



UMRI 58

**Sciences des Procédés Chimiques,
Alimentaires et Environnementaux**

THESE

Pour obtenir le grade de

***Docteur de l'Institut National Polytechnique Houphouët Boigny de
Yamoussoukro (INP-HB)***

Mention : Sciences et Procédés Environnementaux

Spécialité : Génie Energétique

Présentée par

BOYA BI Bati Ernest

Sujet :

Etude et Modélisation d'un système hybride (Piles à combustible-panneaux solaires photovoltaïques) pour la couverture totale en énergie électrique d'un site isolé en zone rurale.

Soutenue le 03 Décembre 2020, devant le jury composé de :

Président	YAO Kouassi Benjamin	Professeur Titulaire	INP-HB
Directeur de Thèse	GBAHA Prosper	Maître de Conférences	INP-HB
Examineur	FASSINOU Wanignon Ferdinand	Maître de Conférences	UFHB
Rapporteur	AKA Boko	Professeur Titulaire	UNA
Rapporteur	ORI Théophile Roch	Maître de Conférences	UFHB

REMERCIEMENTS

Merci à Dieu de m'avoir aidé et guidé à accomplir ce modeste travail.

Je voudrais tout d'abord remercier mon Professeur et Directeur de thèse, Prosper GBAHA de m'avoir enseigné, de m'avoir informé de l'existence du domaine de recherche et du développement des piles à combustible et des systèmes énergétiques hybrides, d'avoir bien voulu diriger ma thèse, pour son assistance et encouragements dans l'accomplissement des travaux de thèse. Mais surtout, j'exprime mes plus vifs remerciements pour tout son humanisme et son amitié qui ont toujours été, tout au long de ces années.

Je remercie vivement le Professeur YAO Benjamin, Directeur de l'Ecole Doctorale Polytechnique (EDP) pour m'avoir accueilli au sein de la structure qu'il dirige et aussi pour avoir bien voulu présider le jury.

Je voudrais témoigner ma reconnaissance au professeur AKA Boko de l'Université Nangui Abrogoua (UNA), au Docteur ORI Roch Théophile, Maître de Conférences à l'Université Félix Houphouët Boigny (UFHB) de Cocody, au Docteur FASSINOUE Wanignon Ferdinand, Maître de Conférences à l'Université Félix Houphouët Boigny (UFHB) de Cocody, pour avoir accepté la charge de juger ces travaux. Je les remercie chaleureusement pour leur dévouement et leur disponibilité.

Je tiens également à remercier le Docteur KOFFI Ekoun Paul Magloire, Maître de Conférences à l'INP-HB et le Docteur KOUA Kamenan Blaise, Maître Assistant à l'UFHB de Cocody, pour les nombreuses corrections qu'ils m'ont permis de faire sur le document tant sur la forme que sur le fond.

Je ne remercierai jamais assez, ma femme Nayé Estelle TRA LOU, mes enfants Jessy Eloïse Fédora BOYA LOU et Ariella Tahira Yakira BOYA LOU pour leur patience et pour leur soutien indéfectible

SOMMAIRE

<u>Introduction générale</u>	1
<u>Chapitre I : Les systèmes hybrides de production d'énergie (SHPE)</u>	6
I.1. Sources d'énergie renouvelables	6
I.2. Systèmes hybrides autonomes de production d'énergie	8
I.3. Présentation du système hybride de production d'énergie	14
I.4. Système de commande et de supervision	30
I.5. Systèmes PV-H ₂ existants	32
I.6. Conclusion partielle	36
<u>Chapitre II : Dimensionnement du système</u>	38
II.1. Introduction	38
II.2. Systèmes hybrides de production d'énergie	39
II.3. Architecture des systèmes hybrides	41
II.4. Méthodes de dimensionnement du système	43
II.5. Entrées et sorties du simulateur	57
II.6. Conclusion partielle	63
<u>Chapitre III : Modélisation du système</u>	64
III.1. Champ Photovoltaïque	65
III.2. Modélisation du système de stockage batterie	71
III.3. Modélisation de la pile à combustible	76
III.4. Modélisation de l'électrolyseur	81
III.5. Convertisseurs	87
III.6. Stockage du gaz	90
III.7. Gestion et conversion de l'énergie au sein du système	91
III.8. Paramètres de la simulation	92
III.9. Environnement de la simulation	97
III.10. Conclusion partielle	97

<u>Chapitre IV : Résultats et analyses de la simulation de cas</u>	98
IV.1. Analyse du comportement dynamique du PV-SEH	98
IV.2. Différentes charges	105
IV.3. Résultats et analyses	108
IV.4. Etude économique	115
IV.5. Conclusion partielle	116
<u>Conclusion générale et perspectives</u>	118
<u>Références bibliographiques</u>	120
<u>Annexes</u>	132

LISTE DES FIGURES

Figure I.1	<i>Schéma général du système hybride de production d'énergie</i>	9
Figure I.2	<i>Structure à bus DC d'un système hybride de production d'énergie</i>	12
Figure I.3	<i>Structure à bus AC d'un système hybride de production d'énergie</i>	13
Figure I.4	<i>Structure à bus mixte (DC & AC) d'un système hybride de production d'énergie</i>	14
Figure I.5	<i>Schéma global du système hybride de production d'énergie proposé</i>	15
Figure I.6	<i>Principe de fonctionnement d'une photopile</i>	16
Figure I.7	<i>Principe de la conversion photon-électron dans un système à deux niveaux d'énergie</i>	16
Figure I.8	<i>Composantes d'un générateur photovoltaïque</i>	17
Figure I.9	<i>Principe schématique des différentes piles à combustible</i>	19
Figure I.10	<i>Schéma éclaté du stack d'une pile à combustible de type PEM</i>	20
Figure I.11	<i>Classification des technologies de système de stockage</i>	24
Figure I.12	<i>Convertisseurs utilisables dans les générateur PV : (a) Boost, (b) Buck, (c) Buck-Boost</i>	29
Figure I.13	<i>Convertisseur utilisable dans le système de stockage</i>	29
Figure I.14	<i>Classification des stratégies de gestion de l'énergie</i>	32
Figure II.1	<i>Architecture du système étudié et les différents types de stockage</i>	40
Figure II.2	<i>Evolution du dimensionnement du champ PV en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur</i>	46

Figure II.3	<i>Evolution du volume de stockage de gaz en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur</i>	46
Figure II.4	<i>Evolution du rendement global du système en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur</i>	48
Figure II.5	<i>Evolution du rendement des batteries du système en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur</i>	49
Figure II.6	<i>Organigramme de gestion de l'énergie du SHPE</i>	56
Figure II.7	<i>Profil de charge journalier</i>	58
Figure II.8	<i>Profil de charge annuel</i>	59
Figure II.9	<i>Variation de l'irradiation solaire en fonction de l'inclinaison des panneaux solaires photovoltaïques ; Pour le premier jour du mois de janvier pour une année typique à INP-HB-Centre</i>	60
Figure III.1	<i>Modèle cellule photovoltaïque à une diode</i>	65
Figure III.2	<i>Caractéristiques $I = f(V)$ à $E = 1\text{kW/m}^2$, $AM = 1,5$ d'un module Photowatt PW1650 pour différentes températures</i>	68
Figure III.3	<i>Caractéristiques $I = f(V)$ à $T = 25^\circ\text{C}$, $AM = 1,5$ d'un module Photowatt PW1650 pour différentes irradiances solaires</i>	69
Figure III.4	<i>Modèle du champ solaire photovoltaïque sous Matlab-Simulink</i>	71
Figure III.5	<i>Schéma équivalent de la batterie CIEMAT</i>	72
Figure III.6	<i>Schéma du modèle de batterie au plomb sous Matlab-Simulink</i>	76
Figure III.7	<i>Courbe de la tension aux bornes d'un élément de pile à combustible en fonction de la densité de courant</i>	77

Figure III.8	<i>Puissances libérées par la pile à combustible ($T= 70\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P= 3\text{ bars}$)</i>	79
	<i>‘—’ : Puissance électrique ; ‘—’ : Puissance thermique</i>	
Figure III.9	<i>Quantités de gaz consommés par la PAC ($T= 70\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P= 3\text{ bars}$)</i>	80
	<i>: H_2 consommé ; ‘—’ : O_2 consommée</i>	
Figure III.10	<i>Modèle de la pile à combustible sous Matlab-Simulink</i>	81
Figure III.11	<i>Courbe de polarisation de l'électrolyseur ($T=50^{\circ}\text{C}$, $P=10\text{ bar}$)</i>	82
Figure III.12	<i>Puissances absorbée et libérée par l'électrolyseur</i>	84
	<i>‘—’ : Puissance électrique ; ‘—’ : Puissance thermique</i>	
Figure III.13	<i>Quantité de gaz produit, et d'eau consommée par l'électrolyseur</i>	85
	<i>: H_2 produit ; ‘—’ : O_2 produit ; ‘—’ : H_2O consommée</i>	
Figure III.14	<i>Modèle sous Matlab-Simulink de l'électrolyseur</i>	86
Figure III.15	<i>Rendement du convertisseur DC/DC en fonction de sa puissance de sortie normalisée</i>	89
Figure III.16	<i>Evolution du rendement de l'onduleur en fonction de sa puissance de sortie normalisée</i>	90
Figure III.17	<i>Schéma du raccordement des sources et consommateurs énergétiques dans le PMU : cas du SHPE</i>	92
Figure IV.1	<i>Modèle du système PV-SEH</i>	99
Figure IV.2	<i>Evolution des puissances échangées au niveau du bus DC sur une journée particulière de fonctionnement du système PV-SEH</i>	100
Figure IV.3	<i>Ensoleillement journalier moyen à l'INP-HB-Centre (inclinaison 7°) en fonction du mois</i>	101
Figure IV.4	<i>Évolution des puissances échangées au niveau du bus DC pour une journée favorable de fonctionnement du système SHPE</i>	102

Figure IV.5	<i>Évolution des quantités de dihydrogène produit par l'électrolyseur et consommé par la pile à combustible pour une journée favorable de fonctionnement du système SHPE</i>	103
Figure IV.6	<i>Évolution des puissances échangées sur le bus DC pour une journée défavorable de fonctionnement du système SHPE</i>	104
Figure IV.7	<i>Évolution des quantités de dihydrogène produit par l'électrolyseur et consommé par la pile à combustible pour une journée défavorable de fonctionnement du système SHPE</i>	105
Figure IV.8	<i>Définition du PLM, critère de corrélation entre la charge et le PV – Cas de la charge constante 1300 W : $PLM = 37,5\%$</i>	106
Figure IV.9	<i>Corrélation entre la charge et le PV – Cas de la charge $\pi/5$: $PLM = 46\%$ & cas de la charge $\pi/9$: $PLM = 18\%$</i>	107
Figure IV.10	<i>Schéma de fonctionnement du système PV-SEH</i>	109
Figure IV.11	<i>Diagramme de répartition des puissances mises en jeu au sein du système pour le cas testé</i>	111
Figure IV.12	<i>Répartition de la puissance électrique produite par le champ PV (4783,11 W en moyenne sur l'année)</i>	112

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1	<i>Classification des SHPE par gamme de puissance</i>	11
Tableau I.2	<i>Tableau récapitulatif des différentes technologies de piles à combustible</i>	21
Tableau I.3	<i>Données techniques des différents électrolyseurs</i>	23
Tableau I.4	<i>Principaux projets dans le monde, couplant les Energies Renouvelables (ER) avec l'hydrogène</i>	33
Tableau II.1	<i>Réduction de $P_{crêtePV}$ et de Vol_{H_2} quand C_{nom} augmente</i>	47
Tableau II.2	<i>Etat de chaque composant constituant le système hybride de production d'énergie</i>	53
Tableau II.3	<i>Différents scénarios de fonctionnement du système hybride de production d'énergie</i>	54
Tableau II.4	<i>Ensoleillement disponible en fonction de l'inclinaison ; le mois de janvier pour une année typique à INP-HB-Centre</i>	60
Tableau II.5	<i>Coordonnées du lieu choisi et inclinaisons associées</i>	62
Tableau III.1	<i>Paramètres temporels de simulation</i>	92
Tableau III.2	<i>Paramètres du champ PV</i>	93
Tableau III.3	<i>Paramètres du block batteries au plomb (Type de batterie : PowerSafe, 12XP160 fabriquée par ENERSYS, batterie plomb acide fermée)</i>	93
Tableau III.4	<i>Différents états de charge (SOC) du block batteries [4 ; 13]</i>	93
Tableau III.5	<i>Paramètres de l'électrolyseur</i>	94
Tableau III.6	<i>Coefficient dimensionnel de l'électrolyseur</i>	94
Tableau III.7	<i>Puissance de fonctionnement de l'électrolyseur</i>	94
Tableau III.8	<i>Paramètres de la pile à combustible (module NEXATM fabriqué par Ballard)</i>	95
Tableau III.9	<i>Puissance de fonctionnement de la pile à combustible</i>	95
Tableau III.10	<i>Stockage hybride SEH-batteries</i>	95
Tableau III.11	<i>Paramètres du réservoir de stockage de gaz</i>	96

Tableau III.12	<i>Paramètres des convertisseurs</i>	96
Tableau III.13	<i>Paramètres de l'onduleur</i>	96
Tableau IV.1	<i>Variables utilisées dans le diagramme de répartition des puissances mises en jeu au sein du système pour le cas testé</i>	111
Tableau IV.2	<i>Durée d'utilisation et rendement de conversion des composants du stockage d'énergie</i>	113
Tableau IV.3	<i>Hypothèses de coûts des composants des systèmes</i>	115
Tableau IV.4	<i>Rendement global de SHPE étudiés sous d'autres cieux</i>	117

LISTE DES ACRONYMES ET SYMBOLES

ACRONYMES

AFC	Alcaline Fuel Cell
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell
EL	Electrolyseur
ER	E nergie R enouvelable
GPV	Générateur Photovoltaïque
HT-TES	High Temperature Thermal Energy Storage
LT-TES	Low Temperature Thermal Energy Storage
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
Mtep	M illion de t onnes équivalent p étrole
PAC	Pile à Combustible
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PEM	Proton Exchange Membrane
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PLM	PV-Load Meet
PMU	Power Management Unit
PPM	Point de Puissance Maximale
PV	Photovoltaïque
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
SEH	Stockage d'Énergie via l'Hydrogène
SHPE	Systèmes H ybride de P roduction d'Énergie
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SOC	State Of Charge
SOC_{max}	State Of Charge maximum
SOC_{min}	State Of Charge minimum
SOEC	Solid Oxide Electrolyser cell
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell

SYMBOLES

G_R	Eclairement nominal (Wm^{-2}).
I	Courant fourni par une cellule PV (A).
I_0	Courant de saturation de la diode (A).
I_{cc}	Courant de court-circuit nominal (A).
I_D	Courant généré par la diode (A).
I_p	Courant aux bornes de la résistance shunt ou parallèle (A).
I_{ph}	Courant photo-généré par l'éclairement (A).
I_{pm}	Courant du point de puissance maximale (A).
K	Constante de Boltzmann ($K=1.3806503 \cdot 10^{-23} J K^{-1}$).
n	Facteur d'idéalité de la diode ($1 \leq a < 1.5$).
N_s	Nombre des cellules Photovoltaïques connectées en série
q	Charge de l'électron ($q=1.60217646 \cdot 10^{-19} C$).
R_p	Résistance shunt (Ω).
R_s	Résistance série (Ω).
T	Température de la cellule ($^{\circ}K$).
V_{co}	Tension de circuit-ouvert nominal (V).
V_{pm}	Tension du point de puissance maximale (V).
V_T	Tension thermique (V).

RESUME

Un système électrique isolé du réseau classique, ayant pour source d'alimentation un générateur photovoltaïque, nécessite un stockage d'énergie pour son autonomie. La batterie au plomb est couramment utilisée à cet effet, mais son utilisation à l'échelle saisonnière n'est pas envisageable du fait des conséquences néfastes sur la durée de vie des batteries. Leur fonctionnement journalier ne permet que l'installation d'une faible capacité de stockage.

De ce fait, pour satisfaire la demande et assurer la continuité du service lorsque les batteries ont atteint leur limite, on utilise le dihydrogène pour stocker l'énergie sur un long terme.

Ainsi, l'objectif de ce travail est d'évaluer les potentialités du stockage d'énergie sous forme de dihydrogène produit par électrolyse (SEH = Stockage d'Energie par d'Hydrogène), son hybridation avec des batteries au plomb et proposer une méthode de gestion de l'énergie produite du système hybride de production d'énergie (SHPE) de façon à la gérer de manière optimale.

Cette étude concerne une application stationnaire de type habitat individuel, isolée du réseau électrique classique et ayant pour source principale, les panneaux photovoltaïques.

Un simulateur est développé dans l'environnement Matlab-Simulink, comprenant principalement : le champ photovoltaïque et le système de stockage (batteries au plomb et SEH). La taille des composants est calculée pour satisfaire l'autonomie du système sur une année de fonctionnement. L'hybridation du SEH avec les batteries permet d'améliorer le dimensionnement et les performances du système.

Ce travail a montré que les SHPE peuvent atteindre des performances intéressantes et que leur réalisation à l'INP-HB est possible. Cependant, des freins technologiques doivent être levés pour une utilisation à grande échelle de ces systèmes.

Mots clés : *stockage d'énergie, dihydrogène, électrolyseur, pile à combustible, système hybride de production d'énergie, système isolé, photovoltaïque*

ABSTRACT

An electrical isolated system from conventional grid, having a photovoltaic generator as its power source, requires energy storage for its autonomy. The lead-acid battery is commonly used for this purpose, but its use on seasonal scale is not an option because of detrimental consequences on battery life. Their daily operation only allows the installation of small storage capacity.

Therefore, to meet demand and ensure continuity of service when batteries have reached their limit, hydrogen is used to store energy over long term.

Thus, the objective of this work is to assess potentialities of energy storage in hydrogen form produced by electrolysis (ESH = Energy Storage by Hydrogen), its hybridization with lead batteries and propose a management method of energy produced by hybrid energy production system (HEPS) in order to manage it optimally.

This study concerns a stationary application of individual housing type, isolated from conventional electricity network and having photovoltaic panels as its main source.

A simulator is being developed in Matlab-Simulink environment, mainly comprising: photovoltaic field and storage system (lead acid batteries and ESH). Component sizes are calculated to meet system autonomy over one year of operation. Hybridization of ESH with batteries improves system sizing and performance.

This work has shown that HEPS can achieve interesting performances and that their realization at INP-HB is possible. However, technological barriers must be lifted for large-scale use of these systems.

Keywords : *energy storage, hydrogen, electrolyzer, fuel cell, hybrid energy production system, isolated system, photovoltaic*

INTRODUCTION

La découverte des hydrocarbures dans les différentes régions du monde a accéléré le processus d'industrialisation. En effet, des millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), de pétrole et de gaz ont été consommés et continuent de l'être de nos jours pour alimenter l'industrie mondiale en matières premières et en énergies. Au cours du 20^{ème} siècle, la consommation mondiale d'énergie a été multipliée par 40 pendant que la population passait de 1,5 à 6 milliards d'habitants [1]. Cette consommation est aujourd'hui équivalente à environ 10 milliards de tonnes de pétrole par an (10 Gtep), ce qui représente une puissance de l'ordre de 14 000 gigawatts [1]. Cette consommation mondiale augmente à un rythme d'environ 1 % par an [1]. Cette énergie consommée provient en moyenne, pour 32 % du pétrole, 26 % du charbon, 19 % du gaz, 5 % du nucléaire, 6 % de l'hydroélectricité, 10 % de la biomasse (essentiellement le bois), et 1 à 2 % d'autres énergies dites « renouvelables » telles que le solaire et l'éolien [2, 3]. Des études portant sur l'appauvrissement des ressources fossiles montrent que la quantité d'énergie fossile disponible diminuera considérablement d'ici la fin du 21^{ème} siècle pendant que la demande énergétique continuera de croître [4] ; ce qui pourrait créer une crise énergétique.

Aussi, le recours aux ressources fossiles (pétrole, charbon, gaz naturel) pour la production d'énergie, permet certes, d'avoir des coûts de production relativement faibles mais a un effet dégradant sur l'environnement. Cette production d'énergie à partir de combustibles fossiles provoque 40% des émissions mondiales de CO₂, gaz à effet de serre, responsable du réchauffement climatique [5].

De ce fait, il s'avère impérieux dès à présent de recourir à d'autres sources d'énergies moins polluantes pour, d'une part, prévenir une crise énergétique et d'autre part, palier le phénomène de réchauffement climatique et de pollution. L'énergie solaire faisant partie des sources d'énergie propres, elle pourrait être une des voies à exploiter dans cette recherche de solution palliative.

En effet, les sources d'énergie renouvelables (ER) sont déployées pour fournir de l'électricité aux zones éloignées du réseau électrique classique [6]. Cependant, le caractère aléatoire de ces ER, constitue le principal inconvénient dans leur exploitation. Ainsi, on les associe généralement à d'autres sources d'énergie pour constituer des systèmes hybrides de production d'énergie (SHPE) ou système multi-sources, pour pouvoir regrouper les avantages de ces ressources dans le but de satisfaire la demande de la charge, tout en minimisant leurs inconvénients [7 – 9].

Le caractère aléatoire des sources ER étant la principale difficulté dans l'analyse et l'exploitation des systèmes hybrides de production d'énergie (SHPE), la question est de savoir : « Comment satisfaire la demande de la charge quel que soit les conditions climatiques ? »

De ce fait, l'utilisation des sources solaires, implique le concept de stockage d'électricité. Ce concept de stockage d'électricité est très diversifié : applications mobiles, transport au sens large du terme et applications stationnaires connectées ou non au réseau. Les sites géographiquement isolés et non raccordés au réseau classique, intégrant une source comme le solaire sont généralement alimentés par un système comprenant un champ photovoltaïque, un groupe électrogène et un stockage de type batterie pour assurer la continuité de la production lorsque la production solaire ne suffit pas.

La présence d'un générateur diesel dans un système hybride photovoltaïque – diesel autonome suscite un certain nombre de questions relatives aux notions de « propreté » et de durabilité : l'électricité produite est d'origine fossile, donc la combustion du carburant dans le générateur produira du CO₂. Aussi, il faudra régulièrement ravitailler le site pour lui assurer une autonomie du fait de la capacité de stockage limitée du système.

Le stockage batterie au plomb est généralement utilisé à cause de la maturité de cette technologie et de son faible coût [10 – 12].

L'utilisation du stockage batterie au plomb à l'échelle saisonnière n'est pas envisageable car, ces batteries ne peuvent rester longtemps inutilisées sans conséquences néfastes sur leur durée de vie. Leur fonctionnement journalier (décharge et recharge complètes sur quelques jours) permet l'installation d'une faible capacité de stockage, entraînant l'atteinte rapide de leur état de charge maximal [12 ; 13]. Dans ce contexte, il faut protéger ces batteries contre les recharges excessives, en les déconnectant par moment de l'installation. Du coup, Il devient alors impossible d'utiliser la totalité de la ressource renouvelable produite. Par conséquent, le dimensionnement du champ PV est surestimé par rapport aux besoins réels de l'utilisateur final [13]. Ainsi, une autre question qu'on est en droit de se poser est : « Comment satisfaire la demande et assurer la continuité de service lorsque les batteries ont atteint leur limite inférieure prédéfinie ? ».

Pour améliorer les performances de ces systèmes PV-Batteries tout en conservant leur qualité de respect de l'environnement, une idée, apparue dans les années 1990, consiste en l'utilisation du dihydrogène pour stocker l'énergie à long terme. Du fait de l'abondance de cet élément sur terre sous forme d'eau, couplée à ses qualités physiques et chimiques, lui confèrent un potentiel important pour être utilisé en tant que vecteur énergétique. En effet, le dihydrogène est produit

par un électrolyseur, stocké sans perte importante quelle que soit la durée du stockage, puis converti en électricité grâce à une pile à combustible [12 ; 13]. Si l'on souhaite l'installer dans un système isolé, où la principale source d'alimentation est un champ photovoltaïque, on s'affranchit ainsi de manière totale de l'utilisation d'énergie fossile pour alimenter la charge finale. Son fonctionnement saisonnier permet un dimensionnement réduit du champ photovoltaïque en comparaison avec un stockage de type batteries.

De tels systèmes sont appelés Solaire-Hydrogène ou PV-Hydrogène et présentent de nombreux avantages : aucune pièce n'est en mouvement, il y a une maintenance limitée, l'électrolyseur et la pile à combustible produisent très peu de bruit. Par contre, l'utilisation du dihydrogène comme moyen de stockage d'énergie augmente la complexité des installations.

Des contraintes liées à l'utilisation de l'électrolyseur, ne permettent pas l'exploitation de toute la production du champ PV. Par conséquent, son couplage avec des batteries pourrait être envisagé afin de tirer parti au maximum de la ressource renouvelable.

Dans cette thèse, la structure choisie pour notre SHPE autonome est constituée d'éléments suivants : générateur photovoltaïque (GPV), pile à combustible (PAC) et un bloc batterie. Tous ces composants sont reliés à un bus continu afin d'alimenter une charge (AC ou DC) et un électrolyseur (EL).

Une fois la constitution du SHPE achevée, la question principale que l'on doit se poser est :

« Comment gérer l'énergie produite par ces différentes ressources d'une manière optimale ? »

Le défi fondamental dans le fonctionnement d'un SHPE est la gestion de la puissance délivrée par les ressources énergétiques. Par conséquent, un système de gestion efficace est nécessaire pour trouver la meilleure répartition de la puissance entre les différents éléments constituant le SHPE.

Beaucoup de projets de ce type, réalisés ces trente dernières années montrent que les technologies associées aux énergies renouvelables (ER) avec système de stockage via le dihydrogène sont en voie de maturation pour envisager une industrialisation à grande échelle, mais que le coût d'installation de ces systèmes demeure encore prohibitif [12 – 14].

L'identification d'applications adaptées, le développement d'outils pour caractériser son comportement global, la proposition de solutions aux problèmes techniques qu'il soulève, sont autant de démarches à entreprendre pour contribuer au développement du stockage électrique via le dihydrogène.

L'objectif principale de cette thèse est d'évaluer les potentialités du stockage d'électricité sous forme de dihydrogène produit par électrolyse (SEH = Stockage d'Energie via l'Hydrogène), son hybridation avec des batteries au plomb et proposer une méthode de gestion de l'énergie électrique du SHPE de façon à gérer l'énergie électrique produite de manière optimale.

Afin d'atteindre cet objectif, nous nous sommes fixés d'autres objectifs auxiliaires :

- Approfondir nos connaissances sur ce thème de recherche d'actualité ;
- À partir des bases de données météorologiques de L'INP-HB-Centre obtenues du service web PVGIS (Photovoltaic. Geographical Information System), déterminer le potentiel théorique brut solaire du site ;
- Dimensionner de manière optimale chaque composant du système et proposer une méthode de gestion de l'énergie électrique du SEH ;
- Établir des modèles mathématiques énergétiques des différents sous-systèmes ;
- Modéliser et simuler le système PV-SEH, afin de pouvoir analyser son comportement.

Le cadre de travail qui a été défini pour cette étude concerne une application stationnaire de type habitat individuel, isolé du réseau électrique classique, alimentée par un champ photovoltaïque comme source principale.

Pour évaluer les performances de notre système, nous avons décidé de développer un système autonome qui intègre un champ photovoltaïque, des batteries au plomb, un système électrolyseur de type alcalin et un système pile à combustible de type PEM (Proton Exchange Membrane) afin d'évaluer la viabilité énergétique du système en termes de rendement.

