centrale à tour solaire de 9 MW. La production de H₂ varie de 2,12 10⁶ à 3,50 10⁶ kg/an. Pour un système avec le réflecteur photovoltaïque Fresnel, dans sept sites en Algérie, les résultats montrent que le potentiel de production d'hydrogène par unité de surface cellulaire varie d'environ 0,19 kg H₂/m²/j à plus de 0,20 kg H₂/m²/j pour le mois le plus favorable. Pour le système avec le réflecteur PV cylindro-parabolique, les quantités vont d'environ 0,14 kg H₂/m²/j à environ 0,19 kg H₂/m²/j pour le mois le plus favorable. La région sud du pays présente les perspectives les plus prometteuses pour la production d'hydrogène [185].



L'objectif de ce travail est de contribuer à une meilleure compréhension du potentiel réel de l'ensemble du pays. Selon Peel et al. [186], l'Algérie a cinq climats différents (Figure 47). Cela fait une différence significative dans l'estimation du potentiel dans n'importe quelle partie du pays.

Dans le cadre de la présente étude, des simulations seront réalisées pour étudier l'effet de

l'angle d'inclinaison des générateurs photovoltaïques sur l'énergie solaire reçue, l'énergie photovoltaïque produite et la production finale en volume d'hydrogène. La simulation utilisera des données radiométriques mesurées à Alger et Ghardaia. L'ensemble du système se compose d'un générateur photovoltaïque (GPV), d'un dispositif DC/DC et d'un électrolyseur pour produire de l'hydrogène renouvelable. Les différentes étapes de calcul seront discutées en détail dans les sections suivantes.

Cette étude vise aussi deux objectifs. Tout d'abord, explorez la production d'hydrogènes à partir du photovoltaïque en utilisant un électrolyseur basé sur une simulation horaire détaillée. Deuxièmement, établir des corrélations pour estimer l'hydrogène produit et l'angle d'inclinaison optimal en maximisant cette production en utilisant seulement la latitude et la longitude comme paramètres d'entrée.

5.1- Description du système

Le système hydrogène-solaire simulé dans cette étude est illustré schématiquement par la Figure 48. Il se compose d'un générateur photovoltaïque avec un tracker de point de puissance maximale (MPPT) et un électrolyseur alcalin sous pression. Le système est simple et permet d'étudier l'influence de l'angle d'inclinaison sur le produit final, l'hydrogène.

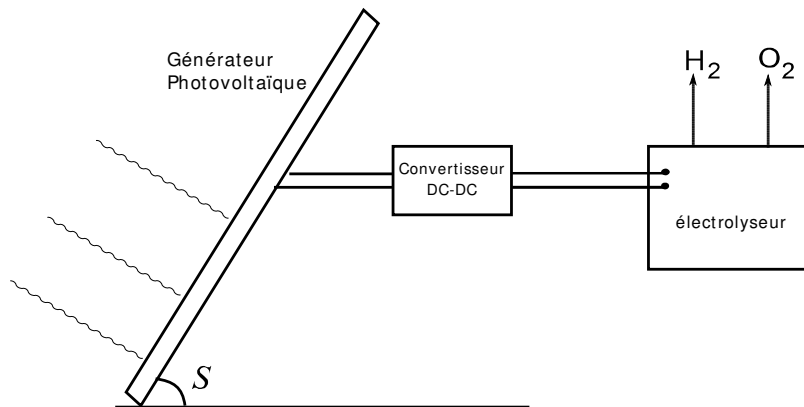


Figure 48. Schéma simplifié du système photovoltaïque couplé à l'électrolyseur.

Les spécifications du système simulé sont résumées dans le Tableau 8 ci-dessous:

Tableau 8 : Résumé des spécifications du système

Composant	Type	Taille, capacité, rendement...
PV Generateur	Monocrystalline	10.75 m ² , 12% efficiency.
Électrolyseur	Phobus type [166]	21 cells, 7 bars, 50°C
H2 stockage	Pressurisé	30 bars
MPPT	DC/DC	94% efficiency

L'unité de conversion DC/DC assure le suivi du point de puissance maximum. Sans cet appareil, la puissance de connexion directe transférée à l'électrolyseur ne représente pas l'optimal du système (Figure 49). Cette unité optimise donc les transferts de puissance ($P_{\text{electrolyzer}} \approx P_{\text{max}}$) et régule le système.

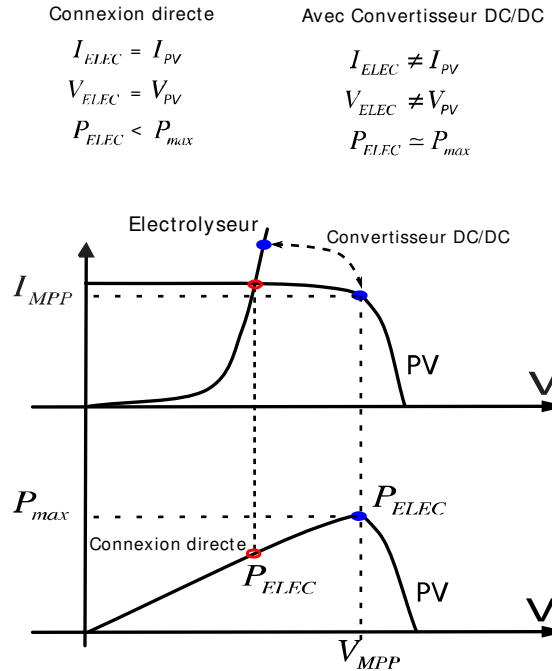


Figure 49. Connexion directe et convertisseur DC-DC pour un système électrolyseur-PV

Dans ce qui suit, le modèle mathématique de chaque partie du système sera décrit. Les modèles ont été choisis en fonction de leur fiabilité. Ils prédisent la performance de chaque élément du système avec une précision acceptable.

5.2- Énergie solaire reçue par le générateur photovoltaïque.

Afin d'effectuer une conception optimale du système PV pour réaliser une application précise, il est important de conduire une série de mesures sur site selon une période de test d'une année au minimum. La quantité d'énergie produite par un panneau PV dépend de la quantité de lumière solaire reçue sur sa surface et de son efficacité. Par conséquent, la performance de sortie du générateur PV doit être étudiée sur des surfaces inclinées dans plusieurs directions. Toutefois, la modélisation de l'irradiation solaire sur des surfaces non horizontales est plus complexe. Le modèle utilisé est le modèle de Perez [139], comme préconisé dans le chapitre 3. La procédure de calcul est aussi la même.

5.3- Modèle du générateur photovoltaïque.

Le modèle utilisé dans ce chapitre est le modèle à cinq paramètres, la méthode de calcul a été détaillée dans le chapitre 4 précédent et aussi elle peut être retrouvée dans la

référence [159].

Le modèle à cinq paramètres prédit les cinq paramètres décrivant les caractéristiques I-V d'un panneau PV, qui peuvent être obtenus à partir des données fournies par les fabricants. Le modèle a une prédiction précise des performances des modules de silicium monocristallin et polycristallin, avec un RMSE d'environ 6 % [156]. Lors de la simulation, aucun ombrage partiel n'a été supposé.

5.4- Modèle de l'Électrolyseur

Il existe peu de publications liées à l'étude des électrolyseurs alcalins. Plus de données sont nécessaires pour le modéliser correctement en fonction du comportement physique, thermique et électrique [161]. Dans notre système, le mode de fonctionnement considéré est le mode puissance variable. Le courant et la tension de l'électrolyseur sont calculés à partir de la puissance délivrée par le convertisseur DC/DC du panneau PV. La température de l'électrolyseur est déterminée à partir du rendement électrique [166]. L'électrolyseur est de type Phobeus décrit dans le chapitre 4 précédent. L'électrolyseur utilisé dans cette étude est un électrolyseur de 21 cellules et il fonctionne sous une pression de 7 bars [166].

5.5- Influence de l'angle d'inclinaison.

Deux séries de données sur les conditions environnementales réelles, enregistrées à partir de deux sites différents, ont été utilisées pour valider le système étudié. En premier, Ghardaïa est une région désertique, située entre la latitude = 32,4°N et la longitude 3,8°E, son altitude est d'environ 468 m au-dessus du niveau de la mer. Le second site Alger, a les coordonnées suivantes: latitude =36.8°N, longitude 3.8°E et altitude =345m. Selon la classification des climats Koppen-Geiger [186], le climat de Ghardaïa est classé comme aride chaud et sec (BWh), tandis que celui d'Alger est tempéré avec un été chaud et sec (Csa).

La récolte des données paramètres a été principalement réalisée par des capteurs radiométriques, comme suit:

- A l'horizontale: Le rayonnement solaire global et le rayonnement solaire diffus
- Sur la surface inclinée: L'irradiation solaire globale inclinée à la latitude.

D'autres paramètres météorologiques ont également été recueillis, comme l'humidité relative, la pression atmosphérique et la température de l'air sec. Les données ont été enregistrées à 5 minutes d'intervalle; elles ont donc été transformées en valeurs horaires moyennes pour couvrir une simulation sur toute l'année.

Le rayonnement global moyen quotidien sur une surface orientée sud a été calculé, l'angle

d'inclinaison a été modifié de 0° à 90° par pas de 1° . On a supposé un albédo du sol de 0,2 à Alger et de 0,3 à Ghardaia. L'angle optimal pour une surface inclinée a été calculé en recherchant les valeurs dont le rayonnement solaire total journalier était au maximum pendant une période donnée.

L'énergie solaire reçue par le générateur photovoltaïque par unité de surface est calculée. Le programme calcule aussi l'énergie électrique fournie par un système photovoltaïque. Il affiche également les énergies mensuelles (irradiation reçue et énergie électrique produite), le volume normal d'hydrogène et les énergies annuelles. Les résultats sont analysés séparément dans un tableur. De plus, les moyennes mensuelles et annuelles sont analysées pour obtenir les angles d'inclinaison optimaux mensuels et annuels.

5.5.1- *Cas du site de Bouzareah (Alger).*

La Figure 50 montre le rayonnement solaire total quotidien moyen sur une surface orienté au sud, l'angle d'inclinaison variant de 0 à 90. Il est clair à partir de ces courbes, il existe un angle d'inclinaison optimal S_{opt} unique pour chaque mois de l'année pour lequel le rayonnement solaire est maximal pour le mois considéré. Le Tableau 9 donne une liste sommaire de S_{opt} pour chaque mois de l'année. L'angle d'inclinaison optimal d'une surface en janvier est de 56° et le rayonnement solaire mensuel total reçu sur la surface à cette inclinaison est de 2,90 kWh/m²/jour. L'angle d'inclinaison optimal en juin descend à 1° (position quasi horizontale) et le rayonnement solaire mensuel total à cet angle est de 6,03 kWh/m²/j; c'est également la quantité maximale d'énergie mensuelle dans l'année. L'angle d'inclinaison optimal augmente alors pendant les mois d'hiver et atteint un maximum de 61° en décembre, ce qui permet de collecter 2,99 kWh/m²/j d'énergie.

Incliner le système à l'angle annuel optimal de 28° au lieu d'un angle horizontal représente une augmentation d'environ 8,7 % de la quantité totale de rayonnement reçue. L'utilisation de Latitude comme angle d'inclinaison au lieu de l'angle d'inclinaison optimal conduit à une perte de 0,9% de l'énergie reçue annuellement.

Les performances d'un système PV sont influencées par son angle d'inclinaison par rapport à l'horizontale. En effet, la variation de l'angle d'inclinaison modifie la quantité de rayonnement solaire atteignant le panneau PV, ainsi que sa température opératoire. La Figure 51 montre l'énergie totale quotidienne moyenne produite par un panneau photovoltaïque orienté vers le sud lorsque l'angle d'inclinaison varie de 0° à 90° . Comme pour le cas de l'énergie reçue, il ressort clairement de la figure qu'il existe un angle d'inclinaison optimal unique pour chaque mois de l'année qui correspond au point maximal de chaque courbe. L'angle d'inclinaison optimal et la moyenne mensuelle de l'énergie photovoltaïque totale produite chaque jour sur une surface inclinée optimale sont

ESTIMATION DU POTENTIEL HYDROGENE

indiqués dans le Tableau 9. On constate que l'angle d'inclinaison optimal change entre 2° (juin) et 60° (décembre) tout au long de l'année.

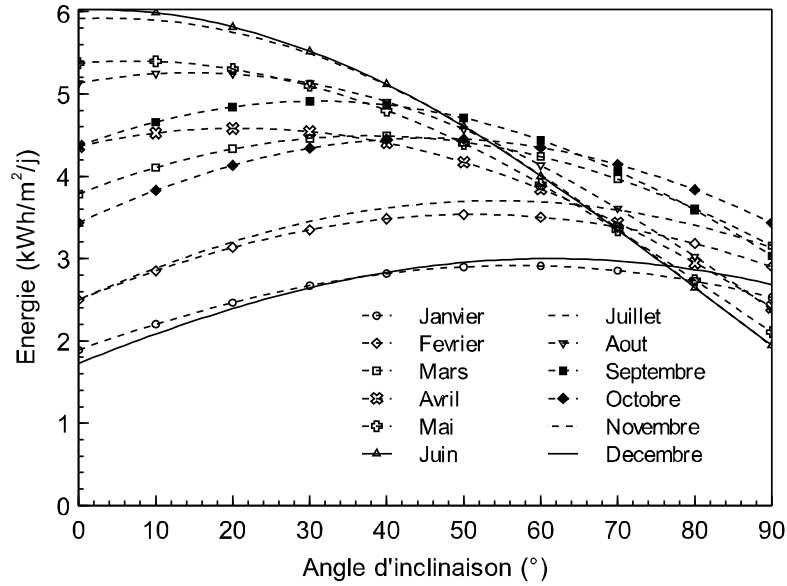


Figure 50. Énergie solaire moyenne reçue par une surface inclinée à Alger.

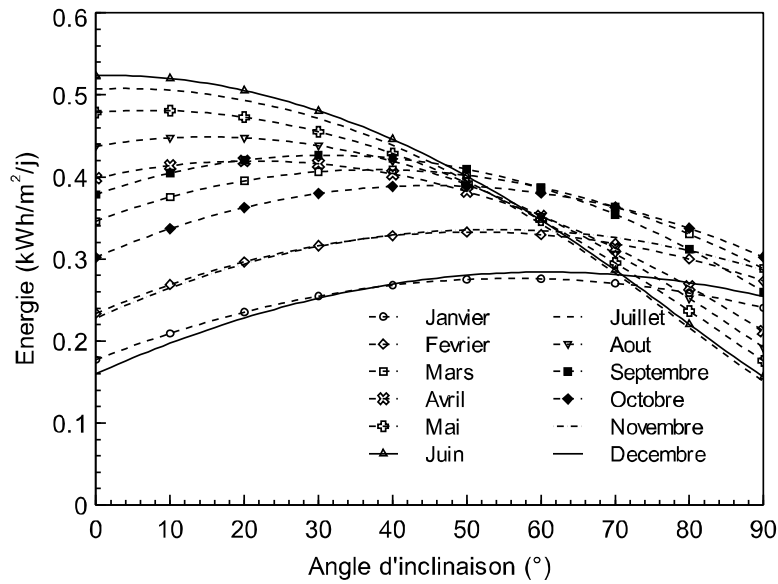


Figure 51. Énergie photovoltaïque produite par un générateur incliné à Alger.

Lors du dimensionnement, l'ingénieur s'intéresse à l'énergie au mois le plus défavorable (habituellement décembre). L'énergie minimale est calculée pour estimer les autonomies dans le pire des cas. Généralement pour maximiser cette énergie, l'angle d'inclinaison est augmenté de 10 à 15° [187]. Dans cette étude, il a été constaté qu'à Alger, maximiser l'énergie au mois de janvier permet de maximiser d'énergie minimale moyenne (Figure 51).

ESTIMATION DU POTENTIEL HYDROGENE

De plus, la plupart des travaux sur les systèmes photovoltaïques [188]–[191] utilisent la simulation par ordinateur pour calculer l'angle d'inclinaison optimal. Ces travaux ont permis de constater que l'angle maximisant l'énergie annuelle est utile pour les systèmes raccordés au réseau, et l'angle maximisant l'énergie minimale moyenne est utile pour les systèmes autonomes. L'angle optimal du générateur PV pour une application autonome ne coïncide normalement pas avec l'angle optimal d'un système raccordé au réseau électrique, car dans ce cas, l'objectif principal du système est la satisfaction de la demande d'énergie à tout moment, plutôt que la maximisation du rendement énergétique annuel. La Figure 51 contient trop de courbes; elle est simplifiée par la Figure 52, en ne tenant compte que de la moyenne annuelle, du minimum mensuel et du maximum mensuel.

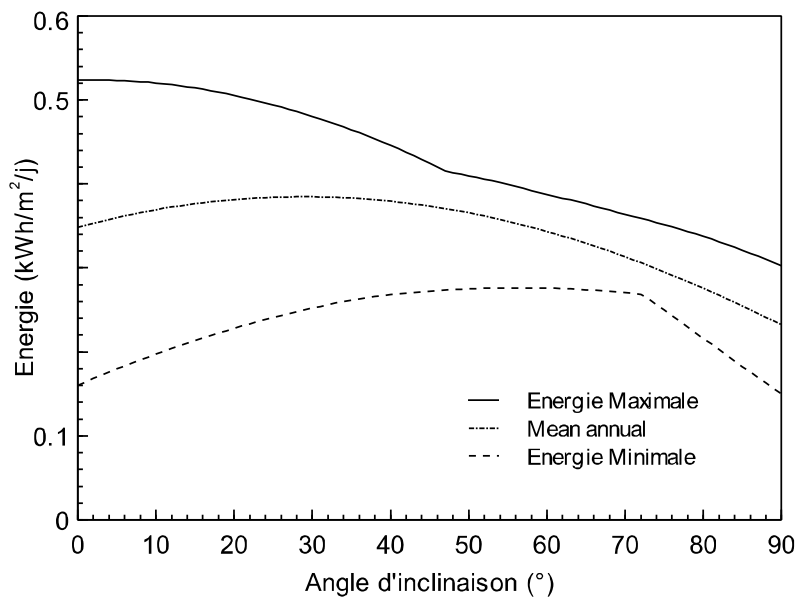


Figure 52. Énergie photovoltaïque, minimale, moyenne et maximale produite par un générateur incliné à Alger.

A Alger, l'angle (29°) maximisant la moyenne annuelle de l'énergie électrique est presque le même que l'angle maximisant la moyenne annuelle de l'énergie solaire reçue (28°). L'angle (56°) maximisant l'énergie électrique minimale moyenne est le même que l'angle maximisant l'énergie solaire minimale moyenne reçue. L'angle d'inclinaison le plus utilisé dans les systèmes actuellement installés à Alger est égal à la latitude. Les ingénieurs de conception utilisent la règle empirique pour simplifier la procédure de conception. La simulation réalisée montre que l'utilisation de la latitude conduit à une perte d'énergie annuelle de 0,9%. Les utilisations de la latitude comme angle d'inclinaison restent un bon choix pour les énergies reçues et produites annuellement.

a) *Production d'Hydrogène*

Comme le montre la Figure 53, la moyenne mensuelle de l'hydrogène produit quotidiennement en volume normal est fonction de l'angle d'inclinaison. À titre d'exemple, à Alger, la production quotidienne moyenne d'hydrogène est de $0,078 \text{ Nm}^3/\text{jour}/\text{m}^2$ en position horizontale, puis augmente jusqu'à un maximum de $0,0854 \text{ Nm}^3/\text{jour}/\text{m}^2$ à un angle de 28° , en suite diminue jusqu' à $0,0500 \text{ Nm}^3/\text{jour}/\text{m}^2$ en position verticale.

