République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE Dr Yahia FARES DE MEDEA

Faculté des Sciences et de la Technologie

MEMOIRE DE MAGISTER

Spécialité :

Génie Mécanique – Energétique

TITRE

CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME ENERGETIQUE HYBRIDE AUTONOME PV/HYDROGENE/BATTERIES

Par

BOUHALA Mahfoud

Directeurs du projet :

Dr : KHELLAF Abdellah	C.D.E.R, Alger.
Pr : HANINI Salah	Université de Médéa

Devant le jury composé de :

Dr. L. DEKAR	Maitre de Conférences, UYFM	Président
Dr. S. ABUDURA	Maitre de Conférences, UYFM	Examinateur
Dr. M.N. BOUAZIZ	Maitre de Conférences, UYFM	Examinateur
Dr. A. KORICHI	Maitre de Conférences, UYFM	Examinateur
Dr. A. KHELLAF	Directeur de Recherche, CDER	Rapporteur
Pr. S. HANINI	Professeur, UYFM	Rapporteur

Février 2009

Remerciements

Au terme de ce mémoire nous tenons à remercier tout en premier lieu Dieu le tout puissant qui nous a donné la force, le courage et la patience pour bien mener ce travail.

Ce travail a été réalisé sous la direction de Monsieur A. KHELLAF, Docteur et Directeur de recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables à Alger et Mr. S. HANINI, Professeur à l'Université de Médéa, qu'ils trouvent ainsi l'expression de notre profonde reconnaissance pour ses compétences élevées, leurs encouragements et leurs conseils précieux durant la préparation de ce travail. C'est bien grâce à leurs directives et leur soutien.

Mes vifs remerciements sont adressés à Mr. DEKKAR Lyes, Maitre de Conférences à l'Université de Médéa, qui a bien voulu assurer la présidence de notre jury, Mr. S. ABUDURA, Maitre de Conférences à l'Université de Médéa, Mr. M. N. BOUAZIZ, Maitre de conférences à l'université de Médéa, Mr. A. KORICHI, Maitre de conférences à l'Université de Médéa, pour avoir accepté de juger ce travail.

Je tiens à remercier beaucoup Mr. B. SI MOUSSA, Chef de Division Informatique et Systèmes à Sonelgaz Direction de Médéa, Mr. K. SENNOUN, Chef de Station Météorologique de Médéa pour leur contribution précieuse.

Nos sentiments vont également à toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce travail avec ma profonde conviction, à tous ceux qui ont toujours aimé la science. Cette lumière qui éclaire les esprits et enlève l'obscurité des cœurs.

A ceux qui savent concrétiser leurs idées et savent réussir
A ceux qui ne portent que du bien pour les autres

Je dédie ce travail à mes chers parents, sœurs et frères,
Mes collègues à l'Université de Médéa et à tous mes collègues à Sonelgaz.

A tous les enseignants de l'Université Dr. Yahia FARES de Médéa et ma promotion.

BOUHALA Mahfoud

مختصر: تصميم و تحديد مقاييس محطة طاقوية ذاتية تعتمد على الألواح الكهروضوئية / الهيدروجين

تهدف هذه الدراسة إلى تصميم و تحديد مقاييس محطة طاقوية ذاتية تعتمد على الألواح الكهروضوئية / الهيدروجين/ بطاريات قابلة للشحن . لتفادي المشاكل الناجمة عن الاستعمال المفرط للبطاريات القابلة للشحن , أصبح بالإمكان استعمال جهاز لتخزين الطاقة الكهربائية على شكل هيدروجين و ربطه مع هذه الأجهزة. عدد من الألواح الكهروضوئية تستعمل لإنتاج الطاقة الكهربائية اللازمة لتلبية الطلب على الطاقة لمنطقة معينة و إنتاج الهيدروجين عن طريق استعمال جهاز فصل الماء . الهيدروجين المخزن يتم تحويله إلى طاقة كهربائية عن طريق استعمال بطاريات وقود . الطريقة المتبعة لتحديد مقاييس المحطة تعتمد على معادلات المحصلة الطاقوية للطاقة الشمسية اليومية النازلة على الألواح المائلة بزاوية تساوي إلى خط عرض لمنطقة معينة . لتقدير الإشعاع الشمسي النازل على الألواح الأفقية استعمل نموذج انقستروم . لتقدير الإشعاع الشمسي النازل على ألواح مائلة استعملنا النموذج المتجانس . كمية الهيدروجين تتحدد أثناء الأيام التي تتميز بإشعاع شمسي عالي . التطبيقات الرقمية للمعادلات تتم على منطقة الجزائر وغرداية .. ولتطبيق هذه الدراسة أخذنا جامعة المدية كمثال تطبيقي . التحليل الاقتصادي يعطى للاختيار المثالي لعناصر المحطة.

الكلمات المفاتيح

الطاقة الشمسية, الألواح الكهروضوئية, الهيدروجين, جهاز فصل الماء, , بطاريات وقود, تخزين, محطة ذاتية.

Résumé : Conception et Dimensionnement d'un système énergétique Hybride Autonome PV/Hydrogène/Batteries

Le but de cette étude est de désigner et dimensionner un système énergétique autonome basé sur la technologie PV/Hydrogène/Batteries capable de produire une puissance électrique continue. Un système de stockage d'énergie électrique sous forme d'hydrogène peut être combiné avec des batteries rechargeables afin d'assurer l'autonomie du système et d'éviter les problèmes survenus par l'utilisation permanente des batteries. Des panneaux PV sont utilisés pour produire de l'énergie électrique à partir du rayonnement solaire en alimentant des charges et un stack électrolyseur. L'hydrogène doit être stocké pour le reconvertir en énergie électrique via un stack des piles à combustible pendant les périodes non ensoleillées. La méthode suivie pour le dimensionnement du système est basée sur les équations du bilan énergétique des modules PV inclinés à un angle égal à la latitude du lieu d'installation et orientés vers le sud, et la consommation journalière de l'énergie électrique du lieu. Pour l'estimation de la radiation solaire journalière incidente sur un plan horizontal, le modèle d'Angström est utilisé. L'estimation de la radiation solaire incidente sur des panneaux inclinés est modelée en utilisant le modèle isotrope. Le processus numérique itératif est utilisé pour le calcul de la surface optimale des panneaux PV. La quantité d'hydrogène à stocker sera déterminée selon les jours favorables pour le stockage dans lesquels l'irradiation solaire journalière dépasse le seuil de stockage d'hydrogène. Pour simplifier le calcul, les rendements des principaux composants du système sont supposés constants. La simulation numérique des équations modulant le système est appliquée pour deux régions situées à Alger et Ghardaïa. L'université de Médéa est prise comme exemple pratique. Finalement, une analyse économique est donnée pour le choix optimal des composants du système.

Mots clés
Energie, solaire, Photovoltaïque, Hydrogène, électrolyse, pile à combustible, stockage, Batterie, Système autonome, Renouvelable.

Abstract : Design and Sizing of a PV/Hydrogen/Batteries Hybrid Autonomous Power System

The purpose of this study is for designing and sizing an autonomous power system based on Photovoltaic-Hydrogen/Batteries technology for supplying a remote area. For ensuring the system's autonomy and avoiding problems encountered when using permanently the rechargeable batteries as a storage system, A hydrogen based storage system can be used; a number of PV panels have to be used to produce electrical power from solar daily incident radiation and to supply electrical load and water electrolyser. The seasonal stored hydrogen has to be used to produce electrical power via a fuel cell stack.
The sizing method of the system is based on energy balance of south facing latitude tilted PV panels and the electric consumption. For the estimation of solar daily radiation on horizontal panels, the Angstrom model has been used. The estimation of solar radiation incident on tilted panels is done by using isotropic model. Iterative computing process is used to estimate optimal surface of PV panels. Hydrogen stored amount is determined during insolated periods of a given year at which the solar daily irradiation exceeds the storage threshold for hydrogen storage. For simplifying the calculation, energy efficiencies of the basic system's components are assumed to be constant. Numerical simulation is applied on two areas located in Algiers and Ghardaia. University of Medea is taken as a practical example. Finally, economical analysis is done for the optimal design of the system.

Keywords

Solar Energy, Photovoltaic, Hydrogen, Electrolysis, Fuel Cell, Storage, Stand Alone System.

Nomenclature

A	: Surface totale des modules PV	[m²]
a	: Coefficient	[-]
AEC	: Consommation énergétique annuelle de la charge	[kWh]
b	: Coefficient	[-]
D_{int}	: Diamètre intérieur du réservoir d'hydrogène	[mm]
DOD	: Profondeur de décharge d'une batterie rechargeable	[%]
D_0	: Diamètre extérieur du réservoir d'hydrogène	[mm]
ΔP	: Surpression dans le réservoir d'hydrogène	[Pa]
E_0	: Facteur excentrique de correction de l'orbite de la terre	[-]
EC	: Consommation électrique journalière	[kWh]
EAS	: Énergie annuelle de stockage	[kWh]
E_{BAT}	: Energie électrique à stocker dans le stack des batteries	[kWh]
E_{H_2}	: Energie d'hydrogène stockée	[kWh]
$E_{L\,j}$	: Énergie journalière PV fournie directement à la charge	[kWh]
E_{PV}	: Énergie journalière générée par le panneau PV	[kWh]
E_R	: Énergie journalière d'hydrogène à stocker	[kWh]
E_S	: Energie journalière PV fournie au système de stockage	[kWh]
e_w	: Epaisseur de la paroi du réservoir d'hydrogène	[mm]
F	: Constant de Faraday	[-]
H_0	: Rayonnement solaire journalier extraterrestre	[kWh/m²]
H_G	: Rayonnement solaire journalier global	[kWh/m²]
H_β	: Rayonnement solaire journalier sur des plans inclinés	[kWh/m²]
H_B	: Rayonnement solaire journalier direct	[kWh/m²]
H_D	: Rayonnement solaire journalier diffus	[kWh/m²]
H_R	: Rayonnement solaire journalier réfléchi du sol	[kWh/m²]
HHV	: Pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène	[kWh/kg]
I_B	: Irradiation solaire directe	[Wh/m²]
I_D	: Irradiation solaire diffuse	[Wh/m²]
I_E	: Courant du stack électrolyseurs	[A]
I_j	: Irradiation solaire horaire globale	[Wh/m²]
$I_{j\max}$	: Irradiation solaire horaire journalière maximale	[Wh/m²]
I_{sc}	: Constant solaire	[kW/m²]
j_a	: Nombre de jours d'autonomie des batteries	[-]
K_T	: Index de clarté journalier	[-]
kt	: Index de clarté horaire	[-]
LHV	: Pouvoir calorifique inférieur d'hydrogène	[kWh/kg]
M_{H_2}	: Masse molaire d'hydrogène	[kg/mol]

M_{H_2O}	: Masse molaire d'eau	[kg/mol]
m_{H_2}	: Masse d'hydrogène	[kg]
$\dot{m}_{air}$	: Débit massique d'air	[kg/s]
$\dot{m}_{H_2}$	: Débit massique d'hydrogène	[kg/s]
$\dot{m}_{H2P}$	: Débit horaire d'hydrogène produit par le stack électrolyseurs	[Nm^3/h]
$\dot{m}_{H2O}$	: Débit massique d'eau	[kg/s]
N_{cell}	: Nombre des cellules	[-]
n	: Nombre de moles d'électrons échangées par mole d'eau	[mol]
P	: Pression de stockage d'hydrogène	[bar]
P_C	: Puissance du compresseur	[kW]
p_c	: Pression critique d'hydrogène	[kPa]
P_E	: Puissance du stack piles électrolyseur	[kW]
P_{FC}	: Puissance du stack piles à combustible	[kW]
P_{Lj}	: Puissance électrique de la charge	[kW]
R	: Constant des gaz réels	[kJ/K.mol]
R_{Bi}	: Paramètre de conversion du rayonnement sur plans inclinés	[-]
S_j	: Durée d'insolation au soleil brillant	[h]
$S_{j\max}$	: Durée d'ensoleillement mensuelle journalière maximale	[h]
SOC	: Etat de charge du stack des batteries	[%]
T	: Température	[°K]
T_{s_j}	: Temps de stockage journalier	[h]
T_c	: Température critique d'hydrogène	[°K]
V	: Volume d'hydrogène produit	[m3]
V_c	: Volume critique d'hydrogène	[m^3]
V_{cell}	: Tension de cellule	[V]
V_{th}	: Tension thermo-neutre d'un électrolyseur	[V]
W_C	: Travail de la compression d'hydrogène	[kWh/kg]
Z	: Facteur de compressibilité d'hydrogène	[-]
α	: Angle d'élévation	[rad]
α_j	: Angle journalier équivalent de stockage	[rad]
β	: Inclinaison du panneau par rapport au plan horizontal	[rad]
Γ_j	: Angle du jour	[rad]
γ	: Azimut de la surface du panneau	[rad]
λ	: Coefficient sociométrique hydrogène/air	[-]
δ_j	: Angle de déclinaison journalier	[rad]
θ_z	: Angle de zénith	[rad]
σ_v	: Résistance à la traction du matériau du réservoir d'hydrogène	[MPa]
ρ_t	: Réflectivité du sol	[-]
η	: Produit des rendements PV/DC-DC	[%]
η_C	: Rendement du compresseur	[%]
η_{conv}	: Rendement du convertisseur DC/DC	[%]

η_E	: Rendement de l'électrolyseur	[%]
η_{FC}	: Rendement du stack pile à combustible	[%]
η_F	: Rendement du purificateur	[%]
η_{inv}	: Rendement du convertisseur DC/AC	[%]
η_{PV}	: Rendement des modules PV	[%]
η_S	: Rendement total du système de stockage	[%]
$\eta_{_T}$	: Rendement global du système PV/Hydrogène/Batteries	[%]
η_T	: Rendement du réservoir d'hydrogène	[%]
θ	: Angle d'incidence du rayonnement solaire sur un plan incliné	[rad]
Φ	: Latitude du site	[rad]
φ_j	: Angle du levé sur des panneaux inclinés	[rad]
ω_j	: Angle horaire du levé du soleil sur un plan horizontal	[rad]
ω_s	: Angle du levé de soleil sur des plans inclinés	[rad]
ψ_i	: Angle du levé de soleil sur des plans inclinés	[rad]

Indices

BAT : Batterie
Cell : Cellule
C : Compresseur
DC/AC : Inverseur du courant continu au courant alternatif
DC/DC : Régulateur de la tension électrique continue
E : Electrolyseur
F : Purificateur d'hydrogène
FC : Pile à combustible
j : Jour
j_S : Jours de stockage d'hydrogène
max : Maximal
PV : Photovoltaïque
R : Réservoir de stockage d'hydrogène
S : Stack

Abréviations

AFC : Piles à combustible alcalines
AIE : Agence Internationale de l'Information sur l'Energie
Al : Aluminium
DC/AC : Redresseur du courant continu au courant alternatif
DC/DC : Convertisseur de la tension électrique continue
DOD : Profondeur de décharge d'une batterie
H_2 : Hydrogène
MCFC : Piles à combustible à carbonate fondu
Ni : Nikel
ONM : Office National de la Météorologie
O_2 : Oxygène
PAFC : Piles à combustible d'acide phosphorique
PEMFC : Piles à combustible d'un électrolyte membrane polymère
Pb : Plomb
PV : Photovoltaïque

RE : Energies renouvelables
SAPS : Système énergétique autonome
Si : Silicium
SOFC : Piles à combustible à oxyde solide
SOC : Etat de charge d'une batterie
VBR : Batterie Vanadium-Brome Redox.
ZBB : Batterie Zinc-Brome

Liste des figures

Figure 1	Configurations possibles des systèmes autonomes en trois sources d'énergie	4
Figure 1.1	Définition des angles d'incidence et d'azimut pour un récepteur terrestre incliné	10
Figure 1.2	Atténuation du rayonnement solaire incident à travers l'atmosphère	11
Figure 2.1	Schéma simplifié d'un système hybride PV/Hydrogène/Batteries	17
Figure 2.2	Principe de la conversion photovoltaïque dans un semi-conducteur dopé N-P	19
Figure 2.3	Pertes d'énergie dans une cellule solaire PV	21
Figure 2.4	Schéma de fonctionnement d'une cellule d'un électrolyseur alcalin	22
Figure 2.5	Montage mono-polaire et bipolaire des cellules électrolyseur	23
Figure 2.6	Principe de fonctionnement d'une pile à combustible à hydrogène	25
Figure 2.7	Courbe typique de polarisation d'une pile à combustible	27
Figure 2.8	Schéma du principe d'une batterie zinc-brome ZBB	28
Figure 2.9	Diagramme de contrôle d'un système PV/Hydrogène/Batteries	34
Figure 2.10	Pertes énergétiques lors de la production, stockage et reconversion d'hydrogène	35
Figure 3.1	Organigramme de dimensionnement du système	37
Figure 3.2	Diagramme simplifié en block du système PV/Hydrogène/Batteries	38
Figure 3.3	Variation typique de l'irradiation solaire journalière pendant un jour d'été	47
Figure 3.4	Système conçu de stockage d'hydrogène	50
Figure 3.5	Variation mensuelle de la puissance maximale de l'Université de Médéa	54
Figure 3.6	Variation des rayonnements solaires extraterrestre, et global à Médéa	56
Figure 3.7	Variation du rayonnement solaire journalier global moyen et ses composants, direct et diffus incident sur des PV horizontaux à Médéa	56
Figure 3.8	Comparaison du rayonnement solaire global mensuel moyen pour Ghardaïa, Alger et l'Ile de Volcan	57
Figure 3.9	Variation du rayonnement solaire mensuel moyen et ses composants, direct et diffus et réfléchi du sol incidents sur des PV inclinés à Médéa	58
Figure 3.10	Comparaison entre le rayonnement solaire global mensuel moyen incident sur un plan horizontal et plan incliné à un angle égal à la latitude	58
Figure 3.11	Rayonnements solaire global mensuel moyen incident sur des plans inclinés aux différents angles	59
Figure 3.12	Irradiation solaire horaire maximale incidente sur des panneaux PV inclinés à un angle égal à la latitude et orienté vers l'équateur pour la région de Médéa	60
Figure 3.13	Variation de l'énergie d'hydrogène mensuelle (en MWh)	62
Figure 3.14	Bilan énergétique journalier mensuel moyen du système PV/Hydrogène/Batteries	65
Figure 4.1	Coût minimal et maximal des modules PV en US$ pour une puissance de 250 kW	68
Figure 4.2	Surface terrestre (en m^2) nécessaire pour l'installation des modules PV d'une puissance de 250 kW	69
Figure 4.3	Coûts des piles à combustible (en US$/kW) pour une puissance de 250 kW	71
Figure 4.4	Coûts des systèmes de stockage d'hydrogène dans les métaux hydrides et les cylindres pressurisés pour un volume de 3372 m^3	72

Liste des tableaux

Tableau 1 Cas étudiées par simulation numérique 5
Tableau 2 Projets de recherches à travers le monde sur les systèmes énergétiques autonomes PV/Hydrogène 6
Tableau 1.1 Atténuation (en %) du rayonnement solaire incident sur la terre 15
Tableau 2.1 Energie d'ionisation de quelques matériaux semi-conducteur obtenue à 300 K 19
Tableau 2.2 Caractéristiques électriques des modules typiques PV commercialisés 20
Tableau 2.3 Potentiel de stockage d'hydrogène dans les métaux hydrides 38
Tableau 3.1 Paramètres de régression a et b du modèle d'Angström en fonction de la latitude 41
Tableau 3.2 Caractéristiques de performance des composants du système simulé 55
Tableau 3.3 Rayonnement solaire annuel et ses composants à Ghardaïa, Médéa et Alger 60
Tableau 3.4 Surface totale du champ PV obtenue pour des différents types de modules 61
Tableau 3.5 Epaisseur de la paroi du réservoir de stockage d'hydrogène à 30 bars pour des différents matériaux, Do = 2000mm 63
Tableau 3.6 Epaisseur de la paroi du réservoir de stockage d'hydrogène à 30 bars pour des différents matériaux, Do = 2000mm 63
Tableau 3.7 Caractéristiques des stacks électrolyseur et piles à combustible 64
Tableau 4.1 Durées de vie et coûts par Watt des différents types des modules PV 68
Tableau 4.2 Caractéristiques technico-économiques des électrolyseurs 70
Tableau 4.3 Paramètres typiques de performance des piles à combustible 70
Tableau 4.4 Comparaison des capacités gravimétriques et le coût spécifique des différents systèmes de stockage d'hydrogène 72
Tableau 4.5 Caractéristiques technico-économiques des batteries rechargeables 73
Tableau 4.6 Coûts total du système hybride PV/Hydrogène/Batteries d'une puissance max. 250 kW, volume d'hydrogène : 3372 m3, pression de stockage : 30 bars 74

Tables des matières

INTRODUCTION

1 Evolution de la demande mondiale sur l'énergie 1
2 Types des énergies dérivées et les secteurs terminaux de consommation 1
3 Les énergies fossiles sont des énergies épuisables 2
4 Orientation actuelle vers les énergies renouvelables 2
5 Les systèmes énergétiques autonomes 3
6 Les systèmes PV/Hydrogène/Batteries 3
7 Impact des systèmes PV/Hydrogène sur l'environnement 4
8 Projets de recherches sur les systèmes PV- Hydrogène a travers le monde 5
9 Objectifs du mémoire 7

CHAPITRE 1 : RAYONNEMENT SOLAIRE

1.1 Source du rayonnement solaire 9
1.2 Rayonnement solaire incident sur les surfaces terrestres 9
1.3 Décomposition de l'irradiation solaire globale à travers l'atmosphère 11
1.3.1 Rayonnement extraterrestre journalier 12
1.3.2 Irradiation solaire sur des surfaces inclinées 12
1.4 Estimation du rayonnement journalier mensuel à partir de la durée d'insolation 13
1.4.1 Modèles linéaires 13
1.4.2 Modèles non-linéaires 14
1.5 Paramètres affectant le rayonnement solaire 14
1.5.1 Influence de l'état du ciel sur le rayonnement solaire 14
1.5.3 Effet de l'orientation des surfaces des capteurs sur l'irradiation solaire incidente 15
1.6 Applications du rayonnement solaire 15
Conclusion 16

CHAPITRE 2 : CONVERSION, STOCKAGE ET GESTION D'ENERGIE DANS LES SYSTEMES PV/HYDROGENE/BATTERIES

2.1. Conception des systèmes PV/Hydrogène/Batteries 17
2.1.1 Les générateurs Photovoltaïques 18
2.1.1.1 Avantages des systèmes PV 18
2.1.1.2 Principe de la conversion directe photovoltaïque en énergie électrique 18
2.1.1.3 Différents types des cellules photovoltaïques 20
2.1.1.4 Montage des cellules PV 20
2.1.1.5 Pertes d'énergie dans une cellule PV 21
2.1.2 Les électrolyseurs 21
2.1.2.1 Principe de fonctionnement d'un électrolyseur 22
2.1.2.2 Types des électrolyseurs 23
2.1.2.3 Montage mono-polaire et bipolaire des cellules dans un stack électrolyseur 23
2.1.2.4 Caractéristiques des électrolyseurs 24

2.1.3 Les piles a combustible 24
2. 1.3.1 Principe de fonctionnement d'une pile à combustible 24
2.1.3. 2 Types des piles à combustible 26
2.1.3. 3 Pertes d'énergie dans les piles à combustible 27
2.1.3.4 Avantages des piles à combustible 27
2.1.4 Les batteries rechargeables 28
2.1.4.1 Composition d'une batterie 28
2.1.4.2 Les batteries conventionnelles 28
2.1.4.3 Les batteries rechargeables avancées (BESS) 29
2.1.5 Les systèmes de stockage d'hydrogène 30
2.1.5.1 Méthodes de stockage d'hydrogène 30
2.1.5.1.1 Stockage d'hydrogène dans des cylindres pressurisés 31
2.1.5.1.2 Stockage d'hydrogène comme liquide cryogénique (LH_2) 31
2.1.5.1.3 Stockage réversible d'hydrogène dans des métaux hydrides 32
2.1.5.1.4 Stockage dans les nano - fibres de carbone 33
2.1.5.1.5 Méthodes chimiques 33
2. 2 Gestion optimal du système 33
2.3. Pertes énergétiques résultantes de la production et stockage d'hydrogène 34
Conclusion 35

CHAPITRE 3 : DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME PV/HYDROGENE/BATTERIES

3.1 Procédure de dimensionnement 36
3.2 Modélisation du système 38
3.2.1 Hypothèses 38
3.2.2 Consommation énergétique journalière de la charge 39
3.2.3 Bilan énergétique journalier du système PV 39
3.2.4 Estimation des valeurs journalières du rayonnement solaire des horizontaux 39
3.2.4.1 Rayonnement extraterrestre journalier 40
3.2.4.2 Rayonnement solaire global journalier collecté par un plan horizontal 41
3.2.4.3 Index journalier de la clarté du ciel 41
3.2.4.4 Estimation des rayonnements solaires direct et diffus sur un plan horizontal 41
3.2.4.4.1 Estimation du rayonnement solaire diffus 42
3.2.4.4.2 Estimation du rayonnement solaire direct 42
3.2.4.5 Estimation des valeurs journalières des rayonnements solaires globaux, diffus et direct sur des plans inclinés 42
3.2.4.5.1 Estimation du rayonnement solaire dû à l'albédo 43
3.2.4.6 Estimation de l'irradiation solaire horaire sur des plans inclinés 43
3.2.4.6.1 Irradiation journalière directe 43
3.2.4.6.2 Irradiation journalière diffuse 44
3.2.4.6.3 Irradiation journalière réfléchie du sol 44
3.2.4.7 Production énergétique journalière des panneaux PV 45
3.2.4.8 Energie journalière d'hydrogène à stocker 45
3.2.4.9 Energie photovoltaïque directe à la charge 46
3.2.4.10 Détermination des jours de stockage d'hydrogène 46
3.2.4.11 Angle de stockage journalier 46
3.2.4.12 Estimation de l'énergie journalière à stocker 47
3.2.4.13 Energie journalière PV à stocker dans les batteries rechargeables 47

3.2.4.14 Estimation de l'énergie journalière d'hydrogène à stocker 48
3.2.4.15 Calcul de la surface totale des panneaux PV 48
3.2.4.16 Système de stockage d'hydrogène 49
3.2.4.17 Stack piles à combustible 50
3.2.4.18 Stack électrolyseur 52
3.3 Simulation numérique 54
3.4 Résultats et discussion 55
3.4.1 Rayonnement solaire journalier 55
3.4.1.1 Rayonnement solaire journalier sur des panneaux horizontaux 55
3.4.1.2 Rayonnement solaire incident sur des panneaux PV inclinés 57
3.4.1.3 Irradiation solaire horaire maximale 60
3.4..2 Taille du champ PV 61
3.4.3 Stack des batteries rechargeables 62
3.4.4 Système de stockage d'hydrogène 62
3.4.5 Stack électrolyseurs 64
3.4.6 Stack piles à combustible 64
3.4.7 Bilan énergétique journalier du système 64
Conclusion 65

CHAPITRE 4 : ANALYSE ECONOMIQUE

4.1 Introduction 67
4.2 Coût des photovoltaïques PV 67
4.3 Coût des électrolyseurs 69
4.4 Coût des piles à combustible 70
4.5 Coût du stockage d'hydrogène 71
4.6 Coût des batteries rechargeables 73
4.7 Analyse économique 73
Conclusion 73

CONCLUSION 77

REFERENCES 78

Introduction

1. Evolution de la demande énergétique mondiale

Les chercheurs dans le domaine d'énergie sont face au problème de l'épuisement prévu des hydrocarbures, au problème de la pollution atmosphérique et à l'augmentation trop rapide de la demande mondiale en énergie. Donc, ils doivent trouver des autres ressources énergétiques renouvelables, propres à l'environnement et capables à couvrir la demande progressive en énergie.

La demande mondiale en énergie augmente rapidement à cause de l'explosion démographique et des activités de développement à travers le monde entier. En plus des huit grands pays industriels du monde, des pays au cours de développement tels que le Brésil, l'Inde et la Chine tendent vers des grands pays industriels, ce qui va compliquer le problème d'énergie.
Parmi les 12,8 TW de l'énergie consommée dans le monde en 1998, l'énergie générée par la biomasse à été estimée à 1.21 TW, tandis que l'énergie générée par l'hydroélectricité ne dépasse pas 0.3 TW [EIA, 1994]. Les énergies renouvelables sont au cours de développement et ne présentent qu'une faible portion de l'énergie globale, [http://www.nap.edu/catalog/ 10814.html].

La demande mondiale en énergie dépend principalement de la disponibilité des carburants fossiles ; dont 38% sur le pétrole, 30% sur le charbon et 20% sur le gaz naturel. La partie restante (12 %) est fournie par les énergies alternatives non conventionnelles dont 7 % par l'énergie hydraulique et 5 % par l'énergie nucléaire.

A cause des produits polluants et des gaz à effet de serre émis dans l'atmosphère par les énergies fossiles, le protocole Kyoto et le sommet de Johannesburg obligent les pays à réduire ces émissions polluantes d'au moins 10%. Ceci ne peut être réalisé que par l'exploitation de nos ressources en énergies renouvelables.

Actuellement, les ressources énergétiques disponibles sont : les énergies fossiles (le charbon, le pétrole, et le gaz naturel), l'énergie nucléaire, la géothermie, l'énergie solaire, l'énergie hydraulique, la biomasse (bois, déchets solides, etc.) et l'énergie éolienne. Parmi toutes les ressources d'énergie, les combustibles fossiles ont été les plus utilisés (86.3% de la consommation totale en 1990) en raison de leurs densités d'énergie élevées et leur simplicité en conversion et en utilisation. L'Agence de l'Information sur l'Energie (EIA) estime pour l'année 2010, que la consommation du charbon sera diminuée de 27 à 25%, celle du gaz naturel sera augmentée de 21 à 24%, tandis que la consommation du pétrole sera diminuée à 39% [EIA, 1994].

2. Types des énergies dérivées et les secteurs terminaux de consommation

Les énergies renouvelables et non renouvelables peuvent être converties aux formes des énergies dérivées telles que ; thermique, mécanique, et électrique qui sont utiles pour des diverses utilisations ; résidentielle (chauffage, réfrigération et éclairage), le transport, l'agriculture et l''industrie. Les énergies dérivées peuvent être transformées facilement d'une forme à une autre.
Le transport dépend principalement des ressources du pétrole. Des grands efforts ont été dépensés afin de réduire la pollution de l'air urbain en utilisant l'électricité comme forme d'énergie préférée dans les moyens de transport.

3. Les énergies fossiles sont des ressources épuisables

Plusieurs études sur l'appauvrissement des énergies fossiles ont montré que la quantité de ces énergies diminuera à l'horizon 2010-2020 et sera épuisées avant la fin de ce siècle. Par conséquent, notre avenir énergétique doit se baser sur l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables.
L'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité montre la possibilité de la production des grandes puissances et des avantages environnementaux par rapport à l'émission de CO_2.
Cependant, l'utilisation de cette énergie pose :

- ✓ Le problème de sécurité, car les centrales nucléaires nécessitent une technologie à haute maîtrise.
- ✓ Le traitement difficile des déchets nucléaires, risque de pollution.
- ✓ L'épuisement prévu de l'uranium 235 à la fin de ce siècle.

4. Orientation actuelle vers les énergies renouvelables

Le besoin d'utiliser des ressources des énergies renouvelables ne due pas seulement à leurs disponibilité dans plusieurs parties du monde, mais aussi due à la pollution atmosphérique qui devient de plus en plus un gros problème du monde entier.
L'utilisation des sources des énergies renouvelables a augmenté pendant les dernières décennies pour les raisons suivantes :

- ✓ La demande mondiale croissante sur l'énergie qui due à l'apparition des nouveaux pays industriels comme la Chine, l'Inde, le Brésil, cela rend les énergies fossiles insuffisantes pour couvrir la demande mondiale sur l'énergie,
- ✓ Les carburants fossiles ne sont pas disponibles dans tous les pays du monde, elles sont mal distribuées, mais les sources renouvelables, en particulier l'énergie solaire est disponible dans presque toute la planète, et par conséquent, chaque pays du monde peut développer leurs sources d'énergie,
- ✓ La combustion des carburants fossiles émettent des gaz toxiques polluants (principalement : CO2, CO, Nox). Ces gaz causent les pluies acides, l'effet de serre, et par conséquent des changements climatiques. Avec la technologie actuelle avancée, ces effets ne peuvent être évités complètement mais ils peuvent être minimisés. L'une des voies d'une telle minimisation est de réduire l'utilisation des carburants fossiles et les substituer par l'utilisation des systèmes des énergies renouvelables [Zekai, 2004].