Le choix est porté sur l'utilisation de la simulation numérique pour atteindre nos objectifs car cette démarche permet de tester un grand nombre de cas à coût réduit.

Outre cette introduction générale et les principales conclusions obtenues au cours de ce travail, cette thèse présentée dans ce document est organisée en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre, après avoir présenté la définition et la mission du système hybride de production d'énergie, un état de l'art de ce système est fait.

Le deuxième chapitre, présente une étude de dimensionnement afin de déterminer les capacités nominales des sources, et celle du système de stockage utilisé dans la configuration du système hybride étudié.

Dans le troisième chapitre, tous les composants du système étudié sont modélisés dans le but d'analyser le comportement dynamique du système complet face aux variations climatiques et de charge. Chaque source d'énergie et le système de stockage disposent d'un système modulaire pour une meilleure intégration dans le système hybride complet.

Le quatrième chapitre, présente les résultats de simulation et leurs analyses pour un cas donné, suivi d'une brève étude économique pour donner des indications de coût du système étudié.

CHAPITRE I : SYSTEMES HYBRIDES DE PRODUCTION D'ENERGIE (SHPE)

Face à la croissance de la consommation mondiale d'énergie et aux problèmes posés par les ressources d'énergies fossiles (épuisement de ces dernières et dégradation de l'environnement due au rejet des gaz à effet de serre), il est impératif de s'orienter vers d'autres sources d'énergie moins polluantes et abondantes, que sont les énergies renouvelables [6].

Les énergies renouvelables (ER) sont un ensemble de sources d'énergies d'origine naturelle (soleil, vent, chaleur de la terre, etc.), capables d'offrir de nombreux avantages (inépuisables, gratuites et sont compatibles avec un certain nombre de normes environnementales). Cependant, une des propriétés qui limite leur utilisation, est due à leur aspect stochastique et les fluctuations de la charge selon les périodes annuelles ou journalières et ne sont pas forcément corrélées avec ces ressources. Pour les régions enclavées ou isolées, la solution qu'il faut envisager est la constitution d'un système multi-sources de production d'énergie pour constituer un système d'énergies hybrides.

Ce chapitre présente de manière générale l'état de l'art des systèmes hybrides.

I.1. LES SOURCES D'ENERGIE RENOUVELABLES

Les principales sources d'énergie renouvelables sur terre sont : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie. Selon les besoins, ces énergies sont converties en électricité ou en chaleur.

Les recherches menées sur le stockage d'électricité, relayées par l'engouement pour le véhicule électrique dans les années 1990, ont permis de promouvoir des technologies innovantes.

En Côte d'Ivoire, dans le but de protéger l'environnement et de faire baisser le coût de l'énergie afin de permettre à un grand nombre de localités et de personnes d'avoir accès à l'électricité (54% des ménages ont accès à l'électricité en Côte d'Ivoire au 31 décembre 2017) [15, 16], la politique énergétique ivoirienne préconise l'accroissement de la contribution des énergies renouvelables (ER) dans le bilan énergétique national. La production d'électricité par les ER (hors grosse hydroélectricité), sera d'environ 5 à 7% en 2020 dont moins de 2% pour le photovoltaïque [17]. L'objectif est d'atteindre une contribution des ER hors hydroélectricité dépassant les 20% à l'horizon 2030 à travers les filières du photovoltaïque, du thermique solaire, de l'éolienne et de la biomasse énergie [17]. Dans ce sens, l'introduction de l'énergie

solaire aura un impact sur le développement, l'économie et l'environnement des différentes régions du pays.

1.1.1 Production d'électricité à partir de l'énergie solaire

En matière d'énergie solaire, il faut remarquer que l'ensoleillement annuel moyen sur un plan horizontal pour la Côte d'Ivoire ces dernières années varie entre $4 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{j}^{-1}$ au sud et $6 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{j}^{-1}$ au nord avec une durée d'insolation moyenne quotidienne de 6 heures [18].

La durée d'ensoleillement varie entre 2 000 et 2 700 heures par an selon les régions [19].

Ces données suffisent à convaincre de l'existence d'un potentiel pouvant satisfaire largement les besoins énergétiques de la population, notamment rurale selon les technologies en place.

1.1.2 Le dihydrogène, futur vecteur énergétique

Les systèmes énergétiques basés sur le dihydrogène sont séduisants du fait de leurs avantages en matière d'environnement (non polluants). Le dihydrogène en tant que carburant est efficace et perçu comme une énergie propre et renouvelable. Il a des caractéristiques physico-chimiques avantageuses du point de vue énergétique. C'est un gaz inodore, incolore, non polluant, très léger (masse volumique = $0,09 \text{ kg/m}^3$, à 0°C) et qui possède un pouvoir calorifique très élevé ($33,3 \text{ kWh/kg}$, contre environ 14 kWh/kg pour le méthane ; données PCI) [20].

Le dihydrogène comme vecteur énergétique suscite un intérêt majeur d'actualité et est étroitement liée à l'essor des piles à combustible de technologie PEM dont il est le carburant. Ainsi, tous les marchés de niche pour les piles PEM sont de facto considérées comme des marchés de niche pour le dihydrogène. Les batteries de courte durée de vie (ordinateur portable, téléphone portable, caméscope, ...) qui peuvent être alimentées grâce à l'hydrogène ou aux cartouches de méthanol enrichi en hydrogène en sont des exemples. Le dihydrogène peut servir pour l'électrification domestique via la pile et peut également remplacer les chaudières des centrales thermiques [20]. Il est aussi bon de rappeler outre toutes les applications stationnaires se rattachant à ce qui précède que l'hydrogène comme carburant propre pour les applications mobiles et particulièrement pour le transport a un intérêt majeur actuel et est un pôle d'attraction pour l'automobile afin de répondre au label "voiture propre". En plus des voitures abritant une pile à combustible, il y en a qui fonctionnent avec un moteur à combustion interne à hydrogène (MCIH) [20]. Nous indiquons également la possibilité d'utiliser la pile PEM comme unité de source auxiliaire pour les véhicules et les avions, voire les applications spatiales (programme Gemini de la NASA qui a abrité une pile PEM par exemple).

Le dihydrogène est régulièrement utilisé pour la production de méthanol, de l'ammoniac et le raffinage de pétrole.

Au vu de tous ces secteurs d'application, nous pouvons affirmer que le dihydrogène a un avenir prometteur et est un potentiel vecteur énergétique de qualité de par ses propriétés physiques et environnementales.

Bien que cet élément soit très abondant sur Terre (via la ressource en eau planétaire), il n'existe pas à l'état naturel. Sa production à l'heure actuelle est essentiellement faite par reformage catalytique d'hydrocarbures. Une infime proportion de dihydrogène est produite par électrolyse de l'eau (1% de la production mondiale) [4] et ceci est envisagée lorsqu'une très grande pureté de l'élément est souhaitée ou pour la synthèse de petites quantités. La voie de production par électrolyse, constitue une réponse environnementale propre à la problématique énergétique mondiale. La production mondiale du dihydrogène était estimée par l'Agence Internationale de l'Energie à 74 Mt (millions de tonnes) en 2018 [21].

I.2 SYSTEMES HYBRIDES AUTONOMES DE PRODUCTION D'ENERGIE

Dans la plupart des régions isolées où le prix d'extension du réseau électrique est prohibitif et où le prix du combustible augmente radicalement avec l'isolement, le générateur diesel demeure généralement la source principale d'énergie électrique. La baisse constante des prix des équipements à base d'énergie renouvelable et la fiabilité croissante affichée de ces systèmes ont mené à une plus large utilisation de ces sources pour la production d'énergie électrique dans les zones isolées. Cependant, la variabilité de ces ressources renouvelables limite leur utilisation. Par conséquent, les fluctuations de la charge selon les périodes (annuelles ou journalières) ne peuvent être forcément corrélées avec les ressources énergétiques. Pour de telles zones, il faut certainement le couplage entre plusieurs sources d'énergie telles que, les éoliennes, les panneaux photovoltaïques, le système pile à combustible-électrolyseur, les batteries et les générateurs diesels.

I.2.1 Les Systèmes Hybrides de production d'Energie (SHPE)

Ce sont des systèmes qui associent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie classiques (en général des générateurs diesel) et au moins une source renouvelable [4]. Pour les sources comme l'éolien et le photovoltaïque, qui ne délivrent pas une puissance constante, leur association avec des sources classiques permet une production électrique continue [22]. Ces systèmes sont en général autonomes et souvent utilisés dans les zones isolées.

Plusieurs sources sont exploitables dans ces systèmes hybrides, parmi lesquelles on peut citer : le photovoltaïque (PV), l'éolien, le générateur diesel, l'hydraulique, le système pile à combustible – électrolyseur pour la production du dihydrogène, les systèmes de stockage d'énergie (batterie, supercapacité) [23]. Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures. La figure I.1 présente un schéma général d'un système hybride [22].

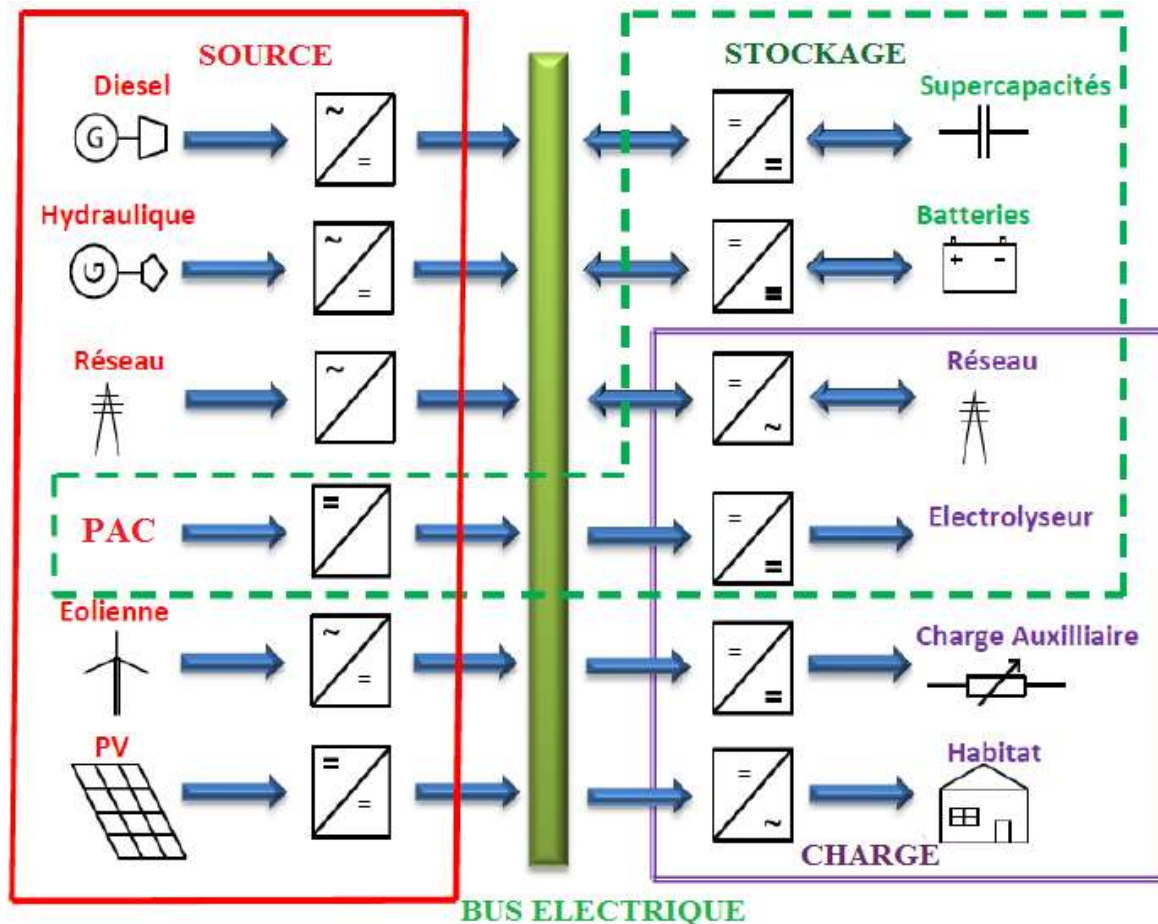


Figure I.1. Schéma général du système hybride de production d'énergie

Cette figure ci-dessus présente quatre parties, à savoir :

- L'encadré rouge qui représente les différentes sources possibles d'énergie ;
- La grande tige verte verticale représente le bus électrique qui est le système de gestion de l'énergie (PMU) ;
- L'encadré en pointillé vert regroupe les différents systèmes possibles de stockage d'énergie ;
- L'encadré en violet représente les différents types de charges possibles qu'on pourrait avoir dans de tels systèmes.

L'objectif d'un système hybride de production d'énergie est de fournir l'énergie demandée par la charge et de produire si cela est possible le maximum d'énergie à partir de sources renouvelables, tout en conservant la qualité de l'énergie fournie [4 ; 23, 24]. De plus, l'économie de carburant et la baisse de prix des équipements obtenues par hybridation des sources de production doivent au moins couvrir l'investissement fait pour les générateurs de sources d'énergie renouvelable ainsi que les autres composants auxiliaires du système [4].

Au plan technologique, la fiabilité ne se résume pas seulement en une question de respect des normes pour l'alimentation en électricité, mais aussi en termes de maintenance, compte tenu des conditions particulières des zones isolées à alimenter [4].

La conception et le choix de la stratégie de fonctionnement d'un système hybride de production d'énergie influencent ses performances, sa durée de vie et son rendement [4 ; 22 – 25].

Certains paramètres comme l'économie de carburant, le coût du kilowattheure (kWh), le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien etc., permettent d'évaluer les performances du système. Un système hybride de production d'énergie peut avoir une durée de vie beaucoup plus courte que la durée de vie normale de ses composants pris de façon individuelle (fonctionnement en connexion aux réseaux interconnectés). Les points les plus critiques étant en général la dégradation des batteries [4 ; 22 ; 24].

1.2.2. Classifications des systèmes hybrides de production d'énergies

On peut distinguer plusieurs classifications de ces systèmes. Par contre, le choix du type de système dépend particulièrement de l'endroit où on l'installe et des objectifs d'utilisations [26, 27]. Nous donnons ci-après les classifications les plus répandues.

1.2.2.1. Régime de fonctionnement

Les systèmes peuvent être classés en deux grandes familles selon le régime de fonctionnement. Ainsi, on a : les SHPE autonomes et les SHPE connectés au réseau.

a) Les SHPE autonomes

Ce sont des systèmes qui génèrent de l'énergie sans connexion aucune ou sans avoir besoin de l'assistance du réseau électrique conventionnel. Ils sont utilisés en général pour la fourniture d'électricité des zones difficilement accessibles ou n'ayant pas d'accès au réseau électrique conventionnel (refuges de montagne, îles, villages isolés...) ;

b) Les SHPE connectés au réseau

Ils se différencient des SHPE autonomes par leur liaison au réseau électrique, liaison assurée par des convertisseurs statiques (onduleur) pour convertir la puissance continue-alternative (DC/AC). Dans ce cas de figure, l'énergie produite par le SHPE est consommée immédiatement. En effet, l'excédent d'énergie est injecté sur le réseau, qui se comporte comme un système de stockage d'énergie. Donc pour un tel système, l'utilisation de système de stockage n'est pas nécessaire car, le réseau intervient pour garantir l'énergie nécessaire en cas d'incapacité du SHPE à assurer la demande de la charge.

1.2.2.2. Gamme de la puissance

La puissance délivrée par un système hybride de production d'énergie peut varier de quelques watts jusqu'à quelques mégawatts. Les SHPE utilisés pour des applications de faible puissance (puissance < 5 kW) alimentent en général des petites maisons. Par contre, les systèmes de grande taille (puissance > 500 kW) sont conçus pour être connectés à de grands réseaux. Le champ d'application de ses systèmes de production d'énergie reste très large. Les seuils de puissance donnés dans le tableau I.1, ne sont que des ordres de grandeurs [4 ; 23, 24 ; 28, 29].

Tableau I.1. Classification des SHPE par gamme de puissance.

Gamme de puissance en kW	Application
Faible : puissance < 5	Systèmes autonomes : petite maison, stations de télécommunications, de pompage d'eau, autres applications isolées.
Moyenne : puissance allant de 10 à 250	Micro réseaux isolés : alimentation d'un village isolé, des zones rurales...
Grande : puissance > 500	Grands réseaux isolés (réseaux insulaires, etc.)

1.2.3. Configurations de bus dans les systèmes hybrides de production d'énergie

On distingue trois architectures ou configurations de bus dans les systèmes hybrides.

1.2.3.1. Architecture à bus DC

La figure I.2 représente la structure à bus DC d'un SHPE [22 ; 24]. Selon cette architecture, l'énergie produite par chaque source de production du système alimente le bus continu DC au moyen des convertisseurs DC/DC ou AC/DC. Un tel type d'assemblage est adapté aux sites isolés, à charge continue ou alternative. La simplicité de la commande par rapport aux autres configurations constitue l'avantage de cette topologie [23]. C'est pourquoi nous la préférons et par conséquent la retiendrons comme configuration dans le cadre de cette thèse.

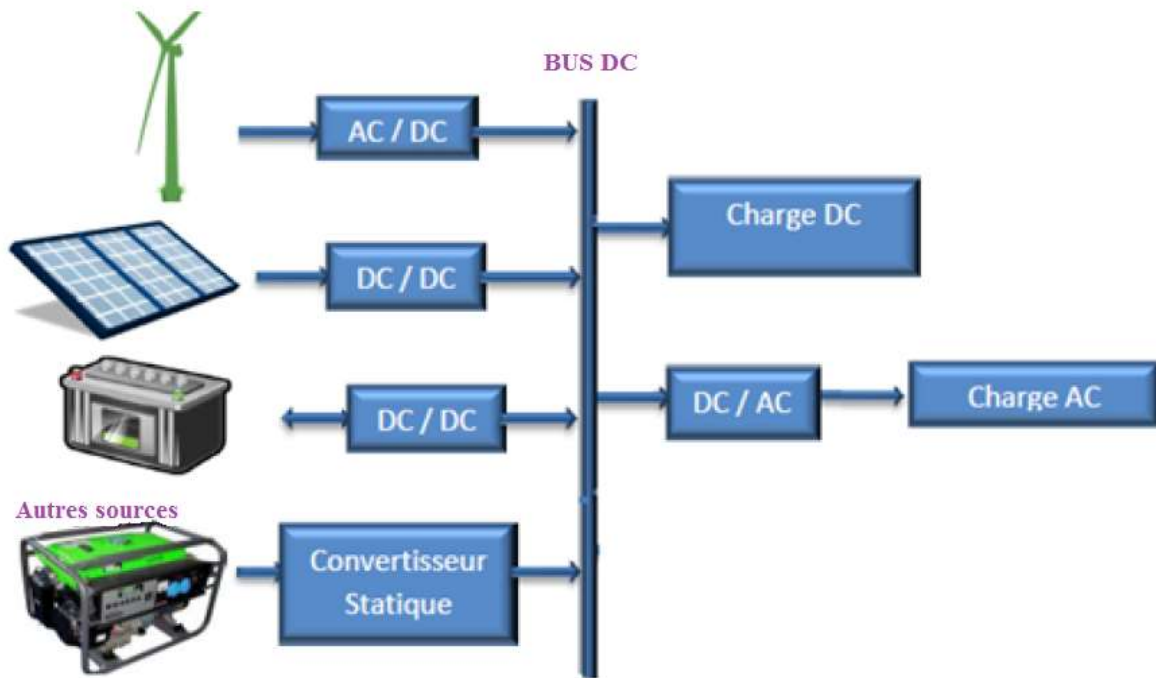


Figure I.2. Structure à bus DC d'un système hybride de production d'énergie

I.2.3.2. Architecture à bus AC

Dans la configuration à bus AC, toutes les sources de productions d'énergie sont reliées au bus AC par le biais des convertisseurs comme le montre la figure I-3 [22]. Cette architecture offre des performances supérieures aux performances de l'architecture à bus DC, car, un découplage de différentes sources de production permettrait à celles-ci d'agir de façon assez indépendante les unes des autres. Par contre, le rendement du système complet est faible à cause d'une certaine quantité d'énergie perdue due à l'utilisation des convertisseurs statiques. Ce type d'association complique le système de commande. La topologie à bus AC est plus adaptée à des systèmes raccordés au réseau électrique conventionnel [6 ; 24].

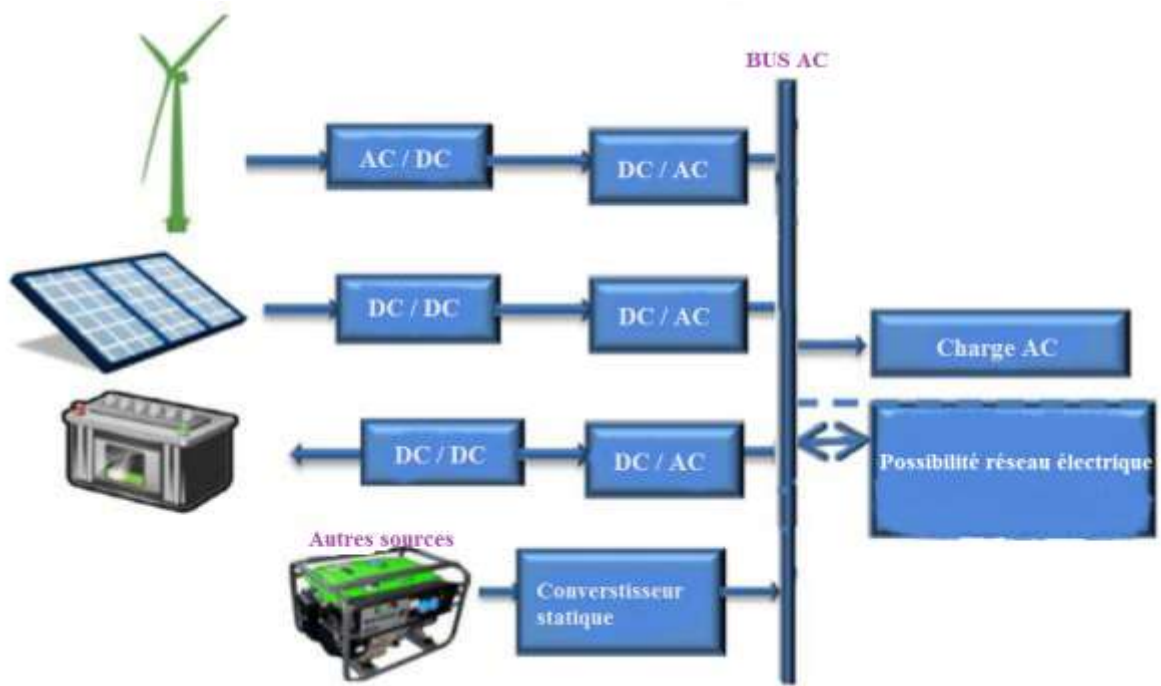


Figure I-3 : Structure à bus AC d'un système hybride de production d'énergie

1.2.3.3. Architecture mixte (DC & AC)

La figure I-4 représente la structure à bus mixte (DC & AC) d'un système hybride de production d'énergie [22 ; 24]. Dans cette topologie, les sources de production d'énergie peuvent alimenter une charge alternative AC ou une charge continue DC par le biais d'un convertisseur bidirectionnel qui réalise la conversion continue-alternative et vice versa.

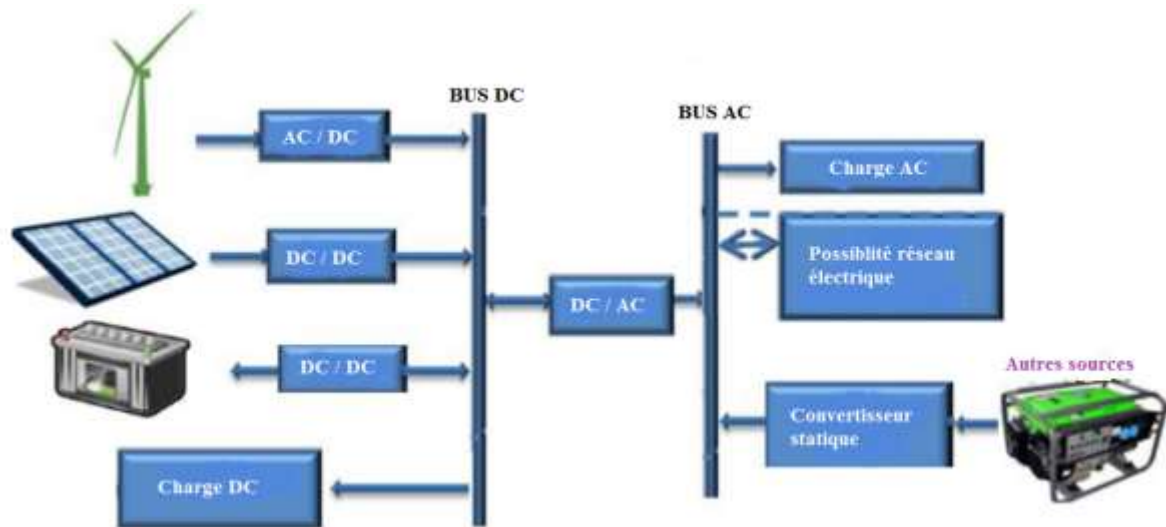


Figure 1-4 : Structure à bus mixte (DC & AC) d'un système hybride de production d'énergie

I.3. PRESENTATION DU SYSTEME HYBRIDE DE PRODUCTION D'ENERGIE (SHPE)

La figure I-5 ci-dessous représente la structure du système hybride proposé dans cette étude.

Cette structure se compose d'un champ photovoltaïque (PV) (source principale), d'une pile à combustible et des batteries (sources de secours) qui alimentent les charges principales (charge DC et AC) et des charges auxiliaires (électrolyseur et batteries).