À titre de comparaison, l'angle (28°) maximisant la production annuelle moyenne d'hydrogène est légèrement différent de l'angle (29°) maximisant la production annuelle moyenne d'énergie électrique produite. L'angle (55°) maximisant la quantité minimale moyenne d'hydrogène produite est également légèrement différent de l'angle (56°) maximisant la quantité minimale moyenne d'énergie électrique produite. L'utilisation de la latitude entraîne une perte de $0,3 \%$ d'hydrogène produit annuellement. L'utilisation de la latitude comme angle d'inclinaison reste un bon choix à Alger pour maximiser la production annuelle d'hydrogène.

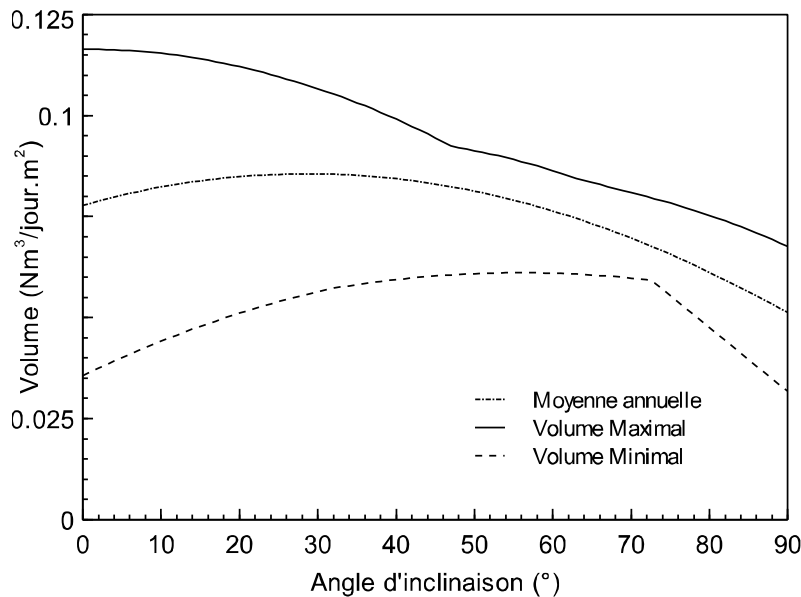


Figure 53. Volume normal d'hydrogène produit à Alger.

La méthode d'utilisation des moyennes mensuelles de l'irradiation quotidienne donne des résultats plus utiles, car elle permet de calculer les totaux quotidiens et annuels de l'irradiation incidente. Le rayonnement solaire à l'angle d'inclinaison annuel optimal n'était que de $8,7\%$ supérieur aux rayonnements solaires annuels sur une surface horizontale, la perte était d'environ $40,1\%$ pour la surface verticale.

Tableau 9 : Angles d'inclinaison optimaux à Alger

Energies	Solaire reçue		Puissance électrique produite		Volume d'hydrogène produit	
	Angle (°)	Énergie (kWh/m ² /j)	Angle (°)	Énergie (kWh/m ² /j)	Angle (°)	Volume Normal (Nm ³ /m ² /j)
Janvier	56	2.90	56	0.28	55	0.061
Février	51	3.52	50	0.33	50	0.074
Mars	37	4.48	37	0.41	37	0.090
Avril	20	4.58	21	0.42	20	0.093
Mai	7	5.40	7	0.48	7	0.107
Juin	1	6.03	2	0.52	1	0.116
Juillet	3	5.92	4	0.51	3	0.113
Août	14	5.26	15	0.45	14	0.100
Septembre	31	4.90	31	0.43	30	0.095
Octobre	45	4.45	45	0.39	44	0.086
Novembre	54	3.69	53	0.33	53	0.073
Décembre	61	2.99	60	0.28	60	0.063

5.5.2- Étude du cas du site de Ghardaia:

La Figure 54 montre le rayonnement solaire global quotidien moyen sur une surface orientée sud, l'angle d'inclinaison variant de 0 à 90, à Ghardaia. Il est clair à partir de ces courbes qu'il existe un S_{opt} unique pour chaque mois de l'année pour lequel le rayonnement solaire est à un maximum pour le mois donné, comme constaté pour le site d'Alger. Le Tableau 10 donne une liste des angles optimaux pour chaque mois de l'année. L'angle d'inclinaison optimal d'une surface exposée au sud en janvier est de 59° et le rayonnement solaire mensuel reçu par la surface à cette inclinaison est de 5,74 kWh/m²/j. L'angle d'inclinaison optimal en juin descend à un minimum de 0° (position horizontale) et le rayonnement solaire mensuel est de 8,01 kWh/m²/j. L'angle d'inclinaison optimal augmente alors pendant les mois d'hiver et atteint un maximum de 61° en décembre, dans ce cas la surface peut accumuler 5,48 kWh/m²/j d'énergie solaire.

L'angle d'inclinaison optimal augmente au début et à la fin de chaque année. A Ghardaia, l'inclinaison à un angle de 31° au lieu d'un angle horizontal représente une augmentation d'environ 10,2% de la quantité annuelle de rayonnement reçue. L'utilisation de Latitude (32°) comme angle d'inclinaison au lieu de l'angle d'inclinaison optimal n'entraîne aucune perte d'énergie annuelle.

La Figure 55 montre l'énergie quotidienne moyenne produite par un panneau photovoltaïque orienté vers le sud lorsque l'angle d'inclinaison varie de 0° à 90°, à Ghardaia. L'angle d'inclinaison optimal et la moyenne mensuelle de l'énergie photovoltaïque totale produite chaque jour sur une surface inclinée optimale sont indiqués dans le Tableau 10. On constate que l'angle d'inclinaison optimal change entre 0° (juin) et 61° (décembre).

ESTIMATION DU POTENTIEL HYDROGENE

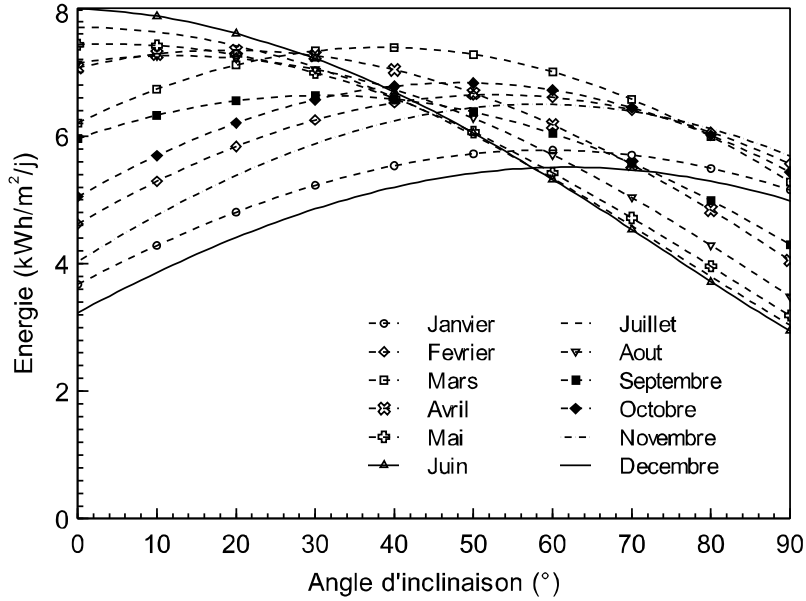


Figure 54. Énergie solaire moyenne reçue par une surface inclinée à Ghardaia.

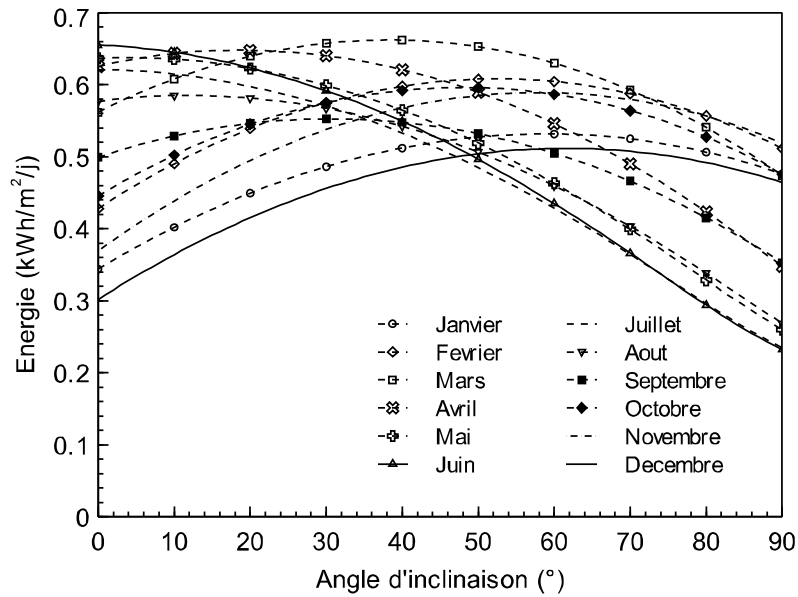


Figure 55: Énergie photovoltaïque produite par un générateur incliné à Ghardaia.

Lors du dimensionnement, l'ingénieur s'intéresse à l'énergie au mois le plus défavorable. A Ghardaia, l'intersection entre la courbe de décembre et juin se produit à un angle égal à 47° (Figure 55) qui devient l'angle maximisant l'énergie minimale. La Figure 55 contient trop de courbes; elle est simplifiée en ne tenant compte que de la moyenne annuelle, du minimum mensuel et du maximum mensuel.

ESTIMATION DU POTENTIEL HYDROGENE

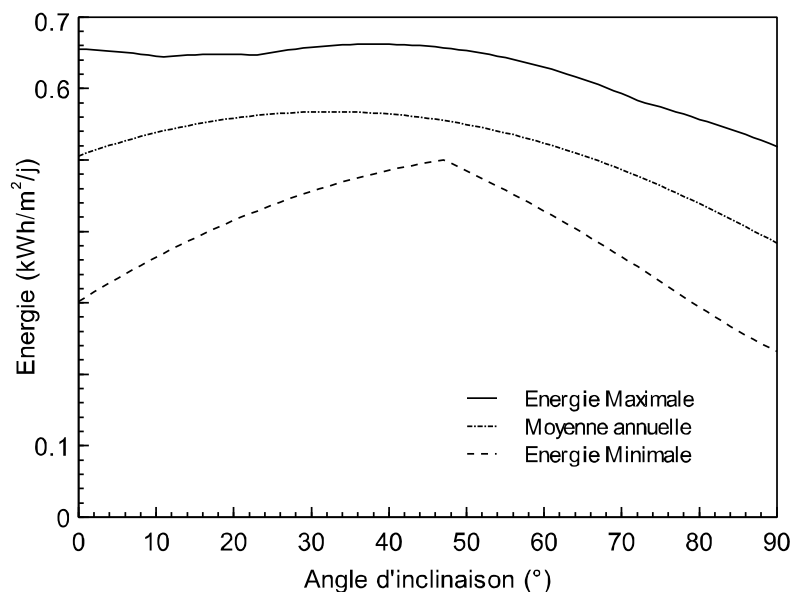


Figure 56: Énergie photovoltaïque, minimale, moyenne et maximale produite par un générateur incliné à Ghardaia.

A Ghardaia, l'angle (32°) maximisant l'énergie électrique annuelle moyenne est légèrement différent de l'angle (31°) maximisant l'énergie solaire annuelle moyenne reçue. L'angle (47°) maximisant l'énergie électrique minimale moyenne est très différent de l'angle (57°) maximisant l'énergie solaire minimale moyenne reçue. La simulation réalisée montre que l'utilisation de la latitude ne conduit pas à une perte d'énergie annuelle. L'utilisation de la latitude comme angle d'inclinaison annuel reste un bon choix pour les énergies reçues et produites annuellement.

a) Production d'Hydrogène

Comme le montre la Figure 57, la moyenne mensuelle quotidienne d'hydrogène produit par jour, en volume normal, est fonction de l'angle d'inclinaison. La production quotidienne moyenne d'hydrogène est de $0,1117 \text{ Nm}^3/\text{jour}/\text{m}^2$ en position horizontale, augmente à un maximum de $0,1242 \text{ Nm}^3/\text{jour}/\text{m}^2$ à un angle de 32° , puis diminue à $0,0829 \text{ Nm}^3/\text{jour}/\text{m}^2$ en position verticale.

L'angle (32°) maximisant la production annuelle moyenne d'hydrogène est égal à l'angle (32°) maximisant la production annuelle moyenne d'énergie électrique. L'angle (48°) maximisant la quantité minimale moyenne d'hydrogène produite est presque différent de l'angle (47°) maximisant la quantité minimale moyenne d'énergie électrique produite. L'utilisation de la latitude n'entraîne aucune perte de production annuelle d'hydrogène.

ESTIMATION DU POTENTIEL HYDROGENE

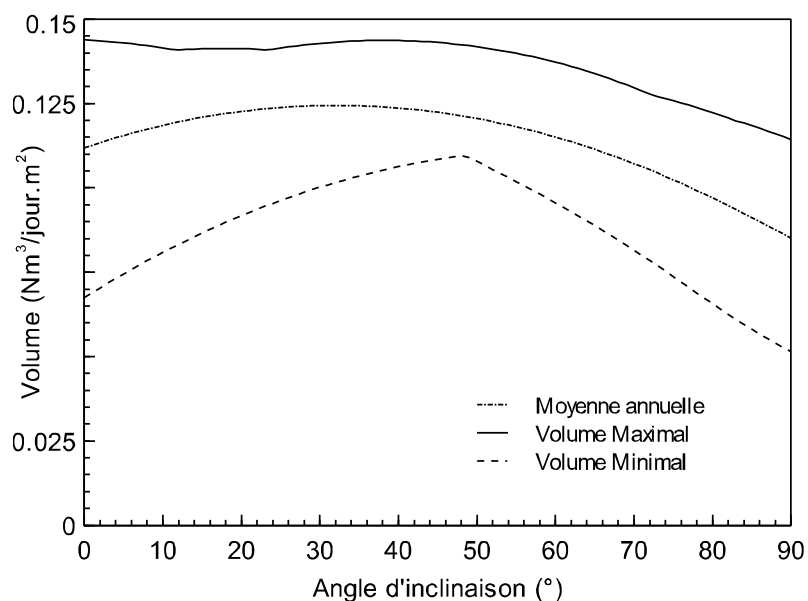


Figure 57. Volume normal d'hydrogène produit à Ghardaia.

D'après les figures 54 à 57, il est clair qu'il y a un angle d'inclinaison qui offre une énergie maximale reçue par la surface inclinée et un autre angle d'inclinaison qui offre la production maximale d'hydrogène. A Ghardaia, le rayonnement solaire annuel à l'angle d'inclinaison annuel optimal n'était que de 10,21% supérieur aux rayonnements solaires annuels sur une surface horizontale; la perte était d'environ 34% pour la surface verticale.

Tableau 10 : Angles d'inclinaison optimaux à Ghardaia

Energies	Solaire reçue		Puissance électrique produite		Volume d'hydrogène produit	
	Angle (°)	Énergie (kWh/m²/j)	Angle (°)	Énergie (kWh/m²/j)	Angle (°)	Volume Normal (Nm³/m²/j)
Janvier	62	6.03	62	0.57	62	4.56
Février	54	6.75	54	0.62	54	4.75
Mars	39	6.90	39	0.63	39	4.76
Avril	21	7.15	20	0.55	21	4.35
Mai	7	7.54	5	0.65	8	4.78
Juin	0	7.70	0	0.64	2	4.69
Juillet	1	7.46	2	0.61	5	4.57
Août	14	6.84	15	0.55	16	4.37
Septembre	32	6.63	32	0.56	32	4.43
Octobre	48	6.09	49	0.54	49	4.38
Novembre	59	6.08	60	0.56	60	4.52
Décembre	64	5.75	64	0.54	64	4.45

Lorsque l'utilisateur veut obtenir plus d'énergie annuellement, l'angle optimal est l'angle maximisant la puissance produite annuellement. Un angle d'inclinaison égal à Latitude est proche de l'angle qui permet de maximiser l'énergie solaire recueillie annuellement, l'énergie photovoltaïque produite et le volume d'hydrogène produit, aussi bien à Alger qu'à Ghardaia; la perte dans tous les cas ne dépasse pas 0,9%. La règle empirique encore

utilisée par les concepteurs reste valable. L'angle pour maximiser la quantité d'hydrogène produite annuellement est de 28° à Alger en utilisant la latitude (37°) donne une perte de 0,9%. A Ghardaia, cet angle est de 32° , égal à la latitude. Pour la quantité minimale mensuelle en moyenne journalière d'hydrogène produit, l'angle maximisant la production est de 55° à Alger, utiliser la latitude donne 4% de perte; à Ghardaia cet angle est de 48° , utiliser la latitude donne 7,6% de perte.

5.6- Étude du potentiel pour l'Algérie.

Il est reconnu que toute action ou tout projet qui propose la production d'hydrogène solaire électrolytique nécessite une première estimation du potentiel de la production de H_2 , puisqu'elle constituerait un point de départ approprié pour des études plus approfondies sur la faisabilité d'un système spécifique d'hydrogène solaire électrolytique. Un exemple d'évaluation générale du potentiel en hydrogène est l'interface Web à accès libre HYDRA (H_2 Demand and Resource Analysis), développée par le National Renewable Energy Laboratory (NREL), qui fournit des informations sur la demande, les sources, la production, les coûts, l'infrastructure et la distribution du H_2 aux États-Unis.

La carte du potentiel de production d'hydrogène électrolytique solaire, pour les panneaux photovoltaïques sans poursuite inclinés à la latitude, a été tracée par *Boudries et Dizene* [169]. Les auteurs ont constaté que le potentiel varie de $78 \text{ l/m}^2/\text{jour}$ à $112 \text{ l/m}^2/\text{jour}$. Le potentiel est particulièrement important du côté ouest sur la ligne côtière et dans le Grand Sud. En utilisant une méthodologie basée sur le système d'information géographique (GIS), combinant plusieurs critères pour analyser et identifier les sites les plus appropriés pour la production d'hydrogène à partir de l'énergie géothermique avec la capture et séquestration du CO_2 . Il a été obtenu par *Gouareh et coll.* [192] un coût estimatif de l'hydrogène est de 4,7 \$/kg au nord-est et presque le double dans le sud-ouest. Le coût de la production d'hydrogène par électrolyse pour des régions géographiques et les impacts environnementaux potentiels de l'introduction du véhicule hydrogène sont discutés par *Rahmouni et coll.* [193]. En se basant sur des considérations technico-économiques, les résultats montrent que le coût moyen pour la production d'hydrogène électrolytique solaire est de l'ordre de 5 \$/kg à 7% et 0,9 \$/kg à 100% de pénétration du marché.