Cependant, la recherche actuelle est focalisée sur l'augmentation de l'utilisation du gaz naturel et les ressources d'énergies renouvelables telles que l'énergie solaire, l'éolienne, et la biomasse pour la production d'électricité.

Les ressources des énergies renouvelables sont multiples et inépuisables. Leur conversion en énergie thermique, chimique, ou électrique présente peu de dangers humains et écologiques.
De plus, la production peut être centralisée ou décentralisée. Les inconvénients d'énergies renouvelables sont ; Un coût important, Une intermittence de la source et un rendement très faible par rapport aux énergies fossiles.

Actuellement, il y a un développement intensif des énergies renouvelables telles que l'énergie solaire, et éolienne. Elles deviennent de plus en plus efficaces et rentables, mais leur utilisation reste limitée aux régions isolées où les coûts des énergies renouvelables deviennent compétitifs par rapport aux autres moyens de production d'électricité.

Le rayonnement solaire peut être utilisé pour la production de l'énergie électrique en utilisant les systèmes photovoltaïques et les centrales thermiques solaires. Cette énergie est une source d'énergie prometteuse en raison de sa disponibilité en différentes quantités à travers le monde.

L'énergie solaire dépend fortement de l'état du ciel, c'est une énergie intermittente et irrégulière. Par conséquent, les systèmes PV nécessitent un système de stockage d'énergie pour la réutiliser pendant les moments défavorables en rayonnement solaire.

5. Les systèmes énergétiques autonomes

Un système énergétique autonome est désigné pour produire de l'énergie électrique sans avoir besoin de la grille électrique. Ce type de systèmes décentralisés peut être convenable pour les régions isolées et inaccessibles.
La figure (1) montre les configurations possibles d'un système autonome hybride peut être alimentés à partir de trois sources d'énergie.
Les anciens systèmes autonomes utilisant les batteries pour le stockage restent une des solutions les plus utilisées actuellement. Les batteries ont un rendement très élevé (de 80 à 85%), mais ces équipements posent certaines contraintes pratiques :

- L'autodécharge peut atteindre 15% par mois,
- La dégradation des batteries au cours de charge/décharge,
- Pas de charge/décharge trop profonde.

En outre, les batteries sont dimensionnées selon la puissance du générateur PV, conduisant à une autonomie de stockage de 3 à 8 jours selon l'application. Du fait de ce stockage limité, et pour assurer l'autonomie, le système doit être dimensionné par rapport au mois le plus défavorable (Mois où la différence entre la production PV et la consommation est la plus faible). Par conséquent, l'excédent solaire produit lors des mois les plus favorables se trouve la plupart du temps mal valorisé [Busquet, 2003].

6. Les systèmes PV/ Hydrogène/Batteries

Les systèmes photovoltaïques représentent l'un des moyens de conversion de l'énergie solaire en électricité. Bien qu'ils soient de faible rendement et de coût relativement élevé.

Pour remédier aux problèmes liés à l'utilisation des batteries, un système à hydrogène peut être utilisé comme moyen de stockage. Ce système consiste à stocker l'énergie électrique produite par les générateurs PV et les aérogénérateurs sous forme d'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau par exemple. L'hydrogène produit peut être converti en énergie électrique via les piles à combustible. Par l'intégration de ces systèmes, l'autonomie d'alimentation en énergie électrique peut être assurée.

Les PV sont utilisés pour convertir directement l'énergie solaire photonique en énergie électrique, l'énergie produite est délivrée directement au terminal d'utilisation.
Lorsque la puissance générée dépasse la puissance demandée, dans ce cas, l'excès énergétique peut être stocké dans les batteries et sous forme d'hydrogène.
L'hydrogène produit par le processus d'électrolyse doit être stocké pour le réutiliser Pendant les jours défavorables lorsque le rayonnement solaire est faible. Les piles à combustible sont utilisées afin de générer de l'énergie électrique à partir de l'hydrogène. La compression d'hydrogène sert à réduire le volume d'hydrogène produit pour le stocker dans un milieu de petit volume.

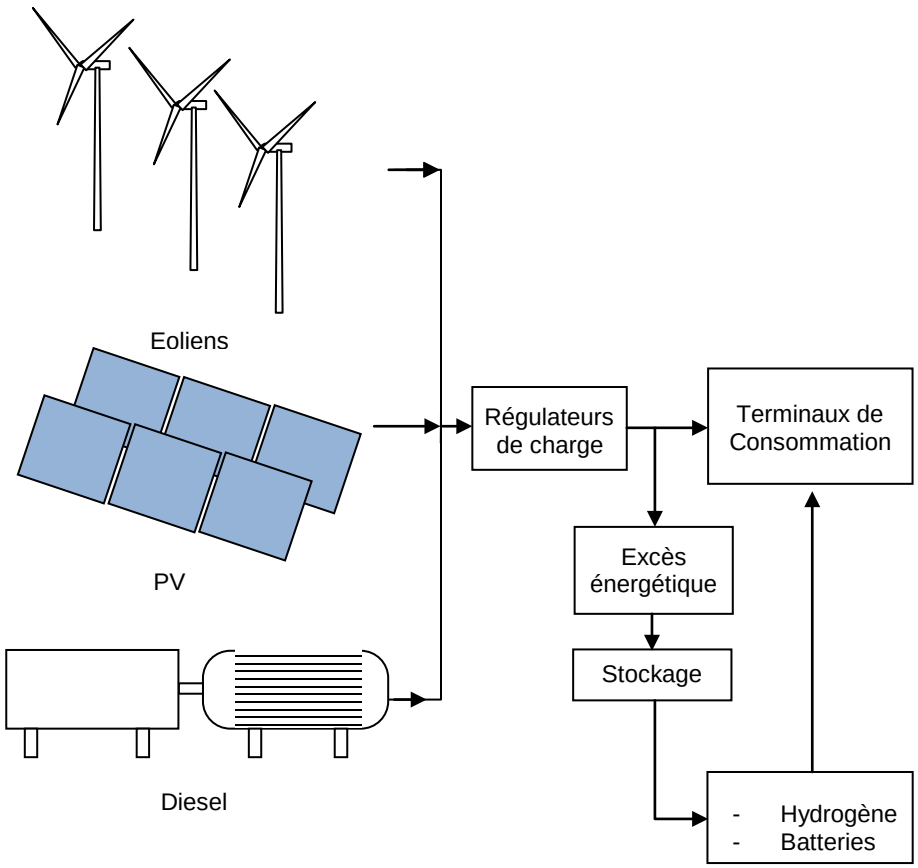


Figure 1. Configurations possibles des systèmes autonomes en trois sources d'énergie.

7. Impact des systèmes PV/Hydrogène sur l'environnement

Il a été montré que la production électrolytique d'hydrogène en utilisant les systèmes PV a des bons avantages sur l'environnement au contraire des carburants fossiles. L'absence du monoxyde de carbone CO, les produits organiques volatils (HC), les oxydes sulfuriques (SO_2), et des autres polluants toxiques dans le fonctionnement des systèmes PV-Hydrogène, le problème de la pollution locale et régionale de l'air sera résolu. En outre, l'absence du CO_2 contribua dans la réduction de l'effet de serre [Ogden et Williams, 1990].

Bien que la production d'hydrogène est techniquement faisable, des évaluations économiques publiées dans les années 1980 [Escher, 1980] ont conclues que la production d'hydrogène en utilisant un système PV est très coûteuse, mais elle pourrait être économiquement compétitive

avec des carburants synthétiques. Plusieurs facteurs suggèrent que les systèmes PV/ Hydrogène sont considérés comme une source alternative d'énergie.

8. Projets de recherches sur les systemes PV/Hydrogène à travers le monde

Plusieurs études théoriques ont été faites pour l'analyse de la performance des systèmes autonome PV-Hydrogène. Le tableau (1) récapitule quelques simulations numériques faites sur les systèmes PV/Hydrogène.

Tableau 1. Cas étudiées par simulation numérique.

Année	Titre de recherche
1990	Hydrogen-Photovoltaic stand alone power station: a sizing method Practical example:Volcano Island (Italy) [Barra et Coiante, 1993]
2000	Design of remote area grid-connected wind/H2-refueling stations [Glöckner et al, 2001]
2001	Optimal control strategies for stand-alone PV/H2-power systems [Ulleberg, 2001]
2001	Design of a remote area wind/H_2-demonstration energy system [Glöckner, 2002]
2002	Optimal design of wind/H2-systems in remote area DEGS mini-grids [Ulleberg et Pryor, 2002]
2002	Environmental impact (LCA) (1) of wind/electrolyzer H -refuelling stations [Spath et al, 2002]
2002	Design and optimal control of a small-scale prototype PV/H2-system based on PEM electrolysis, MH-storage, and PEMFC Technology [IFE , 2002]
2002	Techno-economical optimization of RE/H2-systems [IFE , 2002]

En plus de ces études, plusieurs projets de recherches sur les systèmes autonomes PV/ Hydrogène ont été faits aux USA et en Europe pour l'amélioration de la production électrolytique d'hydrogène [Amreeta, 2003], [Lehman et al, 1994]. Le tableau (2) regroupe les projets PV/Hydrogène à travers le monde.

En 1992, Barra et Coiante [Barra et Coiante, 1993] ont proposé une méthode de dimensionnement d'un système autonome PV-Hydrogène couplant des générateurs PV avec un système à hydrogène comprenant un stack électrolyseurs, un compresseur, un réservoir pour le stockage d'hydrogène et un stack des piles à combustible. Leur méthode est basée sur le bilan énergétique entrée/sortie du système. Ils ont appliqués cette méthode pour l'Ile du Volcan (au sud d'Italie proche de la Sicile, 469 habitants permanents avec des touristes en été, alimentés en électricité par une station diesel de puissance totale de 4 MW). Ils ont trouvés que la surface totale des panneaux PV nécessaire pour substituer la station diesel est 22931 m^2 ayant une puissance journalière de 3,4 MW. Pour assurer l'autonomie de l'installation, 576 MWh d'hydrogène doit être stockée pendant le printemps pour la réutiliser pendant l'été.

En 2006, Nelson et al. [Nelson et al, 2006] ont publiés une évaluation technico- économique d'un système énergétique hybride éolien/PV/Pile à combustible pour alimenter une maison située au territoire pacifique nord ouest à Montana aux Etats-Unis. Leur système couplant des panneaux PV, un stack pile à combustible, d'un électrolyseur et des réservoirs pour le

stockage d'hydrogène. Pour le dimensionnement du système, ils ont utilisé la technique **LPSP** (Technique de Probabilité sur la Perte d'Alimentation en Energie). Une analyse économique a permis de déterminer calculer le nombre optimal des panneaux PV et les réservoirs d'hydrogène (dont 148 modules PV et 148 réservoirs d'hydrogène équivalent à une énergie de 44,4 kWh).

Tableau 2. Projets de recherches à travers le monde sur les systèmes énergétiques autonomes PV/Hydrogène

Projet	**Objectif**	**Lieu**	**Compagnie**	**Puissance**
Schatz Solar Hydrogen Project 1989 [Lehman et al, 1994]	Operating Experience With A Photovoltaic-Hydrogen Energy System	HSU Telonicher Marine Laboratory in Trinidad	Humboldt State University Arcata, CA 95521, U.S.A.	9,2 kW
Solar Wasserstoff Bayern, 1986 [Winter, 1994]	Projet de démonstration de production d'électricité et stockage. Utilisation de l'hydrogène à échelle industrielle.	Allemagne	Compagnie d'électricité SWB, Bayernwerk, BMW, Linde et Siemens, Neunburg Vorm Wald,	370 kWc
HYSOLAR, 1986 [Winter, 1994]	Identification des applications PV -H_2. Production d'hydrogène jusqu'en 1992. Utilisation H_2.	Allemagne	DLR, Stuttgart,	2 kWc, 10 kWc 350 kWc
NEMO, 1989 [Vanhanen, 1995]	Démonstration de la possibilité technique d'un système PV-H_2 100% autonome.	Finlande	Helsinski University of Technology, Espoo,	1,3 kWc
Oldenburg 1990 [Winter, 1994]	Evaluation des systèmes H_2 et problèmes techniques	Allemagne	Renewable Energy Group, Oldenburg,	23,2 kW
ATEL, 1991 [Busquet, 2003]	Banc d'essai : production d'hydrogène solaire et utilisation dans une pile à combustible. Système non intégré	Suisse	Aere-Tessin Electricity Supply Co. + Paul Scherrer Institute,	90 kWc
SAPHYS (JOULE II) 1990 [Busquet, 2003]	Enquête et tests sur les technologies « hydrogène »	Italie	ENEA-energy area advanced energy technologies	5,6 kWc
PV-FC SYS [Busquet, 2003]	étude et développement d'un système autonome de production d'énergie de faible puissance (< 5 kW)	UE	Centre d'Energétique	5 kW
HRI 2000 [Agbossou et al, 2001]	Tests expérimentaux pour déterminer les meilleures méthodes de dimensionnement et de stratégies de contrôle.	Québec	Institut de recherche sur l'hydrogène, Trois-Rivières,	11 kW

S.R. Vosen et J.O. Keller en 1999 [Vosen et Keller, 1999] ont mené une étude d'optimisation de la performance et du coût d'un système hybride Solaire/Hydrogène à travers des stratégies de control du système utilisant le contrôle neural. Ils ont trouvé que l'utilisation d'un système hybride de stockage Hydrogène/Batteries est beaucoup moins couteuse que l'utilisation d'un seul système de stockage pour un système en énergies renouvelables.

Par ailleurs, une autre étude technico-économique a été menée en 2006 par Zoulias et Lymberopoulos, [Zoulias et Lymberopoulos, 2006]. Cette étude a montré la faisabilité d'utilisation d'un système de stockage d'hydrogène au lieu des systèmes conventionnels diesel/batteries. Ils ont montré que l'utilisation d'hydrogène est faisable du point de vue technologique en réduisant considérablement les émissions polluants, bruit et la dépendance aux énergies fossiles. Du point de vue économique, ils ont trouvé que les systèmes à hydrogène peuvent être favorables si les prix des électrolyseurs sont réduits de 50%, les réservoirs d'hydrogène de 40% et le cout de production des piles à combustible de 3€/kW.

E.I. Zoulias et al. [Zoulias et al, 2004] ont étudié l'évaluation du potentiel d'intégration d'hydrogène dans les systèmes énergétiques, une analyse du marché européen. Ils ont montré que le prix du stockage d'hydrogène gaz sous pression diminue avec la taille du système et l'échelle de la consommation électrique.

9. Objectifs du mémoire

Le but de ce travail est de concevoir et dimensionner un système énergétique autonome économique couplant des Photovoltaïques, un système à hydrogène et des batteries rechargeables. L'étude est mené pour deux régions en Algérie ; au nord la région d'Alger et Médéa et au sud la région de Ghardaïa. Le cas de la région de Médéa est aussi inclus à travers le cas typique de l'Université de Médéa.

Ce travail s'organise sur les chapitres suivants :

1. Une recherche bibliographique sur le développement actuel et les projets réalisés et en cours de réalisation des systèmes PV/Hydrogène/Batteries.
2. La conversion et le stockage de l'énergie produite par ces systèmes.
3. La méthode proposée pour le dimensionnement du système.
4. L'estimation du rayonnement solaire incident aux trois régions d'Algérie de différents climats.
5. L'application de la méthode de dimensionnement à l'Université de Médéa comme exemple typique.
6. L'analyse économique du système PV/Hydrogène/Batteries.

Le chapitre 1 présente les éléments essentiels de l'énergie solaire. Les modèles utilisés pour l'estimation du rayonnement solaire, l'influence des paramètres astronomiques et météorologiques sur le rayonnement solaire. Ainsi, les divers domaines d'utilisation de cette énergie.

Le chapitre 2 présente la gestion d'énergie produite par un système PV/hydrogène/Batteries, l'état de l'art des modules photovoltaïques, les électrolyseurs, les piles à combustible, les batteries rechargeables, ainsi les méthodes avancées pour le stockage d'hydrogène.

Le chapitre 3 présente la méthode suivie pour le dimensionnement du système. La modélisation du système est basée sur les équations de bilan énergétique. L'estimation du rayonnement solaire journalière global sur un plan horizontal se fait en utilisant le modèle d'Angström basé sur les données expérimentales de la durée d'insolation journalière obtenues par les Stations Météorologiques à Alger, Médéa et Ghardaïa. L'estimation du rayonnement solaire journalier diffus et direct sur un plan horizontal se fait en utilisant la corrélation d'Orgill et Hollands. Ces données nous permettent de calculer le rayonnement solaire sur des panneaux PV inclinés. Afin de maximiser le rayonnement direct, les panneaux PV sont inclinés à un angle égal à la latitude du lieu.
Le processus itératif numérique est utilisé pour le calcul de la surface optimale des panneaux PV optimale pour produire l'énergie annuelle suffisante pour assurer l'autonomie du système.
L'énergie d'hydrogène à stocker est déterminée durant les jours favorables pour le stockage d'énergie PV pendant lesquels la puissance des PV dépasse la puissance de la charge. Pour simplifier le calcul, les caractéristiques énergétiques de chaque composant du système sont supposées constantes à long terme.
La simulation numérique de notre méthode est appliquée pour dimensionner un système PV/Hydrogène/Batteries capable de satisfaire les besoins de l'Université de Médéa en énergie électrique.
Le chapitre 4 montre une analyse économique du système hybride à installer pour alimenter l'Université de Médéa ainsi la conception la plus économique du système.

CHAPITRE 1

Rayonnement Solaire

1.1 SOURCE DU RAYONNEMENT SOLAIRE

Les réactions de fusion nucléaire dans le soleil produisent une grande quantité d'énergie estimée à $3{,}47\times10^{24}$ kJ par unité de temps. Seulement 5×10^{11} kJ de cette énergie peuvent arriver à la surface de la terre.
Le soleil émit des rayonnements électromagnétiques incohérents, souvent référés au rayonnement thermique. La densité de flux à travers une unité de surface dépend de la température et des propriétés des matériaux. Le rayonnement solaire émis atteint 63,2 MW/m^2. La puissance émise est en équilibre avec l'énergie produite dans le soleil, là environ 15 millions de réactions de fusion 4 H1 $\rightarrow$ 4 He, fournissant 62×10^8 MJ / kg d'hydrogène [Forehlich et Wehrli, 1988].

1.2 RAYONNEMENT SOLAIRE INCIDENT SUR LES SURFACES TERRESTRES

L'angle d'élévation solaire φ est calculé en fonction de la déclinaison δ, la latitude géographique Φ, l'angle solaire horaire ω et le Levet de soleil ϕ par :

$$\sin\varphi = \cos\delta\cos\Phi\cos\omega + \sin\delta\sin\Phi \qquad (1.1)$$

ω est appelé le temps solaire réel ou le temps local apparent, ou l'angle solaire. C'est la différence entre le midi et le moment sélectionné d'un jour en terme d'une rotation de 360º pendant 24 heures. $\omega = 0$ à midi de chaque jour, il est négatif au matin et positif à l'après-midi.

On définit deux paramètres angulaires d'une surface inclinée qui sont

- L'inclinaison de la surface β ,$(-90 \le \beta \le +90°)$,
- L'azimut de la surface λ.

λ est compris entre 0 et 360° à partir du nord vers l'est E , le sud S , et l'ouest O, (voir figure 1.2).

i) Angle de zénith

L'angle de zénith θ_z est l'angle compris entre l'axe de zénith (z) et le vecteur d'incidence du rayonnement solaire direct sur une surface horizontale. Il est calculé par [Duffie et Beckman, 1991] ;

$$\cos\theta_z = \sin\delta\sin\phi + \cos\delta\cos\phi\cos\omega \qquad (1.2)$$

La figure 1.1 montre la définition des paramètres angulaires d'un récepteur terrestre incliné.

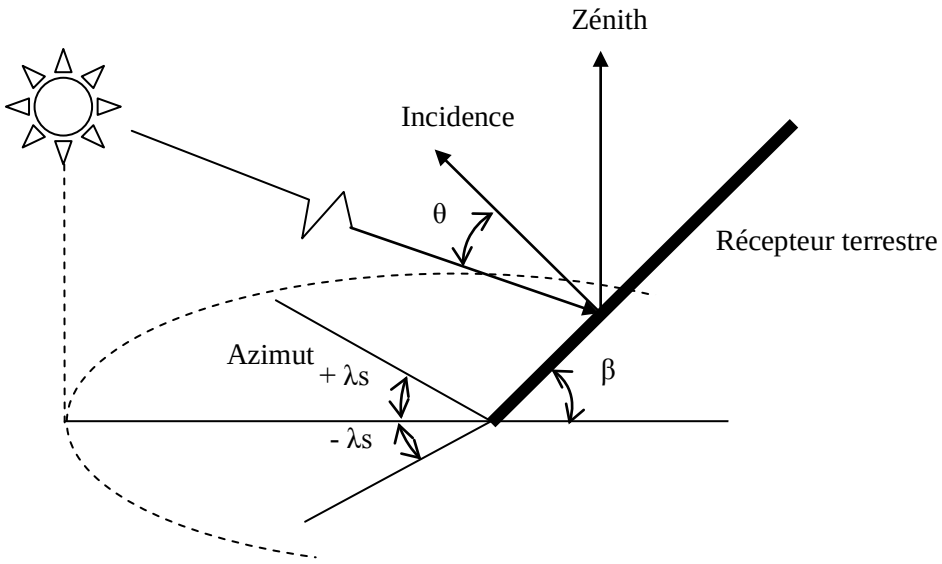


Figure 1.1. Définition des angles d'incidence et d'azimut pour un récepteur terrestre incliné.

ii) Angle d'incidence

La relation entre l'angle d'incidence du rayonnement solaire direct et les autres angles est donnée par :

$$\cos\theta = \cos\theta_z \cos\beta + \sin\theta_z \sin\beta + \cos(\lambda_s - \lambda) \qquad (1.3)$$

Où δ est la déclinaison, ω est l'angle horaire, λ est la surface de l'angle d'azimut, λ_s est l'angle d'azimut solaire, et ϕ la latitude de la surface d'incidence.

L'angle horaire ω est nul à midi, négatif avant midi et positif après midi. Cet angle est du à la rotation de la terre autour de son axe vertical ($\omega = 15°/h$) [Duffie et Beckman, 1991].

iii) Angle de déclinaison

La déclinaison est due au mouvement alternatif de la terre par rapport à son axe horizontal. Il est compris entre -23,45 ° au 21 décembre à + 23,45 ° au 21 juin. La déclinaison δ peut être calculée par la formule simple suivante [ASHRAE, 1981]:

$$\delta = 23.45 \times \sin\left[\frac{360(284+i)}{365}\right] \qquad (1.4)$$

iv) Angle d'azimut solaire

C'est l'angle au zénith local entre le plan du l'observateur Meridian et le plan du grand cercle passant à travers le zénith et le soleil. Il est mesuré positif vers l'est, négatif vers l'ouest et nul vers le sud. Il est calculé par :

$$\cos\lambda = \frac{\sin\delta - \sin\phi\cos\theta_z}{\cos\phi + \sin\theta_z} \qquad (1.5)$$

v) Angle du levé de soleil

L'angle du levé du soleil ω_s est donné par l'expression suivante pur un angle d'inclinaison égal à latitude du plan d'incidence [Duffie et Beckman, 1991].

$$\cos\omega_s = -\tan\phi \times tan\delta \qquad (1.6)$$

Cette équation est valide pour les capteurs inclinés à un angle égal à la latitude et orientés vers l'équateur.

1.3 DECOMPOSITION DE L'IRRADIATION SOLAIRE GLOBALE A TRAVERS L'ATMOSPHERE

Le rayonnement solaire traversant l'atmosphère n'arrive pas à la surface de la terre en totalité, car une partie de l'irradiation globale est absorbée par l'atmosphère, une partie est réfléchie vers l'espace, et une partie arrive à la surface de la terre (voir figure 1.2).

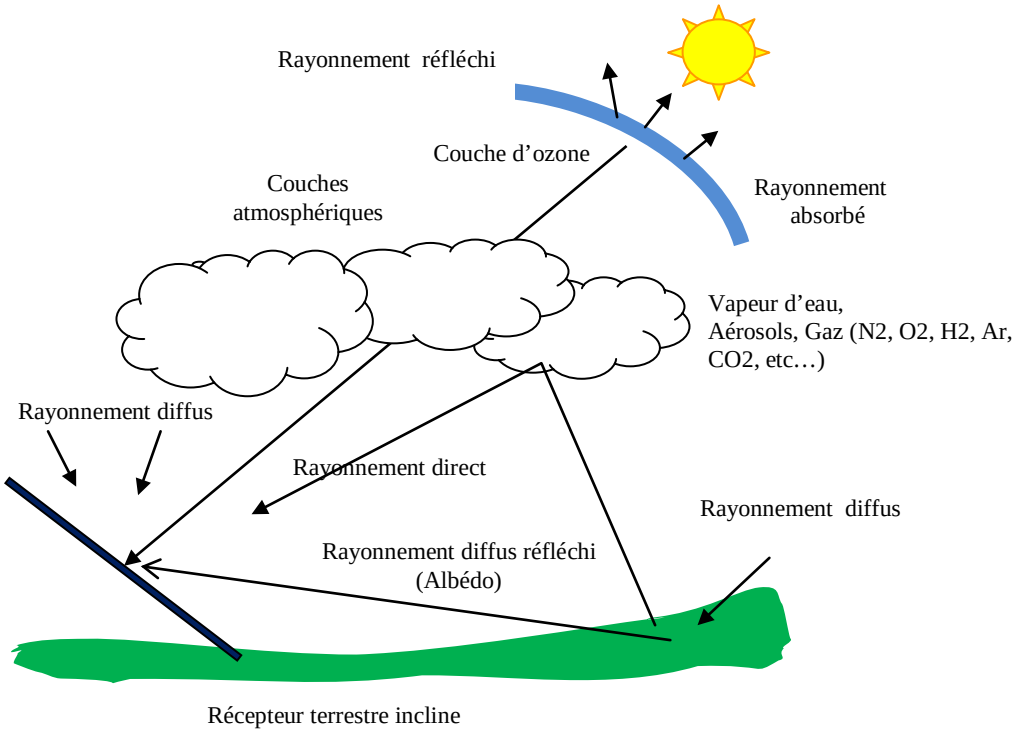


Figure 1.2 : Atténuation à travers l'atmosphère du rayonnement solaire incident sur un récepteur terrestre incliné [Fernandez Diez, 2003].

1.3.1 Rayonnement extraterrestre journalier

Le rayonnement extraterrestre journalier H_{0j} pour un jour donné peut être calculé par la relation suivante :

$$H_{0j} = \frac{24 \times 3600}{\pi} I_{sc} \times E_{0j} \left[\cos\Phi \cos\delta \sin\omega_{sj} + \frac{\pi}{180} \omega_{sj} \sin\Phi \sin\delta_j \right] \quad (1.7)$$

Où E_0 et le facteur excentrique de correction de l'orbite de la terre. Les expressions suivantes peuvent être utilisées pour le calcul de E_0 avec précision [Zhou et al, 2004] :

$$E_{0j} = 1 + 0.033 \left[\cos\left(\frac{360 \times j}{365} \right) \right] \quad (1.8)$$

1.3.2 Irradiation solaire incidente sur des surfaces inclinées

Pour la conception et le calcul de la performance des systèmes solaires, il est possible de calculer l'irradiation incidente sur un capteur incliné par rapport au plan horizontal.

Le rayonnement incident sur un capteur incliné dépend d'un facteur géométrique $\overline{R}_{bj}$. Ce dernier est le rapport entre le rayonnement direct sur un capteur incliné à celui lorsque ce capteur est horizontal. Il peut être calculé par :

$$\overline{R}_{bj} = \frac{H_{BT}}{H_{Bj}} = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (1.9)$$

Le rayonnement solaire incident sur un capteur incliné peut être calculé en utilisant deux modèles basés sur un ciel clair.

1.3.2.1 Modèle isotrope du Liu et Jordan (1963)

Ce modèle suppose que les rayonnements diffus et réfléchi sont uniformes sur un capteur terrestre. Le rayonnement incident sur un capteur incliné peut être calculé par :

$$I_T = I_B R_b + I_D \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (1.10)$$

1.3.2.2 Modèle diffus anisotrope de Hay et Davies

Ce modèle est basé sur l'hypothèse que le rayonnement diffus peut être représenté par deux parties ; isotrope et circum-solaire. Le modèle anisotrope s'écrit :

$$I_T = \left(I_B + I_D A_i \right) R_b + I_D \left(1 - A_i \right) \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (1.11)$$

Où A_i est le facteur anisotrope, il est fonction de la transmitivité de l'atmosphère pour le rayonnement direct. Dans le cas où le rayonnement direct est nul, A_i est nul et le modèle

anisotrope devient isotrope. Le rayonnement solaire journalier incident sur un capteur incliné est donné par :

$$\frac{H_T}{H_{Oj}} = R_{Bj} = \frac{\cos(\phi-\beta)\cos\delta\sin\varphi+\varphi\ \ \sin(\phi-\beta)\sin\delta}{\cos\phi\cos\delta\sin\omega_s+\omega_s\sin\phi_s\sin\delta} \qquad (1.12)$$

Le rayonnement solaire incident sur une surface peut être maximisé dans le cas où les capteurs sont perpendiculaires au soleil, ceci peut être réalisé en inclinant les plans avec un angle β égal à la latitude Φ et en les orientant vers le sud où l'angle d'azimut est nul.
Le rayonnement solaire mensuel moyen H_T est estimé par :

$$H_T = H_j\left[1-\frac{H_{Dj}}{H_j}\right]\overline{R}_{bj} \ + \ H_{Dj}\left[1-\frac{\cos\beta}{2}\right]+H_j\,\rho_g\left[1-\frac{\cos\beta}{2}\right] \qquad (1.13)$$

où ρ_g est la réflectivité de diffusion à la terre. Le calcul de H_T nécessite le calcul des autres paramètres. La fraction (H_{Djm}/H_{jm}) est corrélée en fonction de l'index de clarté moyen K_T (défini comme le rapport de H_j sur le rayonnement solaire journalier global et le rayonnement extraterrestre moyen H_{0j}).

1.4 ESTIMATION DU RAYONNEMENT JOURNALIER A PARTIR DE LA DUREE D'INSOLATION

La durée journalière d'ensoleillement lorsque le soleil et apparent au ciel représente un bon indicateur pour les valeurs journalières du rayonnement solaire. Par conséquent, le rayonnement global peut être estimé à partir de la durée d'insolation moyenne [Halouani, 1993].
Il existe deux types d'instruments appelés héliographes utilisés pour la mesure des heures d'insolation ; le type focus et le type photovoltaïque.
Le type focus est celui de Campbell-Stokes qui consiste d'une sphère pleine couverte d'un verre optique de précision d'environ 10 cm de diamètre. La sphère est supportée par une cuve sphérique de manière que l'image du soleil est tracée sur une carte mince traitée chimiquement. La sphère est montée sur un axe parallèle à celui de la terre. La cuve est coupée de manière qu'à tout instant l'image du soleil peut tomber sur la surface interne de la carte. Des lignes horaires sont imprimées sur la surface de la carte pour savoir le nombre des heures d'insolation total pendant un jour, [Iqbal, 1983].
Plusieurs modèles ont été suggérés et utilisés pour estimer l'irradiation solaire à partir de la durée d'insolation.

1.4.1 Modèles linéaires

Angstrom [Angstrom, 1924] a donné un modèle de premier ordre pour estimer le rayonnement solaire global à partir de la durée d'insolation. Ce modèle exprime le rapport du

rayonnement global terrestre, H_j sur le rayonnement extraterrestre H_{0j} en fonction du rapport des durées d'insolation moyenne et maximale,

$$\left(H_j / H_{0j}\right) = a + b\left(S_j / S_{0j}\right) \qquad (1.14)$$

Les coefficients a et b varies d'une région à une autre en fonction du climat (voir tableau 1.1). Prescott [Prescott, 1940] a proposé le même modèle avec $a = 0.22$ et $b = 0.54$ à condition que $a + b < 1$ et par conséquent, des estimations plus réelles sont obtenues. Physiquement, dans l'éq. (1.31), a correspond au rayonnement diffus sur un ciel nuageux, tandis que $(a+b)$ correspond au rayonnement global à travers un ciel clair. Ce modèle repose sur le principe de la superposition de deux états extrêmes du ciel (le terme de $(a+b)$).