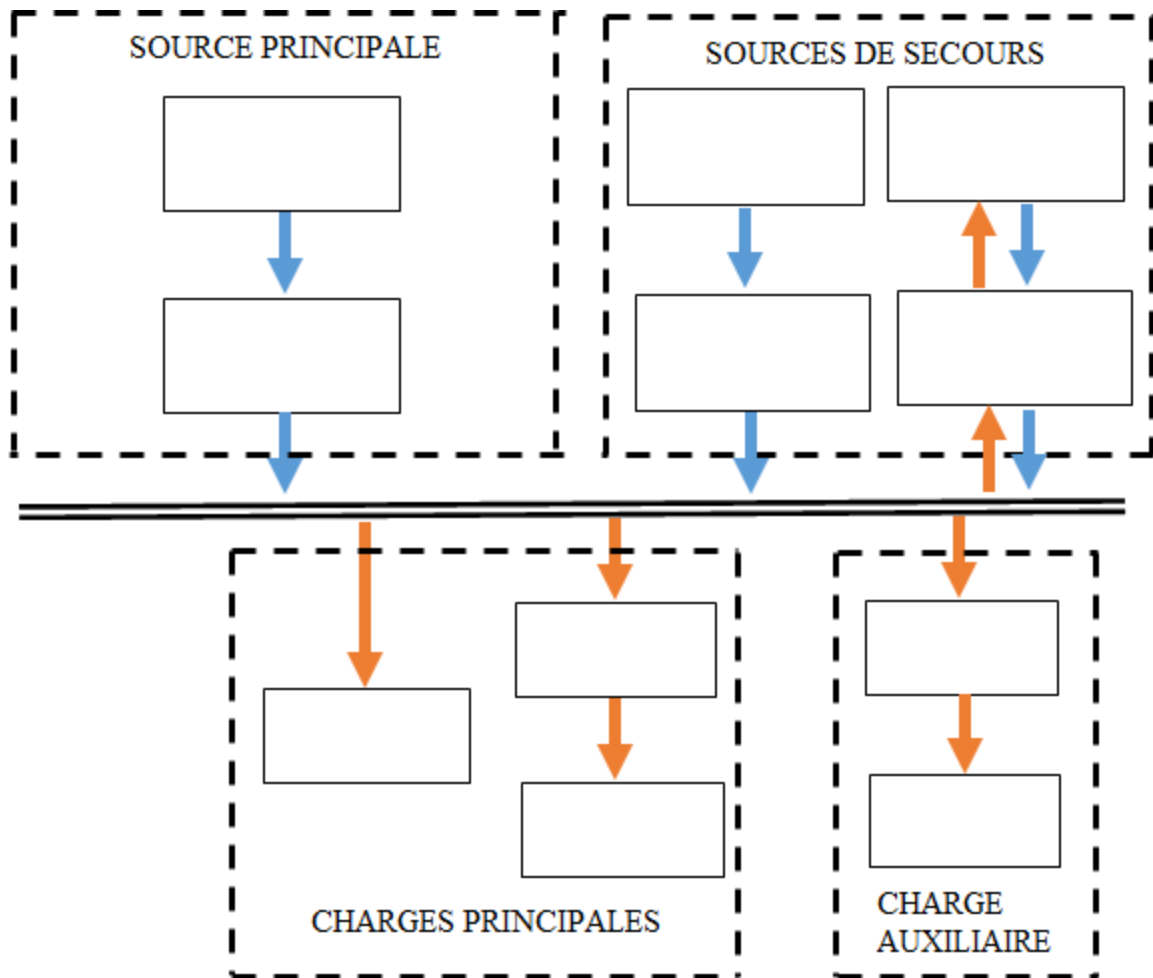


Figure 1-5 : Schéma global du système hybride de production d'énergie proposé.

1.3.1. Energie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est la conversion d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique de type continu. Cette conversion d'énergie basée sur l'effet photovoltaïque, se fait par le truchement d'une cellule photovoltaïque et consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de la cellule est exposée à la lumière [30]. L'unité de base d'un système photovoltaïque est la photopile (cellule photovoltaïque), qui est un composant électronique réalisé à partir de deux couches de silicium, l'une dopée *P* (dopée au bore) et l'autre dopée *N* (dopée au phosphore). Ces deux couches créent ainsi une jonction *PN* avec une barrière de potentiel. L'absorption des photons par le semi-conducteur, engendre la transmission de la part de ceux-ci de leurs énergies aux atomes de la jonction *PN*, entraînant ainsi la libération des électrons de ces atomes et la création d'électrons (charges *N*) et des trous (charges *P*). Cela permet la création d'une différence de potentiel entre les deux couches. Les figures I-6 [31] et I-7 [32] en donnent des illustrations. Il est à noter que la plupart des cellules

PV ont une surface de l'ordre de 100 cm^2 et ne produisent qu'une très faible puissance électrique, de l'ordre de 1 à 3 W avec une tension allant de 0,3 à 0,7 volts.

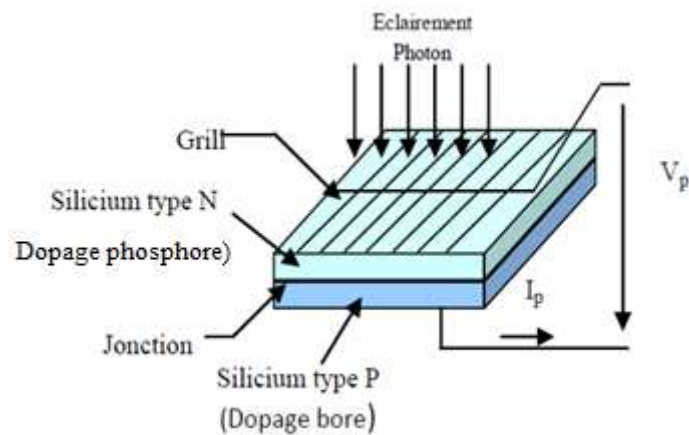


Figure I-6 : Principe de fonctionnement d'une photopile [31]

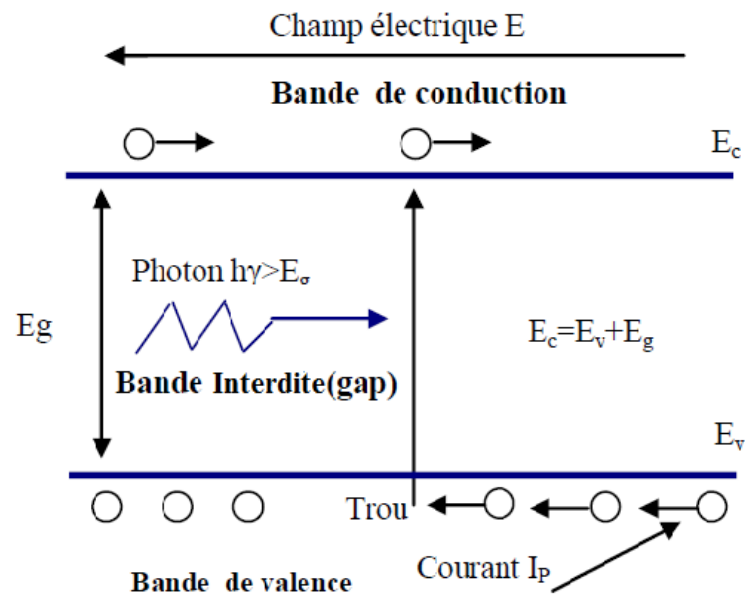


Figure I-7 : Principe de la conversion photon-électron dans un système à deux niveaux d'énergie [32]

Il existe plusieurs types de cellules photovoltaïques, dont trois sont généralement commercialisables à savoir : les cellules monocristallines, les cellules polycristallines et les cellules amorphes. Chaque type de cellule est caractérisé par son rendement et son coût [32].

Les cellules monocristallines

Les cellules monocristallines se composent de fines tranches coupées à partir d'un seul cristal de silicium et ont un rendement de l'ordre de 16 à 24%.

Les cellules polycristallines

Composées de fines tranches coupées à partir d'un bloc de cristaux de silicium, elles ont un rendement faible par rapport aux cellules monocristallines (14 à 18%).

Les cellules amorphes

Les cellules amorphes se composent de très fines couches d'un matériau photosensible déposées sur un support à faible coût tel que le verre, l'acier inoxydable ou le plastique. Elles ont des coûts de production inférieurs à ceux de la technologie cristalline et ont des rendements allant de 7 à 12%.

Pour produire une tension et une puissance adéquate, les cellules sont assemblées entre elles en série pour former un module et les modules associés en série et/ou parallèle pour construire un panneau PV, eux-mêmes interconnectés pour former un générateur PV. Le générateur PV est dimensionné selon la puissance qu'il faut pour une installation donnée. La production d'électricité par un générateur PV est liée à l'intensité, à la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil [30]. La figure 1.8 donne les composantes d'un générateur photovoltaïque [33].

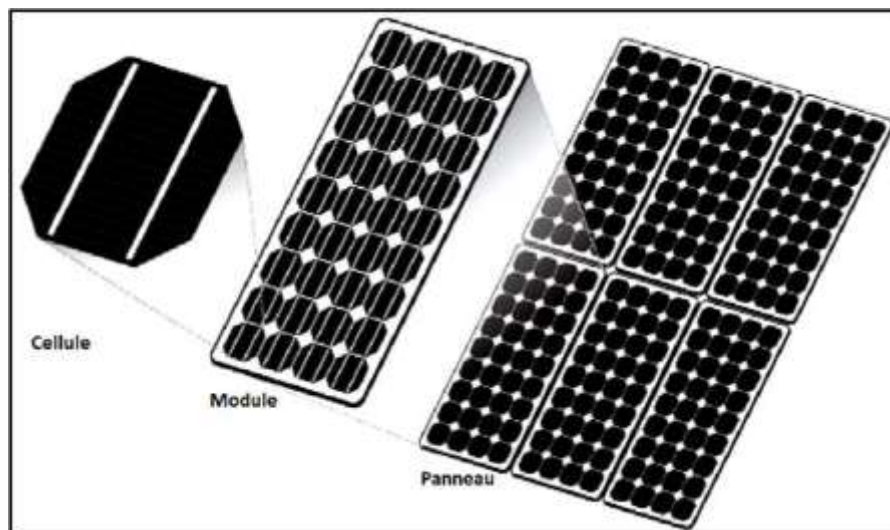


Figure 1.8 : Composantes d'un générateur photovoltaïque.

La mise en série de plusieurs modules augmente la tension du générateur PV, tandis que, le regroupement de plusieurs modules en parallèle, augmente le courant du générateur PV pour une même tension.

1.3.1.1. Types de systèmes photovoltaïques

On classe les systèmes photovoltaïques comme suit, en fonction du service et des applications recherchés :

a. Systèmes PV autonomes

Ce sont des systèmes qui fournissent directement l'énergie électrique sans être connecté au réseau électrique. En général, un système autonome exige des batteries pour le stockage d'énergie électrique [34].

b. Systèmes PV connectés au réseau

Le champ PV est relié au réseau électrique par le biais de convertisseurs électriques. La taille de ces systèmes est variable, allant de système résidentiel à un grand système tel qu'une centrale électrique photovoltaïque [34].

1.3.1.2. Avantages et inconvénients d'un système photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques ont beaucoup d'avantages [35] :

- ✓ Une source inépuisable ;
- ✓ Une source gratuite d'énergie ;
- ✓ Fourniture d'électricité aux zones rurales les plus isolées ;
- ✓ Très peu d'entretien pour les panneaux solaires ;
- ✓ Système silencieux et non dérangeant.

Malgré ces nombreux avantages, les sources photovoltaïques présentent quelques inconvénients :

- ✓ Ces sources sont tributaires des conditions météorologiques ;
- ✓ Conception de modules PV relevant d'une haute technologie ;
- ✓ Le coût de l'installation des sources PV demeure élevé ;
- ✓ Le rendement de conversion du module PV est faible ;
- ✓ L'énergie solaire n'est pas compétitive lorsqu'il s'agit d'une production importante d'énergie, car nécessitant une grande surface.

1.3.2. Pile à Combustible (PAC)

La pile à combustible est un générateur électrochimique, qui convertit l'énergie chimique d'un combustible (le dihydrogène, le gaz naturel, le monoxyde de carbone, le méthanol...) en énergie électrique par une réaction d'oxydoréduction. La pile se compose de cellules unitaires. Chaque cellule est constituée de deux électrodes (anode et cathode au sein desquelles ont lieu les

réactions électrochimiques d'oxydoréduction) qui sont séparées par un électrolyte assurant le transfert des ions et bloquant le passage des électrons [36, 37].

Dans une pile à combustible, la production d'électricité se fait grâce à l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur (par exemple le dihydrogène) couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant, tel que le dioxygène ou l'air. La réaction d'oxydation du dihydrogène est accélérée par un catalyseur qui est généralement une platine. La PAC la plus couramment étudiée et utilisée est la PAC H₂/O₂ ou H₂/air noté PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell). Cela est dû au fait qu'elles ne sont pas sensibles au CO₂, qu'elles couvrent un large spectre de puissance et que leur faible température de fonctionnement permet un démarrage rapide et une grande souplesse de fonctionnement [25]. D'autres PAC sont étudiées (Tableau I-2) parmi lesquelles, on peut citer les PAC au méthanol. Pour ces dernières, ils en existent deux types :

- ❖ Les piles RMFC (Reformed Methanol Fuel Cell) : Le méthanol est ici reformé pour produire l'hydrogène qui alimentera la pile.
- ❖ Les piles DMFC (Direct Methanol Fuel Cell) : Le méthanol est ici directement oxydé dans le cœur de la pile et ne nécessite pas d'être reformé.

La figure I-9 explique le principe de fonctionnement d'une PAC [10]

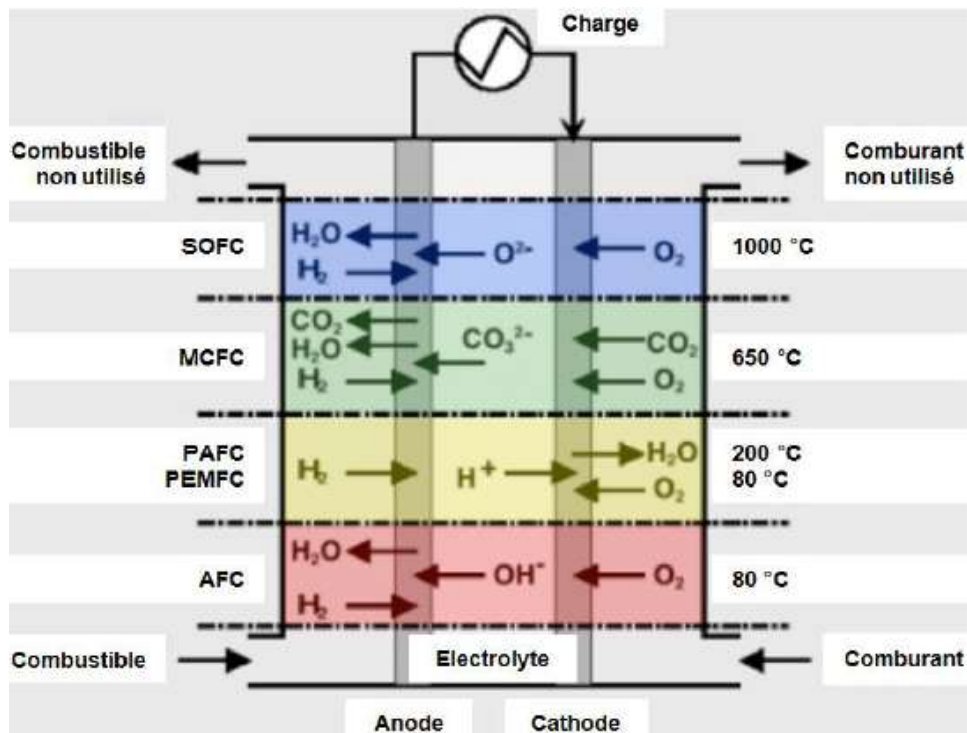


Figure I-9 : Principe schématique des différentes piles à combustible

Le stack est la pièce centrale qui produit du courant au niveau de la pile à combustible. Il est constitué d'une succession de cellules individuelles dont chacune est composée d'une anode, d'une cathode et d'une membrane qui sert d'électrolyte pour séparer l'anode et la cathode. La figure I-10 montre la structure d'un module PEM [37].

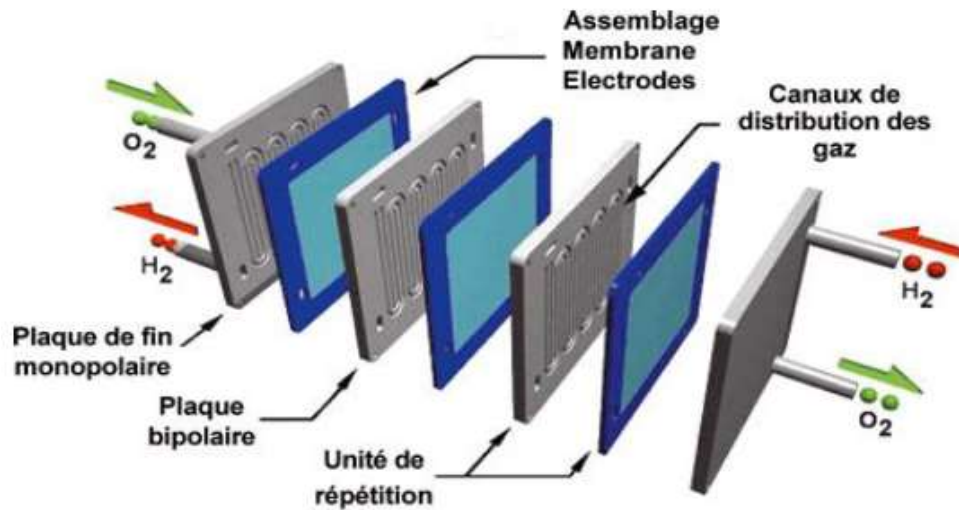


Figure I-10 : Schéma éclaté du stack d'une pile à combustible de type PEM

1.3.2.1. Différents types de piles à combustibles (PAC)

Les piles à combustibles peuvent être classées en plusieurs familles selon le tableau I.2 suivant :

Tableau I-2 : Tableau récapitulatif des différentes technologies de piles à combustible [38 – 40]

Description	Electrolyte	Gamme de puissance	Température de fonctionnement	Rendement électrique	Domaine d'application
Alcaline Fuel Cell (AFC)	Hydroxyde de Potassium	10 à 100 kW	60 à 90 °C	Stack : 60 à 70 %	Appareil mobile, Transport
Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC)	Membrane Polymère	0,1 à 500 kW	70 à 200 °C	Stack : 50 à 70 %	Appareil mobile, Transport, Stationnaire
Direct Methanol Fuel Cell (DMFC)	Membrane Polymère	Du mW à 100 kW	90 à 120 °C	Stack : 20 à 30 %	Transport, Stationnaire
Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)	Acide Phosphorique	Jusqu'à 10 MW	~ 200 °C	Stack : 55%	Transport, Stationnaire
Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)	Carbonate de métaux alcalins	Jusqu'à 100 MW	~ 650 °C	Stack : 55 %	Stationnaire
Solid Oxid Fuel Cell (SOFC)	Céramique	Jusqu'à 100 MW	800 à 1050 °C	Stack : 60 à 65 %	Stationnaire

1.3.2.2. Avantages et inconvénients d'une PAC

Avantages

- ✓ aucun rejet de gaz polluant ;
- ✓ production d'énergie électrique sans émission de bruit ;
- ✓ peu spacieux ;
- ✓ très peu de demande d'entretien ;
- ✓ rendement élevé.

Inconvénients

- ✓ coût de fabrication élevé ;
- ✓ durée de vie limitée.

1.3.3. Électrolyseur (EL)

L'électrolyse de l'eau est une réaction électrochimique qui consiste à décomposer la molécule d'eau en dihydrogène et en dioxygène [41]. Cette réaction est possible par passage d'un courant

continu à travers deux électrodes immergées dans un électrolyte liquide ou solide [25]. Deux types de technologie sont mis en concurrence, l'une portant sur le type de structure (monopolaire ou bipolaire) et l'autre portant sur le type d'électrolyte [25].

1.3.3.1. Type d'électrolyseurs

Il existe trois types d'électrolyseurs, la technologie alcaline, la technologie à membrane et la technologie à vapeur d'eau à haute température [4 ; 13 ; 25 ; 42].

- ❖ Electrolyseur alcalin : L'électrolyse alcaline est la technologie la plus répandue pour la production d'hydrogène électrolytique. Elle bénéficie ainsi d'une très grande maturité industrielle. Dans un électrolyseur à technologie alcaline, l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). La conduction ionique est alors assurée par les ions hydroxyde (OH^-) et potassium (K^+). Ce type d'électrolyseur fonctionne relativement à faible densité de courant ($< 0,4 \text{ A.cm}^{-2}$). Ce qui favorise l'utilisation de ce type d'électrolyseurs, est le fait que leur fonctionnement ne fait pas appel aux catalyseurs chers basés sur le platine. Cela implique que leur prix est inférieur à celui des électrolyseurs à membrane.
- ❖ Electrolyseur PEM : La principale caractéristique de ce type d'électrolyseur est son électrolyte solide, constitué d'une membrane polymère. Celui-ci assure la conduction des ions hydronium (H_3O^+) produits à l'anode et permet la séparation de l'hydrogène et de l'oxygène produits. Les avantages de cette technologie sont la compacité, la simplicité du design de fonctionnement, la limitation des problèmes de corrosion, et des performances sensiblement supérieures au type alcalin. L'électrolyte n'étant pas liquide, cela leur permet de fonctionner à une densité de courant plus élevée que le type alcalin (de 1 à 2 A.cm^{-2}). Ils ont par ailleurs la capacité de faire face aux variations de courant ce qui rend les électrolyseurs PEM les plus adaptés pour transformer l'électricité en provenance de sources renouvelables telles que l'éolien et le solaire.
- ❖ Electrolyseur à haute température : Cet électrolyseur, dont l'électrolyte est également solide, est basé sur la conductivité anionique de céramiques telles que l'oxyde de zircon et l'oxyde de cérium. Le fait qu'il fonctionne à une température d'environ 900°C, permet de réduire la consommation spécifique d'électricité pour l'électrolyse par rapport aux deux autres types. Ce type d'électrolyte est actuellement en étude.

Le tableau I-3 résume les principales caractéristiques de ces trois types d'électrolyseur.

Tableau I.3 : Données techniques des différents électrolyseurs [4 ; 13 ; 25 ; 38]

	ALCALIN	PEM	SOEC
Température de fonctionnement (°C)	50 à 80	80 à 100	800 à 1000
Consommation électrique (kWh.Nm ⁻³ d'H ₂)	4 à 5	6	3 à 3,35
Rendement énergétique (%)	75 à 90	80 à 90	80 à 90
Densité de courant (A.cm ⁻²)	< 0,4	1 à 2	-
Pression (bar)	3 à 30	1 à 70	-
Etat du marché	Commercialisé	Développement	Recherche

1.3.4. Système de stockage

L'utilisation des énergies renouvelables comme source de production d'électricité, induit le concept de stockage d'électricité au vu du caractère intermittent de ces sources (énergie solaire, énergie éolienne...). Cette utilisation du moyen de stockage d'énergie est très variée et dépend de la nature des besoins ainsi que du type d'application.

Les SHPE géographiquement isolés et autonomes, qui intègrent au moins une source renouvelable, nécessitent un système de stockage. Deux types de stockage sont utilisés dans les SHPE, à savoir : le stockage à courte durée et le stockage à longue durée.

La stratégie de stockage à courte durée permet la filtration des fluctuations des énergies renouvelables, réduit également le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesel et par conséquent la consommation de carburant [24]. Par contre, le stockage à longue durée est utilisé pour assurer une continuité d'approvisionnement de l'énergie pour une durée relativement longue.

Le système de stockage peut être aussi utilisé avec les systèmes raccordés au réseau électrique, pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme, en plus d'assurer la continuité du service en cas de défaillance du réseau [43].

1.3.4.1. Technologies des systèmes de stockage

Stocker de l'énergie est une opération qui consiste à placer une quantité d'énergie dans un lieu donné pour une utilisation au moment opportun. Cette opération est toujours couplée à l'opération de récupération de l'énergie stockée [43].

L'énergie électrique est stockable sous plusieurs formes : mécanique, électromagnétique, électrochimique ou thermique.

- ❖ Les technologies de stockage mécanique sont : le stockage hydroélectrique par pompage (PHS), le stockage d'énergie par air comprimé (CAES) et le stockage d'énergie par volant d'inertie (FES).
- ❖ Les technologies de stockage électromagnétique représentées sont des supercondensateurs et le stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES).
- ❖ Les technologies électrochimiques sont divisées en stockage à base d'hydrogène, batteries à air et stockage d'énergie par batterie (BES). Le BES peut être distingué en batteries plomb acide (Pb-acide), en batteries au nickel-cadmium (Ni-Cd) ou en nickel-métal-hydrure (NiMH), en soufre (NaS) et en batteries lithium-ion (Li-ion).
- ❖ Le stockage d'énergie du principe de fonctionnement thermique est formé par le stockage d'énergie thermoélectrique à haute température (HT-TES) et le stockage d'énergie thermoélectrique à basse température (LT-TES)

La figure I-11 présente une classification des technologies de stockage d'énergie [33].

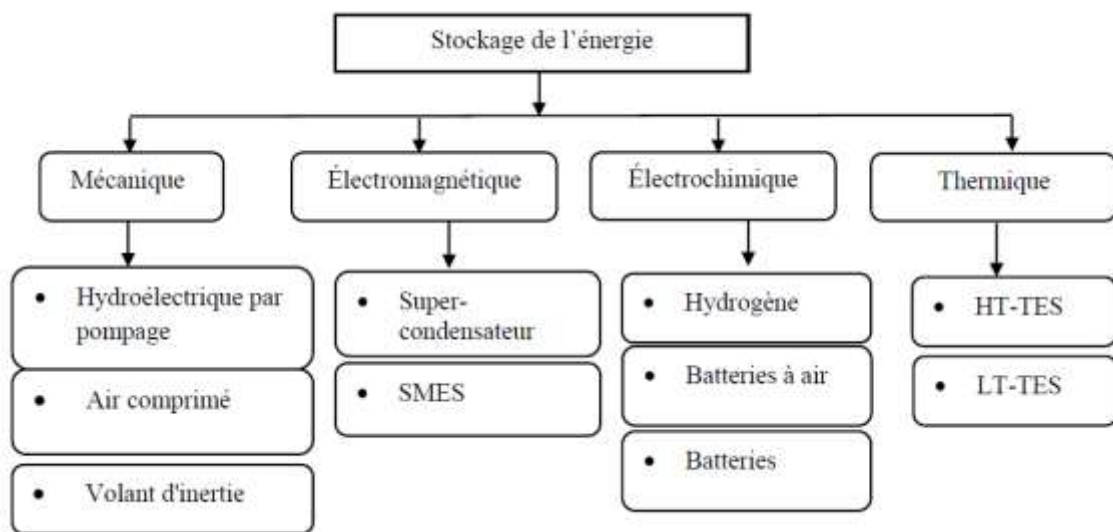


Figure I-11 : Classification des technologies de système de stockage [33].

Les technologies les plus émergentes dans les SHPE à l'heure actuelle, sont les technologies électrochimiques, particulièrement le stockage via les batteries au plomb-acide, au nickel-cadmium et au lithium-ion, en raison de leur maturité et de leurs faibles coûts. Ces technologies ont la propriété de pouvoir transformer l'énergie chimique générée par des réactions d'oxydoréduction en énergie électrique, sans pollution.

a) Batterie au Plomb-acide (Pb-acide) [24]

Les batteries au plomb-acide présente de nombreux avantages, car elles sont les moins coûteuses de toutes les technologies de batteries. Elles sont presque entièrement recyclables (plus de 90%) et leur autodécharge est faible. Par contre, ces genres de batteries sont sensibles aux décharges trop profondes qui conduisent à une diminution considérable de leur durée de vie.

b) Batterie au lithium-Ion (li-Ion) [24]

Ce type de batterie a de meilleures performances par rapport aux autres. Une autodécharge très faible de l'ordre de 1 % par mois, ce qui se traduit par une énergie massique stockée relativement bien supérieure. Une tension de fonctionnement élevée permettant la réduction du nombre d'éléments pour une tension donnée et une durée de vie élevée. Mais ces batteries ont un coût beaucoup plus élevé du fait de leur fabrication nécessitant, un investissement supérieur à celui des batteries au Plomb. De plus, la batterie au lithium a un pourcentage élevé en métaux lourds et dangereux, un recyclage compliqué et n'atteint pas sa maturité.

c) Batterie au nickel-cadmium (Ni-Cd)

Cette batterie a une autodécharge de l'ordre de 20% par mois, donc élevée, une tension de cellule assez faible, un coût élevé et elle est robuste. De plus, son recyclage est compliqué du fait de la présence du cadmium qui est un métal lourd et polluant [24].

Du fait des limites avérées des batteries au lithium-Ion et aux nickel-cadmium (limites technique et économique), notre choix se porte sur les batteries au plomb-acide comme stockage batterie pour cette thèse. Nous proposons dans cette thèse, un système de contrôle de charge-décharge de batteries, pour pouvoir prolonger leur durée de vie et leur éviter ainsi une dégradation du fait des décharges et surcharges profondes.