Cependant, il est clair que la méthodologie utilisée pour calculer le potentiel de production d'hydrogène en Algérie par électrolyse présente les caractéristiques suivantes:

1. l'utilisation de données radiométriques de stations météorologiques ou de simples modèles modifiés par Angström, comme variables d'entrée.
2. Un facteur d'efficacité ou un rapport de performance est utilisé pour calculer les variables de sortie.
3. La quantité

de H₂ pouvant être obtenue est calculée en tenant compte de l'efficacité du procédé d'électrolyse et de la disponibilité de l'usine de production de H₂. Dans ce qui suit, nous allons utiliser une simulation détaillée, identique à celle décrite précédemment pour deux sites à toute l'Algérie.

5.6.1- *Simulations*

L'objectif principal de ces simulations est de fournir l'estimation la plus fiable du potentiel hydrogène en Algérie. Pour ce faire, nous avons adopté des simulations horaires détaillées. Si le concepteur adopte un système différent de celui de la présente étude, le potentiel ne changera pas de façon significative. Les résultats de cette étude sont applicables dans tous les cas.

L'ensemble du pays a été divisé en une résolution carrée de 1°×1° avec une latitude allant de 17° à 37° et une longitude allant de -9° à 13°. Les données radiométriques nécessaires proviennent des bases de données PVGIS/Helioclim [194] et NASA [195]. L'angle d'inclinaison a été modifié de 0° à 90° par incréments de 1°. Par conséquent, une matrice de 483 sites, avec 91 angles d'inclinaison pour chaque site, a été construite pour calculer les variables de sortie. Trois angles d'inclinaison optimaux ont été déterminés pour maximiser le rayonnement solaire, la puissance électrique photovoltaïque et le taux de production d'hydrogène. Toutes les variables ont été évaluées à l'aide du programme élaboré précédemment [196] (où seulement deux sites ont été étudiés); le programme a été modifié pour tenir compte des nouvelles exigences en matière de simulations.

En utilisant les résultats de la simulation, des corrélations du troisième degré sont développées pour fournir une information rapide aux concepteurs de systèmes photovoltaïques et hydrogène. Les corrélations donnent une vue d'ensemble de la ressource en énergie solaire, photovoltaïque, production d'hydrogène et les angles optimaux maximisant chacune des variables précédentes. Pour évaluer l'exactitude des corrélations, le RMSE a été calculé.

En premier, les résultats de simulations montrent l'énergie solaire reçue par le générateur photovoltaïque à un angle d'inclinaison optimal (maximisation du rayonnement solaire). Les données sont utilisées pour tracer une carte complète du potentiel solaire avec des courbes de niveau présentant l'angle d'inclinaison optimal (Figure 58).

ESTIMATION DU POTENTIEL HYDROGENE

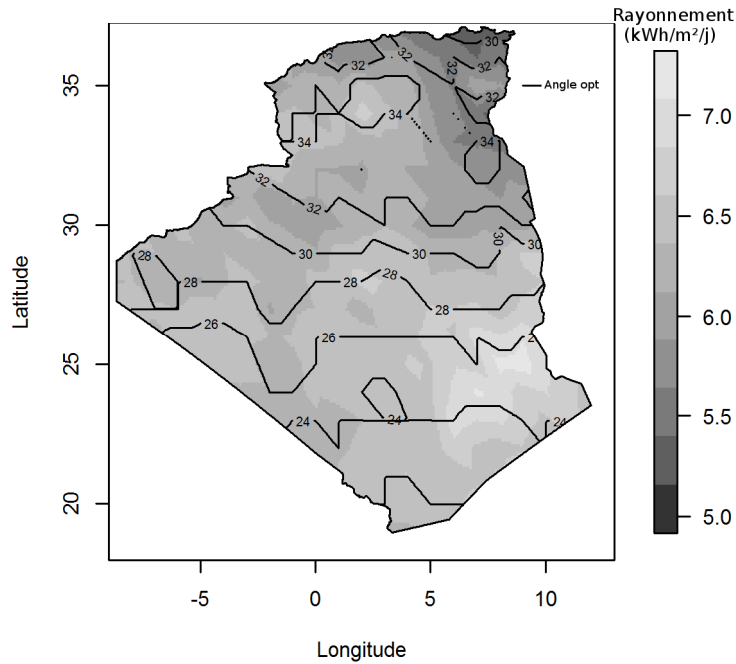


Figure 58. Carte du potentiel solaire avec l'angle optimal.

La Figure 59 montre le potentiel électrique d'un générateur photovoltaïque incliné à angle optimal. La production annuelle d'électricité est exprimée en kWh par kW_{crête} du générateur photovoltaïque installé.

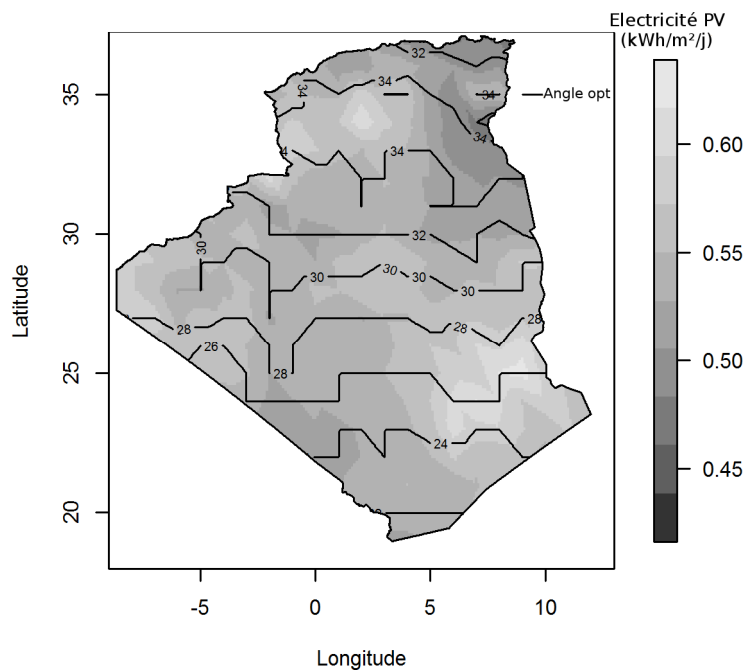


Figure 59. Carte de la production électrique PV et angle d'inclinaison optimal.

En raison des grandes différences climatiques entre les régions du Nord et du Sud, le potentiel annuel d'électricité varie de 1500 kWh/kWc à 2200 kWh/kWc. La valeur

maximale se trouve à l'est de la wilaya d'Ilizi, près de la frontière avec la Libye. Cette région présente un climat aride avec des précipitations très faibles (environ 10 mm par an). La valeur minimale est observée au sud de la wilaya de Tebessa près de la frontière tunisienne.

5.6.2- *Potentiel Hydrogène*

En comparant les cartes de Figure 58 à Figure 60, on remarque que la distribution du potentiel est différente d'une carte à l'autre; de même, les courbes de niveau montrant des angles optimaux. D'autre part, l'aspect global des cartes reste sensiblement le même, les différences sont dans les détails.

Le potentiel en hydrogène de l'Algérie, comme le montre la Figure 60, varie de 0,10 à 0,14 $\text{Nm}^3/\text{m}^2/\text{jour}$. La répartition du potentiel est relativement identique à celle de l'électricité photovoltaïque. Les régions à fort et à faible potentiel sont les mêmes. Cependant, l'angle d'inclinaison optimal a une distribution différente du Nord au Sud de l'Algérie. Dans la partie sud du pays, l'angle d'inclinaison optimal est approximativement égal à la latitude. Toutefois, dans les régions du nord, la répartition n'est pas homogène. Les faibles précipitations et les conditions de ciel clair du Sahara contribuent à augmenter la production d'hydrogène, alors que les températures élevées prédominantes dans le désert le réduisent. Ces conditions climatiques réduisent le potentiel global attendu. Les régions les plus favorables sont représentées en rouge sur la carte.

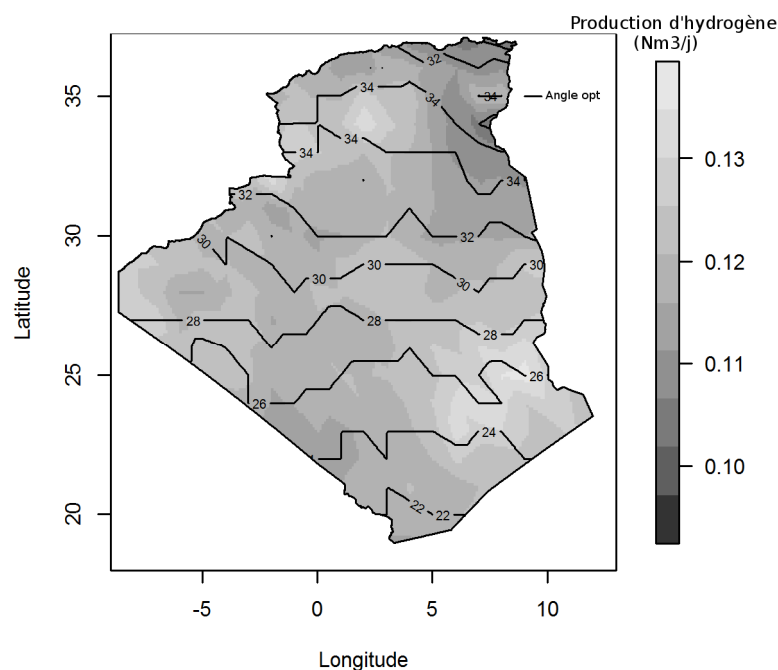


Figure 60. Carte du potentiel hydrogène de l'Algérie. Moyenne quotidienne de la production annuelle d'hydrogène.

ESTIMATION DU POTENTIEL HYDROGENE

Le débit d'hydrogène minimal mensuel en moyenne quotidienne est un paramètre important pour la conception d'une production constante d'hydrogène (stations de ravitaillement par exemple). Ce potentiel d'hydrogène varie de 0,07 à 0,13 Nm³/m²/jour. L'angle d'inclinaison optimal varie de 20° à 50°, comme le montre la Figure 61.

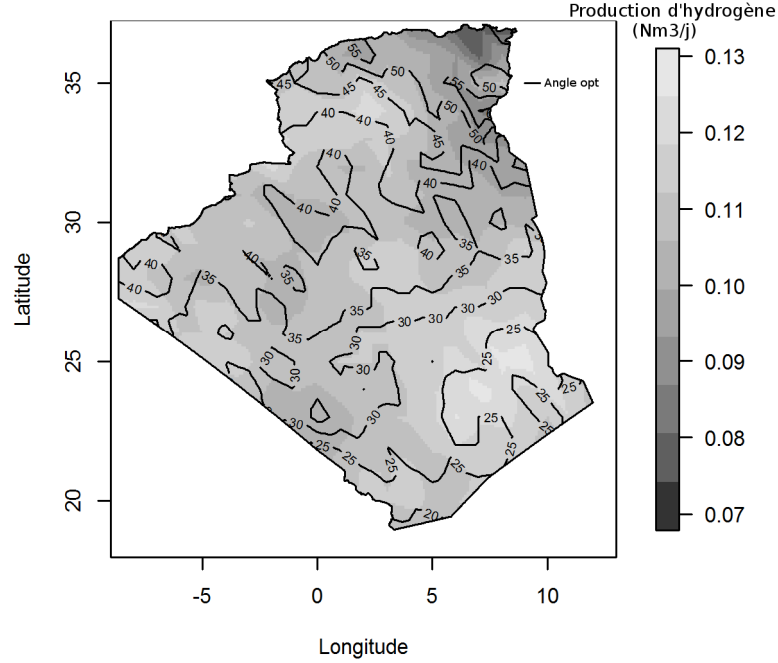


Figure 61. Débit d'hydrogène journalier minimal.

Des corrélations ont été établies à partir des données de simulation (Tableau 11). Dans les formules x est la longitude et y est la latitude, les équations décrivent l'énergie solaire, l'électricité photovoltaïque et le taux de production d'hydrogène. Des corrélations de l'angle d'inclinaison optimal correspondant sont également fournies. Pour chaque équation, l'erreur quadratique moyenne (RMSE), l'erreur quadratique moyenne normalisée (NRMSE) et l'erreur quadratique moyenne maximale (RMSE_{max}) ont été calculées. Nous constatons que les écarts sont acceptables dans tous les cas.

Les formules de RMSE sont définies comme suit [197] :

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y - Y_i)^2} \quad (64)$$

$$NRMSE = \frac{1}{Y_{\max} - Y_{\min}} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y - Y_i)^2} \quad (65)$$

$$RMSE_{\max} = \text{Max}_{i=1 \dots N} \left(\sqrt{(Y - Y_i)^2} \right) \quad (66)$$

Tableau 11 : Corrélations du potentiel et les angles d'inclinaison optimaux

	équations (x longitude and y latitude)	RMSE
Énergie solaire	$G = 3.665287.10^{-4}y^3 - 6.974597.10^{-5}xy^2 - 5.069881.10^{-6}x^2y$ $- 1.991235.10^{-5}x^3 - 3.491606.10^{-2}y^2 + 7.636564.10^{-4}x^2$ $- 1.593557.10^{-3}xy + 1.054936y + 1.015116.10^{-1}x - 3.813769$	$RMSE = 0.2216$ $NRMSE = 0.1023$ $RMSE_{max} = 0.6812$
Angle optimal	$\alpha_G = -3.656436.10^{-3}y^3 - 1.452407.10^{-3}xy^2 - 1.917949.10^{-3}x^2y$ $- 2.823264.10^{-5}x^3 + 2.786091.10^{-1}y^2 + 4.585712.10^{-2}x^2$ $+ 8.031279.10^{-2}xy - 6y - 1.029871x + 5.870968$	$RMSE = 1.020$ $NRMSE = 0.060$ $RMSE_{max} = 3.209$
Électricité photovoltaïque	$E = 2.583510.10^{-5}y^3 + 7.710856.10^{-7}xy^2 - 3.105336.10^{-6}x^2y$ $- 5.658983.10^{-6}x^3 - 2.510224.10^{-3}y^2 + 2.603807.10^{-4}x^2$ $- 5.055256.10^{-4}xy + 7.926934.10^{-2}y + 1.312002.10^{-2}x - 0.2688129$	$RMSE = 0.0209$ $NRMSE = 0.1045$ $RMSE_{max} = 0.0782$
Angle optimal	$\alpha_E = -3.694290.10^{-3}y^3 - 1.344633.10^{-3}xy^2 - 1.785513.10^{-3}x^2y$ $+ 4.584787.10^{-5}x^3 + 2.792735.10^{-1}y^2 + 3.997887.10^{-2}x^2$ $+ 7.357570.10^{-2}xy - 5.939997y - 9.194563x + 58.20835$	$RMSE = 0.933$ $NRMSE = 0.054$ $RMSE_{max} = 2.368$
Taux de production d'hydrogène	$Q = 5.376747.10^{-6}y^3 + 6.765485.10^{-8}xy^2 - 7.196845.10^{-7}x^2y$ $- 1.116915.10^{-6}x^3 - 5.25638.10^{-4}y^2 + 5.598299x^2$ $- 1.021160.10^{-4}xy + 1.666004.10^{-2}y + 2.718522.10^{-3}x - 5.144311$	$RMSE = 0.00439$ $NRMSE = 0.1039$ $RMSE_{max} = 0.0162$
Angle optimal	$\alpha_Q = -3.524282.10^{-3}y^3 - 1.160346.10^{-3}xy^2 - 1.912046.10^{-3}x^2y$ $+ 8.325008.10^{-5}x^3 + 2.656524.10^{-1}y^2 + 4.338059.10^{-2}x^2$ $+ 6.568439.10^{-2}xy - 5.592274y + 0.8507445x + 5.515474$	$RMSE = 0.924$ $NRMSE = 0.051$ $RMSE_{max} = 2.657$

5.7- Conclusion

Dans ce chapitre, l'influence de l'angle d'inclinaison d'un générateur photovoltaïque a été étudiée. On a pu constater que l'angle d'inclinaison affecte l'énergie solaire reçue sur le générateur PV; néanmoins, l'angle optimal pour l'énergie maximale collectée est différent à la fois de l'angle correspondant à la production électrique photovoltaïque maximale et de l'angle correspondant à la production annuelle maximale d'hydrogène.

L'analyse a été effectuée sur la base des données collectées, mesurées à partir de deux sites, Alger et Ghardaia, pendant de nombreuses années. L'énergie solaire produite, enregistrée à différentes inclinaisons, a été calculée à l'aide des modèles les plus fiables disponibles dans la littérature. De plus, les modèles utilisés pour le calcul de l'énergie électrique produite et des quantités d'hydrogène produites sont les plus précis.

Un angle d'inclinaison proche de Latitude+20 maximise l'irradiation quotidienne moyenne mensuelle minimale reçue à Alger et à Ghardaia. Cet angle est intéressant pour les applications autonomes, où il peut garantir un minimum d'énergie requise. Pour la puissance électrique produite et le volume d'hydrogène produit, l'angle optimal est

ESTIMATION DU POTENTIEL HYDROGENE

Latitude+20 à Alger. Alors que pour le site de Ghardaia, cet angle est réduit à Latitude+15 pour l'énergie électrique produite et l'hydrogène produit.

Dans ce chapitre, des cartes du potentiel de production d'hydrogène par électrolyse utilisant un générateur photovoltaïque comme source d'énergie électrique ont été également tracées. Les cartes ont montré le grand potentiel de l'Algérie en hydrogène solaire électrolytique. Le potentiel du solaire photovoltaïque a également été déterminé. Le développement de projets d'énergie photovoltaïque et d'hydrogène est appréciable et devrait être encouragé en Algérie.

Les valeurs les plus élevées du taux de production d'hydrogène ont été trouvées pour la zone aride de la région du Sud-est algérien. L'environnement extrêmement sec (précipitations de 10mm/an) et le nombre élevé d'heures d'ensoleillement (jusqu' à 3900 heures au Sahara) ont donné des valeurs de production d'hydrogène d'environ $0,14 \text{ Nm}^3/\text{m}^2/\text{jour}$. En second lieu, le potentiel du nord-ouest est également important. Le nord-ouest est intéressant; il contient des lignes électriques et un réseau routier développé, ainsi que des autoroutes.

Des renseignements importants pour les concepteurs de projets et les investisseurs sont obtenus en comparant les cartes des ressources potentielles aux données géographiques, socio-économiques et d'infrastructure. Cela n'a pas été étudié dans ce travail et est prévu à l'avenir. Des données importantes telles que les autoroutes, la consommation de carburant et la taille de la population devraient être incluses dans un programme décisionnel afin de faire le meilleur choix du site de production.

Conclusion générale

Le réchauffement climatique est l'un des plus importants problèmes de notre siècle. Il atteint des proportions inquiétantes. La glace au Groenland a reculé de près de 25%. Le taux de dioxyde de carbone augmente dans l'atmosphère. Des extrapolations de modèles de l'augmentation des températures et des quantités de précipitations montrent que les changements climatiques risquent de provoquer une importante dégradation de la vie sur terre d'ici 2100. Une solution durable doit être envisagée. Les émissions de gaz à effet doivent être réduites par l'utilisation d'alternatives propres et renouvelables.