1.4.2 Modèles non-linéaires

Dans la littérature, la plupart des modèles non linéaires sont basés sur l'équation d'Angström modifiée par l'addition des autres termes pour introduire des paramètres géographiques, météorologiques. Gopinathan a relié les paramètres d'Angström, a et b à l'élévation géographique, h et le rapport de durée d'insolation comme suit:

$$\begin{cases} a = 0.265 + 0.07\ h\ - 0.135\ (S / S_0) \\ b = 0.265 - 0.07\ h\ - 0.325 (S / S_0) \end{cases} \qquad (1.15)$$

En outre, Ogelman et al., ont proposés le modèle quadratique suivant:

$$H_j / H_{0j} = a + b\left(S / S_0\right) + c\left(\left(S / S_0\right)\right)^2 \qquad (1.16)$$

1.5 PARAMETRES AFFECTANT LE RAYONNEMENT SOLAIRE

1.5.1 Influence de l'état du ciel sur le rayonnement solaire

Trois conditions de base du ciel peuvent être identifiées :

1. Ciel clair sans nuages,
2. Ciel partiellement nuageux, et
3. Ciel nuageux.

La couverture des nuages est la cause primaire de la variabilité du rayonnement solaire d'une minute à une autre et d'un jour à un autre. Les modèles typiques d'un ciel couvert varient selon les emplacements géographiques.
Dans les climats désertiques, le ciel reste clair pendant plusieurs jours. Par conséquent, les modèles basés sur le ciel clair peuvent donner une bonne estimation du rayonnement.

L'état du ciel est décri par un index appelé index de clarté. La poussière, la pollution atmosphérique et la valeur d'eau existantes dans l'atmosphère diminuent l'irradiation directe et augmentent l'irradiation diffuse.
Le tableau 1.1 montre en (%) l'atténuation de l'irradiation solaire reçue par la surface de la terre, [Fernandez Diez, 2003].
La présence et la vapeur d'eau et des aérosols dans l'atmosphère atténuent la composante directe, tandis qu'elle augmente le rayonnement diffus. [Markvart et Castaner, 2003].

Tableau 1.1. Atténuation (en %) du rayonnement solaire incident sur la terre, [Fernandez Diez, 2003].

Milieu	Atténuation du rayonnement solaire (en %)
Réflexion vers l'espace au niveau de la couche d'ozone	23
Diffusion par aérosols	6
Absorption par l'atmosphère	17
Diffusion vers le sol	16
Réflexion vers le ciel	7
Absorption par le sol	31

1.5.3 Effet de l'orientation des capteurs sur l'irradiation solaire incidente

L'orientation optimale des capteurs aide pour maximiser leur performance en augmentant la quantité du flux rayonné collectée par unité de surface d'un capteur. Les capteurs doivent être orientés vers le sud, inclinés avec un angle égal à latitude. Des trackers à un ou deux axes peuvent être utilisés pour rendre les capteurs perpendiculaires au soleil en tout moment.

1.6 APPLICATIONS DU RAYONNEMENT SOLAIRE

Les applications de l'énergie solaire sont multiples. Elles existent des applications thermiques telles que la chauffe eau solaire et le séchage des produits alimentaires et pharmaceutiques.
L'électricité peut être générée directement à partir du rayonnement solaire par les photovoltaïques, ou par les centrales thermoélectriques.

Dans les centrales thermiques à vapeur de plusieurs MWe, l'énergie thermique du rayonnement solaire incident sur des capteurs est utilisée pour produire de la vapeur d'eau qui circule dans un circuit fermé, la vapeur produite est utilisée faire fonctionner une turbine à vapeur.

Le type de centrale est déterminé selon le capteur utilisé, il existe

- Capteur plan, capteurs paraboliques et cuvettes, tour à récepteur central,
- Concentrateurs à moteur Stirling, [Ohta, 1979], [Zekai, 2004].
- Les modules photovoltaïques (PV).

CONCLUSION

Le rayonnement solaire représente une immense source d'énergie. Elle est donc parmi les ressources prometteuses pour la génération d'électricité et la réduction de la pollution atmosphérique.
L'utilisation la plus avancée de l'énergie solaire est la production d'électricité à partir des modules photovoltaïques (PV) dans lesquels s'effectue la production directe de l'énergie électrique par le processus de photo- ionisation d'un matériau semi-conducteur. L'électricité produite par les photovoltaïques peut être utilisée directement ou stockée pour qu'on puisse l'utiliser dans le moment voulu, l'électricité peut être stockée sous forme chimique dans des batteries chimiques rechargeables ou sous forme d'hydrogène en utilisant le processus d'électrolyse.

CHAPITRE 2

Conversion, stockage et gestion d'énergie dans un système PV/Hydrogène/Batteries

2.1 CONCEPTION D'UN SYSTEME PV/ HYDROGENE/BATTERIES

La configuration générale du système autonome PV/Hydrogène/Batteries est montrée sur la figure 2.1. Des panneaux photovoltaïques PV sont utilisés pour la conversion directe de l'irradiation solaire incidente sur leur surface en puissance électrique continue fournie à une charge externe.
Pendant les jours favorables en rayonnement solaire, et lorsque la puissance des PV dépasse la puissance électrique de la charge, l'excès énergétique PV doit être stocké dans un stack des batteries rechargeables et sous forme d'hydrogène en utilisant un stack électrolyseurs. L'hydrogène stocké est ensuite transformé en énergie électrique via un stack des piles à combustible qui recombine de l'hydrogène et de l'air en produisant une quantité d'eau. Cette réaction de recombinaison libère un courant électrique, dont son intensité dépend des débits d'hydrogène et de l'air entrants le stack et selon la puissance de la charge.

Pendant les jours défavorables en rayonnement solaire, c.-à-d., lorsque la puissance des PV demeure inferieure à celle de la charge, l'hydrogène stocké sera utilisé pour générer la puissance désirée. Le stack des batteries rechargeables est utilisé comme un système de stockage journalier pendant les jours favorables en rayonnement solaire, tandis que le système à hydrogène est utilisé comme un système de stockage saisonnier d'énergie.

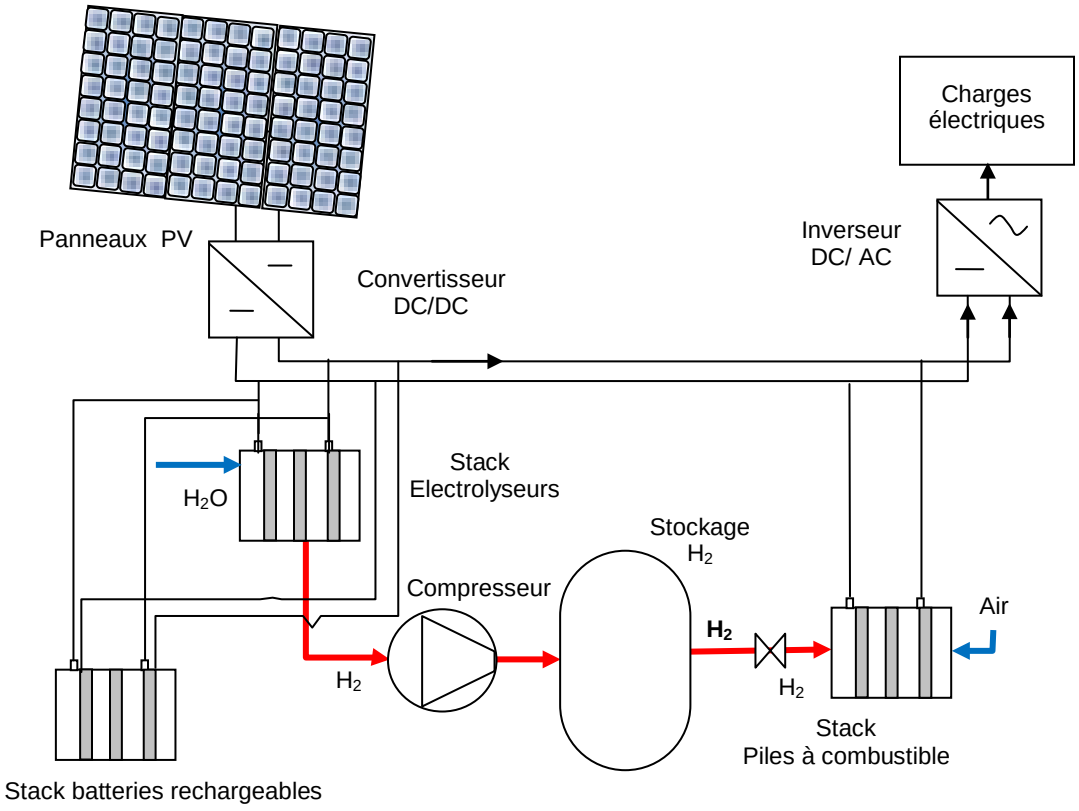


Figure 2.1. Schéma simplifié d'un système hybride PV/Hydrogène/Batteries.

2.1.1 LES GENERATEURS PHOTOVOLTAIQUES

Les PV convertissent directement le rayonnement solaire global incident sur leur surface en énergie électrique. C'est l'un des principaux avantages de ces systèmes.

L'évolution de la puissance électrique produite par les systèmes photovoltaïques (PV) a augmentée d'une année à une autre. A partir des applications aérospatiales de petite échelle pendant les années 1960, la production des modules PV a augmentée d'environ 45 MW de puissance de pic par an. Ce développement est accompagné d'une réduction du coût pour les modules PV à environ 4 à 5 US$/W en 2006. Le mécanisme de base et la plus petite unité fonctionnelle de tous les systèmes PV est la cellule solaire. Sa taille peut être choisie selon l'application ; pratiquement, elle varie de quelques mm² pour des applications électroniques (pour les calculateurs électroniques) à des cellules de taille standard de 10×10 cm² [Winter et al, 1991].

2.1.1.1 Avantages des systèmes PV

Pour construire des modules PV de grande puissance, un grand nombre des cellules solaires doivent être interconnectées. Cette *modularité* des systèmes PV permet la construction des tailles PV capables à générer des puissances varient de quelques mWe à des puissances de plusieurs MW.

Les autres principaux avantages des systèmes PV sont :

- Le seuil d'irradiation de démarrage est très bas ;
- Les systèmes PV non-concentrateurs peuvent être construis sans avoir besoin des parties mobiles. Les systèmes PV fonctionnent silencieusement, ne polluent pas l'atmosphère et ne nécessitent qu'une maintenance minimale ;
- Les systèmes PV non-concentrateurs sont capables de convertir l'irradiation diffuse avec le même rendement que l'irradiation directe ;

Actuellement, l'obstacle principal dans l'utilisation des systèmes PV pour générer des puissances de multi-MW est le coût des modules par watt de puissance générée [Hansen et Mysak, 2007].

2.1.1.2 Principe de la conversion photovoltaïque en énergie électrique

Le rayonnement solaire est constitué d'un flux de photons, chaque photon possède une quantité d'énergie. Les photons absorbés par un matériau semi-conducteur libèrent des électrons à partir des bondes covalentes qui représentent la liaison chimique des atomes dans un semi-conducteur.

Ce processus d'ionisation produit une séparation des charges négatives et des charges positives sur les deux cotés du bloc semi-conducteur en produisant une différence de tension, la tension électrique résultante crée un champ électrique interne, le courant électrique I est parcouru dans un circuit, la puissance électrique délivrée à une charge électrique R_L est donc

$P_e = VI$ (voir figure 2.2). Ce processus de photo-ionisation n'a lieu que si l'énergie de chaque photon du rayonnement incident sur la surface du semi-conducteur soit plus grande que l'énergie d'ionisation du semi-conducteur E_g (en eV).

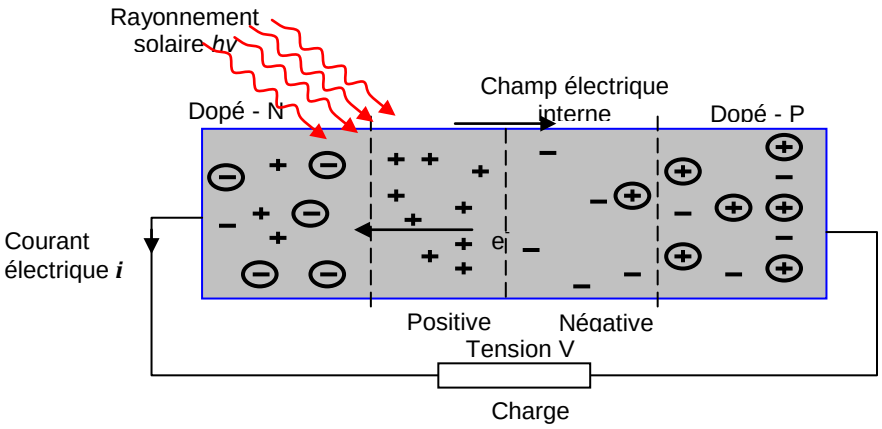


Figure 2.2. Principe de la conversion photovoltaïque (PV) dans un semi-conducteur dopé N-P, [Winter et al, 1991].

Le tableau 2.1 donne l'énergie d'ionisation (en eV) de quelques matériaux semi-conducteurs utilisés pour la fabrication des cellules solaires. Les modules PV sont testés sous des conditions standards (STC), i.e., AM=1.5, température de cellule 25 °C, 1000 W/m^2 pour les modules plats, et 850 W/m^2 de l'irradiation directe pour les modules concentrateurs).

Tableau 2.1. Energies d'ionisation de quelques matériaux semi-conducteurs obtenues à 300 K, [Winter et al, 1991].

Semi-conducteur	Symbole	Energie d'ionisation (eV)
Silicium cristallin	Si	1,12
Silicium amorphe	Si	1,65
Germanium	Ge	0,66
Gallium phosphate	GaP	2,26
Gallium Arsénite	GaAs	1,42
Gallium Antimoine	GaSb	0,72

Les caractéristiques courant/tension des cellules solaires dérivées de la théorie des jonctions P-N offrent la possibilité d'augmenter les rendements des cellules solaires par la concentration de l'irradiation, et le développement des cellules Si monocristallin de haut rendement (>20%) [Winter et al, 1991]. Le tableau 2.2 donne les caractéristiques des modules PV commercialisés.

Tableau 2.2. Caractéristiques électriques des modules typiques PV commercialisés, [http\\:www.ShellSolar.com].

Module	Puissance (W)	Tension nominale (V)	Courant nominal (A)
Kyocera KC 120	120	16.9	7.1
Siemens SM100	100	17.0/34.0	5.9/2.95
Solarex SX-85	85	17.1	4.97
BP Solar BP-275	75	17	4.45
Canrom-65	65	16.5	4.2
UNI-SOLAR® US-21	21	21	1.27

2.1.1.3 Différents types des cellules photovoltaïques

Il existe actuellement cinq technologies de base importantes des cellules solaires, chaque type offre un compromis entre le rendement et le coût ;

- ✓ Des cellules planes en semi-conducteur monocristallin de grande surface, leur surface varie typiquement de 1 cm² à 36 cm². Ces cellules donnent des rendements élevés sous des conditions normales de l'irradiation,
- ✓ Des cellules concentriques monocristallines de petite surface, typiquement moins de 1×1 cm², sont moins coûteuses et donnent des hauts rendements sous un rayonnement concentré (taux de concentrations de 20 à 1000),
- ✓ Des cellules monocristallines plus complexes en multi- jonction donnent les rendements les plus élevés mesurés actuellement, mais elles sont très coûteuses,
- ✓ Des cellules fabriquées en semi-conducteur poly-cristallin sont moins coûteuses que les cellules monocristallines, mais elles sont moins rentables,
- ✓ Des cellules fabriquées en films minces d'un matériau semi-conducteur sont les moins coûteuses, mais elles sont moins rentables que les cellules poly-cristallines [Sze, 1985].

2.1.1.4 Montage des cellules PV

Les cellules peuvent être connectées en série pour augmenter la tension totale ou en parallèle pour augmenter le courant. Les cellules sont typiquement fixées sur des supports rigides, i.e., l'aluminium, le plexiglas, du verre. Des interconnexions métalliques soudées aux contacts ohmiques des cellules conduisent le courant généré d'une cellule à une autre. Le courent est conduit alors à partir d'un réseau des cellules connectées en séries et en parallèle par des câbles à un terminal de distribution qui transmit la puissance à la charge ou la batterie. [J.L, Stone, 1993].

2.1.1.5 Pertes d'énergie dans une cellule PV

Une cellule solaire réelle à un nombre des mécanismes de pertes, toutes ces pertes peuvent être minimisées. La figure 2.3 montre un diagramme des différentes pertes d'énergie observées sur une cellule PV. Ces pertes sont divisées en deux groupes, pertes optiques et pertes électriques ;

a) ***Pertes optiques* :** causées par les pertes par réflexion à la surface du semi-conducteur. Ces pertes peuvent être minimisées par des revêtements anti-réflexion.

b) ***Pertes électriques* :** elles sont subdivisées en pertes ohmiques et des pertes de recombinaison. Les pertes ohmiques augmentent dans la couche mince de l'émetteur du matériau semi-conducteur. Pour réduire ces pertes, l'émetteur est couvert par des films métalliques. La jonction entre les contacts métalliques et le semi-conducteur peuvent représentés une résistance de contact, spécialement dans les régions de faible dopage. Ces pertes peuvent être minimisées par un dopage élevé des régions locales rétrécies au dessous des contacts. Les pertes par recombinaison ont lieu puisque les charges photo- générées peuvent recombiner avant d'atteindre la jonction P-N en réduisant le courant électrique produit [Goetzberger et Hoffmann, 2005].

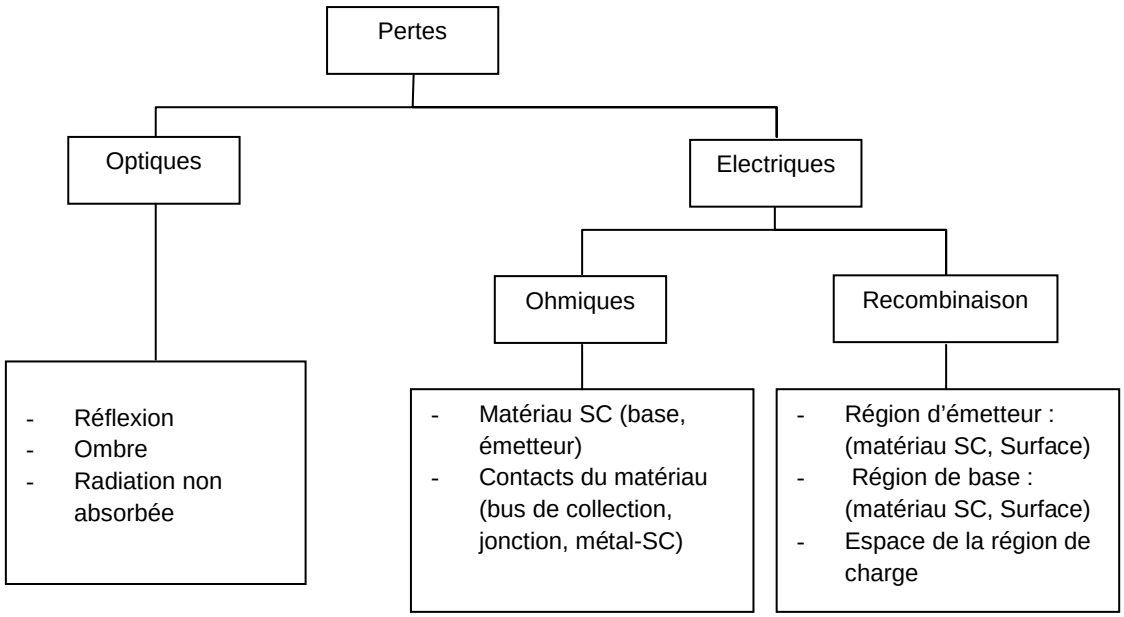


Figure 2.3. Pertes d'énergie dans une cellule solaire PV [Markvart et Castaner, 2003].

2.1.2 LES ELECTROLYSEURS

L'électrolyse de l'eau représente une méthode simple et rentable pour la production d'hydrogène pur. Les autres techniques existantes sont : le reforming de la vapeur du gaz naturel ou naphta, l'oxydation partielle des huiles hydrocarbures, et la gazéification du charbon. Pour des quantités d'hydrogène relativement moyennes, l'électrolyse de l'eau

représente une technique plus économique que les autres. Le processus d'électrolyse ne nécessite pas des parties mobiles. Cette technique est très propre et rentable, et peut produire plus de 99,98 % d'hydrogène gaz pur. En plus, l'électrolyse peut être connectée avec une source d'énergie renouvelable (solaire ou éolienne) et par conséquent, il peut devenir une technologie de future, [Lumanauw, 2000].

2.1.2.1 Principe de fonctionnement d'un électrolyseur

Un électrolyseur est l'appareil inverse de la pile à combustible. Il décompose de l'eau en hydrogène et oxygène lorsqu'il est alimenté par une source électrique (voir figure 2.4).

La décomposition de l'eau s'effectue suivant les réactions électrochimiques suivantes :

En solution acide :

A la cathode: $2\ H + 2\ e^- \rightarrow H_2$

A l'anode : $2\ H_2O \rightarrow 2\ OH + 2\ H^+ + 2\ e^-$

Puis : $2\ OH \rightarrow 2\ H_2O + 1/2\ O_2$

En solution alcaline :

A la cathode: $2\ H_2O + 2\ e^- \rightarrow H_2 + 2H^-$

A l'anode : $2\ H_2O \rightarrow 2\ OH + 2\ H^+ + 2\ e^-$

Puis : $2\ OH^- \rightarrow 1/2\ O_2 + 2\ e^- + 2\ H_2O$

Dans les deux cas, la réaction globale s'écrit

$$H_2O \rightarrow H_2 + 1/2\ O_2$$

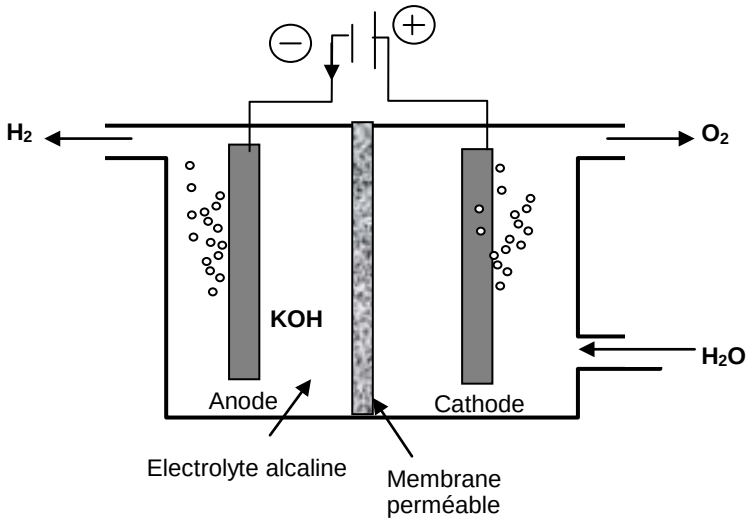


Figure 2.4. Schéma de fonctionnement d'une cellule d'un électrolyseur alcalin, [Ulleberg, 1998].

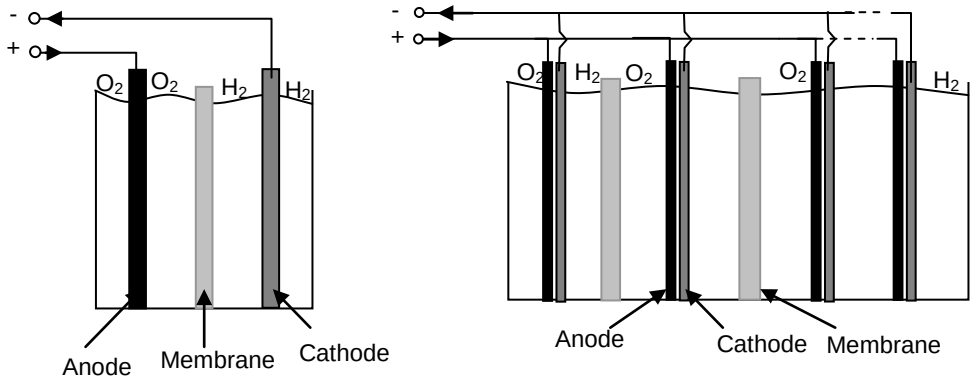
2.1.2.2 Types des électrolyseurs

Il existe trois technologies d'électrolyseurs schématisées sur la figure.

- ✓ Les électrolyseurs alcalins, qui sont les plus développés et les plus matures,
- ✓ Les électrolyseurs à membrane polymérique, équivalents aux PEMFC, et
- ✓ Les électrolyseurs à vapeur d'eau à haute température HTE, équivalents aux SOFC [Went et Rohland, 1991].

2.1.2.3 Montage mono-polaire et bipolaire des cellules dans un stack électrolyseur

Pour augmenter la quantité d'hydrogène produite par un électrolyseur, plusieurs cellules sont montées dans un block appelé *Stack*. Il existe deux configurations possibles : mono-polaire et bipolaire. Le montage bipolaire est plus avantageux que le montage mono-polaire car il permet de minimiser les pertes ohmiques et la production d'hydrogène gaz à haute pression qui peut atteindre 30 bars (voir fig. 2.5).



a) Montage mono-polaire b) Montage bipolaire

Figure 2.5. Montage mono-polaire et bipolaire des cellules électrolyseur, [Ulleberg, 1998].

Les électrolyseurs alcalins sont actuellement les plus utilisés. Ses performances sont améliorées par

- Le changement de la géométrie l'utilisation du montage bipolaire des cellules (***Zéro Gap***) permettant une diminution des pertes ohmiques et une augmentation de la densité volumique de puissance,
- L'augmentation de la température entraînant une augmentation de la conductivité de l'électrolyte et une diminution des surtensions aux électrodes,
- L'augmentation de la pression permettant d'augmenter la conductivité de l'électrolyte. [Busquet, 2003]. Le montage bipolaire des cellules (*Zero- Gap*) est montré sur la figure (2.5) [Ulleberg, 1998].

2.1.2.4 Caractéristique électriques des électrolyseurs

Les électrolyseurs alcalins actuels, utilisant, une nouvelle géométrie des cellules appelée *Zero-Gap*, ont des performances comparables aux électrolyseurs à membrane. Les électrolyseurs à haute température ont une tension par cellule plus faible que les autres types (l'énergie de dissociation de la vapeur d'eau est plus faible que celle de l'eau) mais la densité de courant maximale atteinte est faible. La tension de vide est environ 1,23 V. lorsque l'intensité augmente, les pertes augmentent alors la tension augmente. La tension d'une cellule est limitée à 2 V, [Went et Rohland, 1991].
Les pertes dans les électrolyseurs dûes exactement aux mêmes raisons que les piles à combustible. Les valeurs réelles de la tension opératoire sont comprises entre 1.6 à 2.0 V, en fonction de la densité du courant. Puisque les problèmes de refroidissement et la gestion de l'eau sont résolus facilement, alors la performance des électrolyseurs est meilleure que les piles à combustible, où ses densités de courant sont environ 1.0 A/cm^2.

Un électrolyseur peut donner un rendement élevé à un voltage de 1.6 V si la densité de courant est maintenue basse mais avec un taux de production d'hydrogène amorti et des coûts élevés. Typiquement, les rendements opératoires donnés par des fabricants commerciaux des unités en tenant compte de l'énergie nécessaire pour la compression d'hydrogène sont compris entre 60 à 70 %, [Went et Rohland, 1991].

2.1.3 LES PILES A COMBUSTIBLE

Une pile à combustible est un système électrochimique, similaire à une batterie, dans laquelle un carburant et un oxydant réagissent de telle manière contrôlée que l'énergie chimique de réaction est convertie directement en énergie électrique. La réaction électrochimique est la combinaison de l'hydrogène à partir d'une source quelconque avec l'oxygène contenu dans l'air) pour produire une énergie électrique, de l'eau et une quantité de chaleur [Baird et Hayhoe, 1993].

2.1.3.1 Principe de fonctionnement d'une pile à combustible

Une pile à combustible convertit l'énergie chimique en énergie électrique par des réactions électrochimiques. Un carburant est fourni en continu à une électrode et un oxydant (souvent de l'oxygène de l'air) à une autre électrode. La figure 2.6 montre une pile à combustible simple à hydrogène/oxygène, dans laquelle l'hydrogène gaz diffus à travers une électrode poreux en nickel.

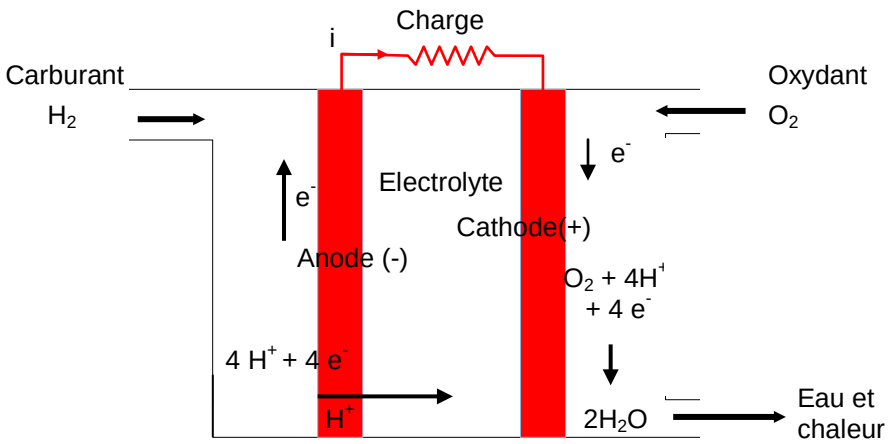


Figure 2.6. Principe de fonctionnement d'une pile à combustible à hydrogène, [Ulleberg, 1998].

Le catalyseur dans l'électrode permet l'absorption d'hydrogène sur la surface d'électrode sous forme des ions d'hydrogène qui réagissent avec les ions d'hydroxyle dans l'électrolyte pour former une molécule d'eau et une quantité de chaleur selon la réaction suivante ;

$$2\ H_2 \quad + \quad O_2 \ \rightarrow \ 2\ H_2O$$

Dans une pile à combustible, les atomes d'hydrogène entrent par l'anode où les électrons sont enlevés, en produisant un courant continu et des ions d'hydrogène chargés positivement (cations H^+). Les réactions suivantes interviennent aux deux électrodes :

À l'anode **:** couple H^+/H_2 (électrolyte acide)

$$2H_2 \rightarrow 4\ H^+ + 4\ e^-$$

À la cathode **:** couple O_2/H_2O

$$O_2 + 4\ H^+ + 4\ e^- \rightarrow 2\ H_2O$$

La réaction globale est donc :

$$2\ H_2 \ + \ O_2 \ \rightarrow \ 2\ H_2O + \Delta H$$

Ces réactions d'oxydation de l'hydrogène (à l'anode) et de réduction de l'oxygène (à la cathode) s'effectuent à l'interface électrolyte/électrode en présence d'un catalyseur (platine). Les électrons sont parcourus dans un circuit fermé passent vers la cathode. Les ions d'hydrogène passent à travers un électrolyte à la cathode où sont combinées avec les électrons et l'oxygène pour former de l'eau et une quantité de chaleur. La tension théorique est de 1,2 V obtenue à 25°C. Les autres carburants utilisés avec l'oxygène dans les piles à combustible sont le monoxyde de carbone CO (1,33 V à 25°C), le méthanol (1,21V à 25°C), et le méthane (1,05V à 25°C). Dans la pratique, les rendements de conversion peuvent atteindre 80 % [Baird et Hayhoe, 1993].