1.3.4.2. Caractéristiques des batteries

Les caractéristiques techniques les plus représentatifs d'une batterie sont [44] :

- ✓ *capacité nominale* : quantité d'énergie qu'on peut stocker dans la batterie (elle s'exprime en ampères-heures Ah) ;
- ✓ *tension d'utilisation* : tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge ;

- ✓ *durée de vie et cycle de vie* : ces deux caractéristiques définissent la durabilité d'un système de stockage. La durée de vie se mesure en années et la durée de vie du cycle est mesurée dans les cycles de charge-décharge ;
- ✓ *Profondeur de décharge* : c'est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisée pendant un cycle de charge-décharge ;
- ✓ *Autodécharge* : c'est l'énergie perdue par un système de stockage pendant le temps de non-utilisation. Ce paramètre est mesuré par la relation entre l'énergie perdue pendant une certaine période de temps (heure, jour ou mois) et la capacité énergétique du dispositif de stockage ;
- ✓ *Rendement* : rapport de l'énergie électrique restituée par la batterie et celle fournie à la batterie ;
- ✓ *Etat de charge (SOC)* : rapport de la quantité d'énergie disponible et de la capacité nominale de la batterie. Si $SOC = 1$, la batterie est chargée et quand : $SOC = 0$, la batterie est vide.

1.3.4.3. Le stockage du dihydrogène

Plusieurs types de stockage du dihydrogène existent, dont les plus utilisés sont le stockage par compression et le stockage par liquéfaction. L'évaluation des performances de ces modes de stockage, se fait surtout au niveau des densités volumétriques et gravimétriques (du dihydrogène et de son dispositif de stockage) et des conditions générales de stockage et de déstockage du dihydrogène (efficacité, vitesse, dispositif auxiliaire) [4 ; 45]. Aussi, la sécurité et le coût sont plus souvent essentiels pour convenir de la viabilité du mode de stockage.

Il existe deux familles de procédés de stockage du dihydrogène : les procédés physiques (compression, liquéfaction, adsorption sur matériaux carbonés), et les procédés chimiques (NaBH_4 , hydrures métalliques, NH_3 , méthanol).

1.3.4.3.1. Les procédés physiques

a) La compression

C'est le moyen de stockage le plus mature actuellement (Air liquide, Linde Gas, Air Product). La compression adiabatique à plusieurs étages avec un refroidissement entre chaque étage est généralement effectuée. Pendant un remplissage rapide, il y a élévation de la température. On évalue à 10% du PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) du dihydrogène l'énergie qu'il faut pour la compression de ce gaz de 1 à 700 bars [4].

Le dihydrogène est stocké dans des réservoirs de capacité allant de dix litres (10 L) à dix mille mètres cube (10000 m³). Les réservoirs commercialisés actuellement ont une capacité de 50 litres et permettent un stockage jusqu'à 350 bars. Ces réservoirs sont sphériques ou cylindriques et faits d'alliages métalliques très résistants à la corrosion. Des polymères et des fibres de carbone sont de plus en plus introduits dans la structure de ces réservoirs pour pouvoir réduire leur poids. Les inconvénients de cette technique de stockage sont, sa faible densité volumétrique et l'adaptation des auxiliaires (valves, capteurs, détendeurs) pour un stockage hautes pressions. Le dihydrogène peut aussi être stocké sous terre sous la forme comprimée [46, 47].

b) Liquéfaction

Le stockage se fait sous forme liquide à -253°C. Le réservoir est fait en acier inox ou en des matériaux composites plus légers avec une isolation thermique pour éviter les pertes thermiques. On atteint des densités énergétiques de 22 MJ/kg (rapporté au réservoir).

Malgré les progrès technologiques, ce procédé reste tout de même très gourmand en énergie, car le coût énergétique de la liquéfaction du dihydrogène est de l'ordre de 30% de son PCI [46, 46].

c) Adsorption sur des matériaux carbonés

Le stockage via du charbon actif est une vieille technique. Le remplissage se fait par adsorption. A température et pression ambiante, on atteint des densités énergétiques de 0,5 % massique. A très basse température (-186°C) et haute pression (60 bar), on peut atteindre des densités de 8% massique. De nouvelles méthodes de stockage dans les nanofibres et nanotubes en carbone dont l'efficacité reste encore à prouver ont été découvertes. Ces méthodes reposent sur le principe qu'un gaz peut être adsorbé en surface d'un solide où il est retenu par les forces de Van der Waals. Différents travaux ont prouvé les excellentes propriétés d'adsorption de ces nanotubes et nanofibres de carbone [47].

Ce type de stockage reste à ce stade, à l'état de recherche, particulièrement pour l'amélioration des performances par l'utilisation de dopants et pour l'amélioration de la fabrication de masse [13 ; 46, 47].

1.3.4.3.2 Les procédés chimiques

a) Les hydrures

Un hydrure désigne un composé chimique constitué de l'élément hydrogène et d'un autre élément encore moins électronégatif. Du fait de la propriété de certains éléments à former

des liaisons covalentes ou ioniques avec l'hydrogène, cela peut permettre son stockage, puisque le phénomène est réversible sous certaines conditions opératoires. On peut distinguer deux classes d'hydrures, à savoir : les hydrures à hautes températures et les hydrures à basses températures.

Le stockage se fait à haute pression avec dégagement de chaleur. La pression de dissociation est toutefois fonction de la température. Pour des températures allant de 0 à 100°C, les pressions varient entre 2 et 10 bars, pour atteindre 30 à 50 bars lorsque les températures sont beaucoup plus élevées. Le déstockage est endothermique et à basse pression.

L'avantage majeur de cette méthode réside dans le fait que le stockage se fait à l'état atomique, ce qui réduit considérablement les problèmes de sécurité liés à l'hydrogène gazeux.

Mais les densités énergétiques sont encore limitées, la cinétique de remplissage est encore très lente et le coût de certains hydrures est encore trop élevé [13 ; 46, 47].

b) NaBH₄ : Hydrogen on demand™

Cette technique a été mise au point par 'Millenium Cell', pour des applications mobiles, stationnaires et automobiles.

Elle consiste en la réaction entre le borohydrure de sodium NaBH₄ et l'eau en présence d'un catalyseur qui peut être à base de cobalt ou de ruthénium et produit du dihydrogène et du borate de sodium NaBO₂.

C'est une technique qui utilise un fluide non toxique, non inflammable, facilement manipulable qui peut être utilisé dans les applications automobiles et stationnaires. Elle est utilisable à température ambiante, à faible pression et permet la production d'un dihydrogène pur (exempt de CO et autres impuretés). Par contre, des émissions spontanées de dihydrogène sont à éviter, des catalyseurs moins coûteux que le ruthénium doivent être développés (le cobalt requiert une température plus élevée) et le recyclage du NaBO₂ doit être envisagé [13 ; 46, 47].

Pour notre travail, notre choix se portera sur le stockage par compression pour sa maturité et nous utiliserons des réservoirs de 50 litres.

1.3.5. Convertisseurs

Plusieurs topologies des systèmes multi-sources existent. Cependant, l'objectif clé de tels systèmes est de maximiser la production des sources d'énergie en termes de puissance. Ainsi, chaque composant du système est connecté à un convertisseur, qui permet le contrôle de son point de fonctionnement et le relie au bus commun avec l'adaptation qu'il faut. Différentes

architectures de connexion des sources de production d'énergie (sources renouvelables ou conventionnelles) dans les SHPE sont proposées dans la littérature. Ainsi, le choix du convertisseur se fait de manière suivante :

- ✓ Configurer le bus dans le SHPE où les sources sont connectées ;
- ✓ Se fixer des objectifs clairs et précis que l'on souhaite réaliser (par exemple, maximisation de la production de puissance des sources, adaptation de la tension, etc.).

1.3.5.1. Topologies de connexion du générateur PV au bus DC

Dans un SHPE autonome de structure à bus DC, le champ PV est connecté en général au bus par le biais d'un hacheur qui optimise son fonctionnement, comme le montre la figure I-12 [6]. Trois configurations possibles existent pour relier le générateur PV au bus DC et le choix d'une architecture dépendra de la tension du bus DC, qu'il faut respecter. Cette tension est souvent imposée par le biais d'un hacheur.

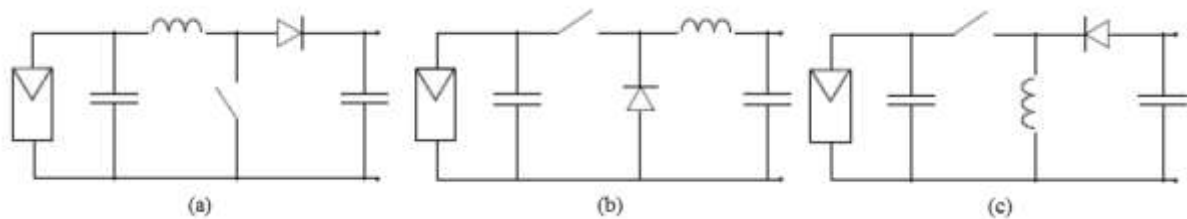


Figure I-12 : Convertisseurs utilisables dans les générateur PV : (a) Boost, (b) Buck, (c) Buck-Boost

1.3.5.2. Architectures de connexion de la batterie au bus DC

La connexion entre la batterie et le bus DC est assurée par un hacheur réversible qui permet le transfert d'énergie dans les deux sens afin d'assurer la charge-décharge des batteries. Cette architecture est présentée sur la figure I-13 [23].

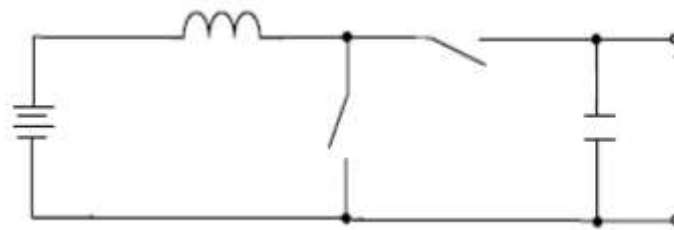


Figure I-13 : Convertisseur utilisable dans le système de stockage

Dans le cas de notre thèse, le pack batteries sera directement relié au bus DC et par conséquent lui imposera sa tension. Cela nous permettra de faire une économie d'énergie et financière.

I.4. SYSTEME DE COMMANDE ET DE SUPERVISION

L'objectif principal d'un système de production électrique est de pouvoir fournir l'énergie demandée par la charge, quel que soit les variations de l'énergie produite. Nous avons vu précédemment que les variations de la production sont causées par la nature aléatoire des ressources renouvelables. En plus, les fluctuations de la charge selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément corrélées avec ces ressources. Nous ne pouvons pas contrôler les conditions climatiques et nous ne pouvons pas imposer au consommateur la quantité d'énergie qui doit être consommée. Par conséquent, une stratégie de contrôle est nécessaire pour gérer d'une manière optimale l'énergie électrique produite afin d'assurer la continuité de service. On peut distinguer deux types différents dans la stratégie de contrôle d'un système de production d'énergie hybride : le contrôle des sources d'énergies renouvelables (PV, éolien) par des contrôleurs MPPT et le système de gestion d'énergie du SHPE [6].

I.4.1 Contrôleurs MPPT

Du fait du caractère intermittent des sources d'énergie renouvelable (photovoltaïque et l'éolien), les chercheurs ont développé des stratégies pour extraire au maximum, l'énergie disponible par des algorithmes MPPT (Maximum Power Point Tracking), quelles que soient les variations des conditions climatiques [48].

I.4.1.1. Critères de choix d'algorithme MPPT

Actuellement, de nombreuses techniques MPPT sont disponibles dans la littérature. Cependant, il n'est pas évident de choisir le meilleur. Les travaux réalisés par C. Angel [49] et K. Nabil [50] ont définis certains critères de propriété d'une commande MPPT qu'il faut prendre en compte pour pouvoir effectuer un choix adéquat parmi les différentes techniques MPPT existantes :

a) critère 1 : Implémentation

La commande MPPT doit être facile à mettre en œuvre et avoir un niveau de simplicité important pour favoriser un coût raisonnable.

b) critère 2 : Efficacité

L'efficacité de la technique MPPT réside dans sa rapidité de réponse, sa précision de suivi du Maximum Power Point (MPP), la stabilité et la robustesse du système.

- ✓ la rapidité de réponse suppose que la commande MPPT doit avoir un bon comportement pour s'assurer que l'adaptation face aux changements des conditions climatiques soit faite le plus rapidement possible ;
- ✓ la précision de suivi du Maximum Power Point (MPP) doit se faire de sorte à ne pas diminuer l'efficacité de l'ensemble du système ;
- ✓ Stabilité et robustesse du système : Elle doit pouvoir piloter l'étage d'adaptation de telle sorte qu'en régime statique, le point de fonctionnement du générateur PV soit le plus près possible du Point de puissance Maximale (PPM) dans n'importe quelle condition météorologique.

c) critère 3 : Coût

Il est fonction de la complexité de l'implémentation, du nombre de capteurs utilisés et des caractéristiques du système.

1.4.2. Système de gestion d'énergie

Pour une amélioration du rendement du système multi-sources, il faut alimenter la charge sans interruption, assurer une protection au système de stockage (élément essentiel dans les SHPE) contre les surcharges-décharges profondes. Pour prolonger la durée de vie du SHPE, optimiser au mieux la répartition de la puissance entre ces différents composants, tout en réduisant la consommation du carburant et le coût du système, il est nécessaire d'avoir une stratégie de gestion de l'énergie. Différents types de stratégie de gestion de l'énergie ont été abordés dans la littérature et ces stratégies varient en fonction de la composition du système multi-sources et des objectifs visés. Les systèmes de gestion de l'énergie ont été développés en général sur trois bases à savoir, les modèles mathématiques, l'expertise humaine et les simulations [51].

Certains auteurs ont élaboré les principales stratégies de gestion de l'énergie, appliquées aux véhicules électriques, qui sont néanmoins adaptables facilement au SHPE [52 – 56]. La Figure I-14 présente une classification de stratégies de gestion d'énergie [54] qui peuvent être scindées en deux grandes familles :

- ✓ stratégies à base de 'règles' ;
- ✓ stratégies basées sur l'optimisation.

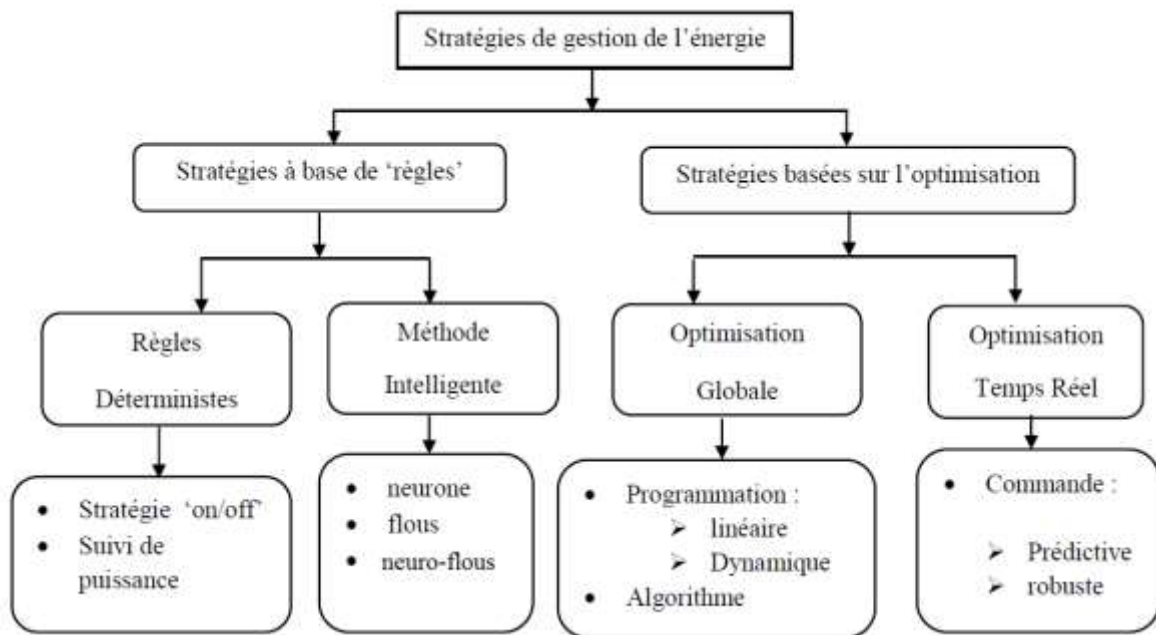


Figure I-14 : Classification des stratégies de gestion de l'énergie

1.4.2.1. Stratégies de gestion à base de règles

Elles sont faciles à implémenter avec un contrôle de supervision en temps réel. Les lois de gestion d'énergie à base de règle sont définies au préalable, sur la base d'une estimation ou sur l'analyse du comportement des composants du système (pas besoin de connaître à priori le besoin énergétique d'un consommateur ou les conditions climatiques). Ces lois peuvent être établies par des règles déterministes ou par des règles floues (Méthodes intelligentes) [24].

1.4.2.2. Stratégies basées sur l'optimisation

Le problème de la gestion d'énergie d'un SHPE consiste à trouver la meilleure manière de répartir, stocker et consommer l'énergie pour satisfaire la demande, de sorte à minimiser le coût du système et optimiser la consommation de carburant. Deux stratégies existent à ce niveau à savoir, l'optimisation globale et l'optimisation en temps réel [52 – 56].

Pour notre travail, nous avons opté pour une stratégie basée sur les règles déterministes (suivi de puissance en temps réel).

I.5 SYSTEMES SHPE EXISTANTS

Les systèmes hybrides de production d'énergie couplant un générateur renouvelable et un système de stockage via le dihydrogène sont étudiés depuis 1986. Ces systèmes stockent l'énergie d'une saison à une autre grâce au dihydrogène et comportent aussi un pack batteries qui assurent le stockage journalier de l'énergie.

Le premier projet a été réalisé en 1986 en Allemagne. Il s'agit du Solar Wasserstoff Bayern (SWB). Différents projets de tailles variées, allant de 150 W à 550 kW de génération de dihydrogène solaire ou éolien, ont été menés soit en laboratoire, soit intégrés à la société (PHOEBUS) ou soit développés par des industriels (SWB) [12].

Le Tableau I-4 répertorie les principaux projets réalisés.

Tableau I-4 : Principaux projets dans le monde, couplant les Energies Renouvelables (ER) avec l'hydrogène [12 ; 14 ; 57]

Année projet	ER	Electrolyseur	Stockage	PAC	Batterie
1986 HYSOLAR	10kWc, 350kWc	10kW Alcalin, 350kW Alcalin	Non connu	Non connu	Non connu
1986 SWB	370kWc	2x100kW Alcalin 1b 100kW Alcalin 30bars	H ₂ : 5000Nm ³ O ₂ : 500Nm ³	6,5kW Alcalin 10kW PEM 73kW PA	Connecté au réseau
1989 NEMO	1kWc	0,8kW Alcalin 30bars	H ₂ : 8m ³ 25bars	0,5kW PA	14kWh
1989 FIRST INTA	8,5kWc	5,2kW Alcalin 6bars	8,8m ³ 200bars 24m ³ HM	10kW PA 2,5kW PEM 5kW PEM	Non connu
1990 Oldenburg	6,2 kWc PV + 5 kW WT + 12 kW DG	0,8 kW Alcalin.	H ₂ : 0,25m ³ 120bar (106 kWh)	0,6 kW Alcalin	104 cellules 300 Ah 62,4kWh
1991 SSHP	9,2kWc	5,7kW Alcalin 7,9bars	5,3m ³ 7,9bars	1,5kW PEM	24V 220Ah
1992 FhG-ISE Fraunhofer Institute for solar Energy systems	4,2kWc	2 kW PEM	15 m ³ H ₂ ; 7,5 m ³ O ₂ 30 bars (1600 kWh)	0,5kW PEM - 12V	48V - 400 Ah = 19,2 kWh
1993 PHOEBUS	42,3kWc	26kW Alcalin 7bars	H ₂ : 26,8m ³ 120bars O ₂ : 20m ³ 70bars	6kW PEM	220V 300kWh
2000 FIRST	1,4kWc	1kW PEM	70Nm ³ 30bar	0,42kW PEM	20kWh
2000 HRI	1kWc, 10kWeol,	5kW Alcalin 7bars	H ₂ : 3,8m ³ 10bar O ₂ : 1m ³ 8bars	5kW PEM	48V 42,2kWh
2001 HARI	13kWc, 2x25kWeol 3kWhydro	36kW Alcalin 25bars	H ₂ : 2856 Nm ³ 137bars	5kW PEM 2kW PEM	20kWh
2002 PVFCSYS	3,6kWc	3,6kW Alcalin 10bars	H ₂ : 0,4Nm ³ O ₂ : 0,2Nm ³	4kW PEM	24V 80Ah
2004 UTSIRA	2x600kWeol	48kW	12m ³ 200bars	10kW	50kWh
2004 HHC	4,9kWc, 7,5kWeol	2kW PEM 12bars	H ₂ : 5,4Nm ³ 12bars	5kW PEM 2bars	48V
2007 CEC	5kWc	3,35kW PEM	H ₂ : 5,4Nm ³ 14bars HM	2 x 1,2kW	150Ah 28kWh
2009-2015 MYRTE	550kWc	200kW PEM 35bars	H ₂ : 2800Nm ³ O ₂ : 1400Nm ³ H ₂ et O ₂ : 35bars	200kW PEM	Connecté au réseau

Où : kWc = kilowatt crête ; kWeol = kilowatt de source éolienne ; kWhydro = kilowatt de source hydroélectricité ; PV = Photovoltaïque ; DG = Diesel Generator ; WT = Water Turbine.

L'objectif de ces différentes études, est de montrer la méthode de production du dihydrogène solaire et son utilisation pour une charge variable. Certaines études ont abordé l'évaluation des rendements de conversion et la détermination des problèmes techniques des appareils électrochimiques. Par contre, d'autres études se sont focalisées sur l'optimisation de ces systèmes en termes de dimensionnement et de stratégie de contrôle. Bon nombre de documents abordent la sécurité et la fiabilité de ces systèmes [12].

Nous résumons les résultats dans les paragraphes qui suivent.

Au vu du Tableau I-4, on remarque que :

- ✓ les générateurs utilisés sont soit des panneaux photovoltaïques, soit des éoliennes voire des générateurs diesel ;
- ✓ les électrolyseurs sont de technologie alcaline ou à membrane et leurs pressions de fonctionnement oscillent entre 1 et 35 bars ;
- ✓ le stockage des gaz se fait avec ou sans compression supplémentaire dans des réservoirs (bouteilles ou containers) et parfois dans les hydrures qui permettent d'augmenter la densité volumique ;
- ✓ les piles à combustible utilisées sont de type alcalin, PEM et acide phosphorique. Le projet SWB par exemple, a testé ces 3 technologies (les puissances variant entre 500 W et 10 kW).

Bien que les systèmes soient très différents de par leur technologie et leur puissance, ils ont la même architecture électrique, c'est-à-dire, un bus DC basse ou haute tension sur lequel tous les composants sont connectés directement ou indirectement (par l'intermédiaire d'un convertisseur de tension). Quant aux batteries, elles sont directement connectées au bus DC et lui imposent leur tension. Cela permet de stabiliser la tension du bus.

1.5.1. Résultats expérimentaux

Ces différents projets ont obtenu de nombreux résultats qui de par leur diversité sont difficiles à comparer.

1.5.1.1. Production électrique

a) Système complet

Le rendement électrique du système complet est le rapport entre l'énergie consommée par l'utilisateur et l'énergie fournie par les générateurs. Il est évalué à 44 % dans le cas de la maison de Fraunhofer et à 54 % dans le cas de la bibliothèque du projet PHOEBUS. Pour ce dernier projet, l'optimisation du système de stockage par l'hydrogène permettrait d'obtenir un rendement de l'installation de 65 %. [12 ; 58].

b) Système de stockage par le dihydrogène

Le rendement du système de stockage via le dihydrogène se définit comme le rapport entre l'énergie produite par la pile à combustible et l'énergie consommée par l'électrolyseur.

Dans le projet PHOEBUS, le rendement du système de stockage via le dihydrogène est de 3 %. Ce faible résultat est lié à l'unité de stockage des gaz, particulièrement au compresseur qui occasionne d'importantes fuites de gaz (donc faible rendement). Si on ne prend en compte que les composants électrochimiques, ce rendement passe à 35 % [58].

VANHANEN a pris en compte la consommation intrinsèque dans le projet NEMO [59], ce qui lui donne un rendement de 28% du système de stockage via le dihydrogène. Son optimisation devrait permettre d'atteindre un rendement de l'ordre de 36 %. Ce système peut être amélioré et atteindre 50 % par élimination des compresseurs [12].

La diminution de la consommation intrinsèque des périphériques des composants électrochimiques permet une optimisation de ces systèmes.

c) Couplage PV-EL pour la production de dihydrogène solaire

C'est un couplage qui a notamment été étudié dès l'émergence de ces systèmes. La conversion de l'énergie solaire en dihydrogène varie entre 6% et 7% (INTA : 7 % ; SSHP : 6,2 %). Les pertes sont de 90% au niveau des PV, 30% au niveau du système électrolyseur et 5% au niveau du couplage [4 ; 12].

1.5.1.2. Réponse transitoire

Le temps de réponse des composants et leur aptitude à un fonctionnement variable sont essentiels pour ces systèmes SHPE. En effet, l'ensoleillement est une source variable et la charge peut avoir des variations de manière instantanée.

Pour disposer d'un réseau électrique de meilleure qualité, il faut que la pile à combustible soit à mesure de répondre à une variation brusque de charge. Pareillement, pour pouvoir stocker la majorité du surplus solaire, l'électrolyseur doit convertir une puissance électrique variable.

Un électrolyseur supporte parfaitement les fortes variations d'un générateur solaire et cela est montré par toutes les études [4 ; 12]. Un article sur un électrolyseur de type alcalin, développé

par ELWATEC, fonctionnant à 30 bars [60], montre un délai de réponse de l'ordre de 40 secondes due aux contraintes de fonctionnement de température et de différence de pression autour de la membrane.

Une pile à combustible en fonctionnement peut s'adapter à une variation brusque en moins de 50 μ s [61]. En revanche, si la pile est arrêtée, il faut ajouter en plus le temps de démarrage (qui est de l'ordre de 12 secondes pour la pile Ballard NEXA de 1,2 kW). Dans le projet SWB, la pile alcaline à un délai de réponse de l'ordre de 100 ms à une charge variable. Au niveau des systèmes Solaires-Hydrogènes, les batteries compensent ces différents temps de réponse des composants.

1.5.1.3. Principaux problèmes rencontrés

Tous ces projets se sont heurtés à la faible maturité des composants du système SHPE.

Les systèmes composant ces projets, ont tous vécu de nombreux arrêts occasionnés par des défaillances des composants ou de leurs auxiliaires.

Ces problèmes mentionnés dans la littérature sont [12] :

- ✓ la fragilité des auxiliaires que sont, la pompe à électrolyte (potasse), les instrumentations, le compresseur d'air, l'unité de purification de l'eau, les électrovannes, etc. ;
- ✓ la consommation des auxiliaires qui est de l'ordre de 5 à 10 % de la puissance convertie selon l'optimisation. Dans le projet réalisé à Oldenburg, la consommation intrinsèque à vide a remis en cause l'intérêt du système de stockage par le dihydrogène ;
- ✓ la fiabilité limitée des piles PEM due à des ruptures de membranes, à des problèmes d'évacuation d'eau, à la corrosion, à des problèmes de démarrage à froid, à des problèmes consécutifs aux arrêts prolongés de la pile ;
- ✓ la sécurité trop importante de fonctionnement des composants électrochimiques a entraîné des arrêts inutiles des systèmes.