Le secteur du transport est le principal pollueur. Les émissions de CO₂ des véhicules particulier sont responsables de près de 40% du total des émissions de dioxyde de carbone. Le reste se partage entre le secteur résidentiel pour les besoins de chauffage et le secteur industriel. Le principe du pollueur payeur a permis de responsabiliser les industriels au problème. L'utilisation des biocarburants a permis, particulièrement au Brésil, de maîtriser le bilan du CO₂. Le problème des surfaces cultivables pour une utilisation énergétique reste posé.

De plus, la conversion des cultures pour un usage énergétique a induit une crise alimentaire. Le carburant du futur doit être propre et renouvelable. Il doit procurer le même confort énergétique que les carburants actuels.

L'hydrogène combiné à la pile à combustible est à envisager comme solution au problème de pollution automobile. La combustion de l'hydrogène ne génère que de l'eau. La pile à combustible permet de convertir l'énergie chimique de l'hydrogène en énergie électrique, son rendement est de 40-60 % électrique et le reste de l'énergie peut être récupéré en chaleur. C'est un système à très haut rendement énergétique.

Les voies de production d'hydrogène sont diverses, actuellement 90 % de l'hydrogène produit dans le monde provient du reformage à la vapeur du gaz naturel. Il est possible d'utiliser des hydrates de carbone de source renouvelable pour produire de l'hydrogène. Ce qui donnera un combustible renouvelable et durable.

L'un des problèmes majeurs résultant du développement de notre société est la gestion des déchets municipaux. Les villes sont de plus en plus importantes produisant des quantités de déchets de plus en plus importants. Le traitement des déchets à une fin énergétique permettra un développement durable et soutenu. L'hydrogène peut être produit à partir de la gazéification des déchets organiques.

Durant la dernière décennie, les biotechnologies ont atteint un développement inconnu jusque-là. Les algues photosynthétiques peuvent produire de l'hydrogène en absence de soufre. De même pour certaines bactéries. Des manipulations génétiques de certaines espèces favoriseront la production d'hydrogène en utilisant la lumière du soleil.

Par concentration du rayonnement solaire, des températures de 2000 K peuvent être atteintes, la dissociation directe de la molécule d'eau en hydrogène et oxygène peut être effectuée. Les cycles thermochimiques permettent de diminuer la température en séparant les étapes de production d'hydrogène et d'oxygène. Plusieurs cycles thermochimiques sont prometteurs, les recherches sont en cours pour identifier les meilleures options faisables à un coût réduit.

L'électrolyse de l'eau donne un hydrogène très pur. En utilisant l'électricité d'origine renouvelable, le carburant produit devient propre et durable. Divers projets de démonstration ont été mis en œuvre pour étudier la faisabilité technique du procédé. L'hydrogène produit est stocké à long terme. Utilisé dans une pile à combustible, il fournit de l'électricité lorsque c'est nécessaire. Les batteries classiques sont utilisées pour un stockage à court terme. Ces systèmes ont prouvé leur fiabilité, mais le coût reste le principal frein à leur généralisation.

La raréfaction future des énergies fossiles fera que leur prix augmentera à un seuil où les énergies renouvelables deviendront aussi rentables. Actuellement, aucun carburant renouvelable n'offre le même confort que les carburants fossiles. Toutefois, l'hydrogène a toutes ses chances dans le domaine des transports en commun et automobiles. Les objectifs de recherche sont de trouver les matériaux permettant d'atteindre une densité énergétique pour l'hydrogène comparable aux carburants fossiles. Ces efforts permettront d'offrir un carburant sûr et renouvelable à l'avenir ayant plus d'avantages que les carburants actuels.

Le dimensionnement et la gestion des systèmes énergétiques renouvelables passent obligatoirement par la connaissance des conditions météorologiques auxquelles ils sont soumis. L'étude menée, dans le cadre de cette thèse, utilise l'énergie photovoltaïque pour produire de l'électricité renouvelable. Les kilowatts produits serviront à la production d'hydrogène par électrolyse. L'évaluation du rayonnement solaire est donc une obligation afin d'optimiser les systèmes de production.

Le rayonnement incident sur une surface inclinée a été calculé par différentes corrélations. Il ressort de cela que la méthode de Perez et le modèle isotropique donnent les meilleures approximations. Le modèle de Perez contient beaucoup de paramètres et se base sur une évaluation empirique de constantes statistiques. Le modèle isotropique est un modèle

simple basé sur la géométrie. L'utilisation de l'un ou l'autre modèle n'introduit pas d'écart important dans l'évaluation du rayonnement global incident.

L'étude montre aussi que le maximum d'énergie perçue annuellement est obtenu avec un angle proche de la latitude du lieu. L'utilisation d'un angle égal à la latitude du lieu introduit des pertes négligeables par rapport à l'optimum annuel. Les angles hivernal et estival sont approchés par Latitude + 23 et Latitude -23 respectivement. La corrélation de Teris donne une bonne approximation des angles optimaux.

Le choix de l'angle optimal doit tenir compte du profil de demande en énergie. Augmenter l'angle d'inclinaison favorise la récolte d'énergie en hiver, mais peut pénaliser fortement l'énergie reçue en saison estivale. Il est nécessaire de tracer les courbes d'énergie en fonction des mois et s'assurer que le minimum en chaque mois est assuré.

Un modèle mathématique a été utilisé pour simuler la production d'hydrogène d'un système de couplage direct photovoltaïque-électrolyseur. Le modèle photovoltaïque est basé sur l'étude expérimentale de la caractéristique $I-V$ du panneau. Pour modéliser l'électrolyseur, des données expérimentales de sa caractéristique $I-V$ ont également été utilisées. Les modèles individuels correspondent bien aux données expérimentales avec un RMSE inférieur à 2 %. Les temps de réponse des panneaux photovoltaïques sont essentiellement instantanés, tandis que les temps de réponse des électrolyseurs sont de l'ordre de la minute. L'électrolyseur a une réponse un peu lente. Cependant, après un maximum de 2 minutes, le courant en fonction du temps se stabilise. Cette dynamique est tout à fait acceptable lorsqu'on simule les opérations de l'électrolyseur.

La simulation du système en couplage direct ne correspond pas bien aux résultats expérimentaux. Il a été observé que la lenteur de l'électrolyseur a influencé le système. Ce qui a donné un écart entre la tension et le courant prédit par simulation et celui obtenu expérimentalement. Cet écart signifie que le modèle ne décrit pas adéquatement la réalité. Néanmoins, le RMSE du système est d'environ 7%. Les résultats de la modélisation présentés dans ce chapitre concordent avec les données expérimentales et les travaux publiés antérieurement.

Il est nécessaire d'élaborer des modèles appropriés pour le système de production d'hydrogène qui fonctionne en mode de connexion directe. Les modèles de nouvelle génération devraient prendre en compte la dynamique du système et mieux décrire les variations de courant et tension du système, et donc la production d'hydrogène.

L'influence de l'angle d'inclinaison d'un générateur photovoltaïque a été étudiée. On a pu constater que l'angle d'inclinaison affecte l'énergie solaire reçue sur le générateur PV; néanmoins, l'angle optimal pour l'énergie maximale collectée est différent à la fois de

l'angle correspondant à la production électrique photovoltaïque maximale et de l'angle correspondant à la production annuelle maximale d'hydrogène.

Des cartes du potentiel de production d'hydrogène par électrolyse utilisant un générateur photovoltaïque comme source d'énergie électrique ont été tracées. Les cartes ont montré le grand potentiel de l'Algérie en hydrogène solaire électrolytique. Le potentiel du solaire photovoltaïque a également été déterminé. Le développement de projets d'énergie photovoltaïque et d'hydrogène est appréciable et devrait être encouragé en Algérie.

Les valeurs les plus élevées du taux de production d'hydrogène ont été trouvées pour la zone aride de la région du Sud-est algérien. L'environnement extrêmement sec (précipitations de 10mm/an) et le nombre élevé d'heures d'ensoleillement (jusqu' à 3900 heures au Sahara) ont donné des valeurs de production d'hydrogène d'environ $0,14 \text{ Nm}^3/\text{m}^2/\text{jour}$. En second lieu, le potentiel du Nord-ouest est également important. Le Nord-ouest est intéressant; il contient des lignes électriques et un réseau routier développé, ainsi que des autoroutes.

Bibliographie

- [1] T. Gale, *Alternative Energy*. UXL, 2006.
- [2] B. Dudley, « BP statistical review of world energy », *BP, London*, p. 48, 2017.
- [3] S. Lee, J. G. Speight, et S. K. Loyalka, *Handbook of Alternative Fuel Technologies*, 2nd éd. CRC Press, 2015.
- [4] P. K. Kolavennu, « Analysis and control of an in situ hydrogen generation and fuel cell power system for automotive applications », The Florida State University, 2006.
- [5] S. Niaz, T. Manzoor, et A. H. Pandith, « Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, p. 457-469, oct. 2015.
- [6] H. L. MacLean et L. B. Lave, « Evaluating automobile fuel/propulsion system technologies », *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 29, n° 1, p. 1-69, 2003.
- [7] M. Hoogwijk, A. Faaij, R. Van Den Broek, G. Berndes, D. Gielen, et W. Turkenburg, « Exploration of the ranges of the global potential of biomass for energy », *Biomass and bioenergy*, vol. 25, n° 2, p. 119-133, 2003.
- [8] G. D. Berry, A. D. Pasternak, G. D. Rambach, J. Ray Smith, et R. N. Schock, « Hydrogen as a future transportation fuel », *Energy*, vol. 21, n° 4, p. 289-303, avr. 1996.
- [9] A. Züttel, A. Borgschulte, et L. Schlapbach, *Hydrogen as a future energy carrier*. John Wiley & Sons, 2011.
- [10] S. Dunn, « Hydrogen futures: toward a sustainable energy system », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 27, n° 3, p. 235-264, mars 2002.
- [11] S. S. Penner, « Steps toward the hydrogen economy », *Energy*, vol. 31, n° 1, p. 33-43, janv. 2006.
- [12] J. E. Mason, « World energy analysis: H2 now or later? », *Energy Policy*, vol. 35, n° 2, p. 1315-1329, févr. 2007.
- [13] D. Hart, « Sustainable energy conversion: fuel cells -- the competitive option? », *Journal of Power Sources*, vol. 86, n° 1-2, p. 23-27, mars 2000.
- [14] B. A. Sanden et C. Azar, « Near-term technology policies for long-term climate targets--economy wide versus technology specific approaches », *Energy Policy*, vol. 33, n° 12, p. 1557-1576, août 2005.
- [15] R. H. Perry et D. W. Green, Éd., *Perry's chemical engineers' handbook*, 8. ed. New York, NY: McGraw-Hill, 2008.
- [16] F. Orecchini, « The era of energy vectors », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 31, n° 14, p. 1951-1954, nov. 2006.
- [17] S. Sharma et S. K. Ghoshal, « Hydrogen the future transportation fuel: from production to applications », *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 43, p. 1151-1158, 2015.
- [18] R. Hammerschlag et P. Mazza, « Questioning hydrogen », *Energy Policy*, vol. 33, n° 16, p. 2039-2043, nov. 2005.
- [19] S. E. Wright, « Comparison of the theoretical performance potential of fuel cells and heat engines », *Renewable Energy*, vol. 29, n° 2, p. 179-195, févr. 2004.

- [20] N. Bizon, « Improving the PEMFC energy efficiency by optimizing the fueling rates based on extremum seeking algorithm », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, n° 20, p. 10641-10654, juill. 2014.
- [21] S. Katikaneni, C. Yuh, S. Abens, et M. Farooque, « The direct carbonate fuel cell technology: advances in multi-fuel processing and internal reforming », *Catalysis Today*, vol. 77, n° 1-2, p. 99-106, déc. 2002.
- [22] S. Cordiner, M. Feola, V. Mulone, et F. Romanelli, « Analysis of a SOFC energy generation system fuelled with biomass reformat », *Applied Thermal Engineering*, vol. 27, n° 4, p. 738-747, mars 2007.
- [23] H. Aki *et al.*, « Fuel cells and energy networks of electricity, heat, and hydrogen in residential areas », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 31, n° 8, p. 967-980, juill. 2006.
- [24] Z. Du, H. Li, et T. Gu, « A state of the art review on microbial fuel cells: A promising technology for wastewater treatment and bioenergy », *Biotechnology Advances*, vol. 25, n° 5, p. 464-482, 2007.
- [25] S. Faivre *et al.*, « Part 2-Mobypost vehicle's powertrain design and experimental validation », in *International Conference on Fundamentals and Development of Fuel Cells (FDFC 2013)*, 2013, p. 8p.
- [26] B. H. Pro, R. Hammerschlag, et P. Mazza, « Energy and land use impacts of sustainable transportation scenarios », *Journal of Cleaner Production*, vol. 13, n° 13-14, p. 1309-1319, 2005.
- [27] « UPS collaborating with EPA, DaimlerChrysler for fuel cell delivery vehicles », *Fuel Cells Bulletin*, vol. 2003, n° 7, p. 3-109, juill. 2003.
- [28] « Mixed fortunes for Toyota FCVs », *Fuel Cells Bulletin*, vol. 2003, n° 7, p. 3-109, juill. 2003.
- [29] « MAN airport demo bus to use Ballard fuel cells », *Fuel Cells Bulletin*, vol. 2003, n° 7, p. 8-109, juill. 2003.
- [30] « Hamburg bus hits the road, setback for London », *Fuel Cells Bulletin*, vol. 2003, n° 11, p. 2-478, nov. 2003.
- [31] « Fuel cell minivan from Mitsubishi Motors », *Fuel Cells Bulletin*, vol. 2003, n° 11, p. 2-478, nov. 2003.
- [32] J. Romm, « The car and fuel of the future », *Energy Policy*, vol. 34, n° 17, p. 2609-2614, nov. 2006.
- [33] M. Granovskii, I. Dincer, et M. A. Rosen, « Environmental and economic aspects of hydrogen production and utilization in fuel cell vehicles », *Journal of Power Sources*, vol. 157, n° 1, p. 411-421, juin 2006.
- [34] G. J. Suppes, « Roles of plug-in hybrid electric vehicles in the transition to the hydrogen economy », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 31, n° 3, p. 353-360, mars 2006.
- [35] G. J. Suppes, « Plug-in hybrid with fuel cell battery charger », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 30, n° 2, p. 113-121, févr. 2005.
- [36] M. Saxe, A. Folkesson, et P. Alvfors, « Energy system analysis of the fuel cell buses operated in the project: Clean Urban Transport for Europe », *Energy*, vol. 33, n° 5, p. 689-711, mai 2008.
- [37] C. Koroneos, A. Dompros, G. Roubas, et N. Moussiopoulos, « Advantages of the use of hydrogen fuel as compared to kerosene », *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 44, n° 2, p. 99-113, mai 2005.

- [38] A. Contreras, S. Yigit, K. Ozay, et T. N. Veziroglu, « Hydrogen as aviation fuel: A comparison with hydrocarbon fuels », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 22, n° 10-11, p. 1053-1060, 1997.
- [39] M. Ponater, S. Pechtl, R. Sausen, U. Schumann, et G. Huttig, « Potential of the cryoplane technology to reduce aircraft climate impact: A state-of-the-art assessment », *Atmospheric Environment*, vol. 40, n° 36, p. 6928-6944, nov. 2006.
- [40] J. Hua, Y.-H. Wu, et P.-F. Jin, « Prospects for renewable energy for seaborne transportation—Taiwan example », *Renewable Energy*, vol. 33, n° 5, p. 1056-1063, mai 2008.
- [41] C. W. Forsberg, « Future hydrogen markets for large-scale hydrogen production systems », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, n° 4, p. 431-439, mars 2007.
- [42] M. A. K. Lodhi, « Helio-hydro and helio-thermal production of hydrogen », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 29, n° 11, p. 1099-1113, sept. 2004.
- [43] L. Trevisani, M. Fabbri, et F. Negrini, « Long-term scenarios for energy and environment: Energy from the desert with very large solar plants using liquid hydrogen and superconducting technologies », *Fuel Processing Technology*, vol. 87, n° 2, p. 157-161, janv. 2006.
- [44] F. Orecchini et E. Bocci, « Biomass to hydrogen for the realization of closed cycles of energy resources », *Energy*, vol. 32, n° 6, p. 1006-1011, juin 2007.
- [45] K. Damen, M. van Troost, A. Faaij, et W. Turkenburg, « A comparison of electricity and hydrogen production systems with CO₂ capture and storage. Part A: Review and selection of promising conversion and capture technologies », *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 32, n° 2, p. 215-246, 2006.
- [46] H. L. Chum et R. P. Overend, « Biomass and renewable fuels », *Fuel Processing Technology*, vol. 71, n° 1-3, p. 187-195, juin 2001.
- [47] S. Manish et R. Banerjee, « Comparison of biohydrogen production processes », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, n° 1, p. 279-286, janv. 2008.
- [48] T. L. Kelly-Yong, K. T. Lee, A. R. Mohamed, et S. Bhatia, « Potential of hydrogen from oil palm biomass as a source of renewable energy worldwide », *Energy Policy*, vol. 35, n° 11, p. 5692-5701, nov. 2007.
- [49] M. Calvin, « Petroleum plantations and synthetic chloroplasts », *Energy*, vol. 4, n° 5, p. 851-869, oct. 1979.
- [50] R. C. R. C. Dante, S. Armenta, M. Gutierrez, et J. Celis, « Temporal phenomena of hydrogen photobioproduction », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 29, n° 12, p. 1219-1226, sept. 2004.
- [51] B. Esper, A. Badura, et M. Rogner, « Photosynthesis as a power supply for (bio-)hydrogen production », *Trends in Plant Science*, vol. 11, n° 11, p. 543-549, nov. 2006.
- [52] A. Melis, L. Zhang, M. Forestier, M. L. Ghirardi, et M. Seibert, « Sustained photobiological hydrogen gas production upon reversible inactivation of oxygen evolution in the green alga *Chlamydomonas reinhardtii* », *Plant Physiology*, vol. 122, n° 1, p. 127-135, 2000.
- [53] J. K. Horner et M. A. Wolinsky, « A power-law sensitivity analysis of the hydrogen-producing metabolic pathway in *Chlamydomonas reinhardtii* », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 27, n° 11-12, p. 1251-1255, 2002.