2.1.3.2 Types des piles à combustible

Les piles à combustible sont classes par le type d'électrolyte, puisque plusieurs caractéristiques, en particulier la température de fonctionnement, sont limitées par les propriétés de l'électrolyte. Les piles à combustible récemment développées sont [Hirschenhofer, 1994] :

- Les piles à combustible d'acide phosphorique (PAFC) ;
- Les piles à combustible à carbonate fondu (MCFC) ;
- Les piles à combustible à oxyde solide (SOFC) ;
- Les piles à combustible d'un électrolyte membrane polymère (PEMFC) et ;
- Les piles à combustible alcalines (AFC).

a) Les MCFC

Ces piles utilisent comme électrolytes des mélanges des carbonates de lithium ($LiCO_3$), de potassium ($K2CO_3$), et de sodium ($NaCO_3$). Le CO_2 généré à l'anode est recyclé à la cathode où il est consommé. Les structures d'électrolyte sont fabriquées en films. La température optimale de fonctionnement est de 650°C [Maru et al, 1984].

b) Les PAFC

Les PAFC utilisent l'acide phosphorique concentré (H_3PO_4) comme électrolyte, l'hydrogène comme carburant et l'oxygène d'air comme oxydant. Les réactions ont lieu aux électrodes poreux sur des particules électro- catalytiques en platine hautement dispersées, supportées sur le noir du carbone et un raccord polymérique, souvent le poly-tetra-fluoro-éthylène (PTFE) (d'environ 30-50 % par poids). Du papier poreux au carbone fournit un support structurel pour l'électro-catalyseur et sert comme un collecteur du courant. Une électrode typique en papier à carbone imprégné avec l'électrolyseur a une porosité d'environ 60%, constituant des micropores de 34A° de diamètre et des macropores de 3 à 50 µm de diamètre. Des plaques dipolaires en graphite sont utilisées pour séparer les piles individuelles et les connecter en série dans un stack, la chaleur est dissipée par des liquides (souvent l'eau) ou des gaz (air) qui s'écoulent à travers des canaux dans le stack de la pile [Hirschenhofer et al, 1994], [Kinoshita et al, 1988].

c) Les SOFC

Elles offrent un nombre d'avantages par rapport aux MCFC pour le fonctionnement à haute température, puisqu'il n'y a pas un électrolyte liquide. L'électrolyte solide permet la flexibilité du design de la forme selon l'application de la pile. Plusieurs formes des piles sont développées. La température de fonctionnement des SOFC et de 1000 °C, par conséquent, le CO, les hydrocarbures tels que CH_4 peuvent être utilisés comme carburant [Hirschenhofer et al, 1994].

a) Les PEMFC

Ces piles utilisent une membrane polymère comme électrolyte pour la conduction des protons et fonctionnent à température moyenne (< 80 °C). L'air et l'hydrogène qui alimentent une PEMFC doivent être très purs pour éviter le blocage de la membrane. [Hoogers et al, 2003].

2.1.3.3 Pertes énergétiques dans les piles à combustible

Comme montre la figure 2.7, il existe trois types de pertes dans une pile à combustible ;

a) ***Pertes par réaction d'activation*** **:** dues aux réactions électrochimiques lentes, cette perte peut être minimisée en utilisant les électro-catalyseurs pour améliorer les taux des différentes réactions dans la pile.

b) ***Pertes ohmiques*** **:** dues à la résistance électrique qui s'effectue dans l'électrolyte, les connecteurs électriques dans les électrodes.

c) ***Pertes par diffusion ou perte par transfert de masses*** **:** s'effectuent quand le courant augmente à une valeur très grande, les réactions qui ont lieu atteignent un taux très grand comparé au taux auxquels les réactifs peuvent transporter aux électrodes. Par conséquent, les réactions sont amorties résultant une perte par diffusion.

Les différents types des pertes (principalement les pertes ohmiques) résultent dans la production de chaleur, et par conséquent, la pile doit être refroidie pour maintenir sa température de fonctionnement [Kivisaari, 2001].

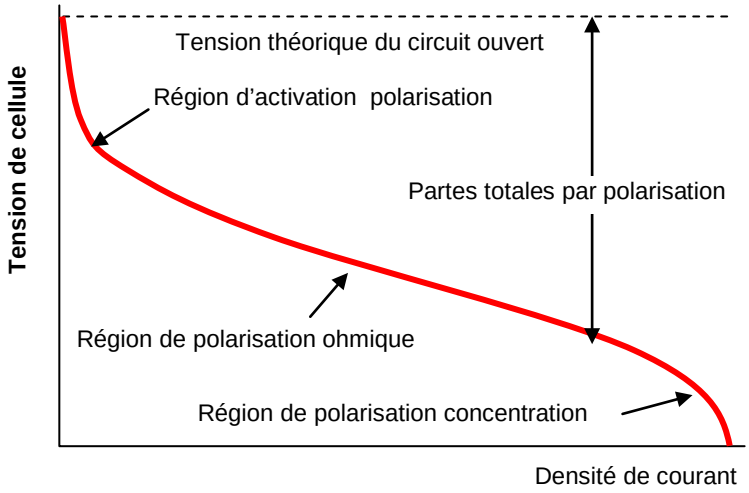


Figure 2.7. Courbe typique de polarisation d'une pile à combustible, [Kivisaari, 2001].

2.1.3.4 Avantages des piles à combustibles

Les piles à combustible sont des systèmes importants futurs pour la génération de l'énergie électrique. Elles sont rechargeables et productives, n'ont aucune partie mobile, et

fonctionnent sans combustion, leurs tailles et leurs formes sont flexibles et adaptables. De plus, les piles à combustible fonctionnent sans aucun risque et ne polluent pas l'environnement. En outre, les piles à combustible sont modulaires, cette caractéristique permet d'augmenter la puissance électrique selon la demande. Par conséquent, elles sont rentables [Hill, 2002].

2.1.4 LES BATTERIES RECHARGEABLES

Une batterie électrochimique est un système chimique réversible dans son fonctionnement, qui stocke de l'énergie électrique sous forme d'énergie chimique. Cette énergie chimique sera transformée en puissance électrique quand la batterie est connectée à une charge extérieure par ces électrodes. L'énergie électrique est appliquée à la batterie durant l'opération de charge, alors, le courant électrique produit des changements chimiques dans la batterie.

2.1.4.1 Composition de base d'une batterie

Les batteries rechargeables consistent principalement des électrodes positive et négative souvent appelées plaques dont le rôle et d'assembler les différents matériaux actifs sur un support conducteur, un électrolyte liquide, des séparateurs utilisés pour arrêter le contact avec les électrodes, un container et des connexions positives et négatives au circuit externe.

2.1.4.2 Les batteries conventionnelles

Les batteries à plomb-acide sont les plus largement utilisées comme un moyen de stockage d'énergie électrique. Les batteries produisent une tension continue DC qui doit être convertie en courant alternatif si les batteries sont utilisées en conjonction avec un système AC.

La batterie à acide de plomb en état de charge a des plaques positives ayant le dioxyde de plomb (PbO_2) comme un matériau actif, des plaques négatives ayant une surface de grande section en plomb (Pb), et un électrolyte en acide sulfurique (H_2SO_4) sous forme de solution en eau. En phase de décharge le PbO_2 de la plaque positive et le Pb de la plaque négative sont converties en sulfate de plomb $PbSO_4$.

La réaction globale peut être exprimée par :

$$\underset{\text{Chargée}}{Pb + HSO_4^-} \rightleftharpoons \underset{\text{Déchargée}}{PbSO_4 + H^+ + 2\,e^-}$$

Un stack des batteries est un groupe des cellules. Le nombre des cellules connectées en série détermine la tension nominale du système batterie.

La capacité d'une batterie est le facteur de base dans la détermination du taux de décharge. La tension est fixée par la chimie de la cellule, tandis que la capacité est variable et dépendante de la qualité des matériaux actifs. Le taux de décharge d'une batterie est donné en Ah. Pour une batterie à acide de plomb, sa tension nominale de cellule est 2V [Weston, 2000].

La tension de décharge est 1,8V/ Cellule pour les systèmes PV≈(87,5 % de la tension nominale) tandis que la tension limite en phase de charge varie de 2,3 à 2,5 V/cellule. La résistance interne est due à la résistance de l'électrolyte et l'électrode. La résistance à l'auto-décharge est due à l'électrolyse de l'eau aux tensions élevées et la fuite légère à travers les terminaux de la batterie aux basses tensions. [Casacca et Salameh, 1992].

2.1.4.3 Les batteries rechargeables avancées (BESS)

Les batteries conventionnelles telles que les batteries à plomb-acide ont une durabilité limitée. Une nouvelle génération des batteries appelées BESS (Batteries de stockage dans un système énergétique) est en cours de développement possédant des caractéristiques améliorées et une durée de vie plus longue par rapport aux batteries conventionnelles.

Les batteries à écoulement telles que les batteries zinc-brome (ZBB), et vanadium redox (VRB) sont des batteries performantes pour le stockage des énergies renouvelables intermittentes et des autres applications utilitaires. Les autres types avancés des batteries sont les batteries à sulfure de sodium, les batteries à nickel-cadmium, et les batteries à nickel-métal hydride [De Vries, 2003]. Les batteries à écoulement utilisent un système pour la circulation des réactifs à partir des réservoirs externes vers le stack des cellules. Le stack comprend des électrodes bipolaires situées entre deux électrodes mono-polaires. Ce design prolonge la longévité de la batterie En évitant la détérioration causée par les cycles de charge/décharge répétés, car les électrodes n'interviennent pas dans les réactions.

Ces batteries peuvent être laissées indéfiniment à zéro-état de charge (zéro SOC) sans aucune perte dans leur performance. La figure 2.8 montre la constitution d'une batterie de type VBR [ZBB Energy Corp., 2004].

Les batteries de type vanadium redox (VBR) fonctionnent de la même manière que les batteries zinc-brome. Elles sont implémentées au Japon pour amortir les fluctuations de la puissance produite par les éoliens. En plus du stockage d'énergie, les VBR et ZBB sont utilisées pour garantir la stabilité de la puissance électrique.

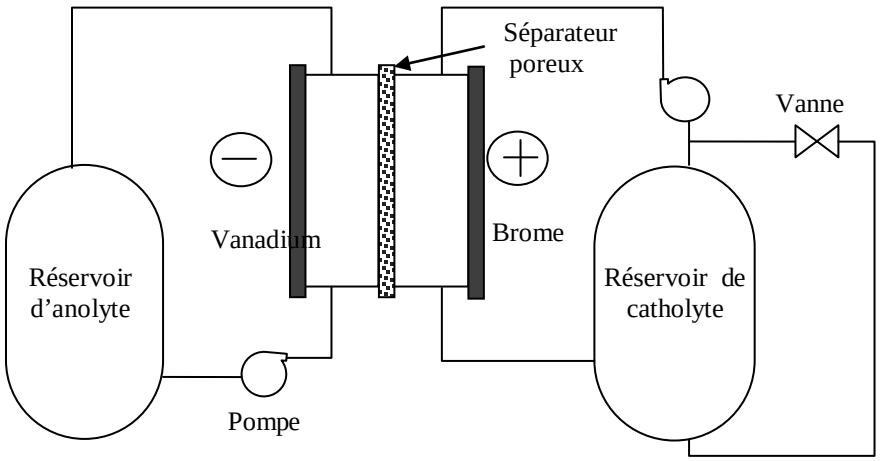


Figure 2.8. Schéma du principe d'une batterie zinc-brome VBR.

2.1.5 LES SYSTEMES DE STOCKAGE D'HYDROGENE

L'hydrogène représente un moyen important pour le stockage de l'énergie électrique produite par ressources énergétiques renouvelables. Cependant, son stockage pose des difficultés dues à ses propriétés physicochimiques telles que ;

Volume spécifique **:** malgré sa densité d'énergie spécifique la plus élevée, la densité d'hydrogène est très faible, résulte d'un grand volume spécifique par kg de masse d'H_2. Par conséquent, pour obtenir une grande masse d'hydrogène dans un petit volume, cela ne se fait qu'à des pressions très élevées.

Liquéfaction **:** sa liquéfaction est très difficile, il ne peut être comprimé facilement comme le GPL ou le butane. L'hydrogène doit être refroidi à 22 K, et même sous sa forme liquide sa densité reste faible 71 kg/m^3.

Risque d'explosion **:** l'hydrogène est un élément gazeux, possède le poids moléculaire le plus faible par rapport aux autres gaz. Il a la conductivité thermique, la vitesse du son, la vitesse moléculaire : les plus élevées et la viscosité la plus faible et sa densité est la plus faible que les aux autres gaz.

Problème de fuite **:** ses propriétés conduisent l'hydrogène d'avoir un taux de fuite élevé à travers des orifices très étroits. Le taux de fuite d'hydrogène égal à 2,8 le taux de fuite du méthane et 3,3 celui de l'air. En plus, l'hydrogène est un gaz très volatil et très inflammable. Par conséquent, l'hydrogène doit être transporté soigneusement et les systèmes de stockage doivent être désignés de façon à éviter toute fuite [Larminie et Dicks, 2003].

Problème d'incendie **:** le problème de sécurité qui peut se produire avec l'hydrogène est lorsque l'hydrogène s'enflamme sa flamme est presque invisible. Par conséquent l'équipe de feu doit avoir les équipements nécessaires pour la détection du feu. Cependant, l'hydrogène présente un potentiel de danger, il demeure un gaz moins dangereux que les autres gaz couramment utilisés tels que le méthane, le propane [Larminie et Dicks, 2003].

2.1.5.2 Méthodes de stockage d'hydrogène

Les méthodes de stockage d'hydrogène sont :

- Stockage par compression dans des réservoirs pressurisés,
- Stockage sous forme d'un liquide cryogénique,
- Stockage dans un métal absorbant – comme un métal hydride réversible,
- Stockage dans les nano -fibres de carbone.

Outre le stockage d'hydrogène sous forme liquide ou gaz comprimé, des autres méthodes sont en cours de développement. Les méthodes chimiques peuvent être utilisées telles que le méthanol, le sodium boro-hydride et les métaux alkali.

2.5.2.1 Stockage d'hydrogène dans des cylindres pressurisés

Le stockage d'hydrogène dans des cylindres pressurisés est la méthode la plus utilisée pour le stockage des petites quantités du gaz dans des établissements de recherche et des petites usines. L'hydrogène peut être stocké dans des cylindres standards à 200 bars fabriqués en alliage d'acier utilisé dans les laboratoires ou dans des cylindres à 300 bars utilisés pour le grand stockage d'hydrogène dans les bus. Ces réservoirs sont fabriqués par une couche intérieure en aluminium de 6 mm d'épaisseur entourée par un matériau composite à une haute ductilité (résine époxy renforcée par des fibres d'aramide). La faible masse d'hydrogène stockée est due à sa faible densité qui est 0.084 kg/m^3 [Larminie et Dicks, 2003]. Les principaux avantages de ce type de stockage sont la simplicité, la durée de stockage indéfinie, et l'absence des limites de pureté d'hydrogène.

2.1.5.2.2 Stockage d'hydrogène sous forme de liquide cryogénique (LH_2)

La liquéfaction d'hydrogène à 22 K permet au stockage d'hydrogène en grandes quantités. L'hydrogène cryogénique est utilisé dans les processus de raffinage du pétrole et la production de l'ammoniac. Les réservoirs du LH_2 sont souvent de formes cylindriques doubles parois. Les parois sont d'environ 3 cm d'épaisseur et consistent de 70 couches de films d'aluminium collés sur des fibres de verre. La pression de service est 5 bars. Le réservoir stocke 120 l d'hydrogène cryogénique. La densité du LH_2 est faible (71 kg/m^3), représentant 8,5 kg seulement, [Reister et Strobl, 1992]. Lorsque le réservoir de LH_2 est au cours de remplissage, il faut éviter le passage de l'air à l'intérieur pour empêcher la formation d'un mélange explosif. Par conséquent, le réservoir doit être purgé avec du nitrogène avant le remplissage.

Avantages

- Le risque l'utilisation du LH2 est moins que les réservoirs d'hydrogène gaz comprimé en cas de fuites à travers les parois des containers.
- Des applications pour les véhicules hybrides en Europe ont montrées la possibilité d'utiliser le LH2 pour l'alimentation des piles à combustible.

Inconvénients

1) Le grand problème associé avec le système LH_2 est le coût élevé de la liquéfaction d'hydrogène. Le gaz est d'abord comprimé puis refroidi à 78 K en utilisant le N_2 liquide. La haute pression est alors utilisée pour refroidir l'hydrogène par le détendre à travers une turbine. Un processus exothermique supplémentaire est requis pour convertir l'hydrogène d'un isomère où les spins nucléaires des deux atomes sont parallèles (*Ortho-hydrogène*) au *Para-hydrogène* où les deux atomes d'hydrogène sont anti-parallèles [Reister et Strobl, 1992].

2.1.5.2.3 Stockage réversible d'hydrogène dans des métaux hydrides

Certains métaux en particulier les alliages de Ti, Fe, Mn, Ni, et Cr et autres, peuvent réagir avec l'hydrogène pour former un métal hydride par une réaction réversible exothermique facile à contrôler, cette équation générale est :

Réaction de charge : $M + H_2 \longleftrightarrow M H_2 + \text{Chaleur}$

Réaction de décharge : $\text{Chaleur} + MH_2 \longleftrightarrow M + H_2$

La réaction de décharge est endothermique ; pour libérer l'hydrogène, une faible quantité de chaleur est requise. Cependant, les alliages métalliques peuvent être choisis pour la formation des hydrides où la réaction a lieu dans un large intervalle de température et de pression. Par conséquent, il est possible de choisir des alliages convenables pour un fonctionnement à pression atmosphérique et à température ambiante.

Le tableau (2.3) donne les métaux hydrides utilisés pour le stockage d'hydrogène.

Tableau 2.3. Potentiel de stockage d'hydrogène dans les métaux hydrides, [Larminie et Dicks, 2003].

Type	Nom	Formule
Hydrides simples	Lithium hydride	LiH
	Beryllium hydride	BeH_2
	Diborane	$B2H_6$
	Sodium hydride	NaH
	Calcium hydride	CaH_2
	Aluminium hydride	AlH_3
	Titane hydride	TiH_2
Hydrides complexes	Lithium borohydride	$LiBH_4$
	Aluminium borohydride	Al(BH4)3
	Titane Fer borohydride	$TiFeH_2$

À la pression atmosphérique, l'hydrogène est fourni à un alliage métallique dans un container. L'hydrogène réagit avec l'alliage pour former le métal hydride. Le container peut être refroidi par l'air pour évacuer la chaleur libérée par la réaction. La pression commence à augmenter ce qui nécessite l'arrêt de l'alimentation en hydrogène. La pression du système est environ 2 bars. Pour l'alimentation des piles à combustible, le métal hydrique est connecté à la pile pour libérer l'hydrogène. Si la pression augmente au dessus de la pression atmosphérique, la réaction s'amortie ou s'arrête. La réaction réversible est endothermique, par conséquent, il faut fournir de la chaleur au système. Cette chaleur peut être fournie à partir du circuit de refroidissement des piles à combustible. Ce processus peut être répété en plusieurs cycles de charge/décharge comme les batteries électrochimiques.

Si le système est rempli à pression élevée, la réaction de charge sera trop rapide et le matériau peut être endommagé à cause de la température élevée. Le système peut être endommagé par les impuretés qui peuvent se trouve dans l'hydrogène, alors l'hydrogène doit être de haute pureté [Larminie et Dicks, 2003].

2.1.5.2.4 Stockage dans les nano - fibres de carbone

En 1998, Chambers et al. [Chambers et al, 1998] ont montré que les nano-fibres de carbone peuvent absorber plus de 67% d'hydrogène. La DOE ensuite a développée ces systèmes pour les utilisés dans les véhicules hybrides de piles à combustible. La capacité de ces systèmes est de 62 kg d'H_2/m^3 et de poids 6,5 % (poids du H_2 stocké par rapport poids total du système).

Il existe trois types des nano-fibres de carbone ; les nano-fibres graphitiques (GNT), les nano-fibres tubulaires de carbone mono paroi (SWNT), et les nano-fibres de carbone tubulaires multi – parois (MWNT).

Les nano-fibres graphitiques sont formés par la décomposition des hydrocarbures ou le carbone monoxyde (CO) à l'aide des catalyseurs. Le catalyseur influa l'arrangement des films graphitiques qui sont produis. La taille de ces fibres varie de 50 nm à 1000 nm en longueur et de 5 à 100 nm en diamètre [Chambers et al, 1998].

Ces systèmes présentent quelques points faibles dus principalement à leurs structures complexes et leur fabrication coûteuse, car ils demandent une technologie avancée.

2.1.5.2.5 Méthodes chimiques

En plus des méthodes décrites ci-dessus, il existe des autres méthodes qui consistent à l'extraction d'hydrogène à partir des complexes chimiques tels que le méthanol, l'ammoniac, les métaux hydrides alkali et le sodium boro-hydride.

2.2 GESTION OPTIMAL DU SYSTEME

La gestion optimale permet de minimiser les pertes d'énergie et d'augmenter le rendement global de l'installation PV-FC, dont une utilisation rationnelle des différents composants. Elle permet d'exploiter au maximum le stockage journalier de haut rendement qui est le stack des batteries rechargeables, et d'exploiter au minimum le stockage d'hydrogène de faible rendement. Le contrôle est réalisé par rapport à l'état de charge des batteries *SOC*.

Ulleberg [Ulleberg, 1998] a décrit le mode de fonctionnement et le contrôle de l'installation POHOEBUS au cours du projet européen NEMO (voir figure 2.9).
Il y a plusieurs variables à contrôler : la puissance générée par les panneaux PV (en kW), la puissance générée par le stack pile à combustible (en kW), et l'état de charge minimal (SOC) ou la profondeur de décharge DOD du stack batteries (en % de la capacité maximale).

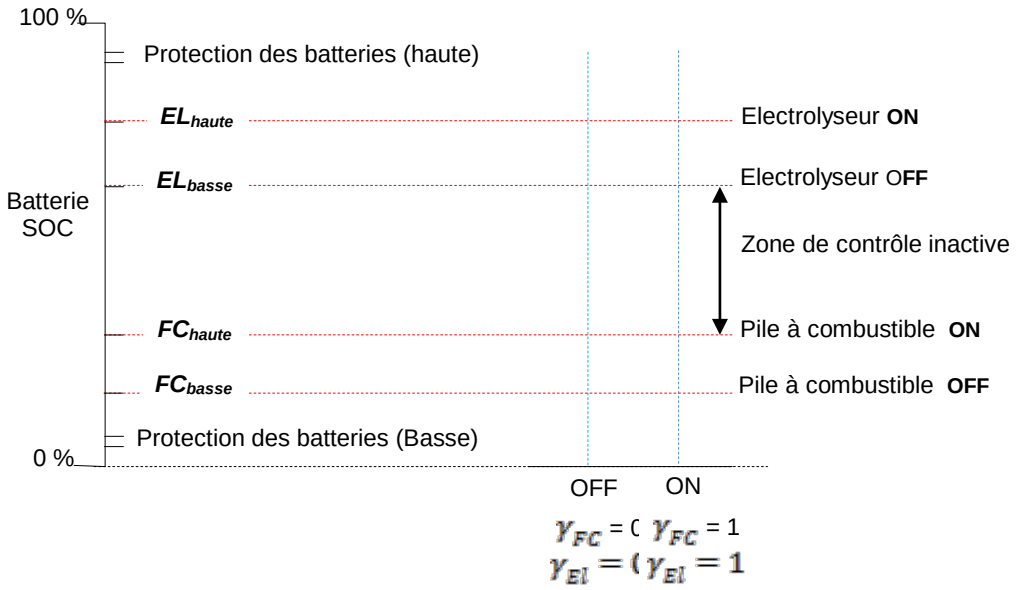


Figure 2.9. Diagramme de contrôle d'un système PV/Hydrogène/Batteries (Projet NEMO), proposé par Ulleberg [Ulleberg, 1998].

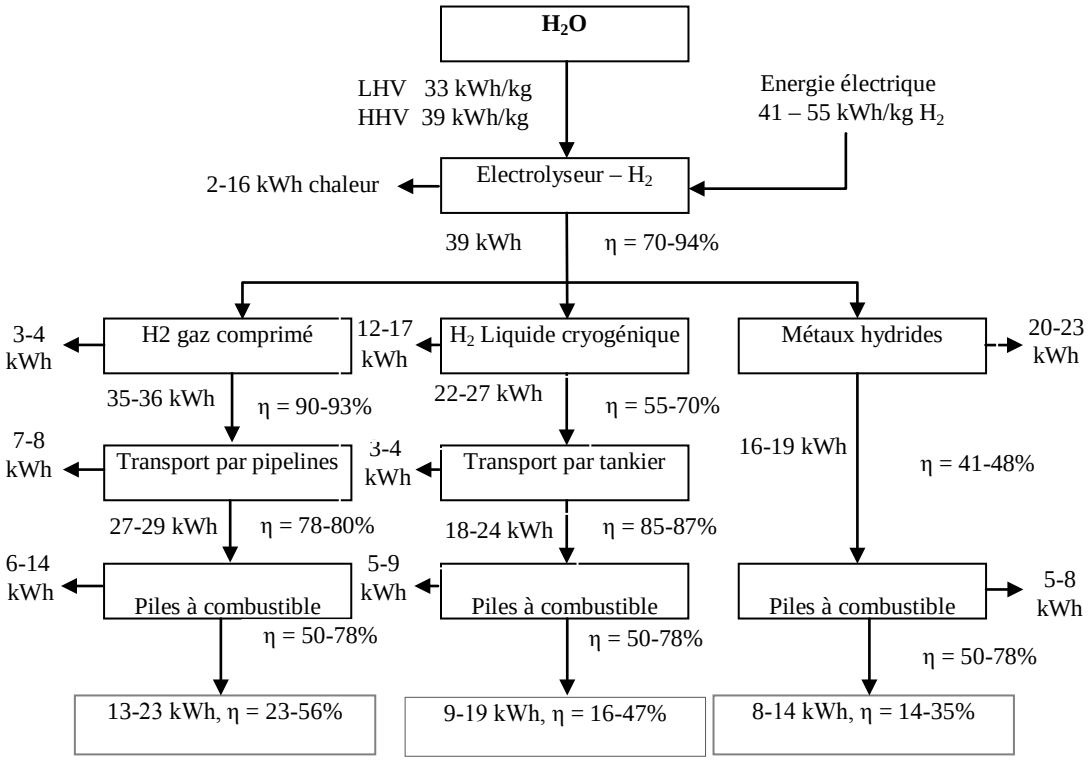
L'état de charge minimal, SOC_{min} des batteries : Les batteries ont un état de charge minimale SOC recommandé par le constructeur exprimé en % de la capacité nominale des batteries. Dans les systèmes hybrides, le SOC est environ 20 % de la capacité nominale des batteries.

Ulleberg a montré que l'électrolyseur et les piles à combustible ne peuvent être mis en fonctionnement en même temps. L'électrolyseur ne peut fonctionner que si les batteries sont à haut niveau de charge. La pile à combustible est mise en fonctionnement lorsque le SOC est bas.
Dans la zone comprise entre le haut niveau de charge et le *SOC* des batteries (Zone de Contrôle Inactive *ZCI*), les batteries sont utilisées à aider les générateurs PV pour couvrir la demande énergétique de la charge. S'il y a un excèdent d'irradiation solaire, les batteries doivent être rechargées à partir des générateurs PV. Les batteries doivent être déconnectées en deux niveau ; au haut niveau de recharge (SOC_{max}), et au bas niveau de charge (SOC_{min}) [Ulleberg, 1998].

2.3 PERTES ENERGETIQUES RESULTANTES DE LA PRODUCTION, STOCKAGE ET RECONVERSION D'HYDROGENE

Le processus de la production d'hydrogène par l'électrolyse de l'eau nécessite une énergie électrique à fournir. Comme montre la figure 2.10, la production d'un kilogramme d'hydrogène nécessite une énergie électrique de 41 à 55 kWh.

L'hydrogène a un pouvoir calorifique supérieur égal à 39 kWh/kg. Lors du transport et le stockage d'hydrogène, elle reste seulement environ 8 à 20 kWh du pouvoir calorifique d'hydrogène, c-à-d 20 à 50% de sa valeur [Haman et Stiever, 2006].



.

Figure 2.10. Pertes énergétiques lors de la production, stockage et reconversion d'hydrogène.

CONCLUSION

Le rayonnement solaire peut alors être converti directement en énergie électrique via l'effet photoélectrique en utilisant un matériau semiconducteur. Le rendement de conversion photovoltaïque vari de 6% pour les modules PV en films minces à environ 35% de l'énergie solaire incidente sur les surfaces des PV concentrateurs.

L'électrolyse représente alors une technique prometteuse pour la production d'hydrogène en raison de sa simplicité et rentabilité élevée.

L'hydrogène représente l'une des méthodes pour le stockage et la régénération de l'énergie électrique. Il perde une énergie importante au cours de son stockage et sa reconversion en énergie électrique via un système des piles à combustible. Le rendement global du système à hydrogène ne dépasse pas 50%. Il demeure un combustible compétitif avec les énergies fossiles.

CHAPITRE 3

Dimensionnement du Système PV/Hydrogène/Batteries

3.1 PROCEDURE DE DIMENSIONNEMENT

La méthode de dimensionnement proposée est basée sur les équations de bilan énergétique du système. Le système considéré comprend des panneaux PV, des batteries rechargeables et un système de stockage d'hydrogène, des adaptateurs de charge DC/DC et DC/AC.

Le système hybride peut avoir simplement un système de stockage à hydrogène. Dans ce cas, l'autonomie du système peut être assurée, mais le stack pile à combustible va subir un fonctionnement permanent, ce qui peut affecter sa durée de vie. Par conséquent, l'utilisation des batteries rechargeables comme système de stockage journalier d'énergie PV va augmenter la durée de vie des piles à combustible en réduisant le nombre de cycles de fonctionnement. Dans ce cas, l'hydrogène stocké va être considéré comme un stockage saisonnier d'énergie, et doit être utilisé uniquement pendant les jours défavorables en rayonnement solaire.
Par le couplage des batteries avec le système à hydrogène, on peut obtenir un système de stockage d'énergie photovoltaïque ayant un rendement acceptable et une longue durée de vie.

L'énergie journalière stockée dans les batteries rechargeables va être reconvertie en énergie électrique pendant les jours favorables en rayonnement solaire quand la puissance des PV est inferieure à la puissance de la charge ou nulle.

Pour le dimensionnement du système, on a suivi la procédure suivante :

1) La connaissance de la consommation journalière de l'énergie électrique d'un site (en kWh),
2) L'estimation du rayonnement solaire global, incidents sur les panneaux PV horizontaux en utilisant le modèle d'Angstrom de premier ordre et la corrélation d'Orgil et Hollands pour la détermination des rayonnements direct et diffus (en kWh/m²),
3) L'estimation du rayonnement solaire global, direct et diffus incidents sur les panneaux PV inclinés en utilisant le modèle isotrope (en kWh/m²),
4) Le calcul de la surface optimale totale des panneaux PV ;
5) L'estimation de l'énergie saisonnière d'hydrogène à stocker (en kWh), et l'énergie journalière à stocker dans les batteries électrochimiques (en kWh),
6) La capacité du système de stockage saisonnier d'hydrogène (en m^3),
7) La taille des stack électrolyseur et piles à combustible.

L'organigramme de la méthode de dimensionnement est montré sur la figure 3.1.

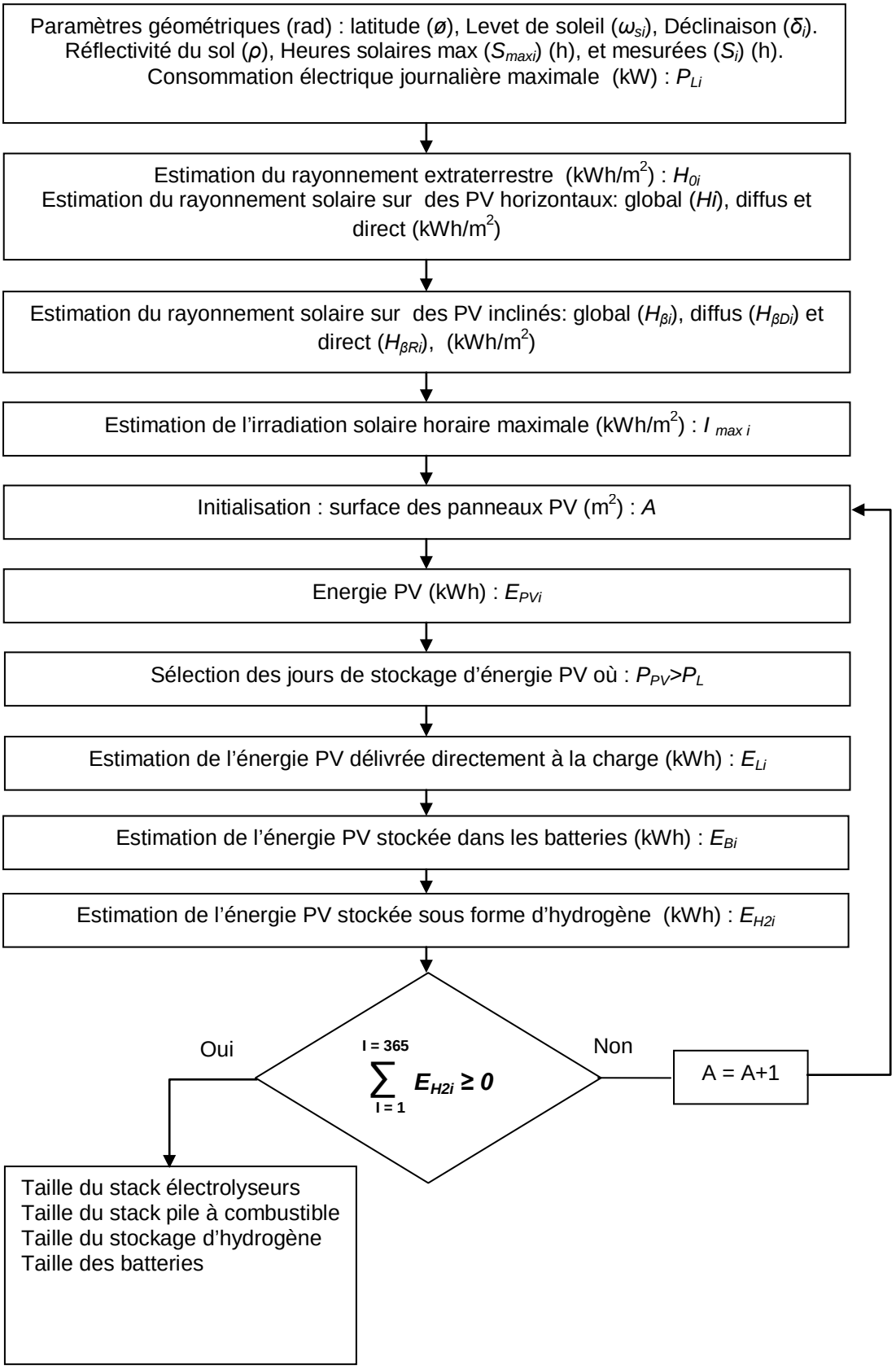


Figure 3.1. Organigramme de dimensionnement du système.