Les périphériques nécessaires au fonctionnement des appareils électrochimiques constituent le maillon faible en termes de complexité, de fiabilité, de durabilité et de rendement global de ces systèmes SHPE.

I.6. CONCLUSION PARTIELLE

Dans cette partie, nous avons défini le SHPE avec ses avantages et ses inconvénients tout en présentant les différentes architectures possibles des systèmes électriques multi-sources autonomes. En plus d'une étude descriptive des sources d'énergie qui pourraient composer ces

systèmes qui a été faite, une classification des différentes stratégies de gestion proposée dans la littérature a été aussi faite.

Au vu de tous ces nombreux projets qui ont jalonné ces dernières années (depuis 1980), il ressort que les technologies associées aux ER sont en voie de maturation pour envisager une industrialisation à grande échelle, mais que le coût d'installation de ces systèmes demeure encore prohibitif. Ainsi, dans un souci d'amélioration du rendement et de la viabilité de tels systèmes en termes technique et économique, nous aborderons notre étude dans le même sens que les études antérieures. De ce fait, le choix de notre système se fera sur les critères ci-après :

- Toutes les études que nous avons mentionnées dans ce document, ont toutes porté pour la plupart sur l'optimisation du système, qu'elles soient expérimentales ou non avec utilisation de logiciels pour la simulation ;
- Tous les projets évoqués ont pour système de base, les panneaux solaires photovoltaïques plus les batteries (au plomb pour la plupart) et ont été fait dans des climats très différents du climat ivoirien ;
- L'hydrogène est l'élément très abondant sur terre (donc en Côte d'Ivoire), du fait de ses qualités physiques et chimiques, il a un potentiel énorme pour être utilisé comme vecteur énergétique ;
- Ce type d'installation, n'a jamais été réalisée dans la sous-région en général et en Côte d'Ivoire en particulier ;
- L'hydrogène est non polluant.

Tous ces éléments énumérés ci-dessus, nous conduisent à faire le choix d'un système composé de panneaux solaires photovoltaïques, de batteries au plomb (pour sa maturité et son aspect économique viables), du système électrolyseur et système pile à combustible.

Notre étude va consister à modéliser et à simuler les différents composants du système que nous allons mettre en place, par utilisation de logiciels et à proposer une autre stratégie de gestion de l'énergie.

Ainsi, ce chapitre est considéré comme une introduction détaillée de notre thèse, pour nous permettre d'avoir les aspects généraux nécessaires pour entamer le dimensionnement, la modélisation des composants du SHPE et ensuite passer aux résultats de la simulation.

CHAPITRE II : DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME

II.1. Introduction

L'épuisement rapide à l'échelle mondiale, a conduit à la recherche de nouvelles sources d'énergie dont les énergies renouvelables. Parmi les nombreuses solutions de recharge, le photovoltaïque et l'énergie éolienne ont été considérés comme prometteuses pour répondre à la demande croissante d'énergie [62]. Les sources d'énergie éoliennes et photovoltaïques sont inépuisables, les processus de conversion sont sans pollution, et leur disponibilité est gratuite. Pour les systèmes à distance tels que les relais de télécommunication en plein désert, les stations terrestres de satellites, ou les sites isolés qui sont loin d'un système d'énergie conventionnelle, les systèmes hybrides ont été considérés comme des sources alternatives attrayantes et privilégiées [63 – 64]. Les solutions technologiques nouvelles proposées par les générateurs hybrides, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono source, présentent par contre un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif [65 – 70].

Cependant, ces solutions exigent au préalable un dimensionnement laborieux basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergies renouvelables du site d'implantation à l'amont, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite à l'aval et un savoir-faire que seule l'expérience dans l'ingénierie des systèmes énergétiques pourra assurer.

Ainsi, plusieurs auteurs ont étudié les systèmes hybrides de production d'énergie afin de trouver la conception optimale. Ils ont introduit différentes formes d'optimisation pour trouver la bonne taille et réduire les coûts des systèmes hybrides [64 – 65 ; 71 – 77]. Cependant, il n'y a pas assez d'informations sur le système hybride photovoltaïque – stockage d'énergie via hydrogène – batteries (PV-SEH-Batteries) de production d'énergie. L'objectif de notre étude est donc de dimensionner un système hybride photovoltaïque – stockage d'énergie via hydrogène – batteries (PV-SEH-Batteries) et de proposer une méthode de gestion optimale de l'énergie qu'il produit. Il s'agit de proposer une solution technologique qui permettra d'exploiter les ressources énergétiques renouvelables pour la production d'énergie électrique.

II.2. Systèmes hybrides de production d'énergie

Les systèmes hybrides sont les technologies émergentes de production d'énergie qui intègrent deux ou plusieurs sources de production issues autant des sources renouvelables, que des sources conventionnelles (généralement les générateurs Diesel) ou d'une combinaison des deux sources. Un système hybride de production de l'énergie se distingue de deux façons :

- Il combine et exploite plusieurs sources et technologies de production d'énergie disponibles et facilement mobilisables [78] ;
- Sa complexité spécifique au niveau de la gestion des apports est à bien des égards identiques à celle d'un réseau électrique traditionnel [79].

Un système hybride de production d'énergie doit notamment :

- Assurer, en tout temps, l'énergie suffisante demandée par la charge et, si possible, produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable, tout en maintenant une qualité déterminée d'énergie fournie ;
- Obéir à des règles d'exploitation basées sur une priorisation économique des ressources énergétiques disponibles ;
- Compter sur une gestion automatisée des composants du système hybride afin de garantir la stabilité du système.

II.3. Architectures des systèmes hybrides de production d'énergie

Les générateurs électriques d'un système hybride d'énergie peuvent être connectés en différentes configurations. Deux configurations s'imposent parmi les systèmes hybrides d'énergie : architectures à bus DC [77 ; 80] et architectures mixtes à bus DC-AC [65 ; 71 – 77]. La configuration à deux bus, à DC et à AC, a des performances plus importantes comparativement à la configuration à un bus à DC. Cependant, la réalisation de cette configuration à deux bus est relativement compliquée à cause du fonctionnement en parallèle [81]. L'onduleur doit être capable de fonctionner en autonome et non-autonome en synchronisant les tensions à la sortie.

Le système hybride de production d'énergie étudié, a donc une configuration à bus DC. La **Figure II.1** présente l'architecture du système hybride étudié. C'est un système hybride Photovoltaïque – Stockage d'énergie via l'Hydrogène – Batteries. Ce système hybride de production d'énergie comprend un générateur photovoltaïque, un onduleur, des convertisseurs, un bus DC et une unité de stockage d'énergie. L'unité de stockage d'énergie est constituée :

- D'un pack batteries plomb-acide (stockage électrochimique) (A) ;
- D'un système de génération et de stockage électrochimique (Pile à combustible et accessoires, Electrolyseur et accessoires) (B) ;
- D'un système de Stockage d'Énergie par l'Hydrogène (SEH)-Batteries (C).

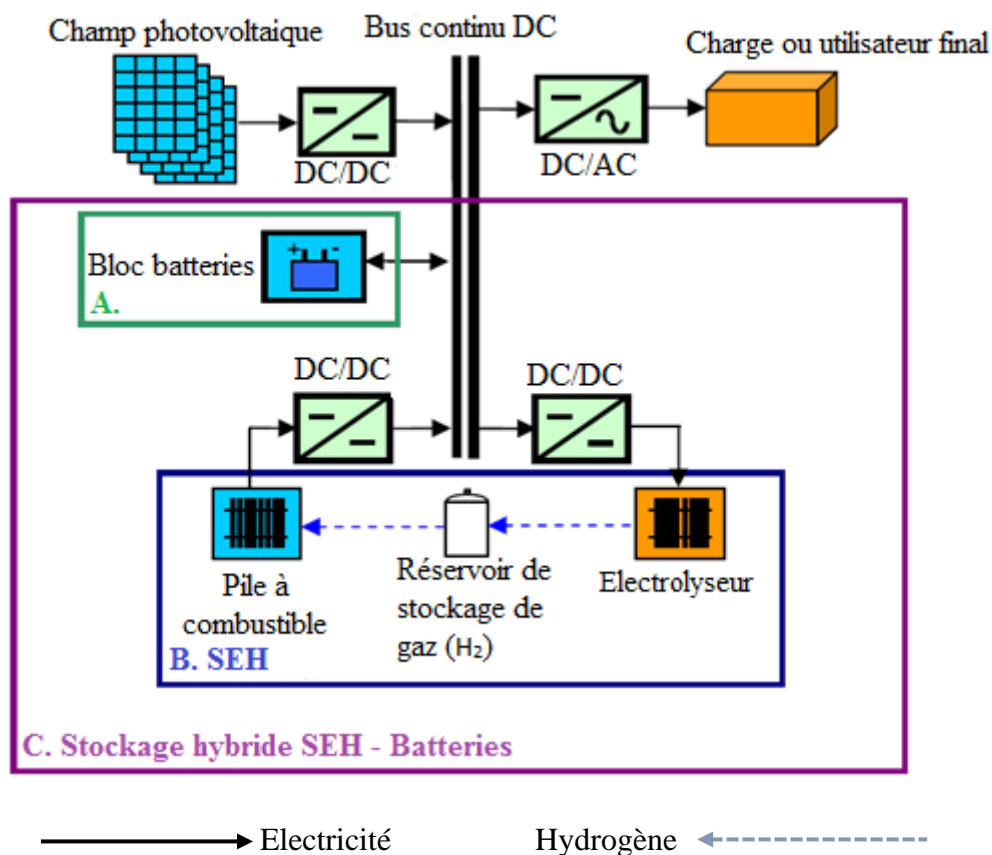


Figure II.1 : architecture du système étudié et les différents types de stockage

3.1. Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est la source principale de production d'énergie. Il est constitué principalement d'un champ photovoltaïque (PV) couplé à un convertisseur de type DC/DC. Le champ PV résulte de l'association de modules PV montés en série et en parallèle. L'énergie générée par le système PV est affectée par l'irradiation solaire, la température et le type de cellule [71 ; 82].

3.2. Convertisseurs

Dans un système hybride de production d'énergie, des convertisseurs sont utilisés pour équilibrer le flux d'énergie entre les éléments DC et AC. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les systèmes hybrides de production d'énergie à savoir les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs [83].

- Les redresseurs réalisant la conversion AC/DC. Dans un système hybride de production d'énergie, ils sont souvent utilisés pour charger les batteries à partir d'une source à AC. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et a bon rendement.
- Les onduleurs convertissent le DC en AC. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à AC ou en parallèle avec des sources à AC. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à AC pour fonctionner.
- Les hacheurs, convertisseurs DC/DC utilisés pour adapter la tension entre deux sources différentes.

L'efficacité de la conversion du courant continu en courant alternatif de la plupart des onduleurs est aujourd'hui d'environ 90% ou plus [71]. La taille du convertisseur varie en fonction de l'application.

3.3. Unité de stockage de l'énergie

Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les systèmes hybrides de production d'énergie afin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue (des heures ou même des mois). Le système de stockage permet aussi de stocker l'énergie en cas de production excédentaire et de compenser les éventuels déficits momentanés d'énergie ou de puissance lors des pics de consommation [84].

3.3.1. Batteries

Les batteries sont des accumulateurs électrochimiques qui fonctionnent grâce aux réactions électrochimiques aux électrodes. L'accumulateur électrochimique a la caractéristique intéressante de fournir une tension à ses bornes peu dépendante de sa charge. Cette tension est de l'ordre de quelques volts pour un élément. Le principe de fonctionnement des batteries est basé sur la conversion et la transformation de l'énergie chimique en énergie électrique par une réaction électrochimique. La plupart des batteries utilisées dans les systèmes hybrides de production d'énergie sont de type plomb-acide [80]. Le choix de la taille appropriée du pack

batteries nécessite une analyse inclusive des exigences de charge et de décharge de la batterie [80].

Le pack batteries du système hybride de production d'énergie étudié est directement connecté au bus DC et lui impose sa tension. Quatre batteries de 12 volts sont raccordées en série pour avoir une tension en circuit ouvert de 48 volts. En fonctionnement, cette tension varie entre 44 et 56 volts.

3.3.2. Piles à combustible

Les piles à combustible sont considérées comme une technologie prometteuse pour une production d'électricité efficace et propre [85]. La pile à combustible est un dispositif électrochimique qui permet de convertir directement l'énergie chimique en énergie électrique. Le principe de fonctionnement de la pile à combustible est assez simple. Il est basé sur le procédé inverse de l'électrolyse [86]. Ce générateur génère de l'électricité en mettant en jeu un combustible et un comburant à travers un électrolyte.

La pile à combustible de technologie Membrane Echangeuse de Protons (PEM) ayant une durée de vie de plus de 30 000 heures en fonctionnement, a été utilisée lors de cette étude [85]. Elle a un périphérique simple et une facilité d'évacuation de l'eau produite.

Dans le cas de l'utilisation du Stockage d'Energie par l'Hydrogène (SEH) comme stockage unique, la présence d'un pack batteries de très faible capacité permet d'assurer le maintien de la tension du bus DC.

3.3.3. Electrolyseur

L'électrolyse est une méthode qui permet de réaliser des réactions chimiques grâce à une activation électrique. C'est le processus de conversion de l'énergie électrique en énergie chimique. L'électrolyse est utilisée pour la production de dihydrogène par électrolyse de l'eau. Un électrolyseur de type alcalin a été utilisé dans cette étude. En effet, les électrolyseurs de type alcalins ont de très bonnes performances au niveau des cellules (rendement potentiel : 80 %, rendement faradique : 99 %) mais ont un périphérique complexe qui induit une forte consommation intrinsèque. Cependant, l'optimisation de son périphérique permettra d'obtenir les meilleurs rendements globaux. De plus, il est préférable d'utiliser un électrolyseur haute pression afin d'éviter l'emploi d'un compresseur énergivore pour réduire la taille de l'unité de stockage de gaz [87].

II.4. Méthode de dimensionnement du système hybride de production d'énergie

L'hybridation d'un système de production d'énergie permet de :

- Lisser la puissance délivrée par la source d'énergie. Il s'agit d'être capable de délivrer ponctuellement des puissances supérieures à la puissance moyenne du générateur électrique ;
- Palier pendant une durée limitée une indisponibilité partielle ou totale de la source d'énergie. Par exemple, pendant le démarrage d'une pile à combustible, ou lorsque le soleil est masqué par des nuages devant le générateur photovoltaïque.

Cependant, ces solutions exigent un dimensionnement préalable basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergies renouvelables, du site d'implantation à l'amont et une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite à l'aval. Cette gestion rigoureuse de l'énergie s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle rendu possible grâce à des logiciels.

La conception des systèmes hybrides d'énergie exige la sélection et le dimensionnement de la combinaison la plus appropriée des sources d'énergie, des convertisseurs et du système de stockage, ainsi que l'implémentation d'une stratégie de gestion efficace [88]. Les logiciels de dimensionnement sont donc des outils indispensables pour l'analyse et la comparaison des différentes combinaisons possibles des sources utilisées dans les systèmes hybrides de production d'énergie. Les principaux facteurs du dimensionnement sont [88] :

- Les conditions environnementales du site (éclairage énergétique, température, humidité, vitesse du vent) ;
- Le profil de charge.

Pour dimensionner les différents composants du système hybride de production d'énergie, il faut définir les paramètres suivants :

- La puissance crête du champ solaire ;
- La puissance nominale des composants électrolyseur et pile à combustible ;
- La capacité nominale du stockage batterie ;
- Le volume de stockage de gaz.

Une partie des paramètres du système est fixée par analyse de son fonctionnement et de ses composants. L'autre partie est déterminée par des routines (ce sont des fichiers **.m** écrits en langage Matlab qui sont appelés par le simulateur fichier **.mdl**) d'optimisation pour compléter

la définition du système en termes de dimensionnement. Des hypothèses et des critères seront ainsi définis.

4.1. Hypothèses de dimensionnement pour les composants du stockage

4.1.1. Système électrolyseur

La puissance nominale (P_{nomel}) du système électrolyseur est fixée proportionnellement à la puissance crête du champ solaire ($P_{crête PV}$), traduite par la relation suivante [13] :

$$P_{nomel} = K_{el} \times P_{crête PV} \quad (1)$$

Avec K_{el} : coefficient dimensionnel de l'électrolyseur. Ce coefficient dépend du type de stockage utilisé.

NB : La puissance crête du champ solaire ($P_{crête PV}$), est exprimée en kW dans cette équation et dans la suite du document.

4.1.2. Cas du Stockage d'Énergie par l'Hydrogène (SEH) seul

Si le stockage d'énergie se fait uniquement à l'aide du dihydrogène (système PV-SEH), alors pour maximiser la production du dihydrogène, P_{nomel} doit être égale au maximum de la puissance productible par le champ solaire. Si toute la ressource solaire est disponible, de sorte que les pertes sont moindres, alors on doit pouvoir la fournir intégralement à l'électrolyseur afin de la stocker [13 ; 89 ; 90].

4.1.3. Cas du stockage hybride SEH-Batteries

Lorsque le stockage hybride est utilisé, les besoins exprimés en dihydrogène sont moins importants puisque les batteries assurent une partie de la demande énergétique. Il y a donc une interaction entre les paramètres dimensionnels K_{el} de l'électrolyseur et C_{nom} (capacité nominale) des batteries, dont les valeurs adéquates ont été déterminées à l'issue d'une étude de sensibilité.

4.2. Etude de sensibilité

Cette étude concerne l'impact des paramètres dimensionnels K_{el} pour l'électrolyseur et C_{nom} pour les batteries sur les performances et les résultats de dimensionnement du système PV-SEH-Batteries. L'objectif est la détermination des valeurs du couple (K_{el} , C_{nom}) permettant l'obtention de meilleurs résultats de simulation [65]. Il faudra déterminer les plus petites valeurs raisonnables et acceptables pour ces deux coefficients.

Le cas étudié ici concerne la Côte d'Ivoire. Un profil de charge correspondant à un cas défavorable a été utilisé. Les amplitudes de variation journalière (60 % de la puissance moyenne journalière) et saisonnière (30 % de la puissance moyenne annuelle) sont importantes. Le déphasage journalier est de 8 heures par rapport à midi (plus forte consommation le soir) et le déphasage saisonnier est de 30 jours par rapport au 1er janvier.

Cinq valeurs du paramètre K_{el} sont évaluées à partir de l'Equation (1). Ces valeurs sont : 0.6, 0.7, 0.8, 0.9 et 1.

Lorsque la valeur de K_{el} est égale à 1, la puissance nominale de l'électrolyseur est égale à la puissance crête du champ photovoltaïque. Pour des valeurs en dessous de 1, ce coefficient permet de réduire la taille de l'électrolyseur pour le cas d'un stockage hybride d'énergie.

Les quatre valeurs testées du paramètre C_{nom} se traduisent en nombre de jours d'autonomie du système sur la période la plus défavorable et en termes de consommation de la charge relativement à la production du champ photovoltaïque. Ces quatre valeurs de C_{nom} sont : 0.5, 1, 1.5 et 2.

Pour les vingt ($5 \times 4 = 20$) cas étudiés, on observe l'impact des paramètres sur différentes données de sortie de la simulation :

- En terme dimensionnel (sur la puissance crête du champ photovoltaïque et sur le volume du stockage de gaz) ;
- En termes de performance (sur le rendement du système global).

4.2.1. *Impact des coefficients K_{el} et C_{nom} sur $P_{crêtePV}$ et sur le volume du stockage de gaz*

Les Figure 2 et 3 présentent, respectivement, l'évolution du dimensionnement du champ PV et du volume de stockage de gaz en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur.

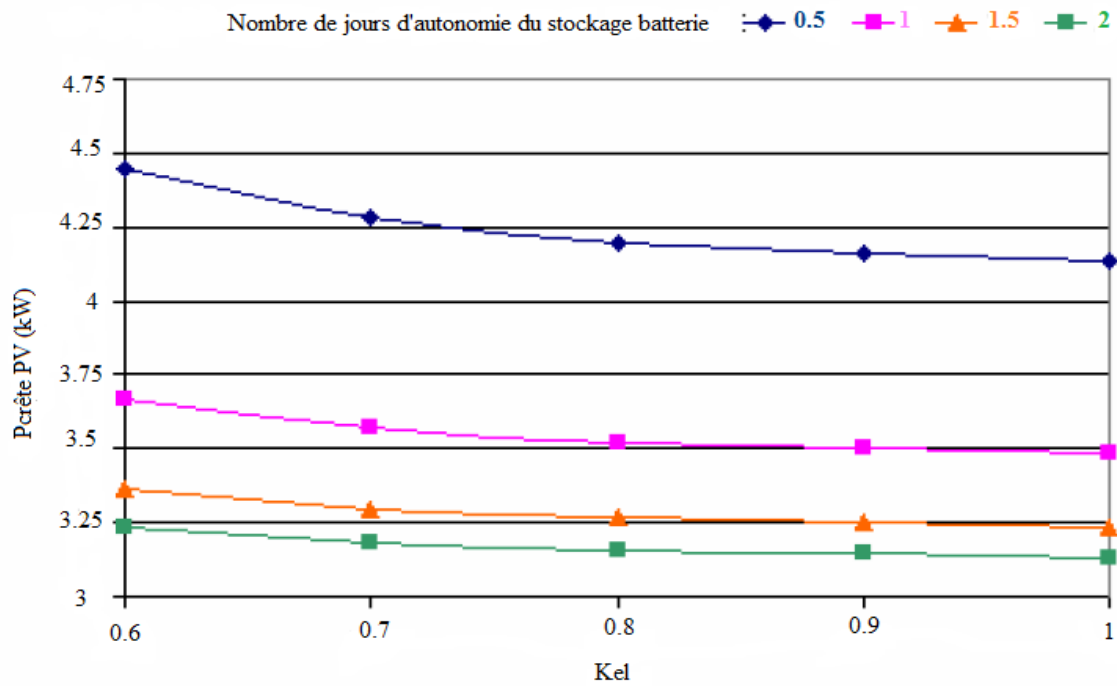


Figure II.2 : Evolution du dimensionnement du champ PV en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur.

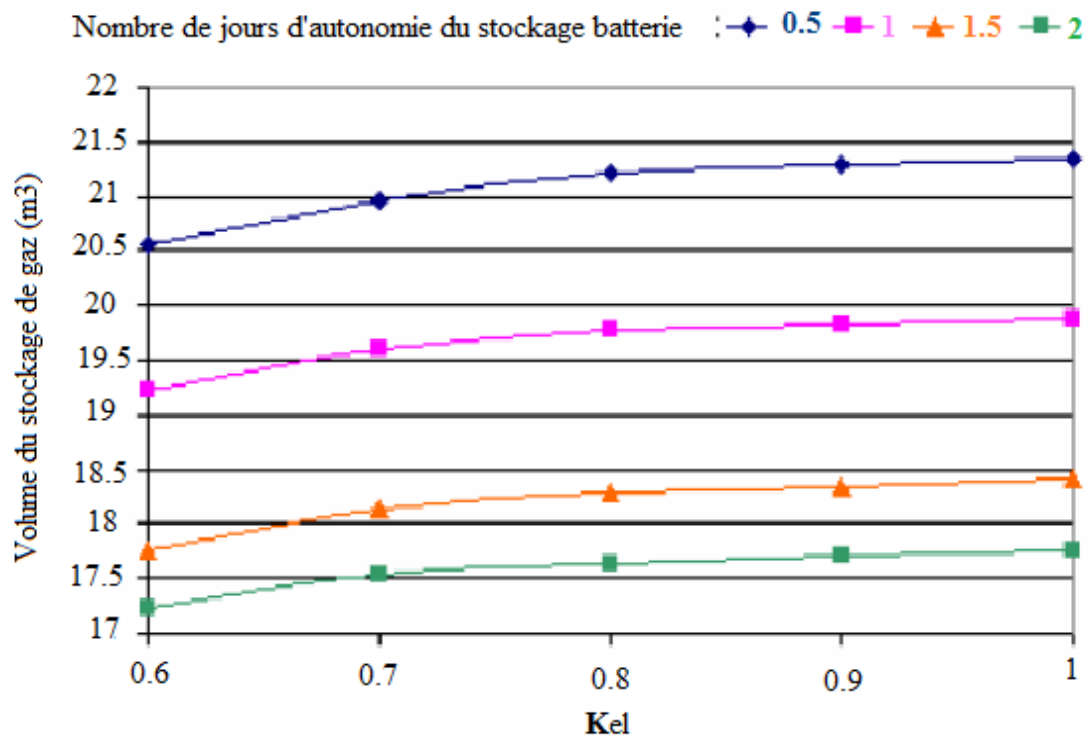


Figure II.3 : Evolution du volume de stockage de gaz en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur.

Lorsque K_{el} est supérieur ou égal à la valeur 0.8, son impact sur la puissance crête du champ photovoltaïque et le volume de stockage de gaz est relativement faible. Surtout lorsque C_{nom} supérieures ou égales à 1, cet impact est négligeable. En dessous de la valeur 0.8, l'impact de K_{el} est plus prononcé. Il y a une réduction du volume du dihydrogène alors que la puissance crête du champ photovoltaïque augmente, et cela, quelle que soit la valeur de C_{nom} .

La valeur 0,8 du coefficient K_{el} conduit donc à un compromis acceptable pour ce qui est de la puissance crête du photovoltaïque et du volume du gaz dihydrogène.

On donne les valeurs suivantes pour $K_{el} = 0.8$ et $C_{nom} = 0.5$:

$$P_{crêtePV(0,8; 0,5)} = 4.2 \text{ kW} \text{ et } Vol_{H2(0,8;0,5)} = 4.7 \text{ m}^3$$

Le Tableau 1 donne les réductions de la puissance crête du champ PV et du volume de gaz lorsqu'on augmente la valeur de C_{nom} .

Tableau II-1 : réduction de $P_{crêtePV}$ et de Vol_{H2} quand C_{nom} augmente.

Variation de C_{nom}	Réduction de $P_{crêtePV}$ (En % de $P_{crêtePV} (0.8 ; 0.5)$)	Réduction de Vol_{H2} (En % de $Vol_{H2} (0.8 ; 0.5)$)
0.5 à 1	16.42	12.77
1 à 1.5	7.14	14.15
1.5 à 2	3,08	7.67

Pour un C_{nom} compris entre 0.5 et 1, la réduction subit par les deux paramètres dimensionnels étudiés ici est notable (16.42 % de réduction de $P_{crêtePV}$ et 12.77 % de réduction de Vol_{H2}).

Par contre, si on augmente la valeur de C_{nom} , la réduction de la puissance crête du champ PV est plus faible (7.14 %) tandis que la réduction de Vol_{H2} est sensiblement la même (14.15 %).

On constate que l'augmentation de C_{nom} au-delà de la valeur 1 ne conduit pas à l'amélioration du gain global sur le dimensionnement du champ photovoltaïque et du réservoir de stockage de gaz. Par conséquent, on préconise donc d'assigner au coefficient C_{nom} la valeur 1.