- [54] R. C. Tait, « Hydrogenase genetics », *Enzyme and Microbial Technology*, vol. 4, n° 2, p. 66-72, mars 1982.
- [55] J. R. Benemann, « Feasibility analysis of photobiological hydrogen production », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 22, n° 10-11, p. 979-987, 1997.
- [56] K. L. Kovacs, G. Maroti, et G. Rakhely, « A novel approach for biohydrogen production », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 31, n° 11, p. 1460-1468, sept. 2006.
- [57] V. Shah, N. Garg, et D. Madamwar, « Ultrastructure of the fresh water cyanobacterium *Anabaena variabilis* SPU 003 and its application for oxygen-free hydrogen production », *FEMS Microbiology Letters*, vol. 194, n° 1, p. 71-75, janv. 2001.
- [58] J. Miyake, M. Miyake, et Y. Asada, « Biotechnological hydrogen production: research for efficient light energy conversion », *Journal of Biotechnology*, vol. 70, n° 1-3, p. 89-101, avr. 1999.
- [59] A. Melis et M. R. Melnicki, « Integrated biological hydrogen production », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 31, n° 11, p. 1563-1573, sept. 2006.
- [60] E. R. Vieitez et S. Ghosh, « Biogasification of solid wastes by two-phase anaerobic fermentation », *Biomass and Bioenergy*, vol. 16, n° 5, p. 299-309, mai 1999.
- [61] M. Cooney, N. Maynard, C. Cannizzaro, et J. Benemann, « Two-phase anaerobic digestion for production of hydrogen-methane mixtures », *Bioresource Technology*, vol. 98, n° 14, p. 2641-2651, oct. 2007.
- [62] A. Bjorklund, M. Melaina, et G. Keoleian, « Hydrogen as a transportation fuel produced from thermal gasification of municipal solid waste: an examination of two integrated technologies », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 26, n° 11, p. 1209-1221, nov. 2001.
- [63] E. Andersson et S. Harvey, « System analysis of hydrogen production from gasified black liquor », *Energy*, vol. 31, n° 15, p. 3426-3434, déc. 2006.
- [64] S. Venkatamohan, « Simultaneous biohydrogen production and wastewater treatment in biofilm configured anaerobic periodic discontinuous batch reactor using distillery wastewater », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, n° 2, p. 550-558, janv. 2008.
- [65] S. Venkata Mohan, G. Mohanakrishna, B. P. Reddy, R. Saravanan, et P. N. Sarma, « Bioelectricity generation from chemical wastewater treatment in mediatorless (anode) microbial fuel cell (MFC) using selectively enriched hydrogen producing mixed culture under acidophilic microenvironment », *Biochemical Engineering Journal*, vol. 39, n° 1, p. 121-130, avr. 2008.
- [66] A. Midilli, M. Dogru, G. Akay, et C. R. Howarth, « Hydrogen production from sewage sludge via a fixed bed gasifier product gas », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 27, n° 10, p. 1035-1041, oct. 2002.
- [67] R. Hashaikeh, Z. Fang, I. S. Butler, et J. A. Kozinski, « Sequential hydrothermal gasification of biomass to hydrogen », *Proceedings of the Combustion Institute*, vol. 30, n° 2, p. 2231-2237, janv. 2005.
- [68] P. Galindo Cifre et O. Badr, « Renewable hydrogen utilisation for the production of methanol », *Energy Conversion and Management*, vol. 48, n° 2, p. 519-527, févr. 2007.

- [69] K. Maeda et K. Domen, « Photocatalytic water splitting: recent progress and future challenges », *The Journal of Physical Chemistry Letters*, vol. 1, n° 18, p. 2655–2661, 2010.
- [70] S. Sing Tan, L. Zou, et E. Hu, « Photosynthesis of hydrogen and methane as key components for clean energy system », *Science and Technology of Advanced Materials*, vol. 8, n° 1-2, p. 89-92, 2007.
- [71] G. J. Conibeer et B. S. Richards, « A comparison of PV/electrolyser and photoelectrolytic technologies for use in solar to hydrogen energy storage systems », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, n° 14, p. 2703-2711, sept. 2007.
- [72] C. A. Grimes, O. K. Varghese, et S. Ranjan, « Hydrogen generation by water splitting », in *Light, Water, Hydrogen*, Springer, 2008, p. 35–113.
- [73] A. Kogan, « Direct solar thermal splitting of water and on site separation of the products I. Theoretical evaluation of hydrogen yield », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 22, n° 5, p. 481-486, mai 1997.
- [74] A. Kogan, « Direct solar thermal splitting of water and on-site separation of the products--II. Experimental feasibility study », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 23, n° 2, p. 89-98, févr. 1998.
- [75] A. Kogan, « Direct solar thermal splitting of water and on-site separation of the products -- IV. Development of porous ceramic membranes for a solar thermal water-splitting reactor », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 25, n° 11, p. 1043-1050, nov. 2000.
- [76] A. Kogan, E. Spiegler, et M. Wolfshtein, « Direct solar thermal splitting of water and on-site separation of the products. III.: Improvement of reactor efficiency by steam entrainment », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 25, n° 8, p. 739-745, août 2000.
- [77] C. C. Agrafiotis, C. Pagkoura, S. Lorentzou, M. Kostoglou, et A. G. Konstandopoulos, « Hydrogen production in solar reactors », *Catalysis Today*, vol. 127, n° 1-4, p. 265-277, sept. 2007.
- [78] Y. Tamaura, A. Steinfeld, P. Kuhn, et K. Ehrensberger, « Production of solar hydrogen by a novel, 2-step, water-splitting thermochemical cycle », *Energy*, vol. 20, n° 4, p. 325-330, avr. 1995.
- [79] Y. Tamaura *et al.*, « Solar hydrogen production by using ferrites. », *Solar Energy*, vol. 65, n° 1, p. 55-57, janv. 1999.
- [80] C. Perkins, P. Lichty, et A. W. Weimer, « Determination of aerosol kinetics of thermal ZnO dissociation by thermogravimetry », *Chemical Engineering Science*, vol. 62, n° 21, p. 5952-5962, nov. 2007.
- [81] A. L. Duigou *et al.*, « HYTHEC: An EC funded search for a long term massive hydrogen production route using solar and nuclear technologies », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, n° 10-11, p. 1516-1529, 2007.
- [82] S. Abanades, P. Charvin, G. Flamant, et P. Neveu, « Screening of water-splitting thermochemical cycles potentially attractive for hydrogen production by concentrated solar energy », *Energy*, vol. 31, n° 14, p. 2805-2822, nov. 2006.
- [83] D. L. Stojic, M. P. Marceta, S. P. Sovilj, et S. S. Miljanic, « Hydrogen generation from water electrolysis--possibilities of energy saving », *Journal of Power Sources*, vol. 118, n° 1-2, p. 315-319, mai 2003.
- [84] S. E. Hosseini et M. A. Wahid, « Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean

- development », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, n° Supplement C, p. 850-866, mai 2016.
- [85] A. Bilodeau et K. Agbossou, « Control analysis of renewable energy system with hydrogen storage for residential applications », *Journal of Power Sources*, vol. 162, n° 2, p. 757-764, nov. 2006.
- [86] P. C. Ghosh, B. Emonts, H. Jan[ss]en, J. Mergel, et D. Stolten, « Ten years of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system », *Solar Energy*, vol. 75, n° 6, p. 469-478, déc. 2003.
- [87] C. Meurer, H. Barthels, W. A. Brocke, B. Emonts, et H. G. Groehn, « PHOEBUS—an autonomous supply system with renewable energy: six years of operational experience and advanced concepts », *Solar Energy*, vol. 67, n° 1-3, p. 131-138, juill. 1999.
- [88] K. Onda, T. Kyakuno, K. Hattori, et K. Ito, « Prediction of production power for high-pressure hydrogen by high-pressure water electrolysis », *Journal of Power Sources*, vol. 132, n° 1-2, p. 64-70, mai 2004.
- [89] P. Hollmuller, J.-M. Joubert, B. Lachal, et K. Yvon, « Evaluation of a 5 kWp photovoltaic hydrogen production and storage installation for a residential home in Switzerland », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 25, n° 2, p. 97-109, févr. 2000.
- [90] L. Hedstrom, C. Wallmark, P. Alvfors, M. Rissanen, B. Stridh, et J. Ekman, « Description and modelling of the solar-hydrogen-biogas-fuel cell system in GlashusEtt », *Journal of Power Sources*, vol. 131, n° 1-2, p. 340-350, mai 2004.
- [91] M. P. Rzayeva et O. M. Salamov, « Photoelectrical plant for hydrogen and oxygen productions by water electrolysis under pressure », *Renewable Energy*, vol. 24, n° 2, p. 319-326, oct. 2001.
- [92] G. E. Ahmad et E. T. El Shenawy, « Optimized photovoltaic system for hydrogen production », *Renewable Energy*, vol. 31, n° 7, p. 1043-1054, juin 2006.
- [93] O. Ulleberg, « The importance of control strategies in PV-hydrogen systems », *Solar Energy*, vol. 76, p. 323-329, 2004.
- [94] T. Tani, N. Sekiguchi, M. Sakai, et D. Ohta, « Optimization of Solar Hydrogen Systems Based on Hydrogen Production Cost », *Solar Energy*, vol. 68, n° 2, p. 143-149, févr. 2000.
- [95] H. Karasawa, « Cost evaluation for centralized hydrogen production », *Progress in Nuclear Energy*, vol. 47, n° 1-4, p. 512-518, 2005.
- [96] K. Damen, M. van Troost, A. Faaij, et W. Turkenburg, « A comparison of electricity and hydrogen production systems with CO₂ capture and storage--Part B: Chain analysis of promising CCS options », *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 33, n° 6, p. 580-609, déc. 2007.
- [97] B. D. Shakya, L. Aye, et P. Musgrave, « Technical feasibility and financial analysis of hybrid wind-photovoltaic system with hydrogen storage for Cooma », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 30, n° 1, p. 9-20, janv. 2005.
- [98] L. Ntziachristos, C. Kouridis, Z. Samaras, et K. Pattas, « A wind-power fuel-cell hybrid system study on the non-interconnected Aegean islands grid », *Renewable Energy*, vol. 30, n° 10, p. 1471-1487, août 2005.
- [99] E. Kasseris, Z. Samaras, et D. Zafeiris, « Optimization of a wind-power fuel-cell hybrid system in an autonomous electrical network environment », *Renewable Energy*, vol. 32, n° 1, p. 57-79, janv. 2007.

- [100] A. Gonzalez, E. McKeogh, et B. O. Gallachoir, « The role of hydrogen in high wind energy penetration electricity systems: The Irish case », *Renewable Energy*, vol. 29, n° 4, p. 471-489, avr. 2004.
- [101] M. Little, M. Thomson, et D. Infield, « Electrical integration of renewable energy into stand-alone power supplies incorporating hydrogen storage », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, n° 10-11, p. 1582-1588, 2007.
- [102] A. Chamberland et S. Levesque, « Hydroelectricity, an option to reduce greenhouse gas emissions from thermal power plants », *Energy Conversion and Management*, vol. 37, n° 6-8, p. 885-890, 1996.
- [103] A. Contreras, F. Posso, et T. Nejat Veziroglu, « Modeling and simulation of the production of hydrogen using hydroelectricity in Venezuela », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, n° 9, p. 1219-1224, juin 2007.
- [104] D. S. Tarnay, « Hydrogen production at hydro-power plants », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 10, n° 9, p. 577-584, 1985.
- [105] M. Santarelli et S. Macagno, « Hydrogen as an energy carrier in stand-alone applications based on PV and PV-micro-hydro systems », *Energy*, vol. 29, n° 8, p. 1159-1182, juin 2004.
- [106] A. A. Temeev, V. P. Belokopytov, et S. A. Temeev, « An integrated system of the floating wave energy converter and electrolytic hydrogen producer », *Renewable Energy*, vol. 31, n° 2, p. 225-239, févr. 2006.
- [107] J. Sigurvinsson, C. Mansilla, P. Lovera, et F. Werkoff, « Can high temperature steam electrolysis function with geothermal heat? », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, n° 9, p. 1174-1182, juin 2007.
- [108] W. Doenitz, R. Schmidberger, E. Steinheil, et R. Streicher, « Hydrogen production by high temperature electrolysis of water vapour », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 5, n° 1, p. 55-63, 1980.
- [109] M. V. Perfiliev, « Problems of high-temperature electrolysis of water vapour », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 19, n° 3, p. 227-230, mars 1994.
- [110] V. Utgikar et T. Thiesen, « Life cycle assessment of high temperature electrolysis for hydrogen production via nuclear energy », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 31, n° 7, p. 939-944, juin 2006.
- [111] C. Mansilla, J. Sigurvinsson, A. Bontemps, A. Marechal, et F. Werkoff, « Heat management for hydrogen production by high temperature steam electrolysis », *Energy*, vol. 32, n° 4, p. 423-430, avr. 2007.
- [112] H. Arashi, H. Naito, et H. Miura, « Hydrogen production from high-temperature steam electrolysis using solar energy », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 16, n° 9, p. 603-608, 1991.
- [113] M. Conte, P. P. Prosini, et S. Passerini, « Overview of energy/hydrogen storage: state-of-the-art of the technologies and prospects for nanomaterials », *Materials Science and Engineering B*, vol. 108, n° 1-2, p. 2-8, avr. 2004.
- [114] E. Lopez, F. Isorna, et F. Rosa, « Optimization of a solar hydrogen storage system: Exergetic considerations », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, n° 10-11, p. 1537-1541, 2007.
- [115] M. H. Maack et J. B. Skulason, « Implementing the hydrogen economy », *Journal of Cleaner Production*, vol. 14, n° 1, p. 52-64, 2006.
- [116] B. Devi, M. Vashistha, et I. P. Jain, « Hydrogen in obliquely deposited LaNi₅ thin films », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 26, n° 11, p. 1189-1192, nov. 2001.

- [117] H.-M. Cheng, Q.-H. Yang, et C. Liu, « Hydrogen storage in carbon nanotubes », *Carbon*, vol. 39, n° 10, p. 1447-1454, août 2001.
- [118] « New materials promising for hydrogen storage », *Fuel Cells Bulletin*, vol. 2003, n° 7, p. 8-109, juill. 2003.
- [119] D. Kohli, R. Khardekr, R. Singh, et P. Gupta, « Glass micro-container based hydrogen storage scheme », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, n° 1, p. 417-422, janv. 2008.
- [120] E. Newson, T. Haueter, P. Hottinger, F. Von Roth, G. W. H. Scherer, et T. H. Schucan, « Seasonal storage of hydrogen in stationary systems with liquid organic hydrides », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 23, n° 10, p. 905-909, oct. 1998.
- [121] T. Abu-Hamed, J. Karni, et M. Epstein, « The use of boron for thermochemical storage and distribution of solar energy », *Solar Energy*, vol. 81, n° 1, p. 93-101, janv. 2007.
- [122] L. Trevisani, M. Fabbri, et F. Negrini, « Long distance renewable-energy-sources power transmission using hydrogen-cooled MgB2 superconducting line », *Cryogenics*, vol. 47, n° 2, p. 113-120, févr. 2007.
- [123] E. David, « An overview of advanced materials for hydrogen storage », *Journal of Materials Processing Technology*, vol. 162-163, p. 169-177, mai 2005.
- [124] S. McWhorter, C. Read, G. Ordaz, et N. Stetson, « Materials-based hydrogen storage: attributes for near-term, early market PEM fuel cells », *Current Opinion in Solid State and Materials Science*, vol. 15, n° 2, p. 29-38, 2011.
- [125] O. A. Rosyid, D. Jablonski, et U. Hauptmanns, « Risk analysis for the infrastructure of a hydrogen economy », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, n° 15, p. 3194-3200, oct. 2007.
- [126] H. K. Abdel-Aal, M. Sadika, M. Bassyounia, et M. Shalabib, « A new approach to utilize Hydrogen as a safe fuel », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 30, p. 1511-1514, 2005.
- [127] S. Silvestre, « Review of System Design and Sizing Tools », in *Practical Handbook of Photovoltaics*, Amsterdam: Elsevier Science, 2003, p. 543-561.
- [128] J. D. Mondol, Y. G. Yohanis, et B. Norton, « Solar radiation modelling for the simulation of photovoltaic systems », *Renewable Energy*, vol. 33, n° 5, p. 1109-1120, mai 2008.
- [129] P. I. Cooper, « The absorption of radiation in solar stills », *Solar Energy*, vol. 12, p. 333-345, 1969.
- [130] J. W. Spencer, « Fourier series representation of the position of the sun », *Search*, vol. 2, n° 5, p. 172, 1971.
- [131] M. Joseph J., « The Astronomical Almanac's algorithm for approximate solar position (1950-2050) », *Solar Energy*, vol. 40, n° 3, p. 227-235, 1988.
- [132] M. Blanco-Muriel, D. C. Alarcón-Padilla, T. López-Moratalla, et M. Lara-Coira, « Computing the solar vector », *Solar Energy*, vol. 70, n° 5, p. 431-441, 2001.
- [133] I. Reda et A. Andreas, « Solar position algorithm for solar radiation applications », *Solar Energy*, vol. 76, n° 5, p. 577-589, 2004.
- [134] I. Reda et A. Andreas, « Corrigendum to "Solar position algorithm for solar radiation applications" [Solar Energy 76 (2004) 577-589] », *Solar Energy*, vol. 81, n° 6, p. 838, juin 2007.
- [135] P. Moon et D. E. Spencer, « Illumination from a non-uniform sky », in *Trans. Illum. Eng. Soc.*, N.Y., 1942, vol. 37, p. 707.

- [136] J. E. Hay et J. A. Davies, « Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface », *First Canadian Solar Radiation Data Workshop*, 1980.
- [137] D. T. Reindl, W. A. Beckman, et J. A. Duffie, « Evaluation of hourly tilted surface radiation models », *Solar Energy*, vol. 45, n° 1, p. 9-17, 1990.
- [138] C. Gueymard, « Critical analysis and performance assessment of clear sky solar irradiance models using theoretical and measured data. », *Solar Energy*, vol. 51, 1993.
- [139] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, et R. Stewart, « Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance », *Solar Energy*, vol. 44, n° 5, p. 271-289, 1990.
- [140] C. A. Gueymard, « Progress in direct irradiance modeling and validation », in *Solar 2010 Conf., Phoenix, AZ, American Solar Energy Soc*, 2010.
- [141] R. E. Bird et R. L. Hulstrom, « Simplified clear sky model for direct and diffuse insolation on horizontal surfaces », Solar Energy Research Inst., Golden, CO (USA), 1981.
- [142] H.-J. Scarwell et D. Leducq, « Fin de l'état de grâce pour les biocarburants ou redistribution des rôles à l'avant-scène énergétique? », 2268-3798, 2014.
- [143] R. Boudries, A. Khellaf, A. Aliane, L. Ihaddaden, et F. Khida, « PV system design for powering an industrial unit for hydrogen production », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, n° 27, p. 15188-15195, sept. 2014.
- [144] R. Boudries, R. Dizene, A. Khellaf, et M. Belhamel, « Hydrogen as an energy carrier », *Clean Energy: Resources, Production and Developments, Editor: Aiden M. Harris, Nova Science Publishers, Inc*, p. 147-184, 2010.
- [145] L. M. Gandía, Éd., *Renewable hydrogen technologies: production, purification, storage, applications and safety*. Amsterdam: Elsevier, 2013.
- [146] R. Boudries, « Techno-economic assessment of solar hydrogen production using CPV-electrolysis systems », *Energy Procedia*, vol. 93, p. 96-101, 2016.
- [147] R. Boudries, « Comparative economic competitiveness assessment of hydrogen as a fuel in the transport sector in Algeria », *Chem Eng Trans*, vol. 42, p. 61-66, 2014.
- [148] S. Menia, H. Tebibel, F. Lassouane, A. Khellaf, et I. Nouicer, « Hydrogen production by methanol aqueous electrolysis using photovoltaic energy: Algerian potential », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, n° 13, p. 8661-8669, 2017.
- [149] H. Haberlin et H. Eppel, *Photovoltaics system design and practice*. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.
- [150] R. E. Clarke, S. Giddey, F. T. Ciacchi, S. P. S. Badwal, B. Paul, et J. Andrews, « Direct coupling of an electrolyser to a solar PV system for generating hydrogen », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, n° 6, p. 2531-2542, mars 2009.
- [151] Z. Su, S. Ding, Z. Gan, et X. Yang, « Optimization and sensitivity analysis of a photovoltaic-electrolyser direct-coupling system in Beijing », *International Journal of Hydrogen Energy*, 2014.
- [152] L. G. Arriaga, W. Martínez, U. Cano, et H. Blud, « Direct coupling of a solar-hydrogen system in Mexico », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, n° 13, p. 2247-2252, sept. 2007.
- [153] A. Siegel et T. Schott, « Optimization of photovoltaic hydrogen production », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 13, n° 11, p. 659-675, 1988.