3.2 MODELISATION DU BILAN ENERGETIQUE DU SYSTEME

La figure (3.2) montre un diagramme en block de la configuration possible du système à étudier.

Soit E_{PVj} , la puissance journalière générée par les PV, Durant les jours de stockage d'énergie *j*, une partie de l'énergie PV ; dénotée par E_{Lj} est transmise directement à la charge (via l'inverseur du courant continu en courant alternatif DC/AC), tandis que la partie restante ; dénotée par E_{Sj} va être stockée sous forme d'énergie chimique dans les batteries rechargeables E_{Bj} , et sous forme d'hydrogène E_{H2j} .

3.2.1 Hypothèses

Pour des raisons de simplification, on doit prendre les hypothèses suivantes :

1. Les panneaux PV sont supposés fixes, orientés vers le sud et inclinés avec un angle égal à la latitude des panneaux par rapport au plan horizontal,
2. La contribution de l'albédo est considérée,
3. L'irradiation solaire atteint sa valeur maximale à midi de chaque jour lorsque l'angle horaire est nul,
4. La consommation électrique est supposée constante durant chaque mois.
5. Les rendements énergétiques de tous les composants du système sont supposés constants,
6. La capacité de stockage des batteries rechargeables à long terme est supposée constante.

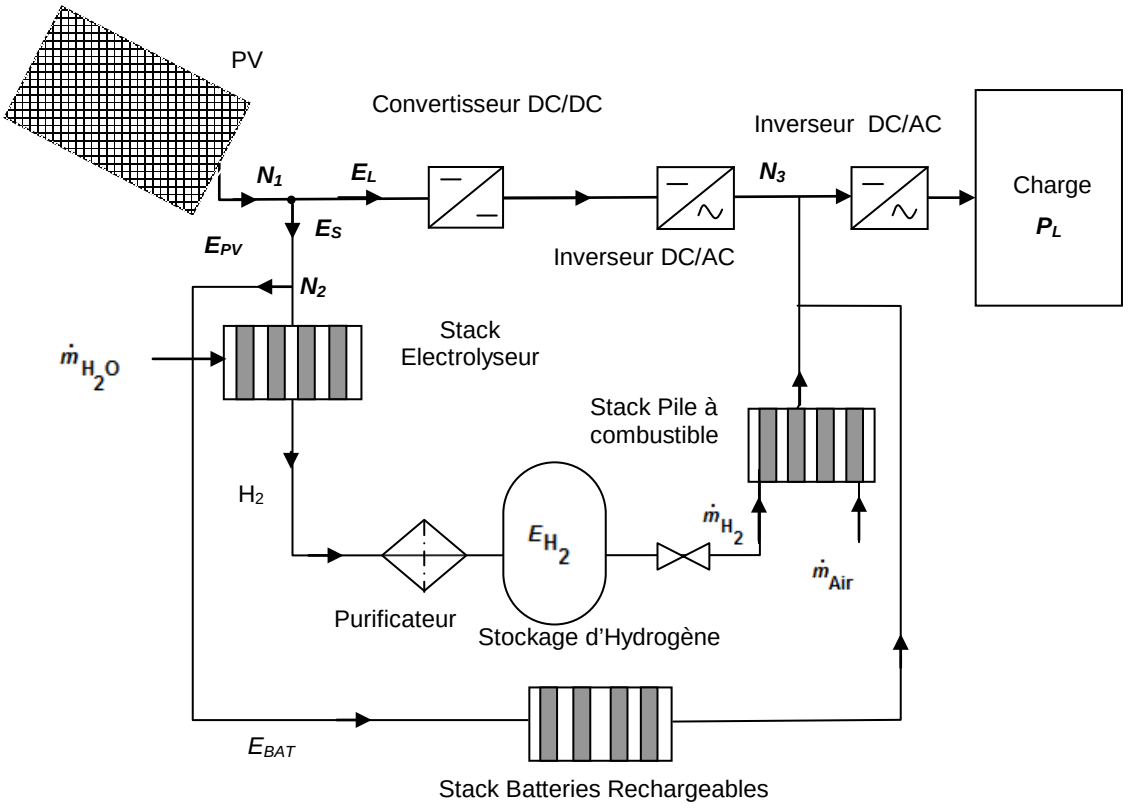


Figure 3.2. Diagramme simplifié en block du système PV/Hydrogène/Batteries.

3.2.2 Consommation énergétique journalière de la charge

On dénote par P_{Li} (en kW) la puissance de la charge pendant le $i^{ème}$ jour d'une année (i est compris entre 1 et 365 jours). En tenant en compte la 1ère hypothèse, Alors, la consommation énergétique annuelle d'un site ; *EAC* peut être exprimée par :

$$EAC = 24 \sum_{k} P_{Li} \left(n_{k2} - n_{k1} \right) \qquad (3.1)$$

où l'indice k représente les mois (k est compris entre 1-12), et i varie entre le 1er jour et le dernier jour du k^{eme} mois, respectivement de n_{k1} à n_{k2}.
Il est plus convenable d'estimer la consommation énergétique annuelle à partir de la consommation électrique journalière EC_j (en kWh). Dans ce cas, si la consommation électrique journalière est connue, la consommation électrique annuelle est calculée par :

$$AEC = \sum_{k=1}^{12} EC_i \left(n_{k2} - n_{k1} \right) \qquad (3.2)$$

où EC_i est la consommation électrique journalière (en kWh) d'un site pendant chaque mois ($EC_i = 24 P_{Li}$), k est l'indice du mois, vari de 1 à 12 mois.

3.2.3 Bilan énergétique journalier du système PV

En référant à la figure (3.1), au nœud N_1, l'équation du bilan énergétique journalier du système s'écrit:

$$E_{PV\ j} = E_{L\ j} + E_{S\ j} \qquad (3.3)$$

L'indice j dénote les jours favorables pour le stockage de l'énergie PV, pendant lesquels la puissance nette des PV dépasse la puissance de la charge. Par conséquent, les valeurs des jours j sont définies comme étant les jours i quand ;

$$E_{S\ j} > 0, \qquad (i = j) \qquad (3.4)$$

En conclusion, l'équation de bilan (4.3) peut être écrite comme suit:

$$\begin{cases} E_{L\ j} = E_{PV\ j} - E_{s\ j}\ , & (pour\ i = j), \\ E_{S\ j} = 0 \qquad\qquad\ , & (pour\ i \neq j). \end{cases} \qquad (3.5)$$

3.2.4 Estimation du rayonnement solaire journalier incident sur des PV horizontaux

On dénote par H_{Bi}, H_{Di}, et H_{Gi} respectivement les rayonnements solaires journaliers direct, diffus et global incidents sur des panneaux horizontaux (exprimés en kWh/m²).

3.2.4.1 Rayonnement extraterrestre journalier

Le rayonnement extraterrestre journalier estimé en MJ/m² en dehors de la couche d'ozone, peut être calculé par la relation suivante, [Duffie et Beckman, 1991].

$$H_{0i} = (24/\pi) \times 3600\, I_{sc}\, E_{0i} \left[\cos\Phi \cos\delta_i \sin\omega_i + (\pi/180)\omega_i \sin\Phi \sin\delta_i\right] \quad (3.6)$$

E_{0i} est le facteur journalier de correction de l'excentricité de l'orbite de la terre, il est calculé par [Zhou Jin, 2004] :

$$E_{0i} = 1.00011 + 0.034221 \times \cos\Gamma_i + 0.001280 \times \sin\Gamma_i + 0.000719 \times \cos 2\Gamma_i + 0.000077 \times \sin 2\Gamma_i \quad (3.7)$$

La valeur maximale de l'irradiation solaire ou *constant solaire* atteinte en dehors de la couche d'ozone, I_{sc} = 1367 W.m^{-2}. ω_{si} est l'angle horaire du levé de soleil sur un plan horizontal (en radian), ψ_i est l'angle du levé de soleil sur des plans inclinés (en radian).

Φ est la latitude du site (exprimés en radian). ω_{si}, et ψ_i sont définis par :

$$\omega_{sj} = ar\cos\left(-\tan\delta_j \tan\Phi\right), \quad (3.8)$$

$$\psi_i = ar\cos\left(-\tan\delta_i \tan(\Phi - \beta)\right), \quad (3.9)$$

où β est l'inclinaison des panneaux par rapport au plan horizontal, δ_i est la déclinaison solaire journalière (comprise entre -23.45° et +23.45°), δ est donnée par l'équation suivante :

$$\delta_i = 0.006918 - 0.399912\cos\Gamma_i + 0.07257\sin\Gamma_i - 0.006758\cos 2\Gamma_i + 0.000907\sin\Gamma_i - 0.002697\cos 3\Gamma_i + 0.00148\sin 3\Gamma_i \quad (3.10)$$

Où Γ_j est l'angle du jour ($\Gamma_i = 2\pi(i-1)/365$).

Afin de maximiser l'irradiation solaire directe, on doit maintenir les panneaux PV fixés et orientés vers le sud et inclinés à un angle égal à la latitude des PV ($\Phi = \beta$). Alors pour une inclinaison égale à la latitude, on a:

$$\omega_{si} = \arccos\left(-\tan\Phi \times \tan\delta_i\right) \quad (3.11)$$

À partir de l'équation (3.9) qui indique que ψ_i doit être considéré comme la valeur minimale du l'angle solaire horaire, ω comprises entre ω_{si} et $\pi/2$ ($\psi_i = \min[\omega_{si}, \pi/2]$), [Iqbal, 1983].

3.2.4.2 Rayonnement solaire global journalier collecté sur un plan horizontal

Pour l'estimation du rayonnement solaire global journalier sur un plan horizontal H_{Gi}, on utilise le modèle d'Angström car, il donne d'après la littérature des résultats très proches au rayonnement mesuré. Le modèle d'Angstrom s'écrit comme suit [Iqbal, 1983] :

$$H_{Gi} / H_{0i} = a + b\left(\overline{S}_i / S_{i\max}\right) \qquad (3.12)$$

Où $S_{i\max}$ est la durée d'ensoleillement journalière maximale possible (en heure), elle est calculée par l'équation (3.13) [Duffie et Beckman, 1991].

$$S_{\max i} = (2/15) \times ar\cos\left(-\tan\Phi \times \tan\delta_j\right) \qquad (3.13)$$

La durée d'ensoleillement journalière moyenne, $\overline{S}_i$ est la durée en heures quand le ciel est apparent, elle est mesurée expérimentalement en utilisant un héliographe.

Les données de la durée d'ensoleillement simulées pour 54 stations météorologiques ont été transformées à l'indice de clarté en utilisant l'équation d'Angström.
L'estimation des paramètres du modèle d'Angström appliqués pour Alger, Bechar et Tamanrasset, respectivement ont été obtenues par [Mefti et al, 2003] en utilisant la méthode des moindres carrés. L'erreur relative d'ajustement ne dépasse pas 10 %. A cause de la grande variabilité de ces coefficients du nord au sud, ces coefficients sont regroupés en deux ensembles et selon les valeurs de la latitude. Les valeurs de ces paramètres sont données dans le tableau 3.1 [Mefti et al, 2003].

Tableau 3.1. Paramètres de régression *a* et *b* du modèle d'Angström en fonction de la latitude, [Mefti et al, 2003].

Latitude (en degré)	Coefficient *a*	Coefficient *b*
33° < Φ < 37°	0,5	0,23
22° < Φ < 33°	0,45	0,38

3.2.4.3 Indice journalier de clarté du ciel

L'indice journalier de la clarté du ciel, K_{Ti}, est le rapport du rayonnement solaire extraterrestre au rayonnement solaire global sur un plan horizontal. Ses valeurs représentent la clarté de l'atmosphère ($K_{Ti} = H_{Gi} / H_{0i}$).

3.2.4.4 Estimation des rayonnements solaires direct et diffus sur un plan horizontal

En utilisant un modèle isotrope, le rayonnement solaire journalier global sur un plan incliné se décompose en rayonnement direct et diffus:

$$H_i = H_{B_i} + H_{D_i} \qquad (3.14)$$

3.2.4.4.1 Estimation du rayonnement solaire diffus

Pour l'estimation du rayonnement diffus sur un plan horizontal, on utilise la corrélation **d'Orgill et Hollands,** exprimée en fonction du l'angle du levé de soleil et l'indice de clarté.
Le rapport du rayonnement diffus et le rayonnement solaire global est exprimé en fonction de l'indice de clarté comme suit [Duffie et Beckman, 1991] :

- *Pour* $\omega_s \leq 81.4°$:

$$\left(H_{Di}/H_{Gi}\right)=\begin{cases}1.0-0.2727\,K_{Ti}+2.4495\,K_{Ti}^2 \\ \qquad -11.9514\,K_{Ti}^3+9.3879\,K_{Ti}^4 & ,\ Pour\quad K_{Ti}<0{,}715 \\ 0.143 & ,\ Pour\quad K_{Ti}>0.715\end{cases} \qquad (3.15a)$$

- *Pour* $\omega_{sj} > 81.4°$:

$$\left(H_{Di}/H_{Gi}\right)=\begin{cases}1.0-0.2832KT_i+2.5557\,KT_i^{\,2}+0.8448\,KT_i^{\,3}, Pour\ K_{Ti}<0.722 \\ 0.175 \qquad , Pour\ K_{Ti}\geq 0.722\end{cases} \qquad (3.15b)$$

La corrélation d'Orgill et Hollands est basée sur des valeurs mesurées de quatre ans du rayonnement solaire global à l'aide d'un pyranomètre (latitude 43º 48' N) pour la ville de Toronto au Canada, [Iqbal, 1983].

3.2.4.4.2 Estimation du rayonnement solaire direct

Le rayonnement solaire direct sur un plan horizontal est calculé facilement par l'équation suivante :

$$H_{Bi} = H_{Gi} - H_{Di} \qquad (3.16)$$

3.2.4.5 Estimation des valeurs journalières des rayonnements solaires global, diffus, direct et réfléchi du sol sur des panneaux inclinés

Le rayonnement global collecté sur un plan incliné peut être calculé à partir du rayonnement global sur un plan horizontal en introduisant des facteurs de conversion tenant en compte l'inclinaison des panneaux PV.

Pour un panneau PV incliné, le rayonnement solaire global s'écrit en utilisant le modèle isotrope :

$$H_{\beta Gi} = H_{Bi}R_{Bi} + H_{Di}\left(1+\cos\Phi\right)/2 + H_{Ri} \qquad (3.17)$$

Où H_{Rj} est le rayonnement de l'albédo. R_{Bi} et un paramètre de conversion tenant en compte l'inclinaison des panneaux PV, β, la déclinaison solaire δ_i et la latitude du site

Φ. C'est le rapport du rayonnement solaire incident sur un plan incliné sur le rayonnement solaire incident sur ce plan est horizontal. Il est calculé par l'équation (3.18).

$$R_{Bi} = \cos(\Phi-\beta)\left(\omega_{si}\sin\delta_i\tan(\Phi-\beta)+\sin\psi_i\cos\delta_i\right)\times \times\left[1/\left(\cos\Phi\left(\omega_{si}\sin\delta_i\tan\Phi+\sin\omega_{si}\cos\delta_i\right)\right)\right], \quad (3.18)$$

3.2.4.5.1 Estimation du rayonnement solaire dû à l'albédo

Lorsque le rayonnement est incident sur une surface terrestre, il peut être partiellement absorbé, partiellement réfléchi, et partiellement transmis. Les propriétés d'un matériau associées avec ces trois fonctions sont respectivement absorptivité, réflectivité et transmissivité. Lorsque le soleil est la source de l'énergie incidente le terme albédo est souvent utilisé au lieu de la réflectivité. L'albédo est exprimé en % du rayonnement incident sur une surface terrestre. Sa valeur n'est pas encore bien estimée à cause de la composition complexe et l'irrégularité de la surface du sol. La réflectivité de la plupart des types du sol est relativement faible. Par conséquent, la contribution du rayonnement réfléchi du sol sur un récepteur est généralement faible (sauf en cas de neige). Pour estimer le rayonnement de l'albédo incident sur les panneaux PV, il est souvent considéré que le sol est horizontal en réfléchissant le rayonnement solaire de manière isotrope, suivant l'équation simple suivante :

$$H_{Ri} = \rho_t H_{Gi}(1-\cos\Phi)/2 \quad (3.19)$$

Les composantes directe, diffuse et albédo peuvent être exprimées par divers modèles tels que le modèle circum-solaire, le modèle isotrope, les modèles anisotropes de Klûcher et Hay. Le modèle isotrope suppose que le rayonnement diffus est uniforme en tout point.

Pour les régions sahariennes, le sol peut être constitué seulement du sable jaune dont l'albédo est égal à 0,35. Pour le nord d'Algérie, il est difficile d'estimer la valeur d'albédo. Par conséquent, on prend un albédo moyen d'un sol non spécifié de 0,25.
L'irradiation solaire horaire (en Wh/m²) peut être calculée à partir du rayonnement journalier global (en Wh/m²), car le rayonnement solaire pendant une heure est égal numériquement à l'irradiation solaire moyenne durant cette heure. Les données mesurées du rayonnement solaire journalier ou mensuel sont disponibles dans certain pays mais les données de l'irradiation horaire sont très limitées.

3.2.4.6 Estimation de l'irradiation solaire horaire sur des panneaux inclinés

3.2.4.6.1 Irradiation journalière directe

L'irradiation solaire horaire incidente sur des panneaux PV horizontaux peut être calculée à partir du rayonnement solaire direct [Collares Pareira et Rabl, 1979].
Quand la transmissivité atmosphérique du rayonnement solaire direct $\tau_B(\omega)$ est supposée constante pendant un jour, alors que l'irradiation journalière directe I_{Bj} peut être estimée par l'équation suivante :

$$I_B(\omega) = \pi H_{Bj} / (24\cos\Phi)\left[(24/\pi)\sin(\pi/24)\cos\omega\right]\left[1/(\sin\omega_{si} - \omega_{si}\cos\omega_{si})\right] \quad (3.20)$$

3.2.4.6.2 Irradiation journalière diffuse

Liu et Jordan en 1960 [Iqbal, 1983] ont arrivé à estimer l'irradiation solaire horaire diffuse à partir du rayonnement journalier diffus en se basant sur des observations effectuées à Montréal.
Alors que l'irradiation horaire diffuse peut être calculée par :

$$I_D(\omega) = (\pi H_{Di}/24)(\cos\omega - \cos\omega_{si})\left[1/(\sin\omega_{si} - \omega_{si}\cos\omega_{si})\right](1 - \cos\Phi)/2 \quad (3.21)$$

3.2.4.6.3 Irradiation journalière réfléchie du sol

L'irradiation due à l'albédo peut être facilement calculée à partir de l'équation suivante :

$$I_R(\omega) = (\pi H_{Gi}/24)(\cos\omega - \cos\omega_{si})\left[1/(\sin\omega_{si} - \omega_{si}\cos\omega_{si})\right](1 - \cos\Phi)/2 \quad (3.22)$$

Où ω est l'angle solaire horaire, appelé le temps réal (à midi, $\omega = 0$, matin . $\omega < 0$, après-midi $\omega > 0$), T est une période de temps égale à 24 h.. Il est relié au temps local officiel de chaque pays TO (temps monté par l'horloge) et le temps auquel l'horloge est réglée à la zone du temps local AO (par rapport au Meridian Greenwich, fixé à +1 h pour l'Algérie) suivant la relation suivante :

$$\omega = 15\,(TO - AO - 12) - (LL - LH) \quad (3.23)$$

Où LL est la longitude locale donnée (- 3° Est pour Alger), et LH est la longitude de la zone du temps (0° pour Greenwich).

L'irradiation solaire horaire incidente sur un plan incliné s'écrit alors,

$$I(\omega) = I_B(\omega) + I_D(\omega) + I_R(\omega) \quad (3.24)$$

D'où ;

$$\begin{aligned} I(\omega) = {} & \pi/(24\cos\Phi)\left((24/\pi)\sin(\pi/24)\cos\omega\right)\left(1/(\sin\omega_{si} - \omega_{si}\cos\omega_{si})\right)H_{Bi} + \\ & + H_{Di}(1+\cos\Phi)/2 + \rho H_i(\cos\omega - \cos\omega_{si})\left[1/(\sin\omega_{sj} - \omega_{si}\cos\omega_{si})\right](1-\cos\Phi)/2 \end{aligned} \quad (3.25)$$

l'irradiation solaire horaire atteint sa valeur maximale $I_{i\max}$ à midi lorsque $\omega = 0$. En posant $\cos\omega = 1$ dans l'expression de $I(\omega)$, alors que l'irradiation solaire journalière maximale s'écrit :

$$\begin{aligned} I_{i\max} = {} & (\pi/24)\left[H_{Bi}/\cos\Phi + H_{Di}(1+\cos\Phi)/2 + \rho_t H_{Gi}(1-\cos\Phi)(1-\cos\omega_{sj})/2\right]\times \\ & \times \left[1/(\sin\omega_{sj} - \omega_{sj}\cos\omega_{sj})\right] \end{aligned} \quad (3.26)$$

3.2.4.7 Production énergétique journalière des panneaux PV

On dénote par $I(t)_i$ l'irradiation solaire horaire (en kWh/m^2) incidente sur des panneaux PV incliné durant le $j^{ème}$ jour d'une année quelconque, alors l'énergie journalière qui peut être générée par les panneaux PV sera :

$$E_{PV\,j} = \eta\, A \int_i I(t)_i\, dt, \tag{3.27}$$

Où η : est le produit du rendement de conversion des panneaux PV, η_{PV} , et le rendement du convertisseur *DC/DC*, η_{conv}, A est la surface totale des panneaux PV (en m²).
En terme du rayonnement solaire journalier global incident sur les panneaux PV inclinés, la solution de l'intégrale (3.27) peut être estimée par l'équation suivante (3.28) [Fernandez Diez, 2003], [Barra et Coiante, 1992] ;

$$E_{PV\,i} = \eta\, A \left\{ H_{Bi} R_{Bi} + H_{Di} (1+\cos\Phi)/2 + \rho\, H_{Gi} (1-\cos\Phi)/2 \right\}, \tag{3.28}$$

3.2.4.8 Energie journalière à stocker

En référant à la figure (3.3), qui montre la variation typique de l'irradiation solaire pendant un jour à ciel clair en été.
Sur la figure (3.3), P_{Lj} est la puissance de la charge qui est considérée constante durant un jour *j*, et η_{inv} est le rendement de l'inverseur *DC/AC* connectant les nœuds N_1 et N_3 (figure 3.7). La surface indiquée par E_{Sj} sur la figure (3.3), représente l'énergie journalière PV qui peut être stockée.
L'énergie PV est stockée seulement quand la puissance instantanée PV : $[\eta\, A\, I(t)]$ dépasse le seuil de stockage $P_{L\,j} / \eta_{inv}$. Sur la figure (3.3), ceci s'effectue entre deux limites t_1 et t_2. En conséquence, l'énergie journalière qui peut être stockée sera :

$$E_{S\,j} = \eta\, A \int_{t_{1j}}^{t_{2j}} I(t)dt - \left(t_{2\,j} - t_{1\,j}\right) P_{L\,j} / \eta_{inv} \tag{3.29}$$

Le temps $(t_{2\,j} - t_{1\,j})$ représente la durée du stockage de l'énergie PV, correspondant à un angle solaire horaire équivalent du levé du soleil α_j ($t_{2\,j} - t_{1\,j} = (24/\pi)\alpha_j$). Par conséquent, α_j est référé à l'angle de stockage journalier d'énergie. En substituant le temps de stockage par l'angle α_j dans l'équation (3.29), alors,

$$\begin{aligned} E_{Sj} = \eta\, A \Big\{ & \left(H_{Bi} R_{Bi} + H_{Di}(1+\cos\Phi)/2 + \rho_t\, H_{Gi}(1-\cos\Phi)\right) - \\ & - \left(H_{Bj} R_{Bj} + H_{Dj}(1+\cos\Phi)/2 + \rho_t\, H_{G\,j}(1-\cos\Phi)\right) \Big\} - (24/\pi) P_{L\,j} \alpha_j / \eta_{inv} \end{aligned} \tag{3.30}$$

Où R_{Bj} est calculé en mettant $\psi_j = \alpha_j$ dans la relation du R_{Bi}.

3.2.4.9 Energie photovoltaïque journalière directe à la charge

En recombinant les équations (3.3), (3.5) et (3.30), l'énergie journalière délivrée directement à la charge peut être exprimée par :

$$E_{Li} = \eta A\Big\{ \left(H_{Bi}R_{Bi} + H_{Di}(1+\cos\Phi)/2 + \rho_t H_{Gi}(1-\cos\Phi)\right) - \\ - \left(H_{Bj}R_{Bj} + H_{Dj}(1+\cos\Phi)/2 + \rho_t H_{Gj}(1-\cos\Phi)\right)\Big\} + (24/\pi)P_{Lj}\alpha_j/\eta_{inv} \tag{3.31}$$

L'expression (3.31) est valide seulement pour les jours j pendant lesquels la puissance nette des PV dépasse la puissance de la charge. Pendant les autres jours dits défavorables en rayonnement solaire, E_{Li} est égale à l'énergie PV journalière E_{PVi}.

3.2.4.10 Détermination des jours de stockage d'hydrogène

Quand les valeurs journalière de $I_{i\max}$ sont connues, alors que les jours de stockage d'énergie j peuvent être identifiés, selon l'équation (3.4), les jours j sont les jours *i* en satisfaisant la condition (3.32):

$$\eta_{inv}\,\eta_{conv}\eta_{PV}\; A\, I_{j\max} \geq P_{Lj} \tag{3.32}$$

3.2.4.11 Angle de stockage journalier

En référant à la figure 3.3, l'angle journalier correspond au stockage d'énergie PV, α_j est déterminé par la résolution de l'équation (3.32). En substituant l'expression (3.32) dans l'équation (3.36) et en résolvant par rapport à ω_j, on obtient l'expression finale qui permet de déterminer l'angle équivalent de stockage d'hydrogène,

$$\alpha_j = ar\cos\Big[(1/A)\left\{24\,P_{Lj}/(\pi\,\eta_{inv}\eta)\right\}(\sin\omega_j - \omega_j\cos\omega_j)\left(H_{Dj}(1+\cos\Phi)/2 + \rho_t H_{Gj}(1-\cos\Phi)/2\right)\cos\omega\Big\} \\ + \left\{H_{Bj}/\cos\Phi + H_{Dj}(1+\cos\Phi)/2 + \rho_t H_{Gj}(1-\cos\Phi)/2\right\}^{-1}\Big] \tag{3.33}$$

En conclusion, pour chaque valeur donnée de A, et en fonction des jours *j* déterminés à partir de la condition (3.32), un ensemble des valeurs de l'angle de stockage α_j sont obtenues.

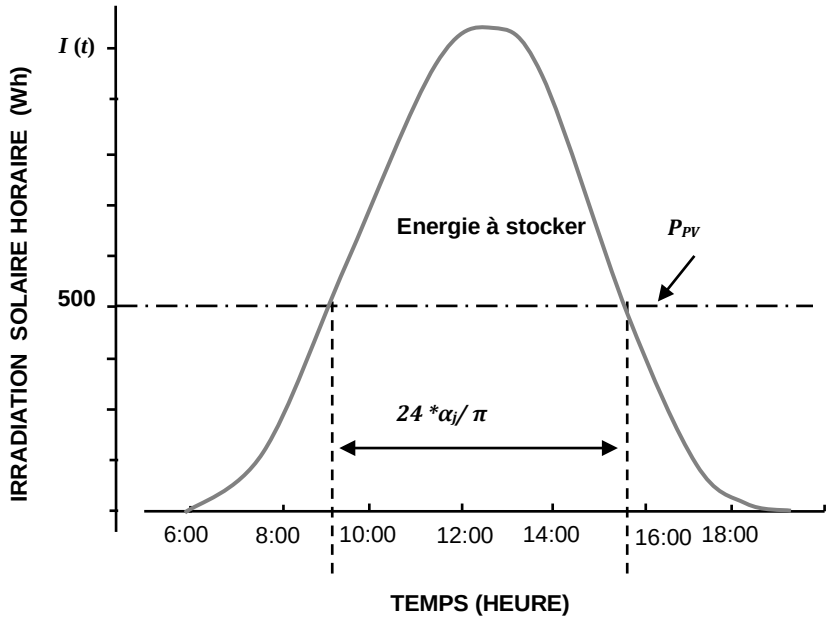


Figure 3.3. Variation typique de l'irradiation solaire journalière pendant un jour d'été montrant le stockage d'hydrogène.

3.2.4.12 Estimation de l'énergie journalière à stocker

En tenant en compte les pertes énergétiques dans chaque système, alors l'énergie PV journalière qui doit être stockée dans le système à hydrogène et les batteries rechargeables est déterminée suivant l'équation (3.)

$$E_{S\,j} = \eta_{inv} / \left(\eta_S - \eta_{inv}\right) \left\{24\, P_{L\,j} - \eta_{inv}\, E_{PVj}\right\} \quad , \quad pour \;\; i = j \tag{3.34}$$

Où η_S est le rendement global du système de stockage d'énergie, il est calculé par :

$$\eta_S = \eta_{BAT} \eta_E \, \eta_P \eta_R \, \eta_{FC} \eta_{inv} \tag{3.35}$$

η_E, η_P, η_R, η_{FC} sont respectivement, les rendements d'électrolyseur, purificateur d'hydrogène, stockage d'hydrogène et piles à combustible.

L'équation (3.34) exprime l'énergie PV qui doit être stockée et puis consommée par la charge.

3.2.4.13 Energie journalière PV à stocker dans les batteries rechargeables

Le système de stockage par batteries comprend un stack des cellules batteries, d'une capacité maximale de stockage, $E_{BAT_{\max}}$, La capacité des batteries est définie en fonction des jours d'autonomie, j_a du système, la consommation journalière de la charge P_{Lj}, le rendement énergétique de stockage η_{BA} et la profondeur maximale admissible de décharge $DOD_{\max}$ [Hansen et Mysak, 2007].