4.2.2. Impact des coefficients K_{el} et C_{nom} sur les performances du système PV-SEH-Batteries

La Figure 4 présente l'évolution du rendement global du système en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur

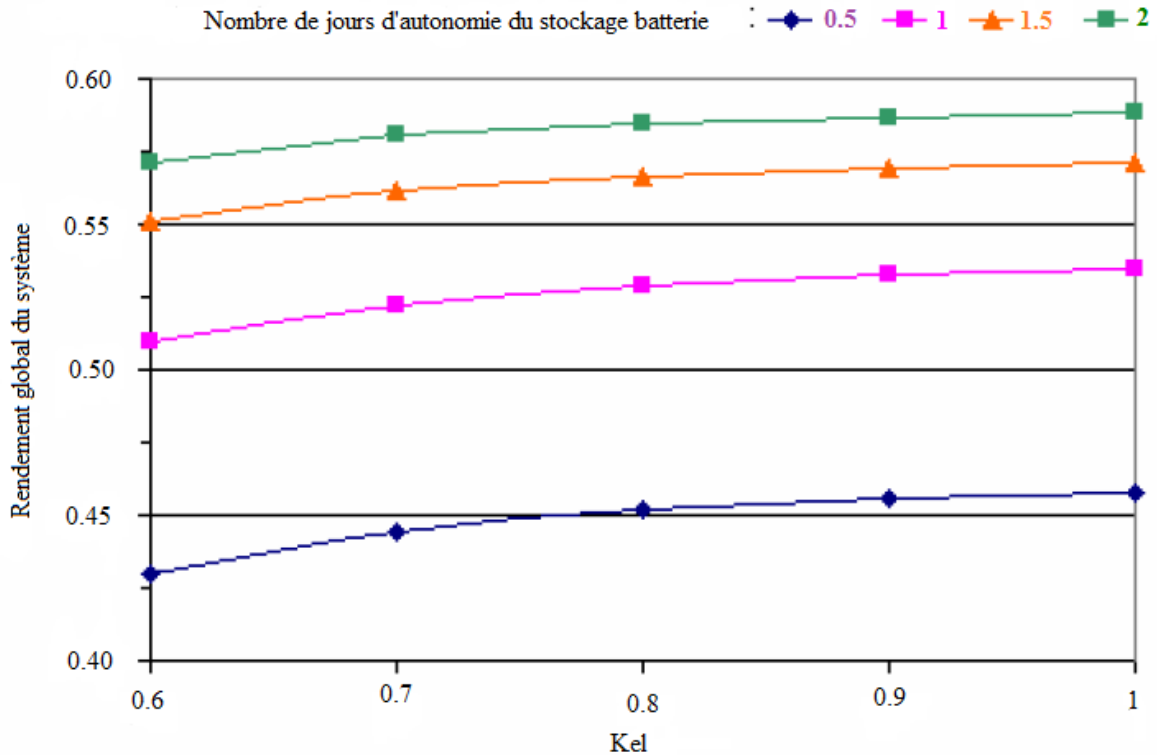


Figure II.4 : Evolution du rendement global du système en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur.

Le rendement global du système hybride de production d'énergie croît avec le coefficient K_{el} . Cependant, l'influence du coefficient K_{el} est relativement faible par rapport à celle du coefficient C_{nom} . Pour toute valeur de K_{el} au-delà de 0,8, le rendement global du système hybride reste pratiquement constant. En revanche, en deçà de cette valeur, le rendement global du système hybride croît de manière plus importante. L'augmentation du coefficient C_{nom} améliore le rendement global du système hybride pour n'importe quelle valeur de K_{el} . Si l'on observe la variation du rendement global du système pour $K_{el} = 0,8$, le gain le plus important intervient en passant de $C_{nom} = 0.5$ à $C_{nom} = 1$; il est de 8%. Les autres valeurs testées pour C_{nom} permettent des gains de 3.5 % et enfin 2 % (en passant de $C_{nom} = 1.5$ à $C_{nom} = 2$). La valeur $C_{nom} = 1$ conduit de nouveau à un compromis satisfaisant.

La Figure 5 présente l'évolution du rendement des batteries du système hybride en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur.

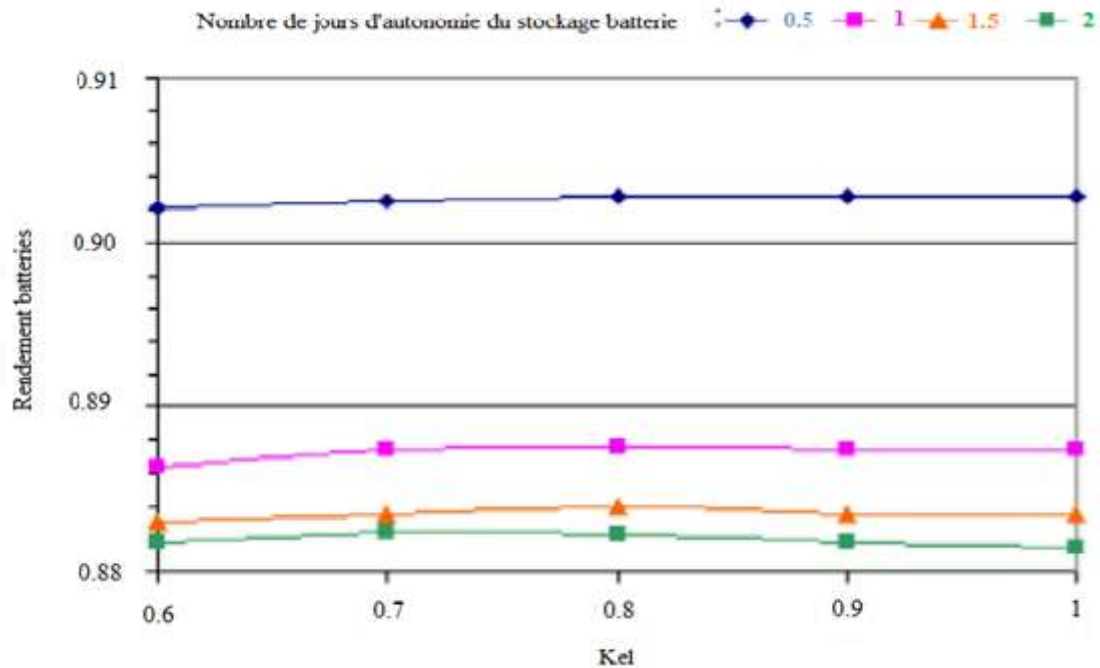


Figure II-5 : Evolution du rendement des batteries du système en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur.

La Figure 5 permet de constater que les différentes valeurs des coefficients K_{el} et C_{nom} n'influencent pas de manière significative le rendement des batteries. Dans tous les cas testés, le rendement reste au voisinage de 0.9. Ce résultat est en conformité avec les valeurs relevées dans le cas de systèmes réels [13 ; 89 ; 90].

De manière générale, on observe une grande influence du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries sur le rendement global du système hybride et celui des batteries. A l'inverse, le coefficient K_{el} de l'électrolyseur a une faible influence sur ces rendements.

Au vu des différents résultats obtenus, les valeurs des paramètres dimensionnels préconisées sont : $K_{el} = 0.8$ et $C_{nom} = 1$.

Des considérations économiques pourraient permettre de préciser les valeurs optimales du couple (K_{el} , C_{nom}). Les réductions de la puissance crête du champ photovoltaïque et du volume de stockage de gaz ainsi que l'accroissement du rendement global du système se feront aux dépens de l'augmentation de la taille du stockage batteries. Cependant, cette proposition basée sur des critères techniques conduit à un compromis acceptable entre, d'une part le dimensionnement du champ photovoltaïque et du réservoir de stockage de gaz, et d'autre part, le rendement global du système hybride de production d'énergie.

4.3. Le système Pile à Combustible

Quel que soit le type de stockage utilisé, la puissance nominale du système pile à combustible est fixée de telle sorte qu'il puisse assurer la fourniture d'énergie à la charge. Cette puissance nominale du système pile à combustible est donnée par [13 ; 89 ; 90] :

$$P_{nomfc} = K_{fc} \times P_{maxcharge} \quad (2)$$

Le coefficient K_{fc} est introduit afin de tenir compte des pertes dans les convertisseurs DC/DC et DC/AC. L'observation des rendements des convertisseurs sur une année de simulation a permis d'évaluer la valeur de K_{fc} . Ainsi, la valeur de K_{fc} obtenue est de $K_{fc} = 1.1$ [13 ; 89 ; 90].

4.4. Le système batteries

La capacité disponible du pack batteries doit pouvoir permettre au système hybride d'être autonome durant quelques jours pendant la période la plus défavorable (lorsque le soleil est masqué par des nuages devant le générateur photovoltaïque). Pour un stockage batteries seules (système PV-Batteries), cette autonomie est fixée à quatre jours [13 ; 89 ; 90]. Pour un stockage de type hybride (système PV-SEH-Batteries), le nombre de jours d'autonomie est fixé à un, car la présence du SEH permet de combler le déficit d'énergie nécessaire à l'autonomie du système [13 ; 89 ; 90].

4.5. Les convertisseurs

Leurs puissances nominales correspondent aux puissances nominales des composants auxquels ils sont connectés.

4.6. Dimensionnement du champ Photovoltaïque (PV)

4.6.1. Cas des systèmes PV-SEH et PV-SEH-Batteries

Un algorithme d'optimisation (dichotomie) permet de déterminer la puissance crête du champ PV de sorte que l'énergie initialement présente dans le stockage (au début de l'année de simulation) soit égale à celle présente en fin de simulation, ce qui traduit l'autonomie énergétique du système sur l'année de fonctionnement.

Pour des systèmes PV-SEH et PV-SEH-Batteries, la variable énergétique observée est la quantité de dihydrogène (nombre de moles) dans le stockage de gaz. Cette quantité est d'abord

fixée à un seuil élevé et sa variation dans le stockage doit être globalement nulle sur l'année [13 ; 89 – 91]. Cela suppose que la puissance crête du champ PV doit être déterminée de sorte que, la production de dihydrogène par l'électrolyseur sur l'année soit égale à la consommation de la pile à combustible. L'algorithme de gestion de l'énergie veille à ce que l'état de charge SOC des batteries soit compris entre les bornes minimales SOC_{min} et maximales SOC_{max} autorisées, pour ce qui est du système PV-SEH-Batteries [64 ; 92].

4.6.2. Cas du système PV-Batteries

La démarche est sensiblement différente pour le système PV-Batteries. Ici, c'est par optimisation qu'on calcule la puissance crête du champ PV installée de manière à ce que l'état de charge du système batteries (SOC) ne dépasse pas la borne minimale autorisée (SOC_{min}). L'algorithme de gestion de l'énergie veille à respecter la condition d'utilisation du stockage batteries ($SOC < SOC_{max}$) [64 ; 81 ; 92]. Cette démarche de dimensionnement du champ PV s'explique par le fait que les batteries sont utilisées de manière journalière pour le stockage.

4.7. Dimensionnement du volume de stockage de gaz

Après avoir dimensionné le champ PV, on définit la quantité initiale de dihydrogène nécessaire à l'autonomie du système hybride. On dimensionne par rapport à un mois pendant une année type. Ce dimensionnement consiste à calculer la quantité totale de dihydrogène produite par l'électrolyseur et la quantité totale de dihydrogène consommée par la pile à combustible. La différence entre ces deux quantités de dihydrogène de tous les mois correspond au volume de stockage.

5. Algorithmes de gestion de l'énergie

De nombreux scénarios de gestion peuvent être proposés en fonction des sources d'énergie disponibles, de la consommation d'énergie et de l'état de charge de la batterie pendant 24 heures pour pouvoir assurer le bon déroulement de l'algorithme [89 – 90 ; 93 ; 95]. Dans notre cas, nous avons utilisé un logiciel de simulation informatique, en l'occurrence Matlab®-Simulink version R2012a, qui permet de déterminer, à chaque instant, le fonctionnement des différents éléments qui constituent le système hybride de production d'énergie.

5.1. Différents modes de fonctionnement du système

Le système hybride de production d'énergie étudié est composé d'un champ PV de 5 kW, d'une pile à combustible d'une puissance de 3,6 kW et d'un bloc batteries de capacité nominale 140 Ah par batterie. Le système hybride de production d'énergie est conçu pour alimenter une charge (DC ou AC) et un électrolyseur. On considère que :

- Le champ PV est la source principale ;
- Le bloc batteries est utilisée à la fois comme une source dans le cas d'un déficit de production, et comme une charge dans le cas d'une surproduction ;
- La pile à combustible est considérée comme une source de secours ;
- La charge est toujours connectée ;
- L'électrolyseur est considéré comme une charge auxiliaire pour dissiper le surplus de production.

Pour rendre l'étude plus simple, nous supposons que chaque composant a deux états : actif et inactif en fonction des périodes du jour. Les Tableaux 2 et 3 donnent l'état de chaque composant du système hybride. En effet, en fonction des sources d'énergie disponibles, la consommation d'énergie et l'état de charge de la batterie, nous distinguons plusieurs scénarios de fonctionnement du système.

Tableau II.2 : Etat de chaque composant constituant le système hybride de production d'énergie [13 ; 89 – 90]

Etat		Actif	Inactif
Source principale	Champ photovoltaïque	Pendant un jour ensoleillé	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pendant la nuit ✓ Pendant un jour nuageux ✓ En cas de panne
Sources auxiliaires	Batteries	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pendant l'incapacité de la source principale, par exemple lorsque : <ol style="list-style-type: none"> 1. Les conditions climatiques sont faibles 2. La demande de la charge est supérieure à la production 3. En cas de panne de la source principale ✓ Lorsque l'état de charge est compris entre 50 et 90% 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pendant le fonctionnement normal de la source principale (PV) ✓ La demande de la charge égale ou inférieure à la production ($P_{Ch} \leq P_{PV}$)
	Pile à combustible	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pendant l'incapacité des sources principales, ✓ SOC de la batterie inférieur à seuil bas ($SOC_{min} < 0,5$) 	
Charge principale	DC et AC	La charge est toujours connectée.	
Charges auxiliaires	Batterie	En cas d'excès d'énergie et SOC est inférieur à seuil bas	Lorsque SOC est supérieur à seuil haut ($SOC_{max} = 0,90$).
	Electrolyseur	En cas d'excès d'énergie et SOC est supérieur à seuil haut.	En cas de manque d'énergie ou la demande est satisfaite ($P_{Ch} = P_{SP}$)

Tableau II.3 : Différents scénarios de fonctionnement du système hybride de production d'énergie [13 ; 89 – 90]

Cas	Période	PV	Batterie	P_{Diff}	PAC	SOC	EL	Description
1	Pendant un jour ensoleillé ou nuageux	Ok	Repos	$P_{Diff} = 0$	OFF	$0,5 < SOC < 0,9$	OFF	$P_{Ch} = P_{PV}$
2		Ok	Décharge (source)	$P_{Diff} < 0$				$P_{Ch} = P_{PV} + P_{Bat}$
3		×						
4		Ok	Repos		ON	$SOC < 0,5$		$P_{Ch} = P_{PV} + P_{PAC}$
5		×						$P_{Ch} = P_{PAC}$
6		Ok	Chargé (charge)		OFF	$SOC > 0,9$		$P_{PV} - P_{Ch} = P_{Bat}$
7		Ok	Repos					$P_{PV} - P_{Ch} = P_{EL}$
8	Pendant la nuit	×	Décharge		$P_{Diff} < 0$	OFF	$0,5 < SOC < 0,9$	OFF
				ON		$P_{Ch} = P_{Bat} + P_{PAC}$		
9		×	Repos	ON		$SOC < 0,5$	OFF	$P_{Ch} = P_{PAC}$
Ok		Fonctionnement normal (actif)						
×		Inactif						

5.2. Système de supervision du système hybride de production d'énergie

La gestion d'énergie entre les différents composants du système hybride de production d'énergie est assurée par une technique de gestion à base de règles déterministes. Elle est conçue en tenant compte de tous les scénarios de fonctionnement de ce système hybride étudié. L'organigramme de la Figure II-6 donne le principe de fonctionnement de la stratégie de gestion de l'énergie du système hybride. On a initialisé d'abord les paramètres des différents sous-systèmes et les données climatiques (température, éclaircissement). Ensuite, on a estimé la puissance totale P_{SP} produite par la source principale (PV) et la demande de la charge P_{Ch} évaluée à chaque instant, afin de calculer la différence de puissance P_{Diff} .

$$P_{Diff} = P_{SP} - P_{Ch} \quad (6)$$

Si $P_{Diff} = 0$, toute la puissance produite par la source renouvelable (PV) est égale à la puissance requise par la charge principale ($P_{SP} = P_{Ch}$). Par conséquent, l'état de charge des batteries reste

constant (batterie au repos) en négligeant leur autodécharge. Les interrupteurs S (entre l'électrolyseur et le bus DC) et Sf (entre la pile à combustible et le bus DC) sont en état OFF.

Si $P_{\text{Diff}} > 0$, la puissance générée par la source principale (PV) est supérieure à la demande de la charge. Par conséquent, il y a suffisamment d'énergie pour alimenter la charge et stocker l'excédent.

Si $P_{\text{Diff}} < 0$, l'énergie produite par la source renouvelable (PV) n'est pas suffisante pour alimenter la charge. Dans ce cas, les batteries et la pile à combustible interviennent pour fournir l'énergie nécessaire afin de couvrir la demande de la charge.

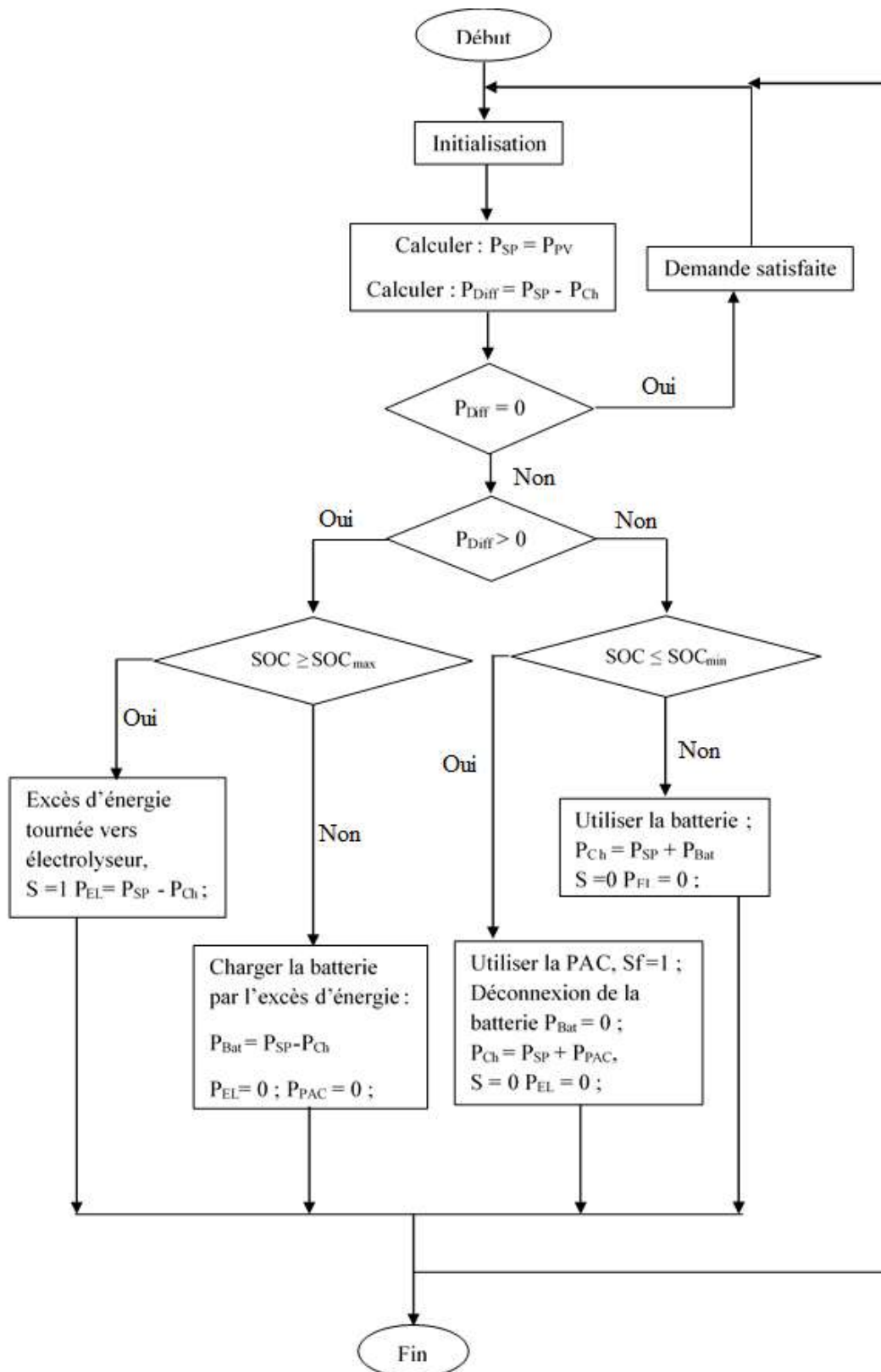


Figure II.6 : Organigramme de gestion de l'énergie du système hybride de production d'énergie

II.5. Les entrées et les sorties du simulateur

Les données d'entrées nécessaires à la simulation d'une année de fonctionnement sont :

- ❖ Trois profils annuels :
 - ✓ Profil de charge ;
 - ✓ Profil d'ensoleillement ;
 - ✓ Profil de température ambiante.
- ❖ Les paramètres des composants.

Le profil d'entrée pour la charge est un vecteur de puissance active (en Watt crête) échantillonné par pas de temps de dix minutes.

Un profil annuel d'irradiation solaire globale (en Wh.m⁻² et de même pas de temps de dix minutes) est fourni pour l'ensoleillement.

De nombreux paramètres doivent être renseignés préalablement au démarrage de la simulation.

Nous pouvons classer ces paramètres en deux catégories :

1. Les paramètres caractéristiques des composants, fixés ;
2. Les paramètres de dimension des composants sont ajustés au cours des phases de dimensionnement.

6.1. Profils de charge

L'application ici correspond à une charge de type habitat individuel sur site isolé (autonome sur une année de fonctionnement).

On adopte pour cette étude, une approche purement déterministe. Les probables aléas au niveau de la charge (pics de consommation occasionnels) ne sont pas pris en compte, l'objectif étant l'étude du système proposé en fonction des conditions climatiques.

Ces profils de charge annuels synthétisés, démarrent au 1^{er} janvier de l'année 2017 en Côte d'Ivoire (Yamoussoukro, INPHB-Centre) et ont un pas de temps de dix minutes. Leur construction se fait sur la base d'une fonction sinusoïdale du temps, dont le déphasage et l'amplitude ont une variation journalière et saisonnière.

L'ensemble des profils de charge est défini par cinq paramètres :

1. la puissance moyenne annuelle (fixée à 1,72 kW) ;
2. l'amplitude saisonnière (10, 20, 30, 40 et 50 % de la puissance moyenne annuelle) ;

3. le déphasage saisonnier (30 ou 210 jours, correspondant à une consommation plus forte selon les saisons de l'année) ;
4. l'amplitude journalière (20, 40, 60 et 80 % de la puissance moyenne journalière) ;
5. le déphasage journalier (0, 4, 8 et 12 heures).

Cela donne cinq (5) amplitudes saisonnières, deux (2) déphasages saisonniers, quatre (4) amplitudes journalières et quatre (4) déphasages journaliers. Par combinaison de ces différents amplitudes et déphasages, on obtient cent soixante ($160 = 5 \times 2 \times 4 \times 4$) profils de charge qui sont générés, correspondant à cent soixante utilisateurs différents. Les Figure II-7 et Figure II-8 permettent de visualiser sur les profils les différentes amplitudes et les différents déphasages.

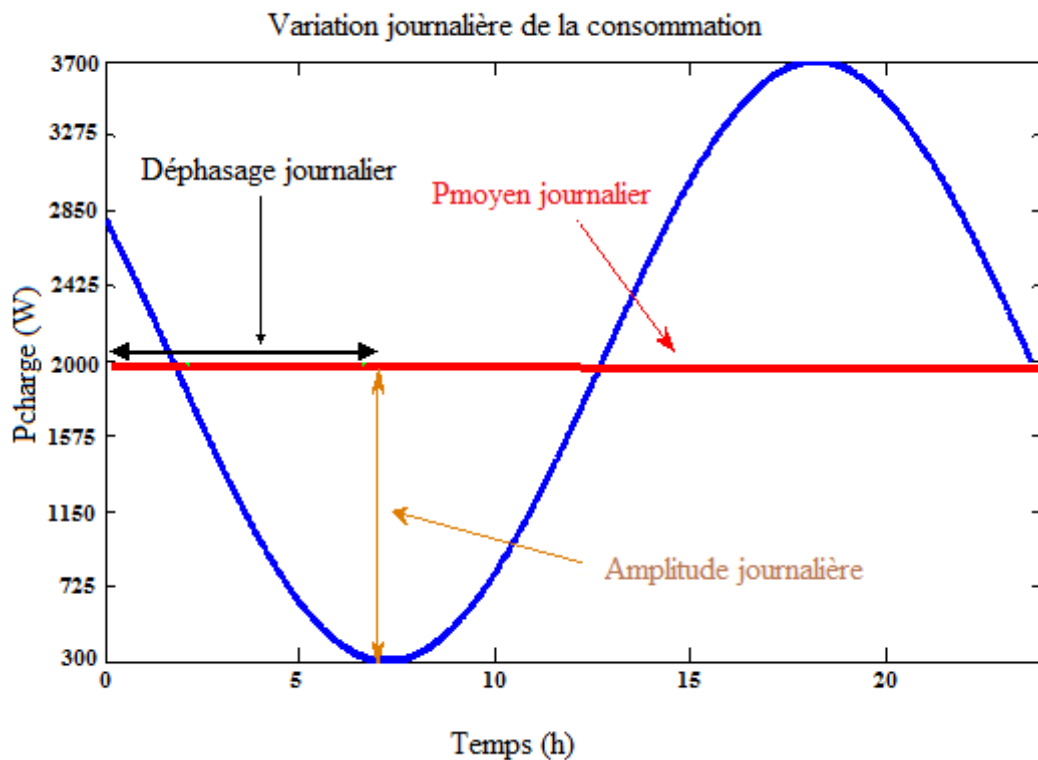


Figure II.7 : Profil de charge journalier.

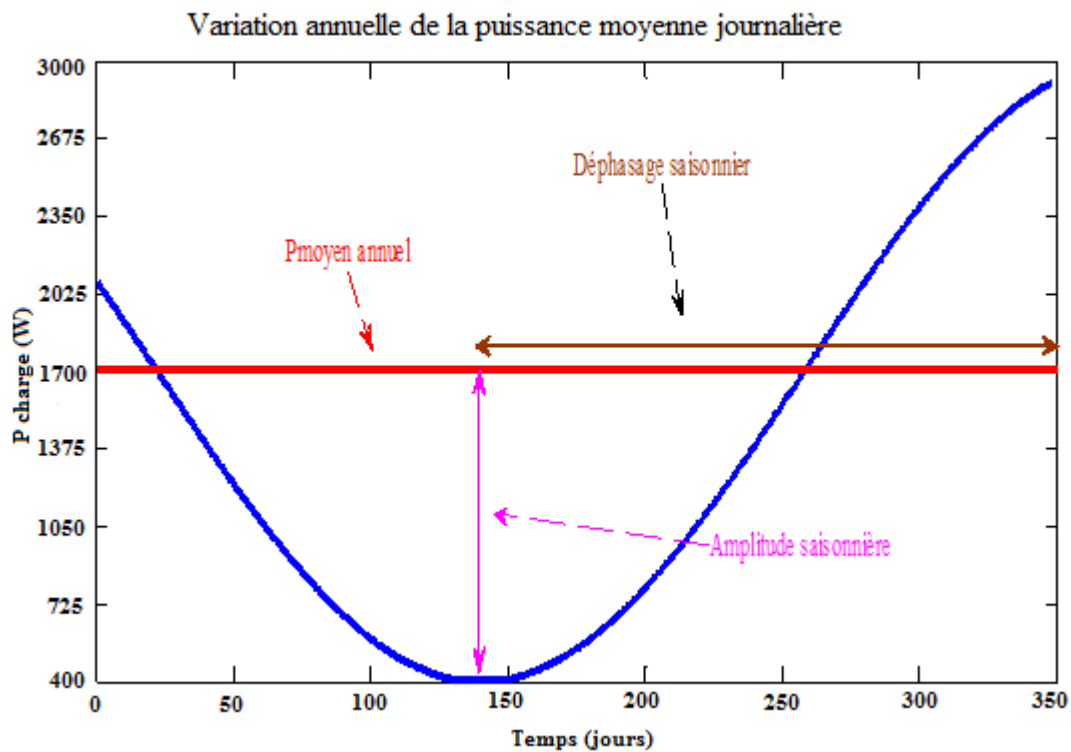


Figure II.8 : Profil de charge annuel.