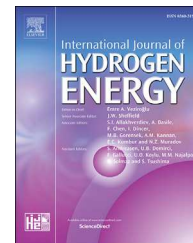
- [154] O. Atlam, F. Barbir, et D. Bezmalinovic, « A method for optimal sizing of an electrolyzer directly connected to a PV module », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, n° 12, p. 7012-7018, juin 2011.
- [155] P. Artuso, F. Zuccari, A. Dell’Era, et F. Orecchini, « PV-Electrolyzer Plant: Models and Optimization Procedure », *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 132, n° 3, p. 031016-031016, juin 2010.
- [156] M. T. Boyd, S. A. Klein, D. T. Reindl, et B. P. Dougherty, « Evaluation and Validation of Equivalent Circuit Photovoltaic Solar Cell Performance Models », *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 133, n° 2, p. 021005-021005, mars 2011.
- [157] E. Lorenzo, *Solar electricity: engineering of photovoltaic systems*. Earthscan/James & James, 1994.
- [158] W. H. Press, S. A. Teukolsky, W. T. Vetterling, et B. P. Flannery, *Numerical Recipes 3rd Edition: The Art of Scientific Computing*, 3^e éd. Cambridge University Press, 2007.
- [159] W. De Soto, S. A. Klein, et W. A. Beckman, « Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance », *Solar Energy*, vol. 80, n° 1, p. 78-88, janv. 2006.
- [160] W. L. De Soto, « Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance. », M. S., The University of Wisconsin - Madison, 2004.
- [161] S. S. Deshmukh et R. F. Boehm, « Review of modeling details related to renewably powered hydrogen systems », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, n° 9, p. 2301-2330, déc. 2008.
- [162] H. Miland et Ø. Ulleberg, « Testing of a small-scale stand-alone power system based on solar energy and hydrogen », *Solar Energy*, vol. 86, n° 1, p. 666-680, janv. 2012.
- [163] R. García-Valverde, N. Espinosa, et A. Urbina, « Optimized method for photovoltaic-water electrolyser direct coupling », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, n° 17, p. 10574-10586, août 2011.
- [164] F. Barbir, « PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources », *Solar Energy*, vol. 78, n° 5, p. 661-669, mai 2005.
- [165] D. L. King, « Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions », in *AIP Conference Proceedings*, 1997, vol. 394, p. 347.
- [166] O. Ulleberg, « Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 28, n° 1, p. 21-33, janv. 2003.
- [167] G. M. Whitesides et G. W. Crabtree, « Don’t Forget Long-Term Fundamental Research in Energy », *Science*, vol. 315, n° 5813, p. 796-798, févr. 2007.
- [168] A. B. Stambouli, « Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n° 2, p. 1169-1181, févr. 2011.
- [169] R. Boudries et R. Dizene, « Potentialities of hydrogen production in Algeria », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, n° 17, p. 4476-4487, sept. 2008.
- [170] M. M. El-Kassaby, « Monthly and daily optimum tilt angle for south facing solar collectors; theoretical model, experimental and empirical correlations », *Solar & Wind Technology*, vol. 5, n° 6, p. 589-596, 1988.

- [171] N. Nijegorodov, K. R. S. Devan, P. K. Jain, et S. Carleson, « Atmospheric transmittance models and an analytical method to predict the optimum slope of an absorber plate, variously oriented at any latitude », *Renewable Energy*, vol. 4, n° 5, p. 529-543, 1994.
- [172] J. Kern et I. Harris, « On the optimum tilt of a solar collector », *Solar Energy*, vol. 17, n° 2, p. 97-102, mai 1975.
- [173] M. Tiris et C. Tiris, « Optimum collector slope and model evaluation: Case study for Gebze, Turkey », *Energy Conversion and Management*, vol. 39, n° 3-4, p. 167-172, 1998.
- [174] F. Jafarkazemi et S. A. Saadabadi, « Optimum tilt angle and orientation of solar surfaces in Abu Dhabi, UAE », *Renewable Energy*, vol. 56, p. 44-49, août 2013.
- [175] M. Lave et J. Kleissl, « Optimum fixed orientations and benefits of tracking for capturing solar radiation in the continental United States », *Renewable Energy*, vol. 36, n° 3, p. 1145-1152, 2011.
- [176] K. M. Kandil, M. S. Altouq, A. M. Al-asaad, L. M. Alshamari, I. M. Kadad, et A. A. Ghoneim, « Investigation of the Performance of CIS Photovoltaic Modules under Different Environmental Conditions », *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 02, n° 04, p. 375, nov. 2011.
- [177] « KYOCERA Solar, Installation Manuals ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.kyocerasolar.com/residential-solutions/solar-panels/installation-manuals.htm>. [Consulté le: 18-mars-2015].
- [178] « Risen Energy Co.,Ltd. » [En ligne]. Disponible sur: <http://www.risenenergy.com/Download.htm>. [Consulté le: 18-mars-2015].
- [179] C. L. Cheng, C. S. Sanchez Jimenez, et M.-C. Lee, « Research of BIPV optimal tilted angle, use of latitude concept for south orientated plans », *Renewable Energy*, vol. 34, n° 6, p. 1644-1650, juin 2009.
- [180] P. J. Lunde, *Solar thermal engineering: Space heating and hot water systems*. New York, John Wiley and Sons, Inc., 1980.
- [181] M. Douak et N. Settou, « Estimation of Hydrogen Production Using Wind Energy in Algeria », *Energy Procedia*, vol. 74, p. 981-990, août 2015.
- [182] D. Ghribi, A. Khelifa, S. Diaf, et M. Belhamel, « Study of hydrogen production system by using PV solar energy and PEM electrolyser in Algeria », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, n° 20, p. 8480-8490, juill. 2013.
- [183] M. R. Yaiche, A. Bouhanik, S. M. A. Bekkouche, A. Malek, et T. Benouaz, « Revised solar maps of Algeria based on sunshine duration », *Energy Conversion and Management*, vol. 82, p. 114-123, juin 2014.
- [184] B. Negrou, N. Settou, N. Chennouf, et B. Dokkar, « Valuation and development of the solar hydrogen production », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, n° 6, p. 4110-4116, mars 2011.
- [185] R. Boudries, « Analysis of solar hydrogen production in Algeria: Case of an electrolyzer-concentrating photovoltaic system », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, n° 26, p. 11507-11518, août 2013.
- [186] M. C. Peel, B. L. Finlayson, et T. A. McMahon, « Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification », *Hydrology and Earth System Science*, vol. 11, n° 5, p. 1633-1644, oct. 2007.
- [187] J. A. Duffie et W. A. Beckman, *Solar Engineering of thermal processes*, 4th éd. John Willey and Sons, 2013.

- [188] H. M. S. Hussein, G. E. Ahmad, et H. H. El-Ghetany, « Performance evaluation of photovoltaic modules at different tilt angles and orientations », *Energy Conversion and Management*, vol. 45, n° 15–16, p. 2441-2452, sept. 2004.
- [189] S. Armstrong et W. G. Hurley, « A new methodology to optimise solar energy extraction under cloudy conditions », *Renewable Energy*, vol. 35, n° 4, p. 780-787, avr. 2010.
- [190] M. Kacira, M. Simsek, Y. Babur, et S. Demirkol, « Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey », *Renewable Energy*, vol. 29, n° 8, p. 1265-1275, juill. 2004.
- [191] M. Mahmoud et I. Nabhan, « Determination of optimum tilt angle of single and multi rows of photovoltaic arrays for selected sites in Jordan », *Solar & Wind Technology*, vol. 7, n° 6, p. 739-745, 1990.
- [192] A. Gouareh *et al.*, « GIS-based analysis of hydrogen production from geothermal electricity using CO₂ as working fluid in Algeria », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, n° 44, p. 15244-15253, nov. 2015.
- [193] S. Rahmouni, N. Settou, B. Negrou, et A. Gouareh, « GIS-based method for future prospect of hydrogen demand in the Algerian road transport sector », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, n° 4, p. 2128-2143, janv. 2016.
- [194] « JRC's Institute for Energy and Transport - PVGIS - European Commission », 18-mars-2015. [En ligne]. Disponible sur: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Consulté le: 18-mars-2015].
- [195] W. S. Chandler, C. H. Whitlock, et P. W. Stackhouse, « NASA climatological data for renewable energy assessment », *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 126, n° 3, p. 945–949, 2004.
- [196] A. Mraoui, L. Hassaine, et B. Benyoucef, « Study of the influence of GPV's tilt angle on the end product: Case study of hydrogen production », in *Renewable Energy Congress (IREC), 2015 6th International*, 2015, p. 1-6.
- [197] X. F. Zha, *Artificial Intelligence and Integrated Intelligent Information Systems: Emerging Technologies and Applications*. Idea Group Inc (IGI), 2007.

Available online at www.sciencedirect.com

ScienceDirect

journal homepage: www.elsevier.com/locate/he

Experiment and simulation of electrolytic hydrogen production: Case study of photovoltaic-electrolyzer direct connection



A. Mraoui ^{a,*}, B. Benyoucef ^b, L. Hassaine ^a

^a Centre de Développement des Energies Renouvelables, BP 62 Route de L'Observatoire Bouzaréah, 16340 Algiers, Algeria

^b Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, 22, Rue Abi Ayed Abdelkrim Fg Pasteur B.P 119, 13000, Tlemcen, Algeria

ARTICLE INFO

Article history:

Received 31 January 2017

Received in revised form

31 October 2017

Accepted 5 November 2017

Available online 23 November 2017

Keywords:

Photovoltaic

Electrolyzer

Direct coupling

Modeling

ABSTRACT

Hydrogen as an energy currency, carrier and storage medium can contribute to solve the problem of intermittent availability of renewable energies. In this paper, we study the production of hydrogen by a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer (WE) using photovoltaic energy (PV) as source of electricity. Experiments were performed to model and optimize the direct-coupling system. Mathematical and empirical models based on experiments were used to simulate the system. RMSE was about 2% for the PV and WE. Optimization of direct connection was carried out to improve the system efficiency. However, it was noticed that the simulation of the system does not fit well the experimental results. Nevertheless, the RMSE is about 7%. In this study, we emphasize the need to develop appropriate models for hydrogen production system that operates in direct connection mode.

© 2017 Hydrogen Energy Publications LLC. Published by Elsevier Ltd. All rights reserved.

Introduction

The main obstacle to the development of renewable energies is their intermittent availability. Therefore, to promote renewable energies, a good energy vector is essential. Over the last decades, new applications of hydrogen as an energy carrier, for example, in the storage of energy obtained from renewable energy sources, were developed [1,2]. Hydrogen is used to store energy obtained from renewable energy sources, in order to use later (seasonal storage) or transported to remote location. The production of hydrogen by electrolysis is suitable for systems based on renewable energy (solar, wind,

surges, tides ...) that are not integrated into the network [3]. However, the cost of hydrogen-based storage is higher than other alternative solutions (batteries, thermal storage ...). It is necessary to make efforts to reduce costs of hydrogen production, storage and delivery to promote it as an energy carrier of the future [4,5].

Hydrogen can be produced using electrical, thermal, biochemical, photonic, electro-thermal, photo-electric, and photo-biochemical primary energy sources. Photonic energy based hydrogen production (photocatalysis, photo-electrochemical method, and artificial photosynthesis) is environmentally benign. Thermochemical water splitting and hybrid thermochemical cycles also provide environmentally

* Corresponding author.

E-mail address: a.mraoui@cder.dz (A. Mraoui).

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.035>

0360-3199/© 2017 Hydrogen Energy Publications LLC. Published by Elsevier Ltd. All rights reserved.

attractive results. Photoelectrochemical method and PV electrolysis are the cleanest way to produce hydrogen [2,6]. The hydrogen obtained by electrolysis is very pure, requiring no chemical nor specific treatment for use in fuel cells.

The I–V characteristics of the photovoltaic module and electrolysis cell are influenced by variations in the meteorological conditions. The direct coupling was studied in Tokyo, Japan; and a method to design a solar hydrogen energy system, providing the most cost-effective hydrogen generation, was developed [7]. The functionality of a matched direct-coupled PV array and PEM electrolyzer stack has been successfully demonstrated in Victoria, Australia [8]. Direct coupling was also studied in Beijing, China; and a dynamic model was developed to simulate the performance of system [9]. In this context, direct coupling of PV-Electrolyzer will be studied in Algiers, Algeria, in order to model and optimize the system.

A typical PVE system contains a photovoltaic generator, electrolyzer and several elements between them (batteries, control and regulation device, MPPT ...). The most fragile element in this photovoltaic system is batteries and electronic devices. The battery failure is unpredictable. In addition, they are very sensitive to temperature. Electronic devices breakdown most often and unpredictably. The way in which the system is monitored requires considerable strengthening [10]. The direct coupling between the photovoltaic panel and the electrolyzer makes it possible to avoid these problems, while reducing the overall cost.

Commonly the direct coupling between a PV system and a stack electrolyzer is achieved by carrying out the working points near its MPP in the range of 600–800 W/m² of irradiance. This is possible by a correct design of the PV array. Simulation could be used for prediction of coupling the PV system and the electrolyzer under such situation [11]. Optimal configuration can be equivalent to 96% MPP converter efficiency [12]. However, the environmental conditions such as solar intensity, ambient temperature and module surface temperature have a large effect on the system performance and the rate of hydrogen production [13].

By combining the electrolyzer cells in series and in parallel it is possible to closely match the electrolyzer polarization curve to the curve connecting PV system's maximum power points at different irradiation levels. With such method, it is possible to achieve the power transfer efficiency of up to 99% [14]. This method is based on linear approximation of both curves, which improve the system performances in contrast to the traditional approaches involving the design of the system with working conditions close to the MPP during the year. This allows savings of about 2500 €/kW, which is roughly the electronic device price [15]. Energy-efficient direct coupling is advantageous economically since the costs of an electronic coupling system are avoided entirely [16].

The lower efficiency of the direct coupling system is caused by the mismatch between working points and MPP of the PV modules during its working period. There are few specific concepts mentioned to guide and evaluate the connection method of photovoltaic modules and electrolyzer [9]. The studies that have been conducted use mathematical models to simulate the production of hydrogen by electrolysis using a photovoltaic generator as a source of electricity [8]. The more

accurate are the models prediction of the I–V characteristics of the components of the system, more accurate is the design and the prediction of the behavior of the system and thus, better is the optimization of the system. The model most commonly used to describe the behavior of the photovoltaic panel is the one-diode model with shunt and series resistors. The most common model for the electrolyzer is the model derived from Nernst equation, or an empirical model using experimental results. To simulate the system a simple combination of equations is performed. The resolution of this system of equations makes it possible to obtain the operating point of the system. From this point, the parameters of the system are determined. The studies tend to minimize the difference between the operating point and the maximum power point of the photovoltaic generator in order to optimize production efficiency [9]. However, a complete evaluation of the hydrogen production chain has not been carried out by previous studies and the efficiency of this method has not been studied in depth.

In this work, the production of hydrogen by a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer will be investigated. The electrolyzer is fed by pure water and produce only hydrogen and oxygen. It is directly connected to a photovoltaic panel that supply electric power needed to operations. The system operates as and when the sun shine, thus do not use batteries for energy storage. To optimize the system operation, mathematical model will be used to simulate the operation. The most accurate models will be used to characterize the photovoltaic panel and PEM electrolyzer. Then, the system will be simulated to evaluate the accuracy of the model in order to improve it.

Description of the system

Experiments were carried-out. The data were integrated to mathematical models in order to optimize the direct-coupling system. The schematic drawing of the experiment is shown in Fig. 1. The photovoltaic panel was directly connected to the electrolyzer. The input voltage and input current of the

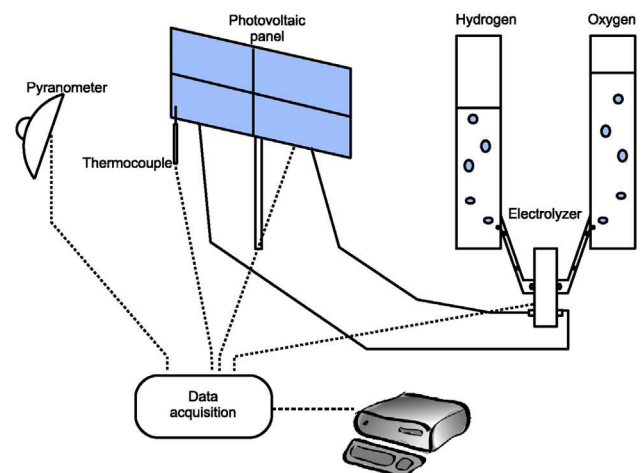


Fig. 1 – Schematic diagram of direct coupling of solar PV array and PEM electrolyzer.

electrolyzer were measured by a data acquisition system connected to a microcomputer. The data acquisition measure also the solar irradiation via a pyranometer and panel temperature via a K-type thermocouple. A thermocouple was also installed to measure the ambient temperature, and another one was installed to measure the electrolyzer temperature. Two gas bells were installed to collect and measure the produced hydrogen and oxygen gas from the electrolyzer.

The photovoltaic panel is a four cells polycrystalline module. The cells are connected in series to increase the output current. The electrolyzer is a Proton Exchange Membrane type. The model used is PHYWE - 06748-00 with 16 cm² electrode surface, operating voltage range 1.7–2 V, and the recommended maximum continuous current is 2.3 A. The electrolyzer use only distilled water to operate and it consists of a unique electrolytic cell that provide oxygen and hydrogen separately. The voltage and current of the system was measured with the accuracy of 0.001 V and 0.01 A. The temperature is measured with the accuracy of 0.1 K. The hydrogen and oxygen gases volume was measured using gas bells every 10 min with an accuracy of 1 ml.

Fig. 2 shows the solar radiation intensity recorded for four days. The ambient temperature and photovoltaic panel temperature are shown in Fig. 3, while the corresponding electrolyzer voltage and current were shown in Figs. 4 and 5. From the figures, it is clear that the photovoltaic module current is directly affected by the solar radiation intensity. PV panel temperature is affected by solar radiation and external weather conditions. The electrolyzer voltage is also affected by solar radiation.

System modeling

A photovoltaic panel has a characteristic curve different from other types of electrical generators. Typical I–V and P–V curves of a PV module are shown in Fig. 6. One can see that the

P–V curve has only one peak point, called the maximum power point (MPP). To maximize the efficiency of the photovoltaic panel, it must operate at its maximum power point; the operating voltage must correspond to V_{mp} at all times. However, this maximum power point depends strongly on solar irradiation and temperature, which vary according to local climatic conditions.