Au nœud N_3, l'énergie journalière PV qui doit être stockée dans les batteries rechargeables pendant les jours *j* est calculée par l'équation suivante :

$$\begin{cases} E_{BAT_j} = j_a \left(\eta_{BAT}\ DOD_{\max}\right)\left\{24P_{Lj} - \eta_{conv}\left(E_{PVj} - \eta\, AH_{Gj}\right)\right\}, & pour\ \ i = j \\ E_{BAT_j} = 0 \qquad\qquad\qquad\qquad\qquad\qquad\qquad\qquad\qquad\qquad , & pour\ \ i \neq j \end{cases} \tag{3.36}$$

Où $DOD_{\max}$ est la profondeur de décharge maximale admissible des batteries, généralement 80% de la capacité maximale des batteries, j_a est le nombre des jours d'autonomie des batteries, η_{BAT} est le rendement énergétique des batteries utilisées.
L'énergie stockée dans les batteries est utilisée pour alimenter la charge pendant les heures des jours *j*, quand la puissance PV diminue au-dessous de la puissance de charge.
Pour des batteries de tension de fonctionnement égale à 24 ou 48 V, la capacité maximale des batteries (en Ah) est donnée par l'équation (3.54) ;

$$C_{BA_{\max}} = h_0\, P_{Lj\,\max} / \left(\eta_{BAT}\, DOD_L\, V\right) \tag{3.37}$$

La valeur de DOD_L dépend fortement de la durée de vie (cycles de fonctionnement n_C) des batteries ($DOD_L\ n_C \approx 1500\ à\ 1800$) [Kaldellis et al, 1999] :

Nombre des batteries

Le nombre des batteries nécessaires est donné par :

$$N_{BA} = \frac{Capacité\ de\ stockage}{(0.8) \times Capacité\ \ de\ chaque\ batterie} \tag{3.38}$$

3.2.4.14 Estimation de l'énergie journalière d'hydrogène à stocker

L'énergie PV à stocker sous forme d'hydrogène peut être déduite facilement en utilisant les équations (3.34) et (3.36), alors,

$$\begin{aligned} E_{H_2 i} = \eta_E \eta_P \eta_R \Big\{ & \eta_{inv} / \left(\eta_S - \eta_{inv}\right)\left(24\, P_{L\,j} - \eta_{inv}\, E_{PVj}\right) - \\ & - j_a \left(\eta_{BAT}\ DOD_{\max}\right)\left[24P_{Lj} - \eta_{conv}\left(E_{PVj} - \eta\, AH_{Gj}\right)\right] \Big\},\ pour\ \ i = j \end{aligned} \tag{3.39}$$

3.2.4.15 Calcul de la surface totale des panneaux PV

Pour que le système PV soit capable d'assurer l'autonomie du système pendant une année, il faut que le bilan annuel de l'énergie d'hydrogène doit être positif,

$$\sum_{i=1}^{365} E_{Si} \ \geq\ 0 \tag{3.40}$$

La valeur optimale de *A* peut être calculée en utilisant la procédure itérative, soit A_0 la valeur initiale de *A* qui correspond aux jours de stockage nuls. On ajoute une valeur incrémentale à A_0 et on calcul l'énergie annuelle à stocker.
Les valeurs séquentielles obtenues de la surface totale *A* convergent vers la valeur requise en satisfaisant la condition (3.40). La surface obtenue représente la valeur optimale totale des panneaux PV.

3.2.4.16 Système de stockage d'hydrogène

Le stockage d'hydrogène sous pression permet de réduire le volume énorme d'hydrogène gazeux, car 1 kg d'hydrogène à la température ambiante et la pression atmosphérique occupe un volume de 11,93 m^3 aux conditions normales. La densité d'hydrogène dans un système de stockage peut être augmentée soit par la compression d'hydrogène, soit par la diminution de la température d'hydrogène au dessous de sa température critique, ou par la réduction de répulsion produite par l'interaction des molécules d'hydrogène avec un autre matériau.

Le second critère important qui caractérise les systèmes de stockage d'hydrogène est la réversibilité du processus de stockage. L'hydrogène stocké doit être facile à libérer complètement. Ce critère exclu tous les complexes Hydrogène/Carbone covalents car l'extraction d'hydrogène de ces matériaux nécessite un chauffage au dessus de 800 °C.

Le processus le plus utilisé actuellement est le stockage d'hydrogène dans les cylindres à haute pression avec une pression maximale de 20 MPa. Les nouveaux cylindres en matériaux composite de poids léger ont été développés dont la pression peut atteindre les 80 MPa et l'hydrogène pourra avoir une densité volumétrique de 36 kg/m^3. Pour un système de stockage d'hydrogène dans des cylindres à haute pression, on peut calculer les caractéristiques suivantes :

a) Pression du gaz

La pression d'hydrogène gazeux peut être déterminée en utilisant l'équation d'état des gaz réels de Van Der Walls. Cette équation prend en compte la taille moléculaire et les forces d'interaction moléculaire entre les molécules d'hydrogène.
L'équation de Van Der Waals (1873) pour les gaz réels s'écrit :

$$P = nRT/(V - nb) - an^2/V^2 \qquad (3.41)$$

Où a et b, sont des coefficients. Le volume libre est $(V - nb)$, où b est le volume exclu du volume réel du container par mole. Au point critique, on a :

$$\left.\frac{\partial P}{\partial \overline{V}}\right|_{T=T_c} = \left.\frac{\partial^2 P}{\partial \overline{V}^2}\right|_{T=T_c} = 0 \qquad (3.42)$$

Par la résolution de cette équation, il résulte, $a = (9/8)\overline{R}T_c\overline{V}_c$, $b = \overline{V}_c/3$, $Z = 3/8$.

Le volume d'hydrogène sous les conditions de température *T*, et de pression *P* est être par la résolution de l'équation (3.43),

$$PV^3 - n(RT + bP)V^2 + an^2V - abn^3 = 0 \qquad (3.43)$$

Pour l'hydrogène ; a=2,45.10^{-2} Pa.m^3, b=26,61.10^{-6} m^3.mol^{-1}, R=8.314 kJ.K^{-1}.mol^{-1}.

a) Epaisseur de la paroi du réservoir d'hydrogène

L'épaisseur des parois d'un cylindre de deux hémisphères est donnée par l'équation suivante :

$$e_w = D_0 \, \Delta P / [(2\sigma_v + \Delta P)] \qquad (3.44)$$

Où e_w est l'épaisseur de la paroi (mm), D_0 est le diamètre extérieur du cylindre (mm), ΔP la surpression (Pa), σ_v est la résistance à la traction du matériau, varie de 50 MPa pour l'aluminium à plus de 1100 MPa pour l'acier haute résistance (aciers austénitiques. [Huston, 1984].

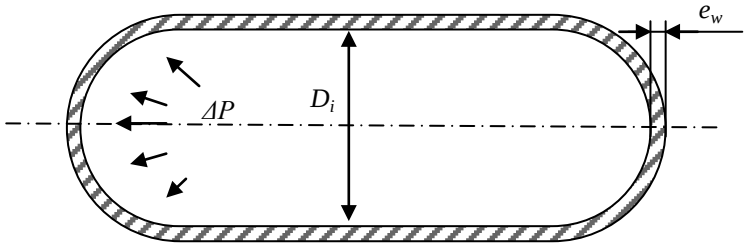


Figure 3.4. Système conçu pour le stockage d'hydrogène.

a) Masse d'hydrogène à stocker

La masse d'hydrogène (en g), peut être calculée par l'équation suivante:

$$m_{H_2} = E_R / LHV \qquad (3.45)$$

E_R, est l'énergie d'hydrogène saisonnière contenue dans le système de stockage, *LHV* est le pouvoir calorifique inférieur d'hydrogène, (*LHV* =33,61 kWh/kg, soit 121 MJ/kg) [Nelson et al, 2006].

3.2.4.17 Stack piles à combustible

Les caractéristiques principales des piles à combustible sont la puissance nominale du stack (en kW), le débit massique d'air et d'hydrogène (en kg/s) et le débit de l'eau produite (en m^3/s).

a) Tension de cellule

La tension par cellule peut être calculée par la relation suivante :

$$V_{cell} = 1.25\ \eta_{FC}\ (\times 100\%) \qquad (3.46)$$

b) Débit massique d'air entrant

Pour un coefficient stœchiométrique λ, le débit d'air à l'entrée du stack piles à combustible est calculé par l'équation suivante :

$$\dot{m}_{air_{ent}} = \lambda\, M_{\text{air}} \mathrm{P}_{\mathrm{FC}} / \left(4 \times 0.21\, V_{cell}\ F\right) \qquad (3.47a)$$

Où $\dot{m}_{air}$ est le débit massique d'air (kg/s), M_{air} est la masse molaire d'air (M_{air}=28.97x10^{-3} kg/mol). P_{FC} est la puissance du stack piles à combustible (kW), V_{cell} est la tension par cellule (V), F est le nombre de Faraday (F=96485 C).

c) Débit massique d'air sortant

Le débit d'air sortant le stack est la différence entre le débit d'air entrant le stack et la consommation d'oxygène.

$$\dot{m}_{Air_{sort}} = \left(3.57 \times 10^{-7}\ \times \lambda - 8.29 \times 10^{-8}\right) \frac{\mathrm{P}_{\mathrm{FC}}}{V_{cell}} \qquad (3.47b)$$

d) Débit massique d'eau

Le débit massique de l'eau produite par le stack pile à combustible est déterminé par la relation suivante :

$$\dot{m}_{H_2O} = \mathrm{M}_{H_2O} \mathrm{P}_{\mathrm{FC}} / \left(2 \times F \times V_{cell}\ \right) \qquad (3.48)$$

Où $\dot{m}_{H_2O}$ est le débit massique d'eau (kg/s), M_{H_2O} est la masse molaire d'eau ($\mathrm{M}_{\mathrm{H}_2O} = 18.02 \times 10^{-3}$ kg/mol).

e) Débit massique d'hydrogène

Le taux d'usage d'hydrogène est dérivé de façon similaire que l'oxygène sauf que 2 e$^-$ sont transférés pour chaque mole d'hydrogène. L'usage d'hydrogène (en kg/s) et calculé par :

$$\dot{m}_{H_2} = M_{\mathrm{H}_2} \mathrm{P}_{\mathrm{FC}} / \left(2 V_{cell}\ F\right) \qquad (3.49)$$

Le dimensionnement du stack consiste à déterminer le nombre et la surface des cellules d'un stack des piles à combustible. Ce dimensionnement doit tenir en compte de la

puissance nominale de la pile et par conséquent, la densité de courant souhaité d'avoir [Schott, 2005].

3.2.4.18 Stack électrolyseur

Un nombre de modèles pour l'électrolyseur sont disponibles dans la littérature [Ulleberg, 2003], [Vanhanen et Lund, 1995], [Busquet et al, 2004]).

Les caractéristiques des électrolyseurs sont déduites de la même manière que les piles à combustible.

a) Tension de cellule

La tension théorique d'une cellule électrolyseur s'écrit en fonction du Rendement global du stack électrolyseur comme suit :

$$\eta_{cell} = 1.48\ \eta_E\ (\times 100\%) \qquad (3.50)$$

La tension de cellule varie typiquement entre 1,6 à 2,0V, la densité de courant peut atteindre 1,0A/cm^2).

b) Volume horaire d'hydrogène

Le débit horaire d'hydrogène produit par le stack électrolyseurs $\dot{m}_{H2P}$ peut être estimé à partir de l'énergie d'hydrogène produite selon la relation suivante :

$$\dot{m}_{H2P} = \frac{E_{H2}}{(24\,\alpha_j / \pi)\,HHV} \qquad (3.51)$$

Le terme $(24\alpha_j / \pi)$ représente la durée journalière en heure durant laquelle l'hydrogène est produit.

c) Courant électrique du stack

Le courant du stack électrolyseur alcalin est proportionnel au débit volumique horaire d'hydrogène produit selon la relation suivante :

$$I_E = 10^4\ \dot{m}_{H2P} / 4.4 \qquad (3.52)$$

d) Usage d'eau

Le débit massique de l'eau usagée par le stack des électrolyseurs est déterminé par l'équation suivante ;

$$\dot{m}_{CH_2O} = \mathrm{M}_{H_2O}\mathrm{P}_\mathrm{E} / \left(2 \times F \times V_{cell\,E}\right) \qquad (3.53)$$

Où $\dot{m}_{CH_2O}$ est le débit massique d'eau consommée (kg/s).

e) Puissance électrique du stack

Pour simplifier le calcul, la puissance électrique journalière du stack électrolyseur P_E peut être calculée par la formule simple suivante:

$$P_E = \dot{m}_{H_2P} . HHV / \eta_E \qquad (3.54)$$

Où P_E est la puissance consommée par le stack électrolyseur (kW), $\dot{m}_{H_2P}$ est le débit massique d'hydrogène (kg/s), η_E est le rendement énergétique du stack électrolyseur, HHV est le pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène (HHV =39.7 kWh/kg).

f) Travail de compression du gaz

L'hydrogène généré à la pression atmosphérique a une très faible densité égale à 0,084 kg/m^3 d'hydrogène (P=1,013 atm, T=298K). La compression d'hydrogène permet d'augmenter la densité d'énergie par 1m^3 d'hydrogène.

En supposant une compression iso-thermique de la pression P_1 à la pression P_2, le travail de compression W_C est donné par la relation suivante :

$$W_C = P_1 V_1 \gamma / (\gamma - 1) \left[(P_2 / P_1)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \qquad (3.55)$$

Où γ est le coefficient poly-tropique de la compression d'hydrogène (γ =1,41). C'est le rapport des chaleurs spécifiques d'hydrogène. V_1 est le volume d'hydrogène avant la compression (m^3).
Il existe actuellement deux procédures pour la compression d'hydrogène. La première consiste à installer un compresseur hydraulique pouvant augmenter la pression du gaz jusqu'à 700 bars et plus. La deuxième consiste à utiliser un électrolyseur haut pression. Le gaz ainsi produit se libère en dehors du stack électrolyseur lorsque sa pression du gaz atteindra la valeur désirée.

Selon les lois de la thermodynamique, les deux procédures nécessitent le même travail excessif pour la compression. La tension excessive nécessaire pour le fonctionnement du stack électrolyseur à haute pression est définie par [Larmanie, 2003]:

$$\Delta V = \frac{RT}{2F} \ln(P_2 / P_1) \qquad (3.56)$$

Cette augmentation en tension se traduit en travail.

3.3 SIMULATION NUMERIQUE

La simulation numérique des équations modulantes du système a deux principaux objectifs qui sont :

- ✓ L'estimation du rayonnement solaire et ses composantes directe, diffuse et réfléchi du sol aux trois régions d'Algérie de climats différents. Ces régions sont Alger (36,80°N), Médéa (36,17°N) et Ghardaïa (32.19°N),
- ✓ La comparaison du rayonnement solaire incident sur des panneaux PV horizontaux et incident sur des panneaux inclinés,
- ✓ La comparaison du rayonnement solaire obtenu aux régions algériennes avec le rayonnement solaire à l'Ile du Volcan (Sicile, Sud d'Italie, latitude 38,70°N),
- ✓ Le dimensionnement d'un système à l'Université de Médéa comme exemple pratique

Médéa se situe au nord d'Algérie à une latitude de 36.17°N. Cette région est caractérisée par un climat humide et froid en hivers, chaud et sec en été.
L'Université de Médéa est alimentée en courant électrique alternatif par deux transformateurs de 200 kW chacun. Le Hall Technologique, situé à 300 m environ de l'Université, est alimenté par un transformateur de 200 kW. La consommation électrique de l'Université atteint sa valeur maximale en hiver. En 2009, la puissance maximale atteinte est 223 kW au mois de janvier, tandis qu'elle diminue à 86 kW pendant le mois d'aout.

La figure (3.5) montre la variation de la puissance électrique maximale atteinte chaque mois en 2009 (Sonelgaz, 2009 avec permission).

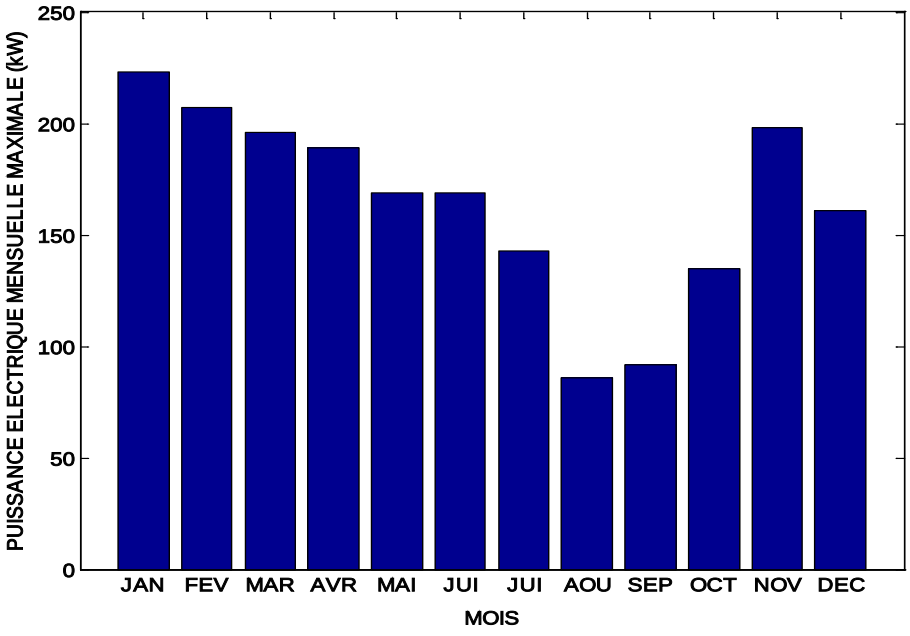


Figure 3.5. Variation mensuelle de la puissance maximale atteinte en 2009, de l'Université de Médéa [Sonelgaz, Spa, avec permission].

Les caractéristiques de chaque composant du système sont indiquées dans le 3.2.

Tableau 3.2. Caractéristiques des composants du système simulé.

Sous- Système	**Propriété**	**Valeur**
Modules PV	Type de cellule Rendement du module Surface du module	Si-monocristalline 15% 1 m^2
Convertisseur DC/DC	Type Rendement	Flyback avec isolation 97%
inverseur DC/AC	Type Rendement	Isolé à trois phase 97%
Electrolyseur	Type Rendement Pression d'hydrogène produit Consommation spécifique	Alcalin 90% 30 bars 5 kWh/Nm^3H_2
Piles à combustible	Type Rendement du système Température d'air admis Coefficient stœchiométrique	AFC 70% 20 C° 2.0
Stockage d'hydrogène	Type Rendement	Réservoir cylindrique en acier austénitique 90%
Batteries Rechargeable	Type Rendement Tension	Acide-Plomb 78% 24 V

3.4 RESULTATS ET DISCUSSION

3.4.1 Rayonnement solaire journalier

3.4.1.1. Rayonnement solaire global incident sur des panneaux horizontaux

Le rayonnement solaire global incident sur des panneaux PV horizontaux a été calculé à partir des valeurs moyennes de la durée journalière d'insolation mesurées (de 2000 à 2006) à Médéa, Alger et Ghardaïa obtenues à l'Office Nationale de la Météorologie. Les variations mensuelles du rayonnement solaire extraterrestre à, Médéa et Alger sont montrées sur les graphes de la figure 3.7).

Sur la figure (3.6). Au mois du juin, le rayonnement solaire en dehors des couches atmosphériques atteint 42 MJ/m^2, tandis que seulement 25 MJ/m^2 arrivent à la surface de la terre. Ceci signifie que le rayonnement solaire global a subit une atténuation à travers l'atmosphère environ 40%.
Le ciel nuageux correspond à une durée d'insolation nulle. Le rayonnement solaire atteint sa valeur minimale de 23% du rayonnement extraterrestre.

D'après [Iqbal, 1983], on peut connaitre l'état du ciel suivant les valeurs de l'indice de clarté obtenu pour Médéa : pour $0.0 \leq K_T < 0.3$, le ciel est nuageux, pour $0.3 \leq K_T < 0.7$, le ciel est partiellement nuageux, et pour $0.7 \leq K_T < 0.9$, le ciel est totalement clair.

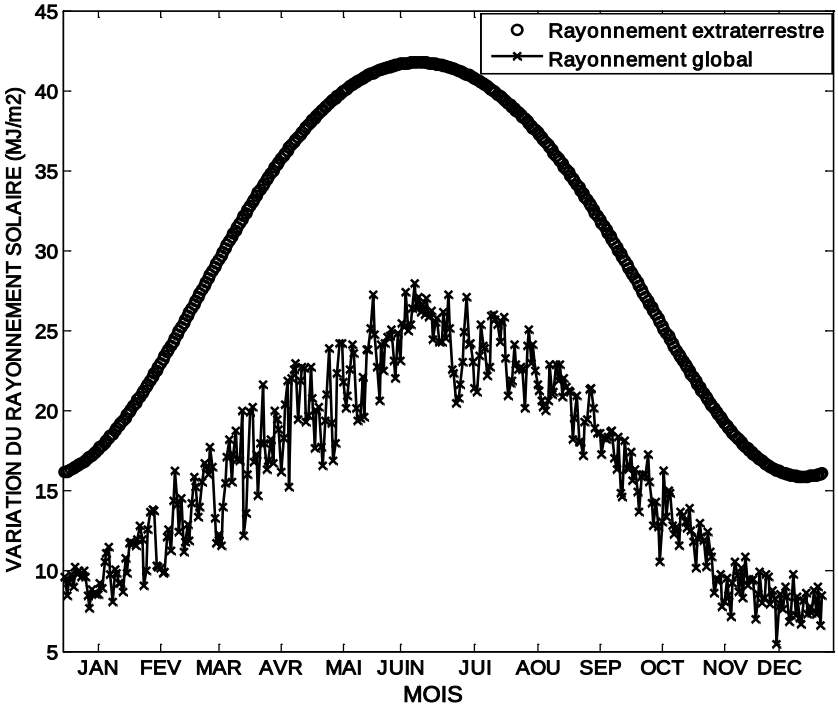


Figure 3.6. Variation des rayonnements solaires extraterrestre, et global à Médéa (en MJ/m^2).

La figure (3.7) montre la variation du rayonnement solaire global et ses composants, direct, diffus et réfléchi du sol, incidents sur des panneaux horizontaux à Médéa.

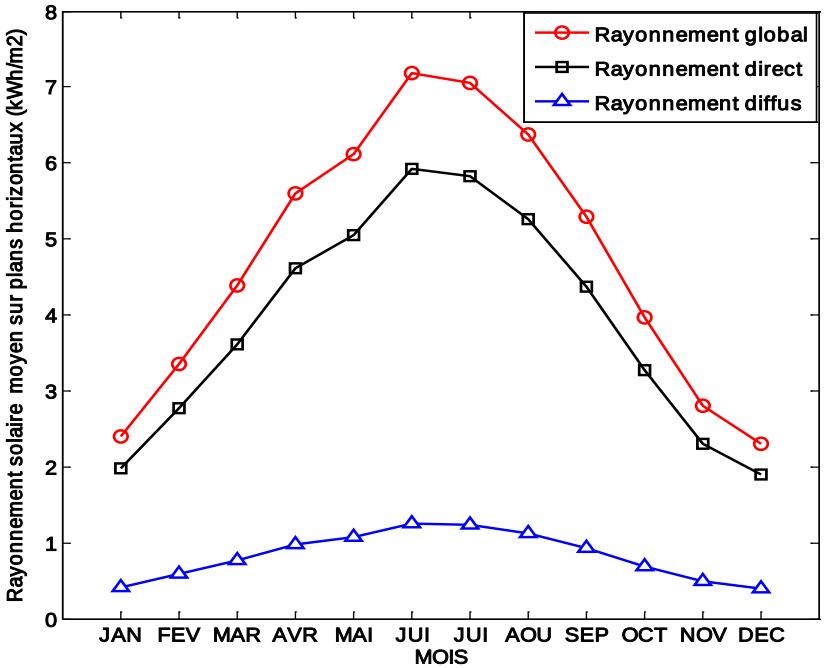


Figure 3.7. Variation du rayonnement solaire journalier global moyen et ses composants, direct et diffus incident sur des PV horizontaux à Médéa.

La figure 3.8 montre les variations journalières mensuelles moyennes du rayonnement solaire global sur des PV horizontaux à Alger, Médéa et Ghardaïa et l'Ile du Volcan à Sicile au sud d'Italie [CESEN, 1991].

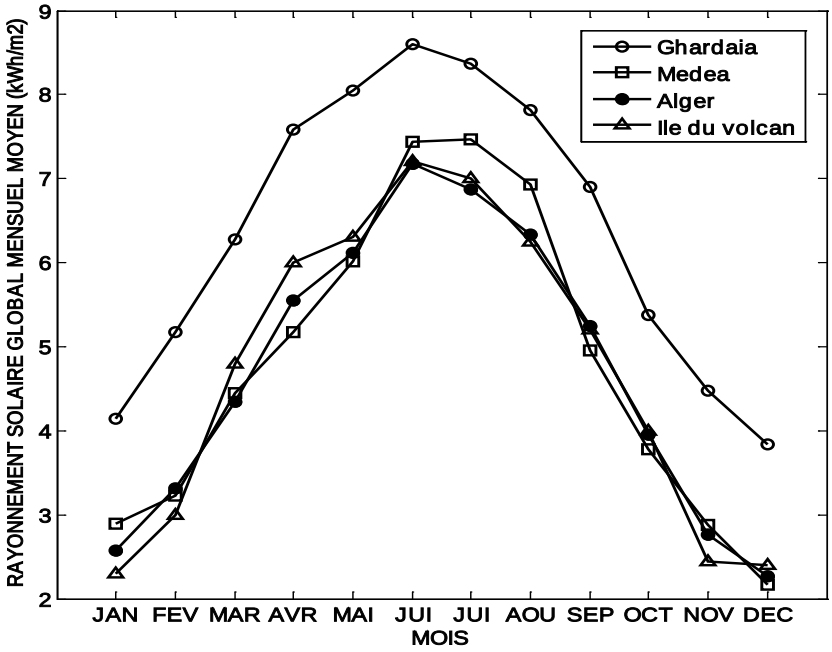


Figure 3.8. Comparaison du rayonnement solaire global mensuel moyen pour Ghardaïa, Alger et l'Ile de Volcan (Sicile au sud d'Italie).

On remarque sur la figure que le rayonnement global à Ghardaïa est plus élevé que celui à Alger et Médéa. Le rayonnement à Alger est proche à celui à Médéa avec une fluctuation approximative de -2 à +2 kWh/m². Ceci est dû à la position des deux régions qui sont distantes de 80km (36.80°N pour Alger et 36.17°N pour Médéa) et ont la même longitude. Par conséquent, toute perturbation climatique passant à travers le nord peut toucher la région de Médéa et Alger en même jour.
La figure indique que le rayonnement global à Alger est légèrement supérieur à celui du l'Ile du Volcan qui se situe à une latitude de 38°27'N (36°80' pour Alger). Ceci est dû à la position géographique des deux régions méditerranéennes qui se caractérisent par un climat humide en hiver et sec en été.

3.4.1.2. Rayonnement solaire incident sur des panneaux PV inclinés

La variation du rayonnement solaire incident sur des panneaux inclinés est montrée sur la figure (3.9).

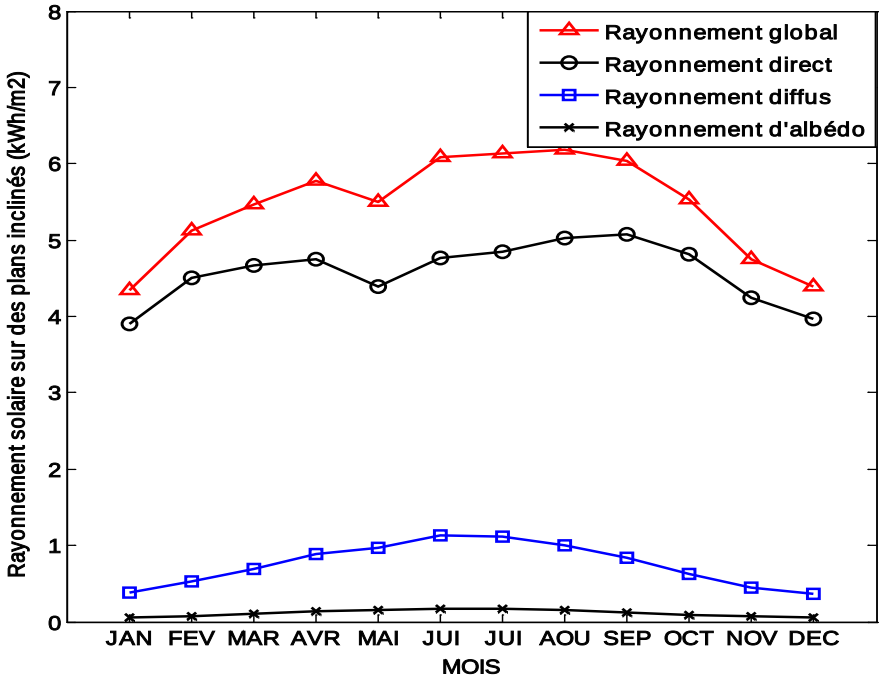


Figure 3.9. Variation du rayonnement solaire mensuel moyen et ses composants, direct et diffus et réfléchi du sol incidents sur des PV inclinés à Médéa.

En comparaison des figures (3.8) et (3.9), le rayonnement solaire global incident sur des panneaux inclinés est maximisé pendant l'hiver. Le rendement solaire est maximal lorsque le rayonnement est perpendiculaire aux panneaux PV, c-a-d, quand l'angle d'incidence du rayonnement sur les panneaux est égal à $\pi/2$. Ce cas s'effectue en été pour les le cas des panneaux horizontaux puisque l'inclinaison de la terre augmente l'angle d'incidence du rayonnement à 23,43°.

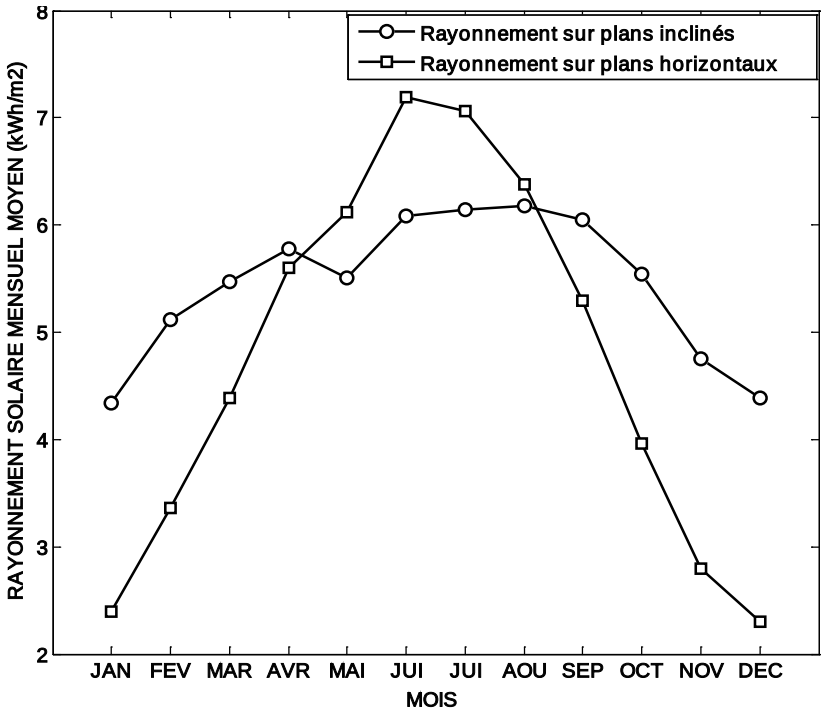


Figure 3.10. Comparaison entre le rayonnement solaire global mensuel moyen incident sur un plan horizontal et plan incliné à un angle égal à la latitude.

Pour les panneaux inclinés, l'angle d'incidence est augmenté par l'inclinaison des panneaux avec un angle égal à la latitude. Cependant, l'inclinaison de la terre diminue l'angle d'incidence de 23,43° en été. Une solution peut être efficace pour maximiser le rayonnement solaire sur les panneaux inclinés, c'est de rendre les panneaux inclinés horizontaux pendant l'été. Sur la figure (3.10), on voit que le rayonnement solaire augmente en hiver par l'inclinaison des panneaux (voir Fig. 3.10).

La figure (3.11) donne la variation du rayonnement solaire global à Médéa pour des différents angles d'inclinaison des panneaux PV.

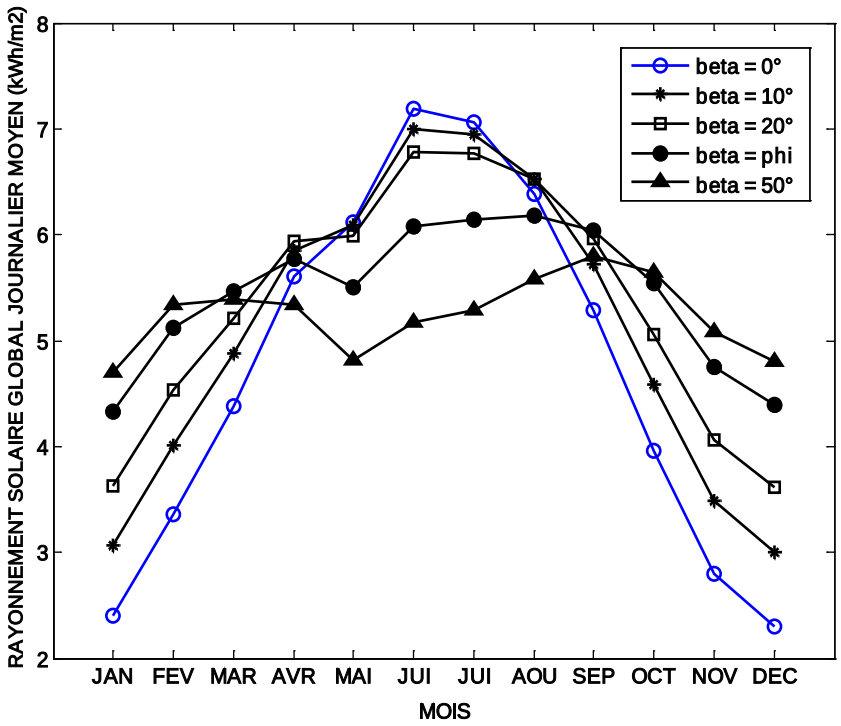


Figure 3.11. Rayonnements solaire global mensuel moyen incident sur des plans inclinés aux différents angles.