6.2. Profils d'ensoleillement

6.2.1 Les paramètres de l'ensoleillement

Pour l'installation d'un champ photovoltaïque, plusieurs paramètres doivent être définis au préalable. Ce sont :

- l'inclinaison des panneaux par rapport au plan horizontal ;
- l'orientation des panneaux par rapport aux points cardinaux (l'azimut) ;

Le choix de l'inclinaison et de l'azimut des panneaux photovoltaïques dépend du profil de consommation de l'installation et donc des besoins de l'utilisateur final.

6.2.1.1 L'inclinaison des panneaux

Il permet, en fonction de la saison, l'ajustement de l'énergie solaire captée. Ainsi, les faibles inclinaisons maximisent la production du champ solaire sur certaines périodes et les fortes inclinaisons maximisent la production pendant d'autres périodes de l'année dans l'hémisphère nord. Pour un lieu et un profil d'irradiation solaire annuelle donnée, on peut déterminer une inclinaison qui maximise la captation d'énergie solaire sur l'année. La figure II-5 présente un exemple de variations de l'ensoleillement solaire en fonction de l'inclinaison du champ solaire

pour le 1er janvier d'une année typique, à Yamoussoukro (azimut : plein sud). Ces données sont théoriques et ont été tirées de la base PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

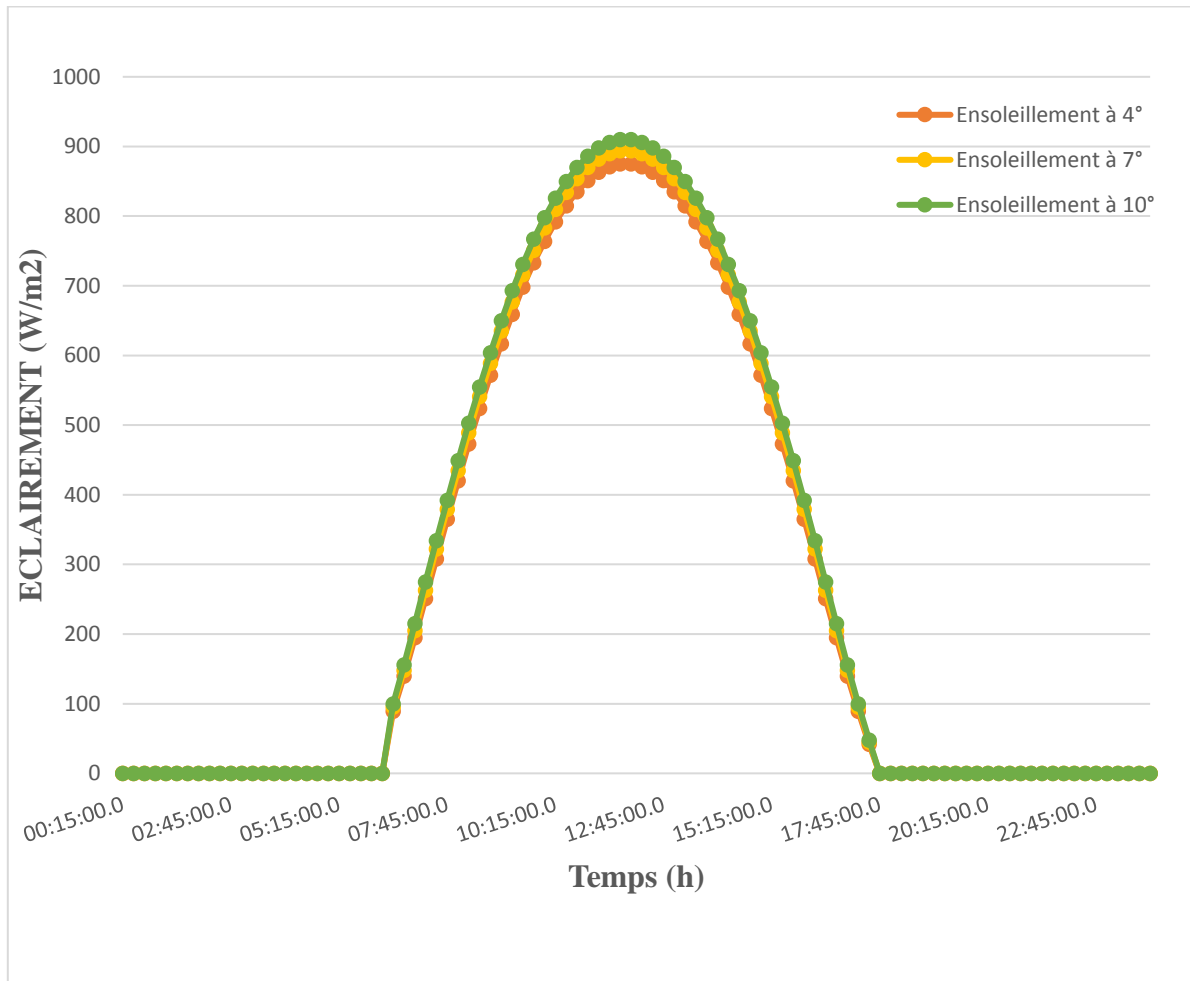


Figure II.9 : variation de l'éclairement en fonction de l'inclinaison des panneaux solaires photovoltaïques ;
Pour le premier jour du mois de janvier pour une année typique à INPHB-CENTRE [96][97].

Tableau II.4 : Ensoleillement disponible en fonction de l'inclinaison ; le mois de janvier pour une année typique à INPHB-CENTRE [96][97].

Inclinaison	4°	7°	10°
Ensoleillement journalier (Wh/m²/j)	4243,67	4361,5	4464

L'énergie solaire journalière disponible pour le même jour, au même endroit mais pour différentes inclinaisons, est présentée dans le tableau II-4. On remarque bien que l'énergie solaire disponible croît avec l'inclinaison des panneaux.

6.2.1.2 Choix de l'inclinaison des panneaux

L'inclinaison des panneaux est fonction du profil de consommation de l'utilisateur final et du système de stockage considéré.

Quelque soit le type d'utilisation, les panneaux sont inclinés de manière à capter le maximum d'énergie au cours de l'année.

6.2.1.3 L'azimut

Elle permet l'ajustement de la captation journalière de l'énergie solaire. L'irradiation solaire maximale survient généralement à midi (soleil au zénith), par conséquent, une orientation plein sud (dans l'hémisphère nord) permet donc la collecte maximale de l'énergie solaire au moment où l'irradiation est maximale. En utilisant directement l'énergie captée par le champ, si les besoins de l'utilisateur sont plus importants le matin, on préférera une orientation sud-est des panneaux afin de capter au maximum à cet instant de la journée [13].

6.2.1.4 Choix de l'azimut

Dans notre étude, les profils de charge testés possèdent différents déphasages journaliers (cf. paragraphe 6.1). On aurait pu ajuster l'azimut des panneaux solaires en fonction de la valeur du déphasage journalier du profil testé. Le nombre de cas à envisager aurait augmenté de manière considérable.

Afin de restreindre notre étude pour se concentrer sur les paramètres les plus pertinents, nous avons délibérément choisi de fixer l'azimut des panneaux photovoltaïques.

Notre étude se situant dans l'hémisphère nord, l'azimut a donc été fixé plein sud.

6.2.1.5 Les profils d'enseillement

Les profils d'enseillement que nous avons utilisé, proviennent de la base de données PVGIS [61]. Il s'agit de profils d'années « type », synthétisés à partir de mesures réelles relevées sur plusieurs années. Les données collectées avec un pas horaire sont l'enseillement global (W/m^2) et la température ambiante ($^{\circ}C$). On interpole les données par la suite pour générer des profils avec un pas de temps de dix minutes.

La situation géographique choisie est Yamoussoukro (INPHB-centre, Génie Energétique) dont les coordonnées sont : $6^{\circ}52'52''$ Latitude Nord, $5^{\circ}13'47''$ Longitude Ouest et l'azimut (plein sud).

Il y aura donc deux profils d'ensoleillement en réalité qui correspondent aux inclinaisons maximisant la captation d'énergie :

- sur l'année (inclinaison 1),
- sur la période la plus défavorable (inclinaison 2).

Les inclinaisons en question sont déterminées par un service de la base de données PVGIS [96][97].

Le tableau 5 suivant présente les informations relatives au lieu choisi.

Tableau II.5 : coordonnées du lieu choisi et inclinaisons associées.

Inclinaison	INPHB-centre
Coordonnées	6°52'52" Latitude Nord, 5°13'47" Longitude Ouest
Inclinaison 1	4°
Inclinaison 2	10°

II.6. Conclusion partielle

Cette étude nous a permis de définir la taille de notre système et de choisir ses différents composants sur la base de comparaison de leurs caractéristiques. Le dimensionnement permet l'obtention d'un bon fonctionnement global et limite le coût de l'installation. Il nous a permis d'établir des relations entre les puissances des composants par des règles simples, de définir la puissance solaire et le volume de stockage nécessaire pour répondre à la demande d'une charge sur un site donné. Le choix des composants électrochimiques est difficile car il faut trouver le meilleur compromis entre efficacité, fiabilité et durabilité. Ainsi, l'électrolyseur alcalin nous a semblé préférable pour son efficacité et sa longue durée de vie. Par contre, son périphérique doit être optimisé en termes de fiabilité et de consommation intrinsèque. La pile à combustible de technologie PEM a été choisie pour son temps de démarrage rapide, sa structure solide, son insensibilité au CO₂ et sa compacité. Une étude de sensibilité a été faite afin de déterminer les valeurs du couple (K_{el} , C_{nom}) permettant l'obtention de meilleurs résultats de simulation. Cette étude nous a permis aussi de mettre en place, une architecture électrique et une stratégie de contrôle capables de limiter les pertes de conversion et d'optimiser la gestion de l'énergie au sein du système.

CHAPITRE III : MODELISATION DU SYSTEME

Le but de ce chapitre est de développer des modèles mathématiques de différents éléments ou sous-systèmes du système de production d'énergie. Sont modélisés, les composants suivants :

- ✓ Le système champ photovoltaïque : modules PV et module MPPT ;
- ✓ Le pack batteries Plomb-Acide ;
- ✓ Le système SEH (Stockage d'Énergie via Hydrogène) qui comprend les sous-systèmes électrolyseur et pile à combustible ;
- ✓ Les interfaces électroniques de puissance (convertisseurs DC/DC et DC/AC) ;
- ✓ Le système de stockage de gaz (dihydrogène et dioxygène) et si possible l'eau ;
- ✓ Le bus DC.

En termes définitionnel, la modélisation est la conception d'un modèle. C'est la représentation d'un système par un autre, plus facile à appréhender. Elle permet d'analyser des phénomènes réels et de prévoir des résultats à partir de l'application d'une ou plusieurs théories à un niveau d'approximation donné.

Ici, on modélise chaque composant sous forme de bloc modulaire, facilement connectable électriquement à d'autres sous-systèmes. Pour cela, on utilisera des modèles mathématiques pour rendre compte des phénomènes électrique, thermique et fluïdique au sein du système. L'accent est plutôt mis sur comment ces blocs interagissent entre eux et non sur ce qui se passe à l'intérieur de chaque sous-système ou bloc.

Il existe différents types de modèles pour simuler les composants d'un système.

La première approche consiste en la modélisation de phénomènes physiques précis. Mais de tels modèles engendrent souvent des équations très complexes demandant une connaissance très précise des systèmes étudiés. La seconde approche consiste en la simplification du problème en modélisant les courbes caractéristiques par des équations paramétrées. Cette approche est performante et moins exigeante en données et spécifications des appareils modélisés. On préférera donc les modèles empiriques aux modèles théoriques du fait qu'ils rendent le problème simple et diminuent le nombre de paramètres [12, 13 ; 25 ; 98].

Nous utiliserons un logiciel informatique (Matlab®-Simulink) qui fournit un environnement approprié pour simuler notre système.

III.1. CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE

Une source photovoltaïque transforme l'énergie solaire en électricité. Dans cette partie, notre objectif est de modéliser la puissance fournie par le générateur PV. Le modèle électrique du générateur PV est représenté par le courant en fonction de la tension, pour un éclairement et une température donnés.

Le générateur photovoltaïque est l'association de plusieurs modules en série et/ou parallèle.

Le module à son tour est l'assemblage en série et/ou parallèle de plusieurs cellules photovoltaïques pour obtenir la puissance désirée à la sortie. Le comportement d'un générateur PV en tant que source d'électricité est identique à celui d'une cellule.

III.1.1. Modèle mathématique du module PV

La figure III.1 représente le schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque. I et V sont respectivement le courant et la tension aux bornes du module photovoltaïque.

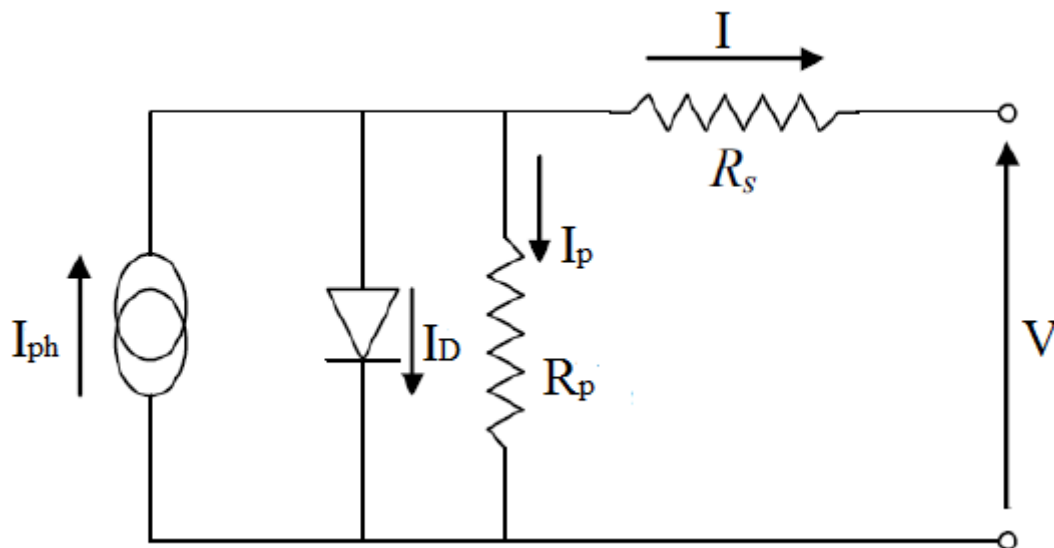


Figure III-1 : Modèle cellule photovoltaïque à une diode.

Ainsi, la loi de Kirchhoff (loi des nœuds) nous permet d'écrire l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \quad (Eq. III. 1)$$

Les courants qui passent dans la résistance parallèle et la diode sont respectivement [99 – 104] :

$$I_p = \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (Eq. III. 2)$$

$$et \ I_D = I_0 \left\{ \exp \left[\frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right] - 1 \right\} \quad (Eq. III. 3)$$

Ainsi, l'équation caractéristique d'une cellule PV est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{(V+IR_s)}{nV_T} \right] - 1 \right\} - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (Eq. III. 4),$$

$$avec \ V_T = \frac{kT}{q}$$

Pour représenter la caractéristique, on considère une valeur donnée de V et on détermine le courant I correspondant et vice-versa.

Les valeurs des cinq paramètres (n, I₀, I_{ph}, R_s et R_p) de l'équation (Eq.III.4) doivent être déterminées pour reproduire la courbe I = f(V) d'un système PV. Cela nécessite cinq équations contenant cinq inconnues qui doivent être résolues simultanément pour obtenir les valeurs des paramètres [99 – 104].

Pour déterminer les cinq paramètres (n, I₀, I_{ph}, R_s et R_p) de référence de notre modèle, cinq données aux conditions de référence sont nécessaires. Ces données sont le courant de court-circuit (I = I_{cc} et V_{cc} = 0), la tension de circuit ouvert (V = V_{co} et I_{co} = 0), le courant et la tension du point de puissance maximale (I = I_{pm} et V = V_{pm}), respectivement. Ces trois points mentionnés ci-dessus permettent de définir trois équations qui permettent d'identifier la valeur des paramètres mentionnés [105].

La quatrième équation requise pour le calcul des cinq paramètres est obtenue en réalisant que la pente de la courbe tension-puissance au point de puissance maximale est égale à zéro ((dP/dV)_{pm} = 0).

Cela nous donne le système d'équation suivant [105] :

$$\begin{cases} I_{cc} = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{I_{cc}R_s}{nV_T} \right] - 1 \right\} - \frac{I_{cc}R_s}{R_p} \\ 0 = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{V_{co}}{nV_T} \right] - 1 \right\} - \frac{V_{co}}{R_p} \\ I_{pm} = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{V_{pm} + I_{pm}R_s}{nV_T} \right] - 1 \right\} - \frac{V_{pm} + I_{pm}R_s}{R_p} \\ -\frac{I_{pm}}{V_{pm}} = -\frac{I_0}{nV_T} \left(1 - R_s \frac{I_{pm}}{V_{pm}} \right) \exp \left[\frac{V_{pm} + I_{pm}R_s}{nV_T} \right] - \frac{1}{R_p} \left(1 - R_s \frac{I_{pm}}{V_{pm}} \right) \end{cases} \quad (Eq. III. 5)$$

Par estimation du facteur d'idéalité n (généralement de 1,2 pour le silicium monocristallin et 1,3 pour le Polycristallin) [99 ; 106], et par résolution du système précédent tout en utilisant la fonction W de Lambert, on obtient [105] :

$$\begin{aligned} & \left(\frac{I_{pm}R_s - V_{pm}}{nV_T} + \frac{(V_{pm}I_{cc} - V_{co}I_{pm})}{(V_{pm}I_{cc} + V_{co}(I_{pm} - I_{cc}))} \right) \\ & = W_{-1} \left(- \frac{V_{pm}(2I_{pm} - I_{cc})}{(V_{pm}I_{cc} + V_{co}(I_{pm} - I_{cc}))} \exp \left(- \frac{2V_{pm} - V_{co}}{nV_T} \right. \right. \\ & \left. \left. + \frac{(V_{pm}I_{cc} - V_{co}I_{pm})}{(V_{pm}I_{cc} + V_{co}(I_{pm} - I_{cc}))} \right) \right) \end{aligned} \quad (Eq. III. 6)$$

Où W_{-1} est la branche négative de la fonction W de Lambert. Une expression explicite de R_s est [105] :

$$R_s = \Gamma \times (W_{-1}(\Phi \exp(\Psi)) - (\Omega + \Psi)) \quad (Eq. III. 7)$$

Avec :

$$\Gamma = \frac{nV_T}{I_{pm}}; \quad \Phi = - \frac{V_{pm}(2I_{pm} - I_{cc})}{(V_{pm}I_{cc} + V_{co}(I_{pm} - I_{cc}))};$$

$$\Psi = - \frac{2V_{pm} - V_{co}}{nV_T} + \frac{(V_{pm}I_{cc} - V_{co}I_{pm})}{(V_{pm}I_{cc} + V_{co}(I_{pm} - I_{cc}))}; \quad \Omega = \frac{V_{pm} - V_{co}}{nV_T}$$

Ce qui permet de calculer la valeur numérique de R_s . En remplaçant R_s par sa valeur dans le système d'équation (Eq.III.5), on obtient un système de quatre équations à trois inconnues (I_{ph} , I_0 , R_p) qu'on résout facilement pour déterminer les valeurs des paramètres restants du circuit équivalent.

Le générateur PV est constitué de plusieurs panneaux solaires mis en série et en parallèle afin d'obtenir une plus grande puissance.

Dans cette étude, nous avons utilisé la cellule PV de type PW1650 de Photowatt pour la modélisation. Le générateur PV comporte 8 modules connectés en série et 4 modules connectés en parallèle. Le module PV comporte 72 cellules connectées en série pour offrir une puissance de 165 Wc.

Les Figure III-2 et Figure III-3 présentent les caractéristiques électriques du module photovoltaïque de 165 Wc produit par PHOTOWATT [107] pour différentes conditions d'ensoleillement et de température.

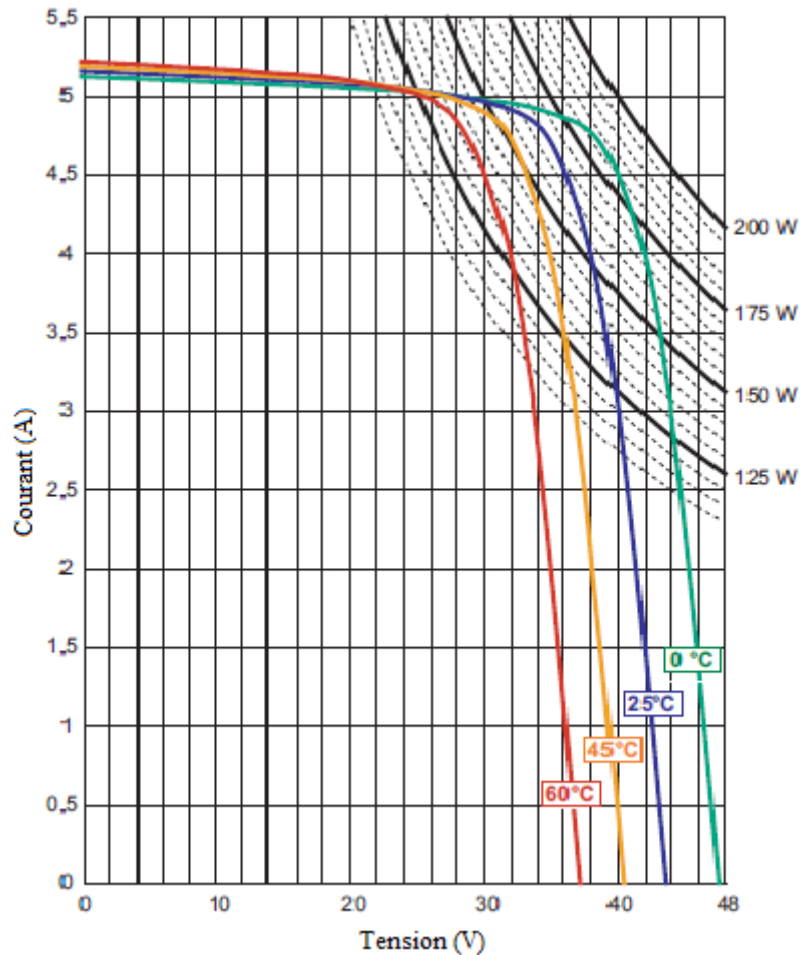


Figure III-2 : caractéristiques $I = f(V)$ à $E = 1 \text{ kW/m}^2$, $AM = 1,5$ d'un module Photowatt PW1650 pour différentes températures [107].

L'évolution de la caractéristique (intensité-tension électrique) I-V en fonction de la température montre que le courant augmente très rapidement lorsque la température s'élève et engendre une décroissance moins prononcée de la tension de circuit ouvert V_{co} , tandis que le courant de court-circuit I_{cc} augmente légèrement [105].

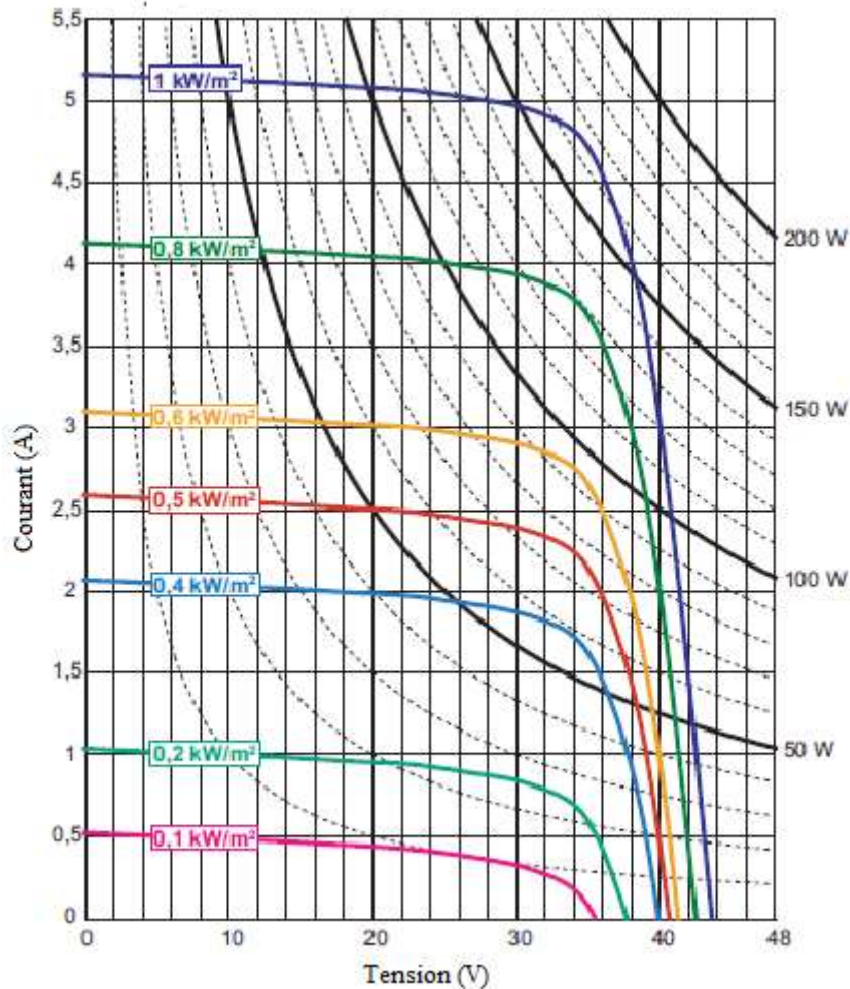


Figure III-3 : caractéristiques $I = f(V)$ à $T = 25^{\circ}\text{C}$, $AM = 1,5$ d'un module Photowatt PW1650 pour différentes irradiances solaires [107].

Quand l'ensoleillement augmente, l'intensité du courant croît, et cette croissance permet au module de produire une puissance électrique plus importante [105].

Le comportement des modules photovoltaïques a été largement étudié depuis plus de trente (30) ans. Différents modèles, plus ou moins complexes existent. Le modèle à une diode ou simple diode (empirique) est le plus utilisé de nos jours, pour sa simplicité et sa qualité de résultats [108]. C'est un modèle qui permet d'exprimer l'intensité d'un module solaire PV en fonction de la tension à ses bornes et des conditions climatiques (ensoleillement et température ambiante).