In a PV-electrolyzer system without a DC/DC converter, it is recommended to approaches the electrolysis polarization curve to the curve connecting PV system with maximum power points at different irradiation levels (Fig. 7). The intersection of PV panel instantaneous characteristics and electrolyzer characteristic curve defines the instantaneous point of operation P_o . For optimal operation, the operating points should coincide or, at least, be in the near vicinity of the corresponding points of maximal power P_{max} . The advantage of such a system is not depending on an electronic conversion device that can break down quite often. The DC/DC electronic device is the most fragile element of the system. A judicious choice of the electrolyzer and PV panel pair makes it possible to achieve optimal operations.

To obtain optimum operation conditions, the authors integrated experimental data into the theoretical model equations of photovoltaic panel and the electrolyzer. From the characteristic curves of each element of the system, equations parameters will be determined. This procedure can be extended to any element with the same characteristics. Using the models equations a detailed simulation will be carried out to optimize the system. An experimental validation will be carried out subsequently in order to validate the performed procedure.

Photovoltaic panel mathematical model

The photovoltaic panel converts solar photons directly into electrical energy. The five-parameter equivalent circuit model was used to calculate the instantaneous photovoltaic electric

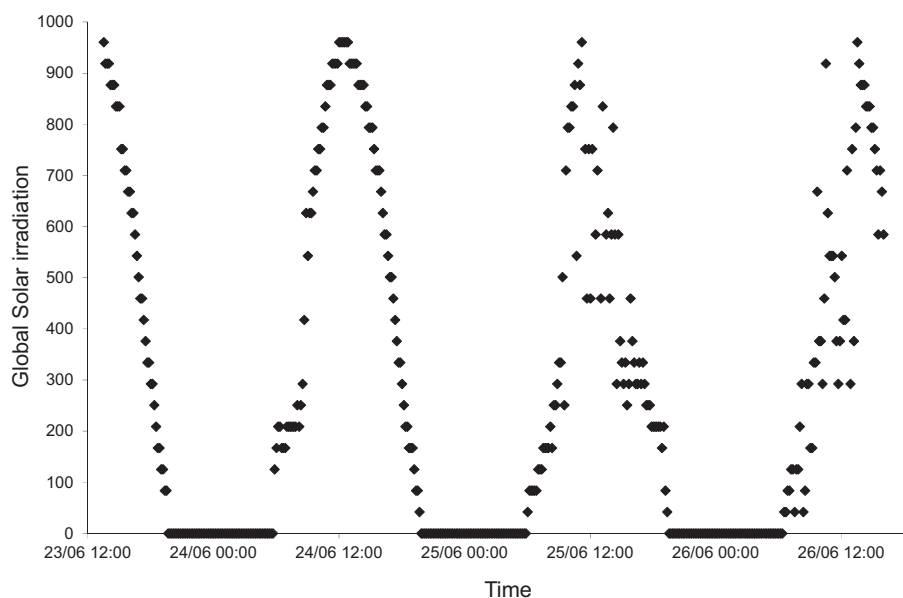


Fig. 2 – Irradiation profile.

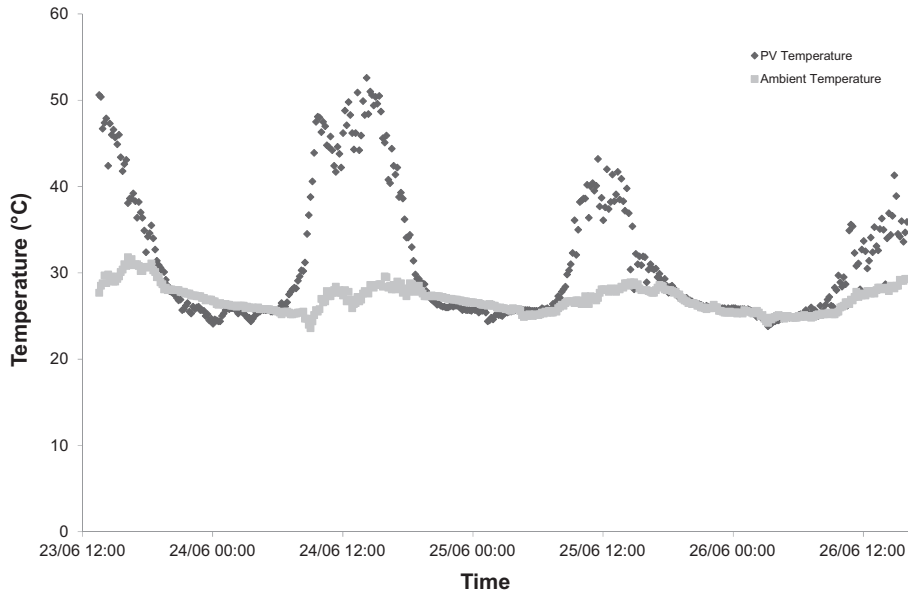


Fig. 3 – Air and PV panel temperature profiles.

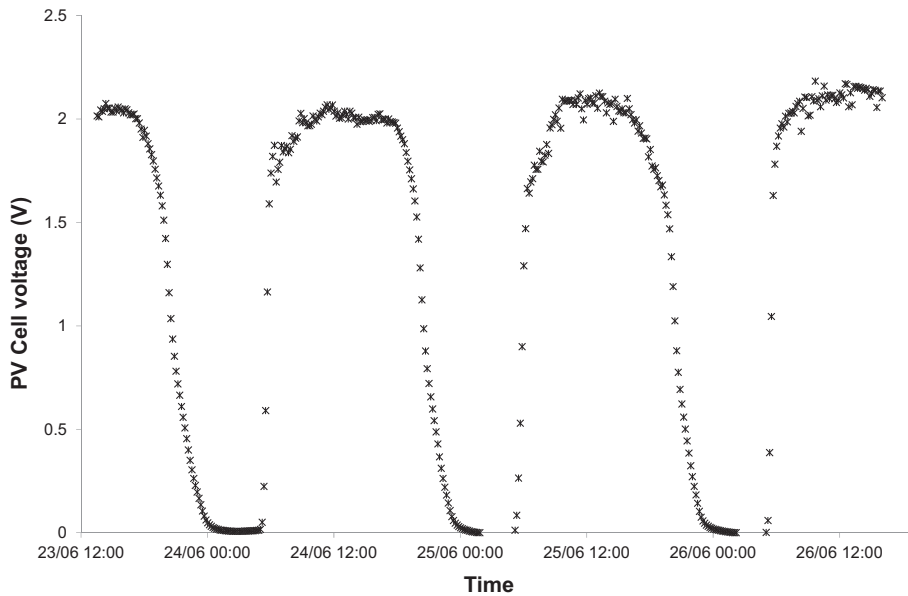


Fig. 4 – The electrolyzer voltage profile.

output power. With the model used in this study, it is possible to model a PV module or an array consisting of many modules. A characteristic of this five-parameter model is that its parameters can also be obtained using data commonly provided by manufacturers. The model is capable of predicting the performance of monocrystalline and polycrystalline silicon modules within approximately 6% RMS [17]. This model is based on the one proposed by Lorenzo [18] expressed by the following equation:

$$I = I_L - I_0 \left[\frac{V + IR_s}{e^m - 1} \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

where I is the PV output current (A), V the PV output voltage, I_L the light current, I_0 the diode reverse saturation current, R_s the

series resistance, R_{sh} the shunt resistance, and m the ideality factor.

To calculate the parameters of Eq. (1), an experimental test was performed under fixed irradiation and temperature. Fig. 8 shows this test, at 700 W/m^2 solar irradiation and $22 \text{ }^\circ\text{C}$ temperature. The parameters of the model were calculated by the method described in [19] (Appendix A). We observe a good approximation of the experimental results. The root-mean-square error (RMSE) between the mathematical model and the experimental points does not exceed 2%. The model parameters are $R_s = 6 \cdot 10^{-7} \Omega$, $R_{sh} = 10^5 \Omega$, $I_0 = 3.3159 \cdot 10^{-6} \text{ A}$, $I_L = 0.217969 \text{ A}$, and $m = 1.9705$.

The method proposed by De Soto is used, to evaluate the photovoltaic system performances and the electric energy

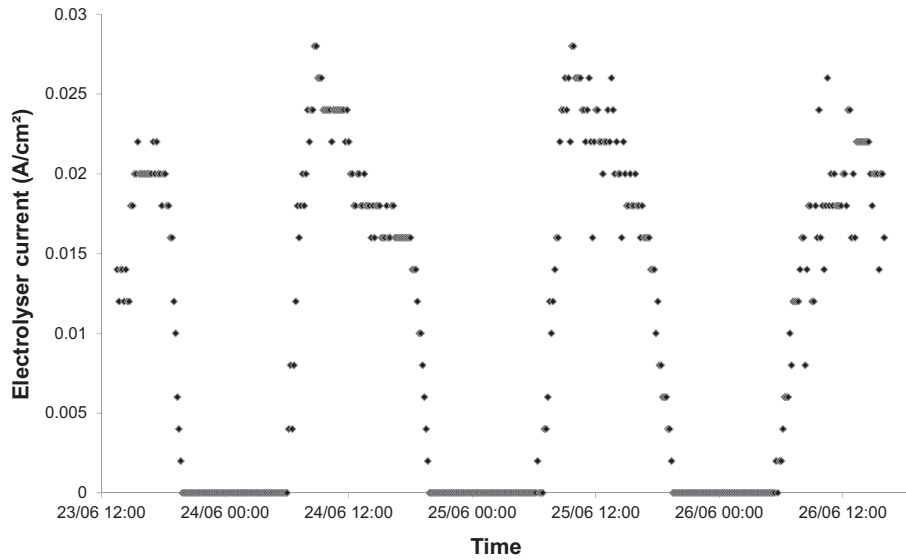


Fig. 5 – The electrolyzer current profile.

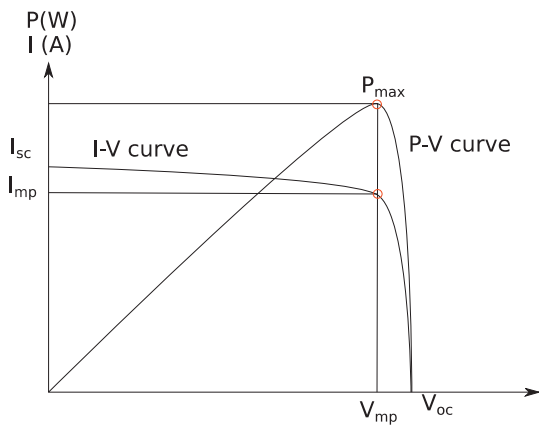


Fig. 6 – Curves of photovoltaic panel showing the maximum power point P_{max} on I–V curve and P–V curve. $P_{max} = I_{mp} \times V_{mp}$ maximize the output power at fixed irradiation and temperature.

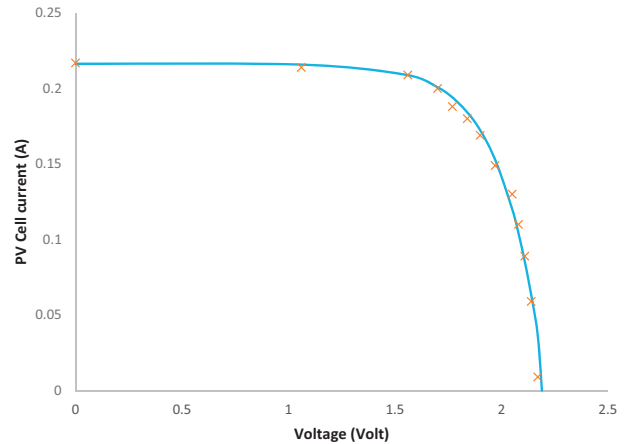


Fig. 8 – I–V modeled curve and experimental data at 700 W/m^2 and $22 \text{ }^\circ\text{C}$.

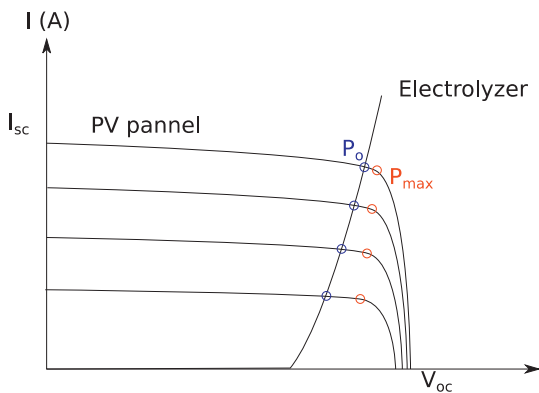


Fig. 7 – Curves of photovoltaic panel and electrolyzer showing the operating points P_o and maximum power points P_{max} at variable operating conditions.

produced by the PV generator [20]. With this method, it is possible to extrapolate the performance of PV panel under any weather conditions from the reference condition calculated before.

The ideality factor is a linear function of PV panel temperature and is given by the following equation:

$$\frac{m}{m_{ref}} = \frac{T_c}{T_{c,ref}} \tag{2}$$

The ratio the diode reverse saturation current at the new operating temperature to that at the reference temperature is expressed by:

$$\frac{I_o}{I_{o,ref}} = \left[\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right]^3 \exp \left[\frac{1}{k} \left(\frac{E_g}{T} \Big|_{T_{c,ref}} - \frac{E_g}{T} \Big|_{T_c} \right) \right] \tag{3}$$

whereas, $E_{g,T_{ref}} = 1.121\text{eV}$

By referring to [20], E_g exhibits a small temperature dependence and then the model becomes as is stated by the equation:

$$\frac{E_g}{E_{g,T_{ref}}} = 1 - 0.0002677(T - T_{ref}) \quad (4)$$

The light current I_L at any operating conditions is assumed dependent on the light current at reference conditions expressed by the following equation:

$$I_L = I_{L,ref} + \alpha_{isc}(T_c - T_{c,ref}) \quad (5)$$

Maximum power point of photovoltaic panel is calculated by solving the derivative of the power $\partial P/\partial V$, ($P = I \times V$) using Eq. (1). To calculate the voltage and current at maximum power, the set of two Eqs. (6) and (7) are solved simultaneously.

$$\frac{G}{G_{ref}} = \frac{\left(\frac{m_{ref}}{I_{0,ref}} \exp\left(-\frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{S,ref}}{m_{ref}}\right) + R_{S,ref}\right)}{\left(\frac{m}{I_0} \exp\left(-\frac{V_{mp} + I_{mp} R_S}{m}\right) + R_S\right)} \quad (6)$$

$$I_{mp} = I_{L,ref} - I_{0,ref} \left(\exp\left(\frac{(V_{mp} + I_{mp} R_S)}{m_{ref}}\right) - 1 \right) - \frac{(V_{mp} + I_{mp} R_S)}{R_{sh}} \quad (7)$$

Detailed procedure to calculate the power delivered by the photovoltaic panel under any climate condition can be found in [20].

Water electrolyzer empirical model

The electrolyzer splits water into hydrogen and oxygen gas. Polymer electrolyte membrane (PEM) electrolyzer is a cell equipped with a solid polymer electrolyte membrane that allows the conduction of protons, separation of product gases, and electrical insulation of the electrodes. The PEM electrolyzer has been designed to operate over a large range of input power in order to satisfy the variability of solar energy.

By applying a direct electric current to PEM electrolyzer an electrochemical reactions at both electrodes is induced. Water is introduced at the anode and dissociated into oxygen, protons and electrons. The protons are driven through the PEM to the cathode under an electric field where they combine with the electrons arriving from the external circuit to form hydrogen gas. From a thermodynamic point of view, the minimum voltage to start the water electrolysis reaction corresponds to the sum of the reversible potential for each semi-reaction at both electrodes. For water dissociated to hydrogen and oxygen, this potential is $V_{rev} = 1.229$ [21]. This minimum potential is affected by pressure and temperature conditions of the reactions. Moreover, in real systems higher potential must be applied due to kinetics losses at the bipolar plates, electrodes and internal resistances in the electrolyzer cell. Hence, when current is flowing through the electrodes the operating voltage for a single cell (V_{cell}) is given by the reversible voltage and the sum of different over potentials, expressed by the following equation:

$$V_{cell} = V_{rev} + V_{act} + V_{trans} + V_{ohm} \quad (8)$$

The activation overvoltage, V_{act} is the voltage loss attributed to driving the electrochemical reaction and is necessary to overcome the molecular bonds. This overpotential can be described in terms of current density using Butlere-Volmer equation for both anode and cathode as [22]:

$$V_{act} = V_{act,an} + V_{act,cat} = \frac{RT_{cat}}{\alpha_{cat} F} \operatorname{arcsinh}\left(\frac{i}{i_{0,cat}}\right) + \frac{RT_{an}}{\alpha_{an} F} \operatorname{arcsinh}\left(\frac{i}{i_{0,an}}\right) \quad (9)$$

here, α is the charge transfer coefficient at the respective electrodes and i_0 is the exchange current density at the electrodes.

The losses due to mass transfer, V_{trans} are caused by flow restriction to the catalyst sites such as current collector and separator plate morphology as well as gas bubbles formed from the reaction products. To predict this voltage loss the Nernst equation can be combined with Fick's law [23]:

$$V_{trans} = V_{trans,an} + V_{trans,cat} = \frac{RT_{an}}{nF} \ln \frac{C_{O_2,mem}}{C_{O_2,mem,0}} + \frac{RT_{cat}}{nF} \ln \frac{C_{H_2,mem}}{C_{H_2,mem,0}} \quad (10)$$

$C_{i,mem}$ is the concentration of species i at the membrane-electrode interface and $C_{i,mem,0}$ is a working condition taken as a reference.

Finally, there are the ohmic losses V_{ohm} created by the resistance to the flow of electrons through the current collectors and separator plates as well as the conduction of protons through membrane. The ohmic overpotential for the current collectors and separator plates is typically modeled using a standard Ohm's Law equivalent resistor model:

$$V_{ohm} = R_{tot} I + \delta_{mem} \frac{I}{A \sigma_{mem}} \quad (11)$$

here R_{tot} is the total resistance of the cell (catalyst side and anode side), I is the cell current, δ_{mem} is the thickness of the membrane and A is the surface area of the membrane, σ_{mem} the membrane conductivity [23].

What differs between the models in the literature is how these losses are determined. Nevertheless, the operation of an electrolyzer can be described by an I–V curve that is obtained by polynomial fitting using the experiment data. The following I–V equation can be used without much losses [7]:

$$\begin{cases} I_{cell} = b V_{cell}^c & \text{if } V_{cell} < a \\ I_{cell} = d V_{cell} + e & \text{if } V_{cell} \geq a \end{cases} \quad (12)$$

To model the I–V characteristic of the electrolyzer, this later was connected to a DC source. The experiment begins with the highest voltage 2 V. After approximately 1 min, the value of current becomes stable. Progressively we decrease the current of the DC source and wait for 1 min to the voltage become stable. The experiment is stopped when the current reach it minimum value. Before recording a measured value, we wait approximately 1 min, until the current and voltage values have become stable. Fig. 9 shows the test run. To obtain the parameters of Eq (12), a nonlinear fitting was run. From the test we obtain $a = 1.6100$; $b = 1.059328 \cdot 10^{-2}$; $e = -10.516734$; $c = 4.9032$; $d = 6.651525$.