La figure montre que l'angle optimal d'inclinaison des panneaux PV est égal à la latitude des panneaux. C'est un cas similaire au cas lorsque les panneaux sont installés au niveau de l'équateur.
Les valeurs du rayonnement solaire annuel pour Ghardaïa, Médéa et Alger pour les panneaux PV horizontaux et inclinés sont données dans le tableau 3.3. Le rayonnement réfléchi du sol est inexploitable pour les PV horizontaux, mais il peut être collecté sur les PV inclinés.

Le tableau 3.3 donne le rayonnement solaire global annuel incident sur les panneaux PV à Ghardaïa, Médéa et Alger.

Tableau 3.3. Rayonnement solaire annuel et ses composants à Ghardaïa, Médéa et Alger.

Région	Rayonnement solaire	Panneaux PV horizontaux (kWh/m2)	Panneaux PV inclinés (kWh/m2)
Alger	Global	1671,1	1941,10
	Direct	1378,7	1636,20
	Diffus	292,45	263,30
	Albédo	-	41,64
Médéa	Global	1697	1949,30
	Direct	1400	1640,10
	Diffus	297	268,36
	Albédo	-	40,85
Ghardaïa	Global	2264,5	2579,60
	Direct	1868,2	2152,80
	Diffus	396,27	365.82
	Albédo	-	60.90

3.4.1.3 Irradiation solaire horaire maximale

L'irradiation solaire horaire maximale atteint sa valeur maximale au midi solaire. Sur un plan incliné, l'irradiation maximale varie de 500 Wh/m² à 1,05 kWh/m² en été pour la région de Médéa (voir figure 3.12). C'est une puissance élevée sur une surface de 1 m^2. Par conséquent, un modules PV de 1 m^2 de surface et d'un rendement de 10% peut produire alors une puissance nette varie de 50 à 100 W.

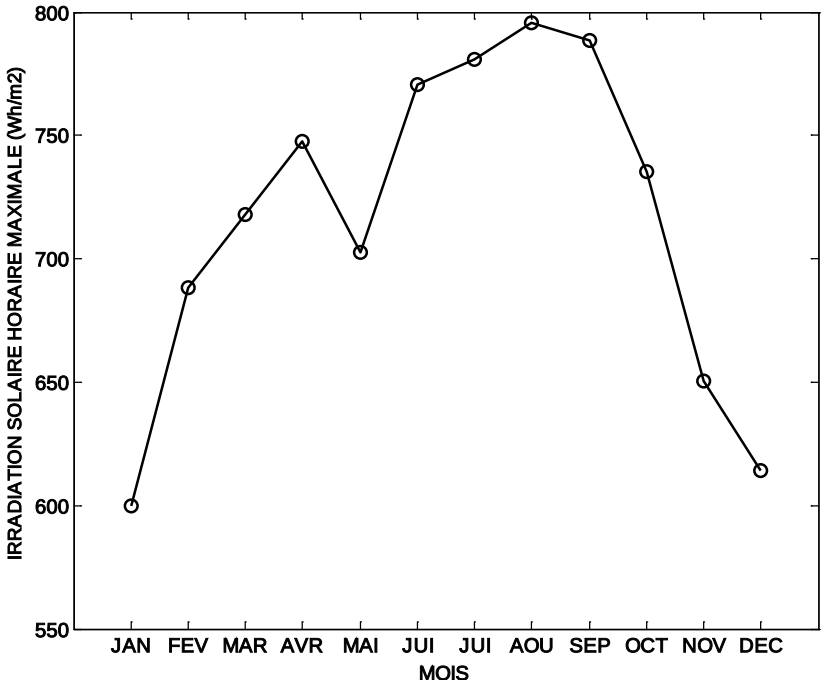


Figure 3.12. Irradiation solaire horaire maximale incidente sur des panneaux PV inclinés à un angle égal à la latitude et orienté vers l'équateur pour la région de Médéa.

3.4.2 Taille du champ PV

La méthode suivie pour le dimensionnement du système en utilisant des modules PV au silicium-monocristallin ayant un rendement de 15%, conduit à l'installation d'un champ PV d'une surface totale de 6400 m^2. La puissance PV maximale atteinte pendant les jours ensoleillés est de 250 kW. La production énergétique journalière maximale des PV est estimée à 6,17 MWh en produisant une énergie annuelle de 1800 MWh.

La surface totale du champ PV peut être optimisée en utilisant des panneaux de rendement plus élevé. C'est le cas des modules fabriqués en Silicium poly-cristallin. Les modules en Silicium multi-jonctions et les modules concentrateurs. Le tableau 3.4 donne la surface totale des PV obtenue en utilisant des différents types des modules PV avec leurs rendements au champ [Expert Workshop Mediterranian, 2008].

Tableau 3.4. Surface totale du champ PV obtenue pour des différents types de modules.

Type de module	Rendement au champ	Surface totale
Si amorphe	8-11	8727- 12000
Si en films minces (CIGS)	6-8	12000 - 16000
Si monocristallin	13-15	6400 - 7384
Si polycristallin	13-18	5333- 7384
Si multi-jonctions	16-21	4571 - 6000
Concentrateurs	20-30	3200 - 4800

Les panneaux PV en silicium cristallin nécessitent la moitié de surface totale par rapport à l'installation des PV en silicium amorphe. Cependant, ils nécessitent une double surface par rapport aux PV concentrateurs.
L'installation des panneaux nécessite une surface terrestre trop vaste. Si en introduisant un facteur de 2,5 sur la surface des PV pour éviter l'effet d'ombre, alors la surface terrestre nécessaire pour l'installation des PV est de 16000 à 18000 m^2, équivalente à 1,8 ha, dans le cas où les PV en Si-monocristallin sont utilisés.
Les concentrateurs ne sont pas convenables pour les panneaux fixes, car ils nécessitent un système tracker pour suivre le soleil. Dans ce cas, les modules PV monocristallins sont les plus rentables pour des panneaux fixes.

A titre de comparaison avec les résultats obtenus par [Barra et Coiante, 1993] pour le cas de l'Ile du Volcan. Si en supposant qu'on a une ville de même diagramme de consommation énergétique en Algérie, la surface des PV serait de 16005 m² à Alger et 12560 m² à Ghardaïa. Par comparaison en Italie, cette surface serait de 22931m² pour des modules PV de rendement égal à 15%. Ceci donne une réduction de la surface des PV de 6920 m² pour une zone située à Alger et de 10370 m² si cette ville se situe à Ghardaïa. Par conséquent, l'installation des systèmes hybrides PV sera plus économique aux régions désertiques que les régions humides.

3.4.3 Stack des batteries rechargeables

Dans le cas d'utilisation des batteries conventionnelles acide-plomb de rendement 80%, la capacité maximale du stack des batteries atteint 3,5 MWh. Puisque les batteries doivent être déchargées à 80% au maximum, alors parmi 3,5 MWh à stocker dans le stack des batteries, une énergie de 698 kWh ne doit être pas utilisée pour ne pas affecter les cellules. Le stack peut générer une puissance nette de 250 kW.
Les batteries conventionnelles et les batteries modernes telles que les Vanadium-Brome Redox et les Zinc-Brome ont des rendements varis de 75% à 80%. L'avantage des batteries vanadium redox est que ces dernières peuvent être déchargées à 100%, elles ont une longue durée de vie. De même, leur capacité de stockage augmente simplement par l'ajout d'un volume des réactifs. Par conséquent, l'utilisation des batteries vanadium redox résulte d'un stack de capacité moins que les batteries conventionnelles.

3.4.4 Système de stockage d'hydrogène

L'énergie saisonnière d'hydrogène stockée pendant la période estivale est estimée à 271,5 MWh. Cette quantité d'énergie est reconvertie en énergie électrique via les piles à combustible pendant les autres saisons.
La figure (3.13) montre la variation de l'énergie mensuelle d'hydrogène du système hybride installé pour alimenter l'Université de Médéa. La partie positive de la figure, représente l'énergie d'hydrogène stockée, tandis que les parties négatives représentent le déficit d'hydrogène est.
Par l'analyse du diagramme mensuel de l'énergie d'hydrogène, on remarque que le mois de juin est le mois favorable pour le début de la mise du système en fonctionnement.
La masse d'hydrogène à stocker est 8078,3 kg d'hydrogène (soit $4x10^6$ moles) en prenant en compte le pouvoir calorifique inférieur d'hydrogène.

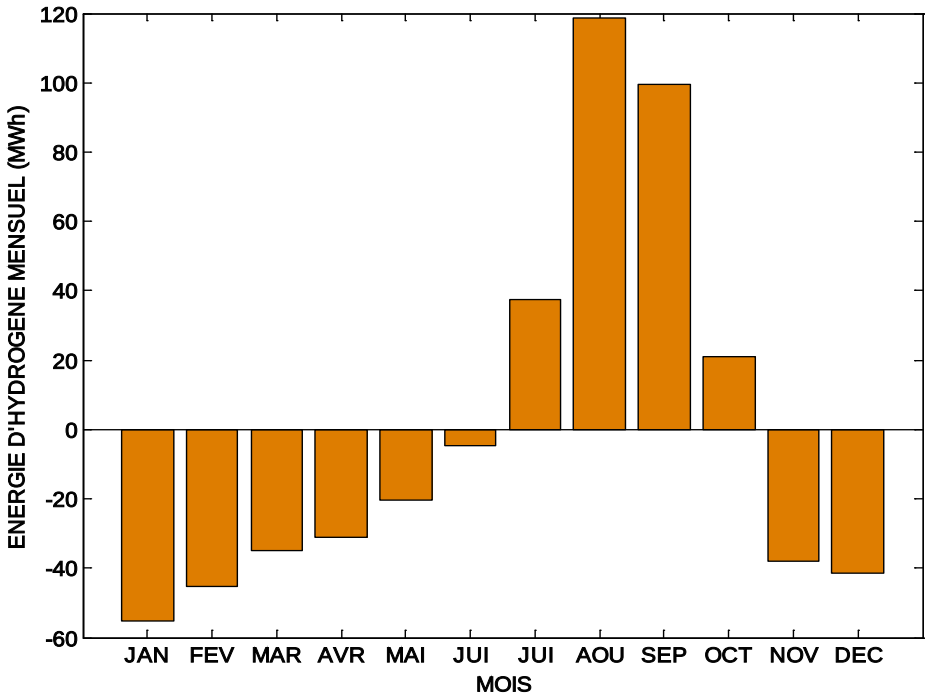


Figure 3.13. Variation de l'énergie d'hydrogène mensuelle (en MWh)

Le système conçu pour le stockage d'hydrogène gazeux est composé des réservoirs pressurisés unitaires de forme cylindrique sous une pression de 30 bars.
En utilisant l'équation d'état des gaz réels de Van Der Waals pour l'hydrogène [P. Fishbane, et al, 2005], le volume total d'hydrogène est estimé à 3372,5 m^3 sous pression de 30 bars et 25°C. La densité d'hydrogène sous ces conditions atteint à 2,39 kg/m^3. Si le réservoir est fabriqué en acier austénitique et ayant une longueur de 3m, son volume géométrique atteint 19 m^3. Pour le stockage de 3372,5 m^3 d'hydrogène, il faut installer 4 réservoirs ayants ces dimensions.

Le tableau 3.5 donne les épaisseurs de la paroi du réservoir cylindrique d'hydrogène d'un diamètre extérieur de 2 m, fabriqué en différents matériaux.

Tableau 3.5. Epaisseur de la paroi du réservoir de stockage d'hydrogène à 30 bars pour des différents matériaux, D_o = 2000mm.

Matériau	Resistance à la traction (σ_v)	Masse volumique ρ (g/cm^3)	Epaisseur de paroi e_w (mm)
Aluminium	50 MPa	2,7	58,25
Acier inoxydable	460 MPa	7,83	6,50
Acier austénitique à haute résistance	1100 MPa	7,83	2,72
Composite	2000 MPa	-	1,49
Composite T700	2450 MPa	1,75	1,22
Fibres T700	4900 MPa	1,80	0,61

Les caractéristiques du système conçu pour le stockage d'hydrogène sont données dans le tableau 3.6.

Tableau 3.6. Epaisseur de la paroi du réservoir de stockage d'hydrogène à 30 bars pour des différents matériaux, D_o = 2000mm.

Caractéristique	Valeur
Type du container	Réservoir cylindrique
Matériau	Acier inoxydable
Pression max	460 MPa
Longueur	3000 mm
Diamètre intérieur	1993,5 mm
Diamètre extérieur	2000 mm
Epaisseur de la paroi	6,5 mm
Volume géométrique	19 m^3
Capacité à 30 bars	843 m^3
Nombre des réservoirs	4

Le stockage d'hydrogène dans des réservoirs cylindriques sous forme de gaz comprimé est choisi en raison de leur simplicité et rentabilité. En plus, l'hydrogène est stocké en toute sécurité.

3.4.5 Stack électrolyseurs

Le stack électrolyseur d'eau peut produire au maximum un débit massique de 0,0033 kg/s d'hydrogène gazeux à 30 bars, tandis que le volume d'hydrogène produit est 56,36 m^3. La consommation journalière maximale du stack atteint 281 kWh. Aux conditions normales (P=1bar, T=15°C), le stack électrolyseur consomme une énergie estimée à 5 kWh/Nm^3 d'hydrogène, c'est le cas des électrolyseurs alcalins commercialisés actuellement.
A la pression atmosphérique, le stack électrolyseur peut générer un volume maximal de 1603 m^3/jour, soit un volume de 139 m^3/h (pendant 11 heures et 15 minutes de fonctionnement). Ce grand volume d'hydrogène est réduit à 4,91 m^3/h si l'hydrogène est produit à 30 bars. Dans ce cas, le stack électrolyseur nécessite une tension excessive de 43,7 V. Le travail dû à la production et la compression d'hydrogène à 30 bars est estimé à 4,9 kWh/m^3.

3.4.6 Stack piles à combustible

Les caractéristiques du stack des piles à combustible et du stack des électrolyseurs sont données au tableau 3.7.

Dans le cas des piles à combustible de type PEMFC, on a choisi un coefficient sociométrique de l'air entrant le stack égal à 2. L'air doit contenir une humidité relative varie de 80 à 100% si le stack fonctionne à une température varie de 60 à 70°C. La vapeur d'eau contenue dans l'air permet d'évacuer rapidement la chaleur générée par le stack et d'améliorer la conductivité des membranes polymériques des cellules.

Tableau 3.7. Caractéristiques des stacks électrolyseur et piles à combustible.

Sub-Système	Propriété	Valeur
Electrolyseur	Type Tension de cellule Consommation spécifique Débit massique d'hydrogène Pression d'hydrogène produit Débit d'eau consommé	Alcalin (AE) 1.65 V 4.9 kWh/Nm^3 0,0033 kg/s 30 bars 0.2 Kg/s
Piles à combustible	Type Puissance du stack Tension de cellule Débit massique d'hydrogène Débit d'eau produite Débit d'air entrant Débit d'air sortant	Alcaline(AFC) 250 kW 0.85 V 0.003 kg/s 0.027 kg/s 0.21 kg/s 0.18 kg/s

3.4.7 Bilan énergétique journalier du système

La figure (3.14) montre le diagramme énergétique journalier du système PV/Hydrogène/Batteries en MWh pour l'Université de Médéa.

La figure montre bien que lorsque l'énergie produite par les PV dépasse la consommation énergétique journalière de l'Université, alors l'excès d'énergie PV est converti en hydrogène et énergie chimique dans les batteries (énergie à stocker positive). Quand la puissance PV demeure inférieure à la consommation, l'énergie stockée est convertie en énergie électrique pour assurer une alimentation continue de l'Université en énergie électrique.

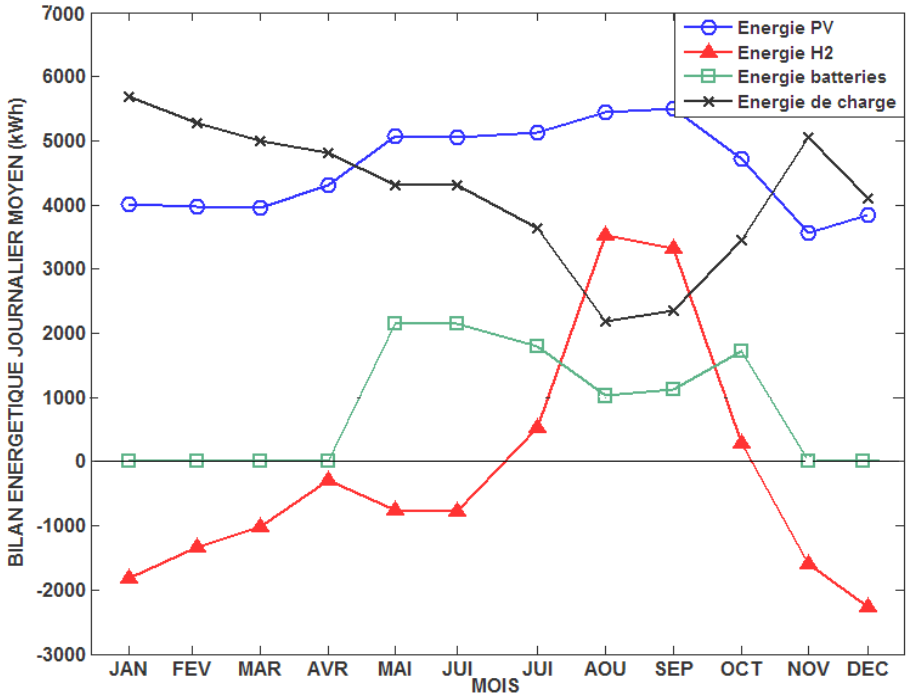


Figure 3.14. Bilan énergétique journalier mensuel moyen du système PV/Hydrogène/Batteries.

En termes du bilan énergétique annuel, l'énergie photovoltaïque annuelle est estimée à 1800 MWh. D'où, 271 MWh de l'énergie PV doit être stockée sous forme d'hydrogène, et 500 MWh doit être stockée dans les batteries rechargeables. Une énergie de 854 MWh est fournie directement à la charge.

Le rendement total du système de production, stockage et conversion d'hydrogène est estimé à 52%. Alors que le rendement total du système PV/Hydrogène/Batteries est estimé à 6%. Ce rendement est beaucoup plus faible que les moteurs thermiques qui ont un rendement vari de 40 à 60%.

CONCLUSION

L'application de la méthode de dimensionnement basée sur les équations du bilan énergétique d'un système hybride PV/Hydrogène désigné pour l'Université de Médéa conduit au dimensionnement d'un système d'une puissance maximale de 250 kW durant les jours à ensoleillement élevé, constitué par des panneaux en Si-monocristallin de rendement égal à 15%. Les panneaux étant fixes, orientés vers l'équateur et inclinés à un angle égal à la latitude de la ville de Médéa.

Le stack électrolyseur alcalin ayant une puissance maximale de 30 kW, capable de produire un volume horaire de 4,9 m^3/h d'hydrogène à 30 bars.

Les batteries rechargeables conventionnelles telles que les batteries à acide-plomb peuvent être utilisées sans affecter leur durée de vie, car le nombre de cycles de charge et décharge des batteries est réduit par le couplage des ces systèmes ave le système à hydrogène.
Les batteries Vanadium Redox ayant un rendement comparable aux batteries à acide-plomb. Elles ont une durée de vie illimitée et peuvent être déchargées à 100%. Cependant, elles ne sont pas encor diffusées pour les utiliser dans les systèmes PV.

Le système de stockage d'hydrogène désigné pour notre application est un ensemble de réservoirs cylindriques en acier inoxydable à haute résistance en raison de leur simplicité et rentabilité.
Le rendement global du système ne dépasse pas 10% dans le cas où les PV en silicium monocristallin sont utilisés. Ce rendement est donc beaucoup plus faible que celui des systèmes énergétiques conventionnels fonctionnant en carburants fossiles qui ont un rendement pouvant atteindre 60%.

Les études et les projets réalisés des systèmes autonomes PV/Hydrogène ont montrés la faisabilité et la sécurité du système de stockage par l'hydrogène. Le rendement du système de stockage à hydrogène a un rendement de 45 %.

CHAPITRE 4

Analyse économique

1. INTRODUCTION

Les divers projets des systèmes PV/Hydrogène/Batteries réalisés à travers le monde ont montré la faisabilité de l'installation de ce type de systèmes à l'échelle de 350 kW, en citant par exemple le projet Solar Wasserstoff en Allemagne d'une puissance de 370 kW.
Outre leur rendement qui atteint 10%, les systèmes PV/Hydrogène/Batteries sont beaucoup plus coûteux que les systèmes énergétiques fonctionnant en carburants fossiles.

Pour que la conception d'un système hybride PV/Hydrogène soit optimale, les parties du système doivent avoir des rendements élevés, d'où des pertes d'énergie minimales. En plus, une fiabilité élevée et longues durées de vie. Du point de vue économique, elles doivent avoir les coûts les plus économiques.

2. COUT DES PV

La performance et le coût des modules PV dépondent des paramètres suivants ;

- ✓ La structure des cellules et le matériau semi-conducteur utilisé,
- ✓ Le taux de concentration du rayonnement solaire,
- ✓ L'utilisation des systèmes pour l'orientation des panneaux.

Les modules plans fabriqués en silicium amorphe ayant des rendements faibles, varis de 6 à 8%, mais leur fabrication est simple et coûtent environ 3 à 4 $/W. la performance de ces modules est améliorée par l'augmentation du degré de cristallinité du matériau. Les modules en silicium monocristallin donnent des rendements élevés en atteignant 16%. Environ 90% des modules PV commercialisés sont fabriqués en silicium cristallin. La concentration du rayonnement peut améliorer le rendement des PV jusqu'à 30%.
L'orientation actuelle se focalise vers le développement des modules PV en films minces, fabriqués en Indium Cuivre Germanium Arsénite (CIGS), leur rendement vari de 8 à 12%. [Solaire Fabrik Group, 2006].

Le coût unitaire d'un module PV en US$/W est calculé par:

$$Cout\ (US\$/W) = \frac{(\text{Coût du module}) + (\text{Coût de maintenance}) + (\text{Coût du tracker})}{\text{Puissance du pic}} \qquad (4.1)$$

Le système du tracker coûte 0,85 US$/W pour les trackers à un seul axe, et 1,25US$/W pour les trackers à deux axes. Tandis que le coût de la maintenance des panneaux vari de 0.05 à 0.1 US$/W.

Le tableau 4.1 donne les durées de vie et les coûts en US$/W de puissance de pic des différents modules PV commercialisés actuellement [Clara Convention Center, 2009].

Tableau 4.1. Durées de vie et coûts par Watt des différents types des modules PV (Coûts estimés en 2009), [Clara Convention Center, 2009].

	Si-monocristallin	Si- Polycristallin	Multi-jonction	Si-Amorphe	Film mince $CuInGaSe_2$ (CIGS)	Concentrateur
Durée de vie (an)	25 ans 90% a évalué la puissance 30 ans de puissance évaluée par 80% typique	10 ans 90% a évalué la puissance 25 ans de puissance évaluée par 80% typique	Elevée	-	20	-
Coût (US\$/W_p)	5 – 7.00	4 - 6	6 - 8	3 - 4	2 - 3	10 - 12

La figure (4.1) montre le coût des PV pour une puissance de pic de 250 kW.

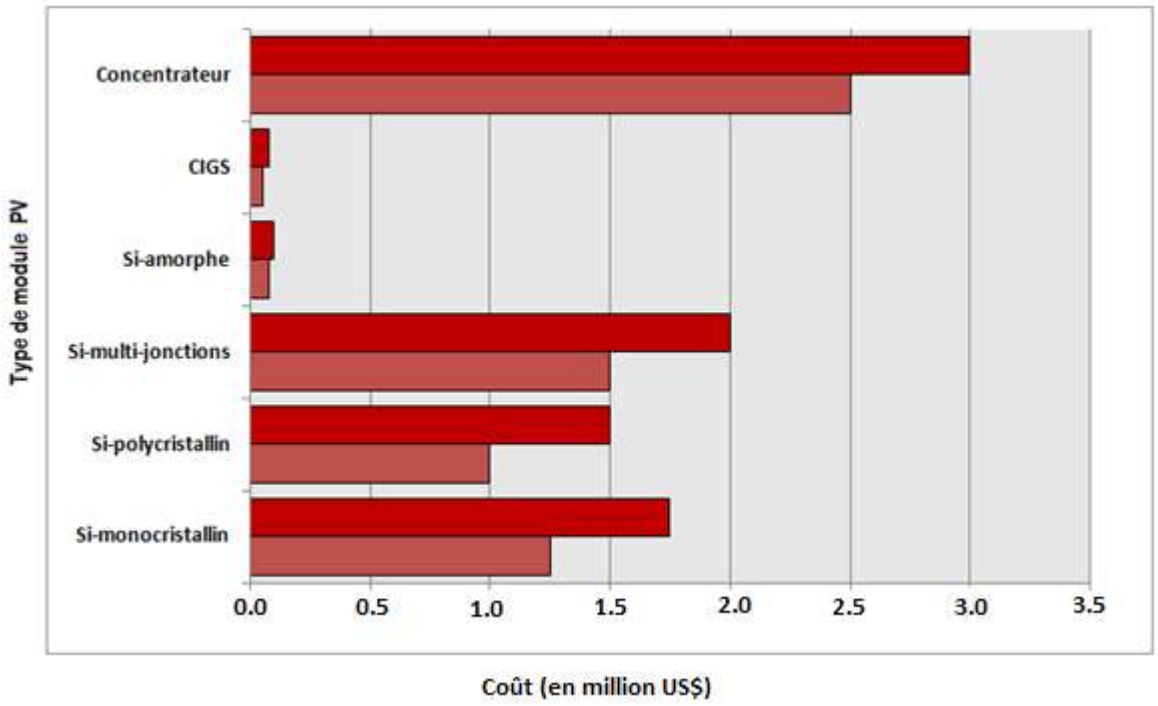


Figure 4.1. Coût minimal et maximal des modules PV en US\$ pour une puissance de 250 kW.

En termes de prix par kW de puissance générée, les modules CIGS et Si-amorphe sont les mois coûteux. L'installation de ces derniers diminue considérablement le coût global du système. Cependant, ils nécessitent une très large surface terrestre pour les installer (voir figure 4.2).

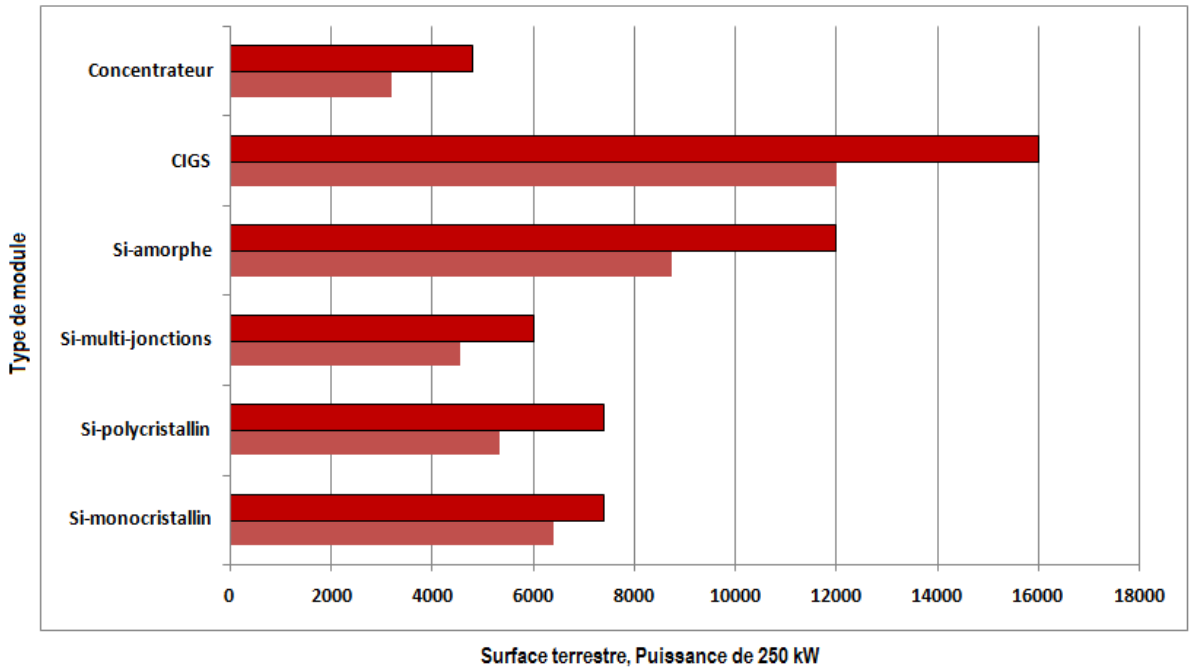


Figure 4.2. Surface terrestre (en m^2) nécessaire pour l'installation des modules PV d'une puissance de 250 kW.

Les modules concentrateurs sont les plus rentables et les plus coûteux par rapport aux autres types de modules. Cependant, la concentration du rayonnement solaire génère une quantité de chaleur importante, pratiquement le rendement des concentrateurs et des PV monocristallins diminua de 0,06% lorsque la température augmente de 1°C. Les modules amorphes ont un comportement inverse, leur rendement augmente lorsque la température des modules augmente. Par conséquent, les panneaux amorphes sont convenables pour les utiliser dans les régions chaudes et désertiques [Shobokshy, 1993].

On peut conclure que les modules PV en Si-monocristallin sont adaptés pour le cas de l'université de Médéa en raison de leur rendement élevés par rapport aux modules PV en Si-amorphe et les CIGS. En outre, leur fabrication est plus simple et sont plus économiques que les concentrateurs et les modules en Si-multi-jonctions.

3. COUT DES ELECTROLYSEURS

Les électrolyseurs ont un rendement qui varie de 75 à 90% et une consommation spécifique de 3 à 6 kWh/Nm^3 d'Hydrogène. Les PEM sont les plus coûteux parmi les autres types où leur coût dépasse 10000 US$/kW.

Le tableau 4.2 donne des données technico-économiques des électrolyseurs.

Tableau 4.2. Caractéristiques technico-économiques des électrolyseurs [Proton Energy Systems, Co], [Rajeshwar et al, 2008].

Type	Température opératoire (°C)	Pression (bar)	Consommation électrique (kWh/Nm^3 d'H_2)	Rendement énergétique (%)	Durée de vie (an)	Coût du système (US$/kW)
alcalin	50-100	3-30	4-5	75-90	15-20	~ 1000
PEM	80-100	1-70	6	80-90	~ 17	>10000
A vapeur haute température	800-1000	-	3-3.5	80-90	-	~ 800

Les électrolyseurs alcalins sont plus économiques et ont un rendement comparable au PEM. En outre, ils fonctionnent à une température moyenne de 50ºC. Par conséquent, ils sont choisis pour notre application. Le coût élevé des électrolyseurs PEM est dû aux matériaux utilisés dans la fabrication de leurs cellules.

4. COUT DES PILES A COMBUSTIBLE

Le tableau 4.3 donne les caractéristiques énergétiques et le coût en US$/kW des piles à combustible d'une puissance nominale de 200 kW par stack.

Tableau 4.3. Paramètres typiques de performance, [EPRIsolutions], [World Fuel Cells Inc].