Experiments

A PV generator can be regarded as a DC source and a water electrolyzer is electrically a DC load, therefore direct coupling is possible if the ranges of operating current and voltage are properly matched. However, since the variability of solar

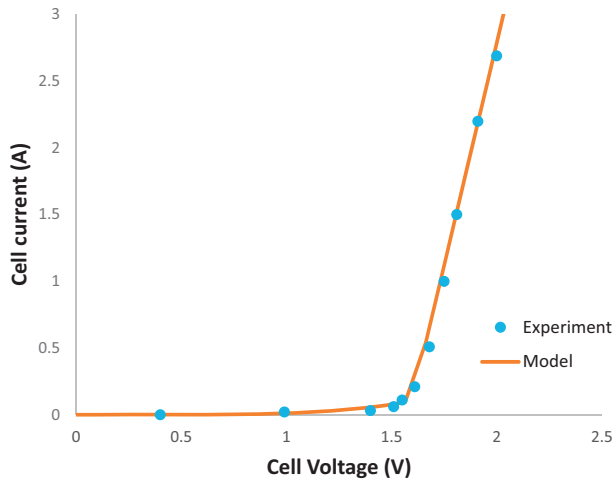


Fig. 9 – I-V modeled curve and experimental data.

irradiation, PV output is highly variable, direct coupling needs a proper choice of the sizes of PV panel and water electrolyzer. Direct coupling of an electrolyzer with a PV array implies intermittent operation with highly variable power output.

The efficiency of an electrolyzer is inversely proportional to the cell potential, which in turn is determined by the current density, which in turn directly corresponds to the rate of hydrogen production per unit of electrode active area. A higher voltage would result in more hydrogen production, but at a lower efficiency. Typically, cell voltage is selected at about 2 V, but a lower nominal voltage (as low as 1.6 V) may be selected, if the efficiency is the more important parameter [24]. In direct connection mode, high rate of hydrogen production takes priority over electrolysis efficiency.

The experimental system is installed on the hydrogen laboratory of the Centre de développement des énergies renouvelables, Algiers, Algeria. The photovoltaic panel is installed on the rooftop of the laboratory and inclined at an angle of 36° (corresponding to latitude) to the horizontal and face due south. The experimental system was started at 8:30 a.m. and ended at 04:00 p.m. The electrolyzer was kept at ambient pressure and temperature. The solar irradiation and the PV panel temperature are shown in Fig. 10. In this investigation, the solar irradiation intensity was measured of a tilted surface with the same inclination as the PV panel. The panel temperature was recorded by a K-type surface thermocouple set on back of the PV panel. As shown in Fig. 10. The two curves have the same behavior with some discrepancy. The panel temperature is affected by irradiation, ambient temperature and wind speed [25].

The hydrogen and oxygen produced was harvested in a gas bells. The volume of hydrogen was recorded manually every 10 min at the same time as the other system parameters. The bells are emptied of its gas at the end of each experiment. Fig. 11 shows the hydrogen produced during the day. The set of points do not look like a straight line, one can conclude that the flow is not constant. The points look like an S-curve, which shows that the flow increase to a maximum near midday, then decrease to the end of the day, also shown in Fig. 12. The hydrogen flow rate is directly proportional to electrolyzer

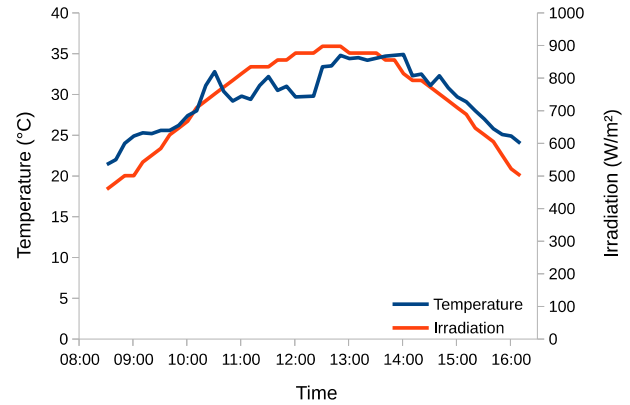


Fig. 10 – Solar radiation and PV panel temperature during experiment day ($^\circ\text{C}$).

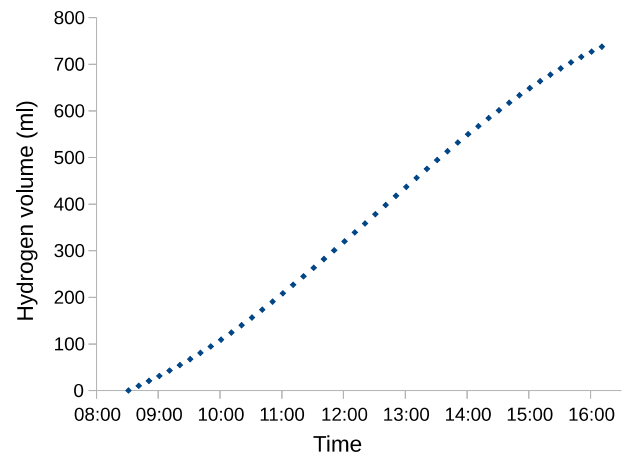


Fig. 11 – Hydrogen production during experiment day.

current [26] as shown in Fig. 13, which is influenced by solar irradiation.

The PV panel contains four cells, which can be connected in series or parallel. By combining cells connections, optimal combination has been found where the two sets of points

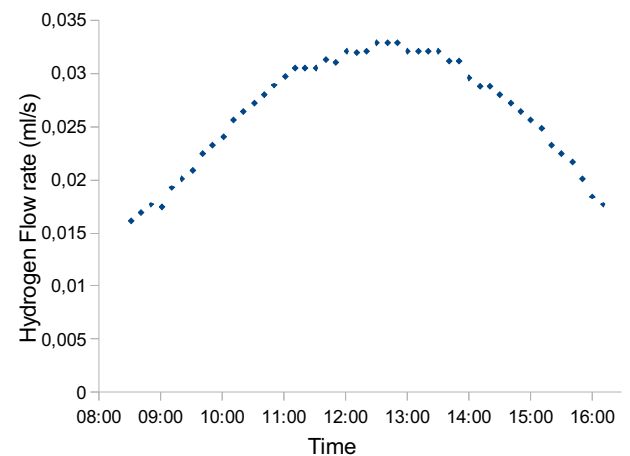


Fig. 12 – Hydrogen flow rate during experiment day.

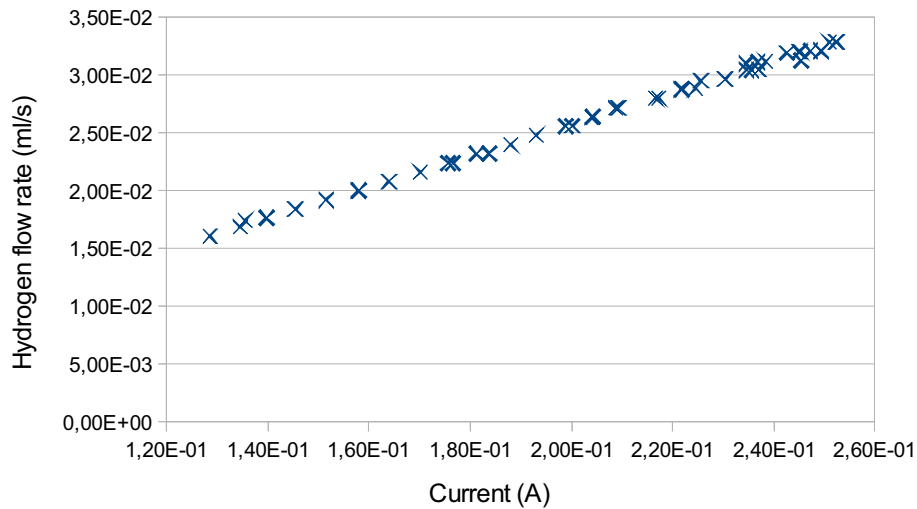


Fig. 13 – Hydrogen flow rate vs. electrolyzer current.

corresponding to maximum power point of the PV panel and operating point of the direct coupling system are nearby. The two sets of points were obtained by numerical simulation using the models described above (Fig. 14 shows the two sets of points). The optimization process should allow extracting the maximum power of the photovoltaic panel without needs of a DC-DC MPPT regulator. However, as shown in Fig. 14 the experimentally measured operating points are different from the calculated ones. It is noticed that the operating point of the electrolyzer begins at a voltage of 2 V and a current near 0.1 A. The current rise to a maximum of 0.25 A and the voltage drops to 1.7 V, this corresponds to an operating in the morning. In the afternoon, the current drop to 0.1 A and the voltage also drops to 1.5 V. This is caused by the response time of the electrolyzer, which is slower than expected.

According to simulation results, the PV panel maximum power points and system operating points are very close. An ideal optimization would make the two sets of points coincide

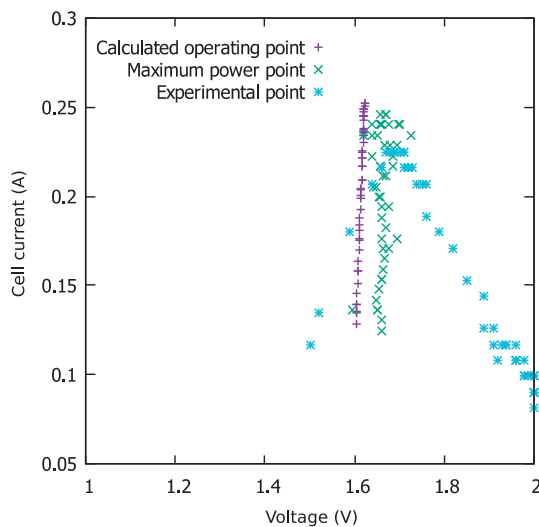


Fig. 14 – Current vs voltage, experimental data, calculated operating point, and calculated maximum power points.

in the same cloud. This requires manufacturing an electrolyzer especially for the photovoltaic panel and according to the meteorological conditions of Algiers. However, even if the system is theoretically optimized, a difference has been observed between the operating points calculated and measured experimentally. This difference is due to the models, which do not describe the reality of the direct connection between the photovoltaic panel and the electrolyzer. The model used does not take into account the time that the current takes to stabilize. The model assumes that the transient regime is relatively fast (which is the case during experiments with a DC power supply). Nevertheless, in direct coupling, the experiments have given another case, that must be taken into consideration and modeled adequately. RMSE between simulated and experimental operating points is about 7%.

Conclusion

Mathematical equations was used to calculate the hydrogen production of a photovoltaic-electrolyzer direct-coupling system. The photovoltaic curve was modeled using the five parameters model equation; experimental data was used to calculate the model parameters. The electrolyzer was modeled using empirical equations; experimental data was used to calculate equations parameters. The models equations fit well the experimental data with a RMSE less than 2%. Photovoltaic panel response times are essentially instantaneous, while electrolyzer response times are of the order of minutes. The electrolyzer has a somewhat slow response. However, after maximum 5 min, the current as a function of time stabilizes. This dynamic is quite acceptable when simulating the electrolyzer operations.

The simulation of direct-coupling system does not fit well the experimental results. It has been observed that the slow dynamics of the electrolyzer have influenced the system. Which has given a gap between voltage and current predicted by simulation and that obtained experimentally. This discrepancy meant that the model did not adequately describe

the reality. Nevertheless, the RMSE of the system is about 7%. The modeling results in this paper agree with experimental data and previous published works [7–9].

The model used for this system does not describe very well the dynamic. It is necessary to develop appropriate models for hydrogen production system that operates in direct connection model. New generation models should describe the system dynamics and better describe the variation of current and voltage of the system, and therefore hydrogen production.

Appendix A

The PV model use parameters extracted from specific experimental data. First, as approximation let suppose that the PV panel is ideal, thus the resistances series and shunt are neglected, secondly let take only the experimental point upper than $V_{oc}/2$ (the exponential term will be upper than 1), the model equation is simplified to:

$$I = I_L - I_0 e^{\frac{mV}{V_T}} \quad (\text{A.1})$$

Let approximate $I_L = I_{sc}$, the equation is linearized

$$\ln(I_{sc} - I) = \ln(I_0) + \frac{1}{m} V \quad (\text{A.2})$$

A linear regression is applied on experimental point upper than $V_{oc}/2$ to extract m and I_s . Eq. (1) can be rearranged to the following expression:

$$I = \frac{m}{R_s} \text{LambertW} \left(\frac{R_s I_s R_{sh}}{m(R_s + R_{sh})} e^{\frac{R_{sh}(R_s I_{ph} + R_s I_s + V)}{m(R_s + R_{sh})}} \right) - \frac{V R_s - R_s I_{ph} R_{sh} - R_s I_s R_{sh}}{R_s (R_s + R_{sh})} \quad (\text{A.3})$$

The derivative of V_{oc} is calculated:

$$\frac{\partial V}{\partial I} \Big|_{I=0} = -R_s + R_{sh} \left(\frac{\text{LambertW} \left(I_0 R_{sh} e^{\frac{R_{sh}(I_L + I_0)}{m}} \right)}{1 + \text{LambertW} \left(I_0 R_{sh} e^{\frac{R_{sh}(I_L + I_0)}{m}} \right)} - 1 \right) \quad (\text{A.4})$$

The shunt resistance is calculated:

$$R_{sh} = -V_c \left(-I_{ph} - I_s + I_s e^{\frac{V_c}{V_T m}} \right)^{-1} \quad (\text{A.5})$$

In addition, the series resistance is obtained

$$R_s = \frac{\left(R_{sh} + \frac{\partial V}{\partial I} \Big|_{I=0} + \frac{\partial V}{\partial I} \Big|_{I=0} \text{LambertW} \left(\frac{I_s R_{sh}}{m} e^{\frac{R_{sh}(I_{ph} + I_s)}{m}} \right) \right)}{\left(1 + \text{LambertW} \left(\frac{I_s R_{sh}}{m} e^{\frac{R_{sh}(I_{ph} + I_s)}{m}} \right) \right)} \quad (\text{A.6})$$

This procedure allows obtaining an initial estimate of $R_s R_{sh}$, $I_s I_{ph}$ and m . Using experimental data a non-linear regression is applied using the Powell algorithm to obtain the final values of the five parameters.

REFERENCES

- [1] Boudries R, Khellaf A, Aliane A, Ihaddaden L, Khida F. PV system design for powering an industrial unit for hydrogen production. *Int J Hydrogen Energy* 2014;39:15188–95. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.04.166>.
- [2] Boudries R, Dizene R, Khellaf A, Belhame M. Hydrogen as an energy carrier. In: Harris Aiden M, editor. *Clean energy: resources, production and developments*. Nova Science Publishers, Inc; 2010. p. 147–84.
- [3] Gandía LM, editor. *Renewable hydrogen technologies: production, purification, storage, applications and safety*. Amsterdam: Elsevier; 2013.
- [4] Boudries R. Techno-economic assessment of solar hydrogen production using CPV-electrolysis systems. *Energy Procedia* 2016;93:96–101. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.155>.
- [5] Boudries R. Comparative economic competitiveness assessment of hydrogen as a fuel in the transport sector in Algeria. *Chem Eng Trans* 2014;42:61–6. <https://doi.org/10.3303/CET1442011>.
- [6] Menia S, Tebibel H, Lassouane F, Khellaf A, Nouicer I. Hydrogen production by methanol aqueous electrolysis using photovoltaic energy: Algerian potential. *Int J Hydrogen Energy* 2017;42:8661–9. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.11.178>.
- [7] Tani T, Sekiguchi N, Sakai M, Ohta D. Optimization of solar hydrogen systems based on hydrogen production cost. *Sol Energy* 2000;68:143–9. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(99\)00061-4](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(99)00061-4).
- [8] Clarke RE, Giddey S, Ciacchi FT, Badwal SPS, Paul B, Andrews J. Direct coupling of an electrolyser to a solar PV system for generating hydrogen. *Int J Hydrogen Energy* 2009;34:2531–42. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.01.053>.
- [9] Su Z, Ding S, Gan Z, Yang X. Optimization and sensitivity analysis of a photovoltaic-electrolyser direct-coupling system in Beijing. *Int J of Hydrogen Energy* 2014;39(14):7202–15.
- [10] Haberlin H, Eppel H. In: Hoboken NJ, editor. *Photovoltaics system design and practice*. Wiley; 2012.
- [11] Arriaga LG, Martínez W, Cano U, Blud H. Direct coupling of a solar-hydrogen system in Mexico. *Int J Hydrogen Energy* 2007;32:2247–52. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.067>.
- [12] Siegel A, Schott T. Optimization of photovoltaic hydrogen production. *Int J Hydrogen Energy* 1988;13:659–75. [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(88\)90076-6](https://doi.org/10.1016/0360-3199(88)90076-6).
- [13] Ahmad GE, El Shenawy ET. Optimized photovoltaic system for hydrogen production. *Renew Energy* 2006;31:1043–54. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.05.018>.
- [14] Atlam O, Barbir F, Bezmalinovic D. A method for optimal sizing of an electrolyzer directly connected to a PV module. *Int J Hydrogen Energy* 2011;36:7012–8. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.03.073>.
- [15] Artuso P, Zuccari F, Dell'Era A, Orecchini F. PV-electrolyzer plant: models and optimization procedure. *J Sol Energy Eng* 2010;132. <https://doi.org/10.1115/1.4001673>. 031016–031016.
- [16] Paul B, Andrews J. Optimal coupling of PV arrays to PEM electrolysers in solar–hydrogen systems for remote area power supply. *Int J Hydrogen Energy* 2008;33:490–8. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.10.040>.
- [17] Boyd MT, Klein SA, Reindl DT, Dougherty BP. Evaluation and validation of equivalent circuit photovoltaic solar cell performance models. *J Sol Energy Eng* 2011;133. <https://doi.org/10.1115/1.4003584>. 021005–021005.
- [18] Lorenzo E. *Solar electricity: engineering of photovoltaic systems*. Earthscan/James & James; 1994.
- [19] Ayati F, M'raoui A, Belhame M, Rebai A. Modélisation d'un système de production d'hydrogène solaire par électrolyse. *Rev Des Énergies Renouvelables* 2004;7:135–50.
- [20] De Soto W, Klein SA, Beckman WA. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Sol Energy* 2006;80:78–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010>.
- [21] García-Valverde R, Espinosa N, Urbina A. Optimized method for photovoltaic-water electrolyser direct coupling. *Int J*

- Hydrogen Energy 2011;36:10574–86. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.05.179>.
- [22] Awasthi A, Scott K, Basu S. Dynamic modeling and simulation of a proton exchange membrane electrolyzer for hydrogen production. *Int J Hydrogen Energy* 2011;36:14779–86. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.03.045>.
- [23] Carmo M, Fritz DL, Mergel J, Stolten D. A comprehensive review on PEM water electrolysis. *Int J Hydrogen Energy* 2013;38:4901–34. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>.
- [24] Barbir F. PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources. *Sol Energy* 2005;78:661–9. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2004.09.003>.
- [25] King DL. Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions. *AIP Conf Proc* 1997;394:347.
- [26] Ulleberg O. Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. *Int J Hydrogen Energy* 2003;28:21–33.