Caractéristique	PAFC	PEMFC	MCFC	SOFC	AFC
Capacité électrique nominale (kW)	200	200	250	200	200
Rendement électrique (%), HHV	36	35	43	46	50
Rendement total (%), HHV	72	72	65	70	--
Rendement électrique effectif (%), HHV	65.4	65.0	59.3	65.6	--
Cout unitaire (US$/kW)	4500	3120	4350	2830	1750
Cout de maintenance (US$/kWh)	0.029	0.023	0.043	0.024	Non disponible
Cout total (US$/kW)	5200	3800	5000	3620	2400
Cout total d'installation (US$/250 kW)	1300 000	950 000	125 0000	905 000	60 0000

La figure (4.3) montre le coût total de chaque type des piles à combustible pour une puissance de 250 kW.

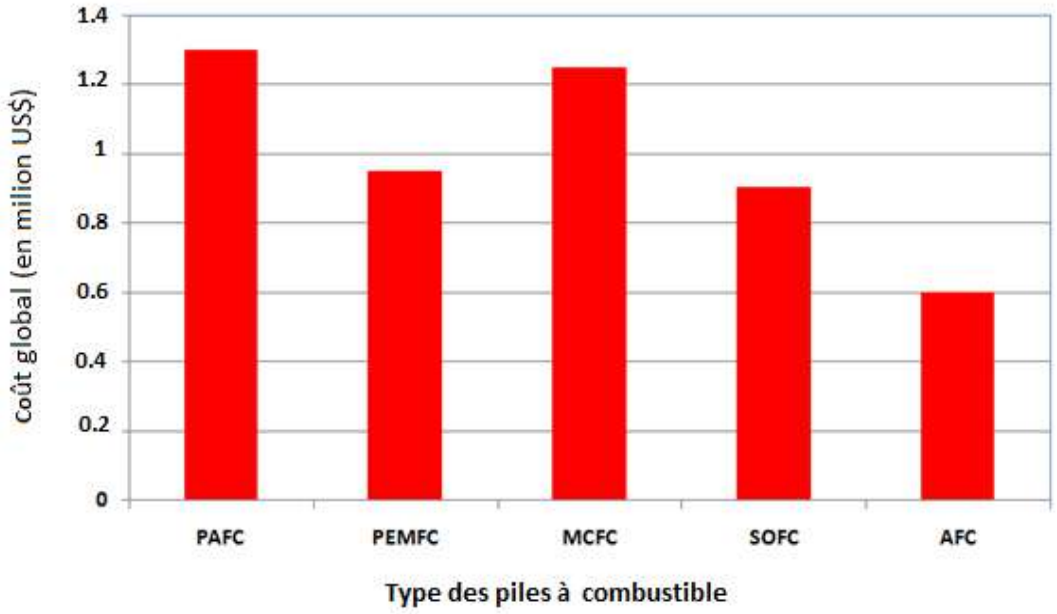


Figure 4.3. Coûts des piles à combustible (en US$/kW) pour une puissance de 250 kW.

Les PEMFC sont les piles à combustible les plus coûteuses à l'heure actuelle. Elles fonctionnent à une température moyenne varient entre 50 et 125°C et donnent un rendement élevé. Les PEMFC sont utilisées principalement pour les navettes aérospatiales. Les piles AFC sont beaucoup moins couteuses que les PEMFC. Dans les AFC modernes, le taux des réactions a été amélioré par l'utilisation des électrodes poreux et des catalyseurs en platine. En plus, elles donnent un rendement comparable à celui des PEMFC et les autres piles à combustible. Par conséquent, les piles AFC sont adoptées pour l'université du point de vue économique et performance comparable aux PEMFC.

5. COUT DU STOCKAGE D'HYDROGENE

Les caractéristiques ; coût spécifique (en US$/$Nm^3$ d'hydrogène) et capacités gravimétriques des différents types des systèmes de stockage d'hydrogène sont données dans le tableau 4.4 [Ying Wu, 2003], [Lasher et al, 2005].

Tableau 4.4. Comparaison des capacités gravimétriques et le coût spécifique des différents systèmes de stockage d'hydrogène [Hydrogen Components Inc, 2010], [Chengdu Organic Chemicals Co. Ltd, 2010], [Lasher et al, 2005].

Système	Type	Capacité gravimétrique (%d'H_2 /masse)	Coût spécifique
Métaux hydrides Pression ≤ 10 bars	$LiBH_4$	18,42	-
	LiH	12,6	-
	Sodium boro-hydride ($NaBH_4$)		60 US$/l
	$LiAlH_4$	10,57	-
	AlH_3	10,1	-
	MgH_2	7,71	-
	Sodium Alanate ($NaAlH_4$)	7,46	65 US$/l
	CaH_2	4,82	-
	NaH	4,14	-
	Moyenne	~ 6.5	2000 - 2300 US$/$Nm^3$ H_2
Nano fibres de carbone	SWNT	~ 5 à 10	2200 US$/g H_2
	DWNT		3500 US$/g H_2
	MWNT		550 à 1500 US$/g H_2
Hydrogène liquide	LH_2	14,2	-
Gaz comprimé	Cylindre à 13.8 bars		6000 US$/$Nm^3$
Gaz comprimé	Cylindre à 150 bars	0,59 kWh/l	10900 US$/$Nm^3$

La figure (4.4) montre le coût du stockage d'hydrogène en million US$/MWh.

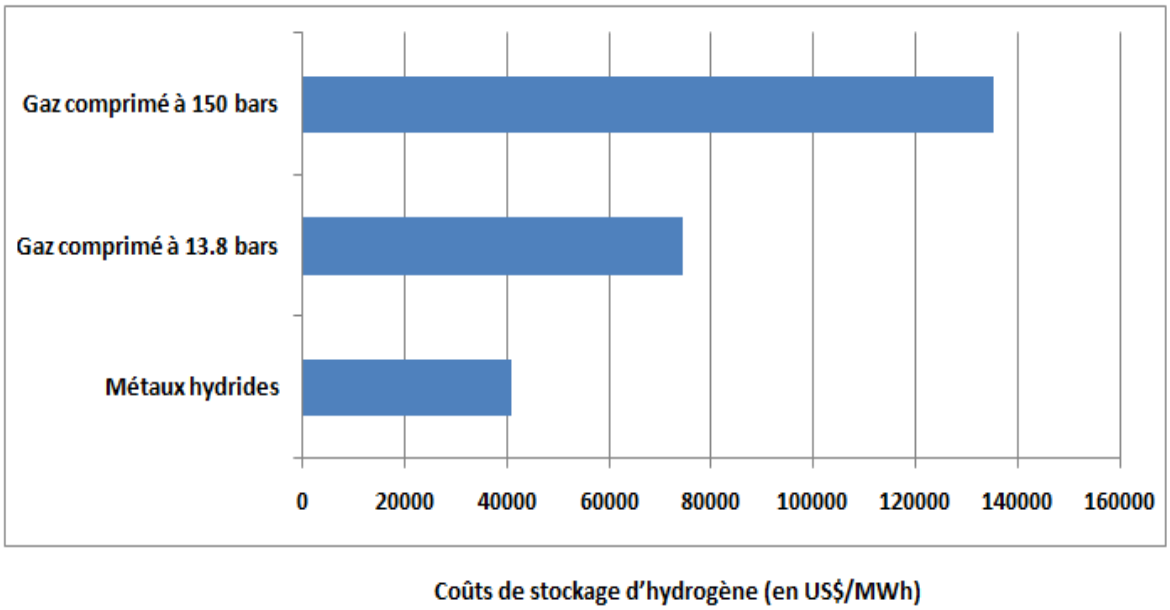


Figure 4.4. Coûts du stockage d'hydrogène dans les métaux hydrides et les cylindres pressurisés (en US$/MWh).

La figure (4.4) montre que le stockage d'hydrogène dans les métaux hydrides est beaucoup plus économique que le stockage dans les cylindres pressurisés. Les autres méthodes telles que les nano-tubes de carbone et l'hydrogène liquide (LH_2) sont économiquement défavorable.

6. COUT DES BATTERIES RECHARGEABLES

Les caractéristiques technico-économiques des batteries rechargeables conventionnelles à acide-plomb et les batteries à écoulement Zinc-Brome redox et Vanadium Redox sont données dans le tableau 4.5 [Linden, 1995], [Patel, 1999], [Masters, 2004].

Tableau 4.5. Caractéristiques technico-économiques des batteries rechargeables [Linden, 1995], [Patel, 1999], [Masters, 2004].

	Batteries Zinc-Brome ZBB	Batteries Vanadium-Brome Redox VRB	Batteries à Acide-Plomb	Nickel-Cadmium Ni-Cd
Rangée de puissance	10 kW – 5 MW	10 kW – 5 MW	10 kW – 5MW	
Coût des composants	400$ / kWh	400 $/kW	100$ -150$ / kWh	1200 $/kWh
Coût Projeté jusqu'au 2010	300$ / kWh	N.D	80$ - 120$ / kWh	
Coût typique de la maintenance	20$ / kW/an	N.D	1$ - 2$ / kWh/an fixe 0.005$ / kWh Variable	-
Durée de vie typique	2000 Cycles	Limitée seulement par les matériaux de construction utilisés et non plus de réactifs	300 – 500 Cycles	15 ans
Rendement à long terme	76%	78%	82%	

Les choix prédominants pour le stockage sont les batteries d'acide de plomb et les batteries Ni-Cd, en raison de leur fiabilité et leur flexibilité en termes de capacité. L'inconvénient de ces batteries est leur durée de vie limitée par le nombre de cycle de charge/décharge et la profondeur de décharge. Les batteries acide-plomb ne doivent pas être déchargées à moins de 80%, afin d'éviter leur dégradation rapide [Gross, 1987].

Les batteries de type ZBB (Batterie à Zinc/Brome), $Zn/ZnBr_2/Br_2$ (principalement développée aux Etats-Unis, à l'Autriche, et au Japon) représentent l'évolution technologique actuelle des batteries rechargeables. Elles sont très convenables pour des applications solaires en raison de son haut nombre de cycles qui dépasse 2000 cycles, [Voss, 1988]. En plus les batteries à Zinc-Brome peuvent être déchargée jusqu'à 100% de leur capacité totale pendant une langue durée sans affecter leur performance. Les batteries à nickel-fer sont rarement utilisées en aucune application à cause du taux d'autodécharge élevé qui les rend inconvenables pour les systèmes autonomes PV/Hydrogène.

Les batteries rechargeables à nickel-hydride et à lithium sont utilisées actuellement dans les équipements électroniques tels que les téléphones et les micro-ordinateurs portables. De même, elles ne sont pas disponibles pour les systèmes PV de grandes capacités (>100Ah). En plus, elles nécessitent une protection sophistiquée en phase de charge, et par conséquent elles ne sont pas faciles à adapter avec le courant PV de nature variable.
Les batteries de type VBR sont plus couteuses par rapport aux autres types des batteries d'un coût de 400US$/kW. Cependant, les VBR ont deux principaux avantages qui peuvent surmonter leur prix élevé, elles ont une très longue durée de vie d'une part, et d'autre part, leur capacité en kWh peut être augmentée simplement par l'ajout d'une quantité de réactifs dans des réservoirs externes [Linden, 1995], [Masters et Gilbert, 2004].

4.7 ANALYSE ECONOMIQUE

En référant aux coûts spécifiques des éléments du système PV/Hydrogène/Batteries montrés ci-dessus, et après une comparaison technico-économique de ces derniers, le coût global du système peut être obtenu. Le tableau 4.6 donne les coûts des éléments ainsi le coût global du système.

Tableau 4.6. Coûts total du système hybride PV/Hydrogène/Batteries d'une puissance maximale de 250 kW, volume saisonnier d'hydrogène : 3372 m^3, pression de stockage : 30 bars.

Sub-système	Type	Rendement énergétique (%)	Coût total (US$)
Panneaux PV	Si-monocristallin	15	1250 000 à 1750 000 US$/250 kW
Pile à combustible	AFC	70	600 000 US$/250 kW
Electrolyseur	AE	90	5000 US$/5 kW
Batteries	VRB	80	100 000 US$/250 kW
Stockage d'hydrogène	Métaux hydrides	90	6744 000 à 7 755 600 US$/3372 m^3 d'hydrogène
Systèmes périphériques	Adaptateurs de charge DC/DC et DC/AC, vannes, pipes, câblage…	97	60000 US$
		Coût total	**8 759 000 à 9 770 600US$**

CONCLUSION

Les caractéristiques technico-économiques données dans le tableau 4.6 représentent la conception optimale du système PV/Hydrogène/Batteries. Le coût global peut dépasser 9,5 millions de dollars. Ce chiffre indique que ces systèmes restent économiquement défavorables à l'heure

actuelle. Ils peuvent être plus économiques s'ils sont utilisés pour des puissances de quelques kilowatts.

Conclusion

Un système PV/Hydrogène/Batteries a été dimensionné en utilisant une méthode basée sur les équations du bilan énergétique journalier et annuel. Le système peut générer l'énergie électrique en tout moment selon la demande. Par conséquent, il peut remplacer le réseau alternatif local à l'échelle de 250 kW comme le cas d'une université.

Les dimensions ainsi que la production énergétique de ces systèmes dépendent principalement de l'irradiation solaire incidente sur la surface des PV. Cependant, Il n y a aucun outil pouvant prédire les valeurs du rayonnement solaire à long terme, mais à partir des données mesurées du rayonnement pendant des années antérieures et des modèle empiriques, on peut avoir une idée sur le rayonnement solaire au futur.

Le grand nombre de cycles de fonctionnement affecte rapidement la durée de vie du stack pile à combustible et intensivement les batteries électrochimiques. Grâce au couplage des batteries rechargeables avec le système à hydrogène, on peut obtenir un système de stockage d'énergie ayant une longévité accrue et une performance acceptable.

A travers l'analyse technico-économique des systèmes PV/Hydrogène/Batteries, leur rendement global de conversion d'énergie ne dépasse pas 10% qui est moins de trois fois par rapport au rendement des moteurs thermiques. Ainsi, le coût de ces systèmes reste très élevé. Ces deux inconvénients des systèmes PV/Hydrogène/Batteries peuvent être acceptés que si on compare ces systèmes avec les moteurs thermiques du point de vue environnemental et en termes de disponibilité du rayonnement solaire.

Les systèmes PV/Hydrogène sont sans doute des systèmes énergétiques de futur. Cependant, il reste quelques facteurs qui limitent leur diffusion au présent. Ces paramètres sont ; la grande surface occupée par les PV, le faible rendement et le coût très élevé.
Par l'utilisation des PV concentrateurs, cette surface peut être réduite considérablement. D'autre part, l'implémentation des Electrolyseurs/Piles à combustible n'est pas encor démontrée pour des puissances de centaines de MW.

On a vu que pour un système de 250 kW, le coût global peut atteindre 36000 US$/kWh. Ceci signifie que l'installation des systèmes de ce type reste économiquement défavorable au présent. Cependant, les coûts des systèmes PV/Hydrogène chutent à long terme.

Du point de vue environnemental, les systèmes PV/Hydrogène/Batteries sont propres à l'environnement. Leur diffusion dans les systèmes énergétiques peut réduire considérablement la pollution atmosphérique surtout s'ils sont utilisés dans les moyens de transport comme les véhicules hybrides et l'alimentation des habitats de petite échelle.

Les systèmes PV/Hydrogène/Batteries peuvent être plus économiques s'ils sont utilisés pour l'alimentation des zones enclavées où le transport va rendre les énergies conventionnelles plus chères. Par ailleurs, le coût d'investissement des systèmes PV/Hydrogène est amorti, il y a le carburant qui est gratuit et à long terme, et la différence entre ces derniers et l'utilisation des systèmes énergétiques conventionnels sera minime.

Références

1. Agbossou K. & al., *Renewable Energy Systems Based On Hydrogen For Remote Applications*, Journal of Power Sources, N°96, pp. 168-172, 2001.
2. Amreeta, K.G., *Improving Hydrogen Production in the Electrolytic Cell of a Solar Hydrogen System*: *A Third Year Study*, Project N° S0509, California State Science Fair, USA, 2003.
3. Angstrom, A., *Solar Terrestrial Radiation*. Q J R Meteorol. Soc; 50:121–6, 1924.
4. ASHRAE, *Handbook Of Fundamentals,Chapter 27*, American Society of Heating Refrigerating and Air Conditioning Engineers, New York: 1981.
5. astromedia.org, Atlas Algeria, World Atlas Longitudes and Latitudes, 2002.
6. Barra, L., et Coiante, D, *A Method To Size Photovoltaic Arrays For Hydrogen-PV Stand-Alone Power Stations*. ENEA Technical Report RT/ENERG/92, 1992.
7. Barra, L., Coiante, D., *Hydrogen-Photovoltaic Stand Alone Power Stations: a Sizing Method*, Int. Journal of Hydrogen Energy, Vol. 18, N°. 4, pp, 337-344., Pergamon Press Ltd., 1993.
8. Barra, L., et Coiante, D, *Annual Energy Production And Room Temperature Effect in Sitting Flat Plate PV Systems. Solar Energy (submitted)*.
9. Barra, L., et Coiante, D., *Room Temperature Effect in Sitting Flat Plate PV Systems*. ENEA Technical Report RT/ENERG/92/01, 1992.
10. Blomen, L.J et Mugerwa, M.N., *Fuel Cell Systems*, Plenum Press, New York, 1993.
11. Busquet, S., *Étude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile a combustible : Réalisation d'un banc d'essai et modélisation*, Thèse de Doctorat, Ecole Des Mines De Paris, Paris, 2003.
12. Busquet, S., *Étude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile a combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation*, Thèse de Doctorat, Ecole Des Mines De Paris, Paris, 2003.
13. Casacca, M.A., et Salameh, Z.M., *Determination of Lead-Acid Battery Capacity via Mathematical Modeling Techniques*, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 7, No. 3, September 1992, pp. 442-446.
14. Chambers, A., Park, C., Baker, K et Rodriguez, N.M., *Hydrogen Storage In Graphite Nanofibres*, Journal of Physical Chemistry B, 102, pp 4253–4256. 1998.
15. Chedid, R, H.R., A., Saifur, *A Decision Support Technique For The Design Of Hybrid Solar-Wind Power Systems*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 13, No. 1, March 1998.
16. Clara Convention Center, *52nd Svc Annual Technical Conference*, Santa Clara, CA
17. Collares-Pareira, M et Rabl, A., The average Distribution of Solar Radiation Correlations Energy, Vol 22, pp 155-164, 1979.
18. Coutts, T.J., Meakin, J.D., (Ed)., *Current Topics In Photovoltaics*, Orlando : Academic Press, 1985.
19. D., Linden, *Handbook of Batteries*, McGraw-Hill, New York, 1995
20. De Vries, T., *World's Most Powerful BESS Is Online and Working in Alaska*, Golden Valley Electric Association, EESAT 2003 Conference, San Francisco, California, October 27–29. 2003.

    DOE Hydrogen Program, 2004.
21. EIA, *Annual Energy Outlook*, U.S. DOE,DOE/EIA-0484(92), Washington, D.C., 1992.
22. EIA, *World Energy Outlook*, International Energy Agency, Paris, 1994.

23. Electric Power research Institute, Palo Alto, CA
24. Escher, I., Foster, R.W., Tison, R., et Hanson, J., *Solar/Hydrogen Systems Assessment*, DOE/JPL-9559492 1980.
25. Fernandes, R.A., et Philipp, H.D., *Hydrogen Cycle Pic-Shaving on the New York State Grid Using Fuel Cells*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-96, No. 2, pp. 467-477, 1977.
26. Fernandez Diez, P., *Procesos Termosolares En Baja, Media Y Alta Temperatura*, Universidad De Cantabria, Departamento De Ingenieria Electrica Y Energetica, 2003.
27. Fonash, S.J., *Solar Cell Device Physics*, Orlando: Academic Press, 1981.
28. Galli, S., Stefanoni, M., *Development of Solar Hydrogen Cycle in Italy*", International
29. Geyer, B.K, *Developments in Fuel Cell Technology*: Breakthrough Technologies Institute, Fuel Cells 2000, 2000.
30. Glöckner, R., C., Kloed, F., Nyhammer, Ø., Ulleberg, *Wind/Hydrogen Systems For Remote Areas* - A Norwegian case study. WHEC 2002 - 14th World Hydrogen Energy Conference, Montreal, 9-14 June 2002.
31. Glöckner, R., Ulleberg, Ø., Hildrum, R., Gregoire Padró CE.,, *Integrating Renewable For Remote Fuel Systems*. 18th World Energy Congress, Buenos Aires, 21-25 October 2001.
32. Goetzberger, A., Hoffmann, V.U., *Photovoltaic Solar Energy Generation*, Springer, Germany, 2005.
33. Goswami, Y. et al., *Fuel Cells, Energy Conversion (Sec. 8), in Mechanical Engineering Handbook*, McGraw-Hill, New York, 2005.
34. Halouani, N., Nguyen, T., and Vo-Ngoc D., *Calculation of Monthly Average Global Solar on Horizontal Surfaces using Daily Hours of Bright Sunshine*, Solar Energy Vol. 50, No. 3, pp. 247-258, 1993.
35. Hansen, T., Mysak, T., *Photovoltaic Power Plant Experience at Tucson Electric Power*, Tucson Electric Power Company, AZ, USA, 2007.
36. Hill, M., *Companies Work on Micro Fuel Cell*: Associated Press, Rocky Mountain News, released Sept. 21, 2002.
37. Hirschenhofer, J.H., et al., *Fuel Cells, A Handbook*, Rev. 3, Gilbert/Commonwealth, Morgantown, WV, 1994.
38. Hirschenhofer, J.H., Stauffer, D., et Engleman, R., *Fuel Cells, A Handbook*, Rev. 3. Prepared by Gilbert/Commonwealth, Inc., under U.S. DOE Contract No. DE-AC01-88FE61684, United States Department of Energy, Office of Fossil Energy, Morgantown, WV, 1994.
39. Hollenberg, J.W., et al., *Development Of A Photovoltaic Energy Conversion System.*
40. Holstrom, B., PROPHECY Sankt Jorgen— *Solar Electricity Demonstration Plant in Gothenburg, Sweden—Part I: Planning and Construction*, October1995, disponible sur http://www. che.chalmers.se/~bertilh/StJ/SESJ/ vanadin-E.html.
41. Hoogers G., et al., *Fuel Cell Technology Handbook*, CRC Press LLC, USA, 2003.
42. Huston, E.L., *A Liquid and Solid Storage of Hydrogen.* Proceedings of the 5th World Hydrogen Energy Conference. Vol. 3; July 15-20, , Toronto, Canada, 1984.
43. *Hydrogen Energy Storage*, International Journal of Hydrogen Energy, Vol.20, N°3, pp. 239-243, 1995.
International Journal of Hydrogen Energy, Vol.22, N°5, pp. 465-470, 1997.
44. J. A., Duffie, and W. A., Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, John Wiley & Sons, Inc. 1991.
45. J., Kaldellis, Tr., Thiakoulis, D., Vlachou, *Autonomous Energy Systems for Remote Islands Based on Renewable Energy Sources*. Presented at 1999 European Wind Energy Conference and Exhibition, Nice, France, pp. 315–319. 1999.
46. Janβen H et al., *High Pressure Electrolysis. The Key Technology for Efficient H2 Production, Proceedings of Hypothesis IV*, Vol.1, pp.172-176, Stralsund, 2001.
47. JATS Alternative Power Company, Alternative Energy Power Systems, Components And Design Assistance, www. JATS. com.
Journal Of Hydrogen Energy, Vol.22, N°5, pp. 453-458, 1997.
48. Kivisaari, T., *System Studies Of Fuel Cell Power Plants*, Royal Institute of Technology, TRITA-KET R 148, Stockholm, 2001.

49. Knobloch, J., Glunz, S.W., Biro, D., Warta, W., Schaffer, E., Wettling W., Proc. 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conf., pp. 1477, Hawaii, USA , 1994.
50. Kraemer, K., *Development State of Lead Acid and Alkaline Batteries* (in German), p. 191, Dusseldof (D): VDI-Verlag, 1987.
51. Kyoungsoo, R., *Two-Loop Controller for Maximizing Performance of a Grid-Connected Photovoltaic-Fuel Cell Hybrid Power Plant*, PhD: Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, Virginia, USA, April 14, 1997.
52. Larminie J., et Dicks, A., *Fuel Cell Systems Explained*, Second Edition, John Wiley & Sons, Ltd, 2003.
53. Lasher, S., Cost Analysis of Hydrogen Storage Systems, FY 2007 Annual Progress Report,
54. Lasnier, F., Ang, T.G., *Photovoltaic Engineering Handbook*, Adam Hilger, Bristol, 1990.
55. Laverley, R.M., Electricity *Supply and Demand In Sierra Leone and the Potential of Photovoltaics*, Master Thesis, Dalhousie University Daltech, Canada, 1998.
56. Lehman P.A., et al., *Operating Experiences With Photovoltaic-Hydrogen Energy System*,
57. Lehman, P. A, Chamberlin, C.E., Pauletto, G., and Rocheleau, M.A., *Operating Experience With A Photovoltaic-Hydrogen Energy System, Hydrogen '94*: The 10th World Hydrogen Energy Conference Cocoa Beach, Florida, June 20-24, 1994.
58. Liu, Y.H., Jordan, R.C., *Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation*. Solar Energy, Vol (4), 1-19, 1960.
59. Lorenzo, E., Chapter : *Energy Collected and Delivered by PV Modules, in Handbook of*
60. Luque, A., Hegedus, S., *Photovoltaic Systems, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, John Wiley & Sons Inc., UK, 2003.
61. M., Iqbal, , *An Introduction To Solar Radiation*, Academic Press, Canada, 1983.
62. Markvart, T., Castaner, L., *Practical Handbook Of Photovoltaic, Fundamentals and Applications*, Elsevier**,** Kidlington Oxford, UK, 2003.
63. Maru, H.C., Paetsch, L., and A., Piegeaud,. In *Proceedings of the Symposium on Molten CarbonateFuel Technology,* R.J. Selman and T.D. Claar, Eds., The Electrochemical Society, Pennington, NJ, p. 20. 1984
64. Masters, M., Gilbert, Renewable and efficient electric power systems, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2004.
65. Mefti, A., Bouroubi, M.Y., Adane, A., *Generation of Hourly Solar Radiation for Inclined Surfaces Using Monthly Mean Sunshine Duration in Algeria*, Journal of Energy Conversion and Management, Vol (44), pp 3125–3141, 2003.
66. Meurer C., et al., PHOEBUS – *An Autonomous Supply System with Renewable Energy : Six Years of Operational Experience and Advanced Concepts*, Solar Energy, Vol.67, N°1-3, pp. 131-138, 1999.
67. Musgrove, A.R., *The Optimization of Hybrid Energy Conversion Systems Using the Dynamic Programming Model* RAPSODY', Int. Joumal of Energy Research, V01.12, 1988.
Netherlands, 2008.
68. Ogden, J. M., et Williams, R.H., *Electrolytic Hydrogen From Thin-Film Solar Cells*, Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 15, No.3, pp. 155-169, 1990. 0360-3199/90, Pergamon Press pIc UK, 1990.
69. Ohta, T., *Solar-Hydrogen Energy Systems*, Pergamon Press, New York, 1979.
70. Palz, W., *Role of New and Renewable Energies in Future Energy Systems*. Int J Solar Energy, vol 14, pp 27–40, 1994.
71. Patel, M.R., *Wind and Solar Power Systems,* CRC Press, Boca Raton, Florida, 1999.
Photovoltaic Science and Engineering, John Wiley & Sons Ltd, 2003.
Power Market, Annual Review of Energy and the Environment Vol (21) : pp 347–370, 1996.
72. Prescott, JA., *Evaporation From Water Surface In Relation To Solar Radiation*. Trans R Soc Austr, pp 40:114–8 1940.
*Residential Fuel Cell Systems***,** Energy research Centre of the Netherlands (ECN), The
73. Rosa I et al., *Intermittent Operation Of A Solar Hydrogen Production Facility : Yearly Evaluation*, Proceedings of the 10th World Hydrogen Energy Conference, pp. 421- 430, June 20-24, Cocoa Beach, Florida, 1994.
74. RREDC, http://rredc.nrel.go.

75. s/hydrogen/iea/case _studies.html.
76. SANDIA REPORT, Photovoltaic Power Systems and The National Electrical Code:
77. Schoenung, S. M., Eyer, J.M., Iannucci, J.J., Horgan, S.A., *Energy Storage for a Competitive*
78. Schott, P., *Modélisation Dynamique du Fonctionnement d'un Groupe Electrogène A Pile A Combustible Document Interne* CEA/ALSTOM : Projet COPPACE / Tâche 3 DTEN/DR/2003/124, 2003.
79. Shell International Ltd, *The Evolution of the World's Energy Systems*, London 1995.
80. Solaire Fabrik Group Copyright, Freiburg, Germany, 2006.
81. Spath, P., Glöckner, R., Padró, C.G., *The Environmental Aspect Of Using Renewables For Hydrogen Production Compared To A Fossil Based System - A specific case study for a remote application*. WHEC 2002 - 14th World Hydrogen Energy Conference, Montreal, 9-14 June 2002.
82. Stevens, P., Novel-Cattin, F., Hammou, A., Lamy, C., Cassir, M., Techniques de l'Ingénieur : Piles à combustible, – Ref : D 3 340 , 2001.
Suggested Practices, Doc. SAND96–2797 ZUC–1290, 1996.
Symposium on Cleantech Energy Conversion and Storage, Paper: CT-5, May 2009.
83. Sze, S.M., *Semiconductor Devices: Physics and Technology*, John Wiley & Sons, New York, 341–457. 1985.
84. U., Wagner, *Power Control by Energy Storage* (in German), p. 177, Dusseldof (D): VDI-Verlag, 1987.
85. Ulleberg, Ø., Pryor, T.L., *Optimization Of Integrated Renewable Energy Hydrogen Systems In Diesel Engine Mini-Grids*. WHEC 2002 - 14th World Hydrogen Energy Conference, Montreal, 9-14 June 2002.
86. Ulleberg, Ø., *Stand Alone Power Systems for the Future: Optimal Design, Operation And Control of Solar-Hydrogen Energy Systems*, Ph.D. dissertation, Norwegian University Science and Technology, Trondheim, 12/1998.
87. Ulleberg, Ø., *The Importance of Control Strategies in PV-Hydrogen Systems*. ISES 2001 Solar World Congress, Adelaide, Australia, 25 - 30 November 2001.
88. Van Den Oosterkamp1, P.F., Van Der Laag, P.C., *Operational Experience with Micro-CHP*
89. Vanhanen, J.P. *Operating Experiences On A Self-Sufficient Solar-H2-Fc System*, Proceedings of the 2nd Nordic Symposium on Hydrogen and Fuel cells for Energy Storage, pp. 46-54, Helsinki, Finland,1995.
90. Vanhanen, J.P., et Lund, P.D., *Computational Approaches for Improving Seasonal Storage Systems Based on Hydrogen Technologies*, Int. J. Hydrogen Energy 20 (7) pp. 575-585, 1995.
91. Vanhanen, J.P., Lund, P.D., *Guidelines For Sizing PV and Storage Components of Selfsufficient Solar Hydrogen Systems*, Proc. 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Nice, France, pp.1854-1857, 1995.
92. Vosen, S.R., Keller, J.O., *Hybrid energy storage systems for stand-alone electric power systems: optimization of system performance and cost through control strategies*, International Journal of Hydrogen Energy 24 1139-1156, California, USA, 1999.
93. Went, H., Rohland, B., *Hydrogen Production by Water Electrolysis*, Kerntechnik 56 N°1, 1991.
94. Weston, KC., *Energy Conversion, Part 1. Electromagnetic Principles, Batteries, and Fuel Cells, C H A P 11, Energy System Alternatives*, 2000.
95. Winter, C.J., Sizmann, R.L., *Solar Power Plants, Fundamentals, Technology, Systems, Economies*, Springer-Verlag Ed., New York, 1991.
96. Winter, C.J., *Solar Hydrogen, Energy Carrier for the Future Exemplified By Two Field Program* : HYSOLAR & SWB, Renewable energy, Vol.5, N°1, pp. 69-76, 1994.
97. World Fuel Cells, *An Industry Profile with Market Prospects to 2010*, Elsevier, 2002.
98. Zabara, K., *Estimation of The Global Solar Radiation in Greece*, Solar Energy Wind Technol., pp 3:267, 1986.
99. Zekai, S., *Solar Energy In Progress And Future Research Trends*, Progress in Energy and Combustion Science 30), pp. 367–416, Elsevier, 2004.

100. Zoulias E.I., Lymberopoulos, N., *Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems*, Renewable Energy, Vol.(32), pp. 680–696, 2007, Greece.
101. Zoulias, E.I., Glockner, R., Lymberopoulos, N., Tsoutsos, T., Vosseler, I., Gavalda, O., Mydske, H.J., Taylor, P., *Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol (10), pp. 432–462, 2006.