L'association du champ solaire PV à un MPPT (Maximum Power Point Tracking), simplifie les équations présentes dans le modèle à une diode pour n'obtenir qu'une seule équation empirique (Eq.III.8) [13 ; 25 ; 109]. Ainsi, seules les données climatiques du site

(ensoleillement et température ambiante) et celles du constructeur du module, sont nécessaires pour connaître la puissance maximale disponible en sortie du module PV.

L'énergie électrique produite par le champ solaire PV en courant continu est proportionnelle à la production d'un module photovoltaïque. La multiplication de la puissance en sortie du module par le nombre de modules composant le champ PV donne la puissance totale fournie par celui-ci. Ce modèle ne prend pas compte les pertes de connexion entre modules [25 ; 110].

$$P_{MPPT} = N_{PV} \frac{G}{G_R} [P_{max}^0 + \mu_{P_{max}}(T_J - T_J^R)] = N_{PV} P_{max} \quad (Eq. III. 8)$$

Où

$$T_J = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) G \quad (Eq. III. 9)$$

G : éclairement solaire globale du lieu considéré (W/m^2);

$G_R = 1000 W/m^2$: éclairement solaire dans les conditions standards;

P_{MPPT} : puissance fournie par le champ PV (W);

N_{PV} : Nombre de modules composant le PV;

P_{max}^0 : puissance maximale du module dans les conditions standards (W);

$\mu_{P_{max}}$: coefficient de variation de la puissance en fonction de la température ;

T_J : Température de jonction du module PV ($^{\circ}C$);

T_J^R : Température de jonction dans les conditions de référence du module PV (= $25^{\circ}C$);

T_a : température ambiante du lieu considéré ($^{\circ}C$);

$NOCT$: Température de fonctionnement des cellules PV dans les conditions de référence.

Afin de tracer la puissance en sortie du module PV ($N_{PV} = 32$) pour un site donné, nous avons tout d'abord besoin des données météorologiques du site considéré.

Le site proposé (INPHB-centre Yamoussoukro), possède un éclairement moyen de $554,12 W.m^{-2}$ [110 ; 111].

La température ambiante oscille entre $20^{\circ}C$ et $35^{\circ}C$ avec une valeur moyenne annuelle de $27,5^{\circ}C$ [110 ; 111].

Si le système installé n'est capable d'absorber la totalité de la puissance fournie par le champ PV, le MPPT peut être utilisé différemment. Ce dernier déplace le point de fonctionnement pour ajuster la puissance en sortie du champ afin que celle-ci corresponde à la puissance maximale pouvant être absorbée par le système. On parle ainsi de dégradation du MPPT [25 ; 110]. La figure III-4 représente le modèle du champ photovoltaïque faite sur la base de l'équation Eq.III.8 dans l'environnement du logiciel Matlab®-Simulink version R2012a.

Les paramètres d'entrée sont l'éclairement et la température ambiante. La variable à calculer, qui est le paramètre de sortie est la puissance à la sortie du MPPT.

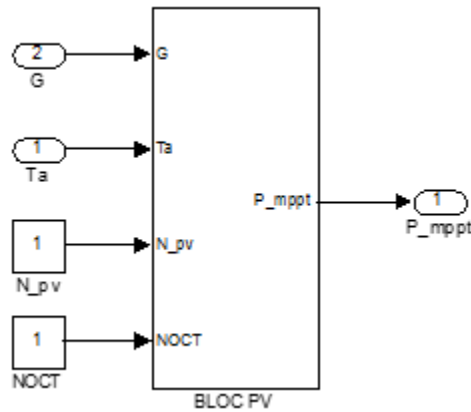


Figure III-4 : Modèle du champ solaire photovoltaïque sous Matlab-Simulink.

Ce modèle (empirique de la puissance) est simple et facile à utiliser. On peut simuler tout type de module PV sur la base des données du constructeur (caractéristiques techniques).

III.2 MODELISATION DU SYSTEME DE STOCKAGE BATTERIE

Le stockage de l'énergie pour un système PV autonome a fait l'objet de plusieurs publications scientifiques [112 – 115]. Le type de stockage le plus utilisé pour un système PV autonome est la technologie plomb acide. Cette technologie a fait l'objet de différents articles parus dans la littérature [116 – 119].

III.2.1. Description du modèle CIEMAT

Le premier modèle utilisé pour la simulation fut développé par CIEMAT en Espagne (Research Center for Energy, Environment and Technology) [120]. C'est un modèle électrique qui définit la tension aux bornes de l'accumulateur en fonction de quelques paramètres tels que le courant imposé, son état de charge et sa température. Il calcule l'évolution de son état de charge en fonction du rendement faradique en charge, par intégration de la phase de dégazage (dégagement d'hydrogène qui est un phénomène propre aux batteries au plomb), qui provoque une importante élévation de la tension en fin de charge [121]. La figure III-5 représente le schéma équivalent de la batterie CIEMAT.

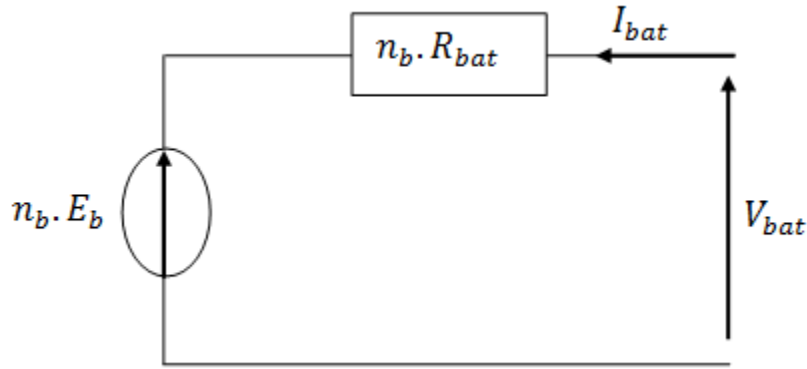


Figure III-5 : Schéma équivalent de la batterie CIEMAT

Dans ce modèle, pour n_b cellules en série, la tension aux bornes de la batterie est la suivante [122] :

$$V_{bat} = n_b \times E_b \pm n_b \times R_{bat} \times I_{bat} \text{ (Eq. III. 10)}$$

Où V_{bat} et I_{bat} sont la tension et le courant de la batterie, E_b est la force électromotrice (f.é.m.) d'une cellule de la batterie et R_{bat} sa résistance interne.

Trois équations correspondant aux trois régimes de fonctionnements sont nécessaires pour décrire le comportement de la batterie selon le modèle CIEMAT [110 ; 122 – 123] :

- le régime de décharge ;
- le régime de charge ;
- le régime de surcharge de la batterie.

Ces équations tiennent compte de l'expression normalisée de la capacité C_{bat} de la batterie. L'état de charge (EDC) de la batterie dépend donc de la charge résiduelle et du régime de charge ou de décharge [110 ; 123].

III.2.2 Modèle de la capacité C_{bat}

Le modèle de la capacité C_{bat} représente la quantité d'énergie que la batterie est capable de restituer en fonction du courant moyen de décharge I_{bat} . Cette capacité est donnée par l'équation suivante [110 ; 122 – 123] :

$$C_{bat} = \frac{1.67C_{10}}{1+0.67 \times \left(\frac{I_{bat}}{I_{10}}\right)^{0.9}} (1 + 0.005 \times \Delta T) \text{ (Eq. III. 11)}$$

Avec :

I_{10} : Courant nominal de la batterie donné par le constructeur en ampère (A) ;

C_{10} : Capacité nominale de la batterie en régime de décharge à courant constant durant dix (10) heures, exprimée en ampère-heure (Ah). C'est une donnée du constructeur telle que [110 ; 122 – 123] :

$$C_{nom} = C_{10} = 10 \times I_{10} \quad (Eq. III. 12)$$

ΔT : l'échauffement de la batterie par rapport à la température ambiante (25°C), supposé identique pour tous les éléments de la batterie.

L'état de charge EDC de la batterie dépend de la capacité C_{bat} et de la quantité de charge manquante à la batterie Q_m . L'évolution dans le temps de Q_m , dépend du mode de fonctionnement de la batterie et est définie comme suit [110 ; 122 – 123] :

$$Q_m = I_{bat} \times t \quad (Eq. III. 13)$$

Avec t , durée de fonctionnement de la batterie.

Ainsi, l'expression de l'état de charge EDC de la batterie est [110 ; 122 – 123] :

$$EDC = 1 - \frac{Q_m}{C_{bat}} \quad (Eq. III. 14)$$

La quantité Q_{bat} à un instant t , s'exprime en fonction du courant I_{bat} , des rendements faradiques (η_{charge} et $\eta_{décharge}$) et de l'état de charge EDC calculé à l'instant précédent Q_{t-1} , selon l'équation suivante [110 ; 122 – 123] :

$$Q_{bat} = \begin{cases} Q_{t-1} + \eta_{charge} \times Q_{ech}(t) & \text{si } I_{bat} \geq 0 \\ Q_{t-1} + \eta_{décharge} \times Q_{ech}(t) & \text{si } I_{bat} < 0 \end{cases} \quad (Eq. III. 15)$$

Et la quantité de charge échangée Q_{ech} est définie comme suite [110 ; 122 – 123] :

$$Q_{ech}(t) = \int_0^t I_{bat}(t) dt \quad (Eq. III. 16)$$

III.2.3. Modèle du rendement faradique

Le rendement faradique (coulombien), est un rendement qui concerne la capacité de la batterie à emmagasiner de l'énergie. Il ne fait pas intervenir de pertes par effet Joule dans la résistance interne.

Dans le modèle CIEMAT, le rendement faradique est pris en compte pour le régime de charge et est supposé égal à 1 en régime de décharge [110 ; 122].

$$\eta_{décharge} = 1 \quad (Eq. III. 17)$$

En régime de charge, le rendement faradique dépend du taux de charge et a une valeur voisine de 1 pour de faibles courants de charge et un faible état de charge. Ensuite, il subit une dégradation à l'approche de la pleine charge [110 ; 122 – 123] :

$$\eta_{charge} = 1 - \exp \left[\frac{20,73}{\frac{I_{bat}}{I_{10}} + 0,55} \cdot (EDC - 1) \right] \quad (Eq. III. 18)$$

III.2.4. Tension de décharge de la batterie

En régime de décharge, la f.é.m. et la résistance interne sont déterminées par [110 ; 122 – 123] :

$$E_{b-déch} = 1,965 + 0.12 EDC \quad (Eq. III. 19)$$

$$R_{b-déch} = R_{bat} = \frac{1}{C_{10}} \left(\frac{4}{1 + |I_{bat}|^{0.3}} + \frac{0.27}{EDC^{1.5}} + 0.02 \right) (1 - 0.007\Delta T) \quad (Eq. III. 20)$$

D'où l'expression de la tension de batterie, pour ce régime de décharge :

$$V_{bat-déch} = n_b \times E_{b-déch} - n_b \times R_{b-déch} \times |I_{bat}|$$

$$V_{bat-déch} = n_b \times (1,965 + 0,12 EDC) - n_b \times \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \times (1 - 0,007\Delta T) \times$$

$$\left(0,02 + \frac{4}{1+|I_{bat}|^{0,3}} + \frac{0,27}{(EDC)^{1,5}} \right) \quad (Eq. III. 21)$$

III.2.5. Tension de charge de la batterie

En régime de charge et avant l'apparition du phénomène de dégagement du dihydrogène et du dioxygène gazeux (phénomène de "Gassing"), la f.é.m. et la résistance interne sont déterminées par les équations suivantes [110 ; 122 – 123] :

$$E_{b-char} = 2 + 0.16 EDC \quad (Eq. III. 22)$$

$$R_{b-char} = R_{char} = \frac{1}{C_{10}} \left(\frac{6}{1 + (I_{bat})^{0.86}} + \frac{0.48}{(1 - EDC)^{1.2}} + 0.036 \right) (1 - 0.025\Delta T) \quad Eq. III. 23$$

Ce qui donne l'expression de la tension de la batterie avant la surcharge suivante [110 ; 122 – 123] :

$$V_{bat-char} = n_b \times E_{b-char} - n_b \times R_{b-char} \times I_{bat} \quad (Eq. III. 24)$$

III.2.6. Tension de surcharge de la batterie

En régime de surcharge, la tension de la batterie dépend de deux phénomènes physiques qui sont :

- Le "Gassing" dont la tension est V_g ;
- La saturation, qui est le repos de la batterie, lorsque son état de charge ne varie plus, entraîne la tension de batterie appelée tension de fin de charge V_{ec} .

Pour la surcharge, la tension de batterie a pour expression, l'équation suivante [110 ; 122 – 123] :

$$V_{\text{bat-sur}} = n_b \times V_g + n_b \times (V_{ec} - V_g) \left[1 - \exp\left(\frac{t-t_g}{\tau_g}\right) \right] \quad (\text{Eq. III. 25})$$

Où t_g représente l'instant à partir duquel commence le « gassing » ; $(t - t_g)$ est la durée pendant laquelle s'opère le Gassing. Ainsi, la constante de temps τ_g s'exprime de la manière suivante [110 ; 122 – 123] :

$$\tau_g = \frac{1.73}{1 + 852 \times \left(\frac{I_{\text{bat}}}{C_{10}}\right)^{1.67}} \quad (\text{Eq. III. 26})$$

La tension de Gassing V_g et la tension de fin de charge V_{ec} s'expriment comme suite [110 ; 122 – 123] :

$$V_g = \left[2.24 + 1.97 \times \ln\left(1 + \frac{I_{\text{bat}}}{C_{10}}\right) \times (1 - 0.002 \times \Delta T) \right] \quad (\text{Eq. III. 27})$$

$$V_{ec} = \left[2.45 + 2.011 \times \ln\left(1 + \frac{I_{\text{bat}}}{C_{10}}\right) \times (1 - 0.002 \times \Delta T) \right] \quad (\text{Eq. III. 28})$$

Les différents modèles mathématiques exposés ci-dessus (I_{bat} , EDC, V_{bat}) ont permis de développer le modèle de la batterie CIEMAT sous Matlab-Simulink, dont le schéma bloc est représenté par la figure III-6. Ce schéma permet de calculer la tension de la batterie à n'importe quel moment en fonction de son état de charge et de son intensité de courant. Les paramètres d'entrée sont la tension, la puissance de la batterie et la température ambiante.

Pour la simulation, nous avons utilisé des batteries au plomb-acide, fermées, de type PowerSafe 12XP160 fabriquée par ENERSYS dont les caractéristiques sont les suivantes :

Capacité nominale : $C_{\text{nom}} = C_{10} = 140 \text{ Ah}$;

Courant nominal : $I_{10} = 14 \text{ A}$;

Tension nominale : $U_{\text{nom}} = 12 \text{ V}$.

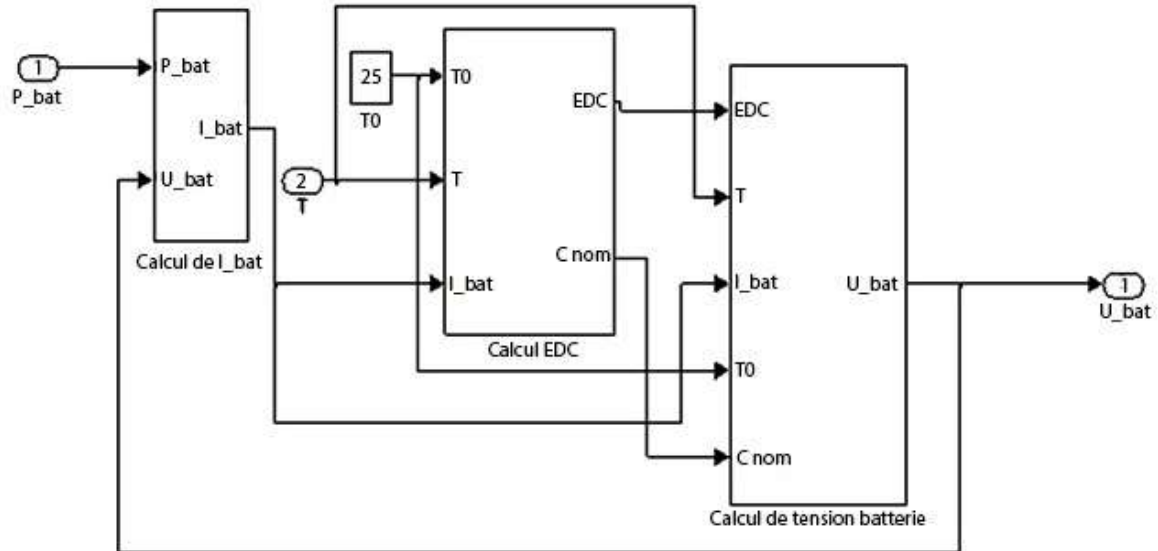


Figure III-6 : schéma du modèle de batterie au plomb sous Matlab-Simulink.

III.3 MODELISATION DE LA PILE A COMBUSTIBLE

Plusieurs modèles sont nécessaires pour la simulation correcte du comportement de la pile à combustible.

Le modèle électrique permet le calcul du point de fonctionnement en fonction du courant demandé, de la température et de la pression des gaz. Le modèle thermique permet le calcul de l'évolution de la température dans le composant [13].

Le modèle électrique utilisé pour décrire la courbe de polarisation (caractéristique en courant-tension de la PAC) est décrit en détail par J. KIM et al [124, 125]. Il est semi-empirique, car il utilise des données ajustées sur des résultats expérimentaux afin de simplifier les calculs.

$$V_{Pac} = E_{Pac} - \mathcal{A} \cdot \ln\left(\frac{J_{Pac}}{b_{Pac}}\right) - r_{Pac} \cdot J_{Pac} - m \cdot \exp(n \cdot J_{Pac}) \quad (Eq. III. 29)$$

Avec :

V_{Pac} : Tension d'une cellule élémentaire de la PAC (V) ;

J_{Pac} : Densité de courant d'une cellule élémentaire de la PAC ($A \cdot cm^{-2}$) ;

E_{Pac} : Tension à vide de la cellule élémentaire de la pile (force électromotrice) (V) ;

\mathcal{A} : Coefficients de l'équation de Tafel (V) ;

b_{Pac} : Densité de courants d'échange à l'anode et à la cathode ($A \cdot cm^{-2}$) ;

r_{Pac} : Résistance surfacique spécifique de la membrane ($\Omega \cdot cm^{-2}$) ;

m (V) et n (cm^2/A) : Coefficients empiriques (paramètres liés à la diffusion) ;

Pour une pile à combustible de type PEM [110 ; 124],

$$\mathcal{A} = \frac{RT}{2\alpha F} \text{ où } \alpha \text{ est le coefficient de transfert de charge } (0 \leq \alpha \leq 1)$$

Avec :

R : constantes des gaz parfaits ;

F : nombre de faraday (96.485 C.mol⁻¹) ;

T : Température (K).

La tension réelle est strictement inférieure à la force électromotrice E du fait des différentes chutes de tension qui apparaissent dans tout générateur électrochimique.

Cette tension réelle diminue avec le courant débité. La figure III-7 représente la tension aux bornes d'une cellule en fonction de la densité de courant, obtenue à l'aide de l'équation Eq.III.29. La tension de la pile à combustible décroît lorsque sa densité de courant croît.

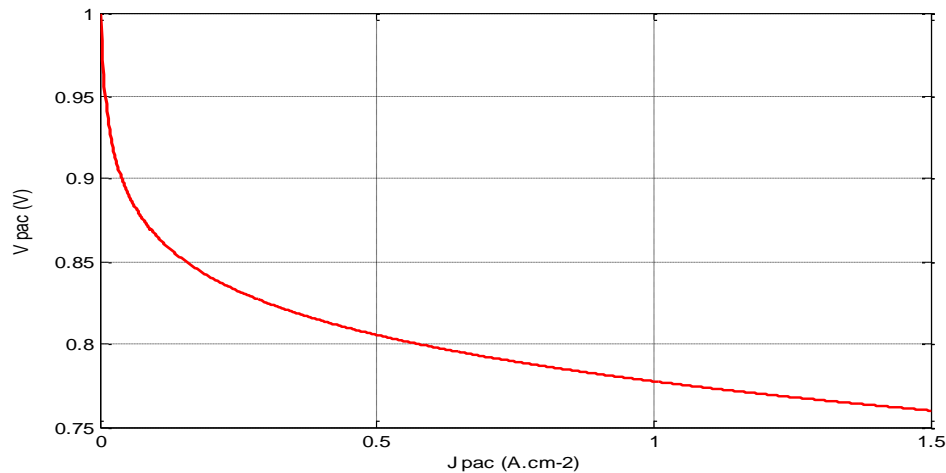


Figure III-7 : Courbe de la tension aux bornes d'un élément de pile à combustible en fonction de la densité de courant.

III.3.1. Modèle de puissance de la pile à combustible

La puissance électrique débitée par la pile à combustible (Eq.III.30), dépend du point de fonctionnement sur la courbe de polarisation, ainsi que de la taille de la PAC (soit le nombre de cellules élémentaires et la surface active de celles-ci) [25 ; 110 ; 126 – 127].

La puissance électrique P_{pac} fournie par une pile à combustible formée de N éléments en série est [25 ; 110 ; 126] :

$$P_{pac} = N_{C_{pac}} \cdot V_{pac} \cdot I_{pac} = N_{C_{pac}} \cdot V_{pac} \cdot J_{pac} \cdot S_{A_{pac}} \quad (Eq. III. 30)$$

P_{pac} : Puissance totale fournie par la pile à combustible (W)

$S_{A_{pac}}$: Surface active d'une cellule élémentaire de la pile à combustible (cm²)

$N_{C_{pac}}$: Nombre de cellules élémentaires en série de la pile à combustible (-)

I_{pac} : Intensité du courant d'une cellule de la pile à combustible (A).

Pour faire fonctionner la pile à combustible, une partie de la puissance électrique libérée par celle-ci doit être envoyée à ses auxiliaires (appareils), qui assurent le refroidissement et l'alimentation en réactifs de la pile ainsi que différents capteurs et électrovannes. Cette puissance auxiliaire s'exprime de la manière suivante [25 ; 110 ; 126] :

$$P_{auxpac} = C_{Cauxpac} + C_{Vauxpac} \cdot P_{pac} \quad (Eq. III. 31)$$

P_{auxpac} : Puissance consommée par les auxiliaires de la PAC (W) ;

$C_{Cauxpac}$: Consommation constante des auxiliaires de la PAC (W) ;

$C_{Vauxpac}$: Consommation variable des auxiliaires de la PAC, dépendant de la puissance fournie par celle-ci (%).

Le rendement d'une pile à combustible étant strictement inférieur à 1, les gaz consommés (dihydrogène et dioxygène) sont partiellement transformés en puissance électrique, l'autre partie se convertissant en chaleur (puissance thermique). Cette puissance thermique se définit comme suite [12, 13 ; 25 ; 110 ; 125] :

$$P_{thpac} = N_{Cpac} \cdot (V_{th} - V_{pac}) \cdot J_{pac} \cdot S_{Apac} \quad (Eq. III. 32)$$

Où :

P_{thpac} : Puissance thermique libérée par la pile à combustible (W) ;

V_{th} : Tension thermoneutre d'une cellule élémentaire (1,48 V).

La figure III-8 est la représentation de la puissance électrique produite (Eq.III.30) et de la puissance thermique dégagée (Eq.III.32) par la pile à combustible pour une cellule élémentaire. Quand la densité de courant augmente, on assiste à l'augmentation de facto des deux puissances. On remarque que pour de faibles densités de courant (0 à 2,25 A.cm⁻²), la pile à combustible produit plus de puissance électrique que thermique et que cela s'inverse pour les fortes densités de courant (supérieure à 2,25 A.cm⁻²).

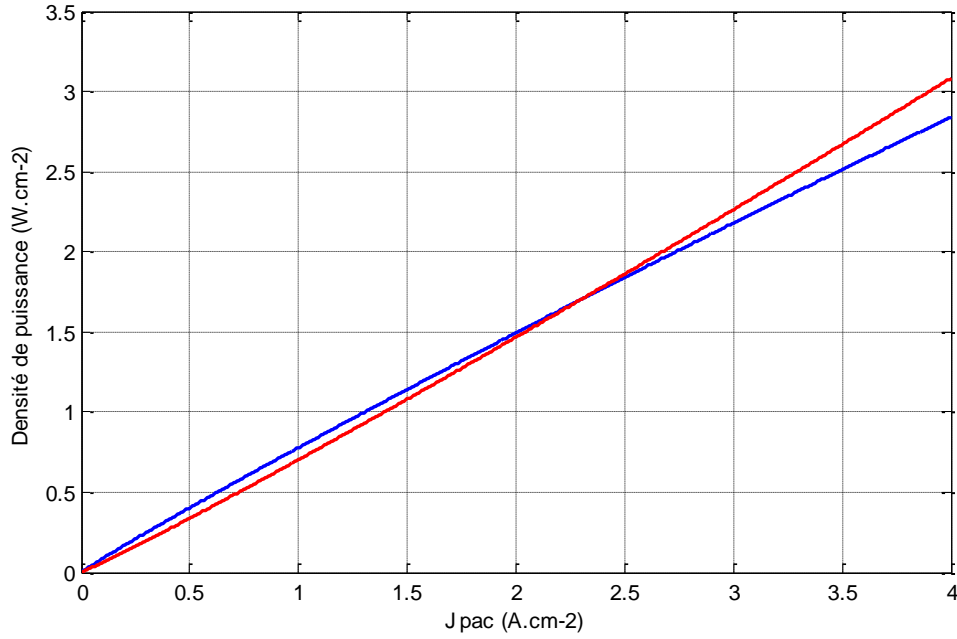


Figure III-8 : Puissances libérées par la pile à combustible ($T= 70\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P= 3\text{ bars}$)
 ‘—’ : Puissance électrique ; ‘—’ : Puissance thermique

La pile à combustible a un seuil de fonctionnement en dessous duquel elle ne peut plus fonctionner. Ce seuil a une valeur très faible et est fonction de la puissance nominale de fonctionnement de la pile à combustible. Il est défini comme suit (Eq.III.33) [25 ; 110 ; 126].

$$S_{Fpac} = C_{Spac} \cdot P_{Npac} \quad (\text{Eq.III.33})$$

Avec :

S_{Fpac} : Seuil de fonctionnement de la pile à combustible (W)

C_{Spac} : Coefficient pour le calcul du seuil de fonctionnement de la pile à combustible (%)

P_{Npac} : Puissance nominale de fonctionnement de la pile à combustible (W)

III.3.2. Débit des réactifs

Les consommations de gaz (dihydrogène et dioxygène) de la pile à combustible obéissent à la loi de Faraday comme suit [25 ; 110 ; 128] :

$$Q_{H_2}^C = 2 \frac{S_{H_2}}{S_{O_2}} Q_{O_2}^C = \frac{3600 \cdot N_{Cpac} \cdot J_{Pac} \cdot S_{Apac} \cdot S_{H_2}}{2 \cdot F} \times \frac{1}{\eta_F} \quad (\text{Eq.III.34})$$

Avec :

$Q_{H_2}^C$: Quantité de dihydrogène consommée (mol.h⁻¹)

$Q_{O_2}^C$: Quantité de dioxygène consommée (mol.h^{-1})

S_{H_2} : Stœchiométrie de dihydrogène

S_{O_2} : Stœchiométrie de dioxygène

η_F : Rendement faradique de la pile à combustible (99 %)

Le rendement faradique exprime l'efficacité de la réaction en rendant compte des réactions parasites possibles. Il est généralement très proche de 1 [25 ; 110 ; 126].

La figure III-9 montre la consommation des gaz suivant la densité de courant (Eq.III.34). On constate que les consommations d'hydrogène et d'oxygène, sont des fonctions linéaires de la densité de courant, ce qui est conforme au comportement de la loi de Faraday [25 ; 110].

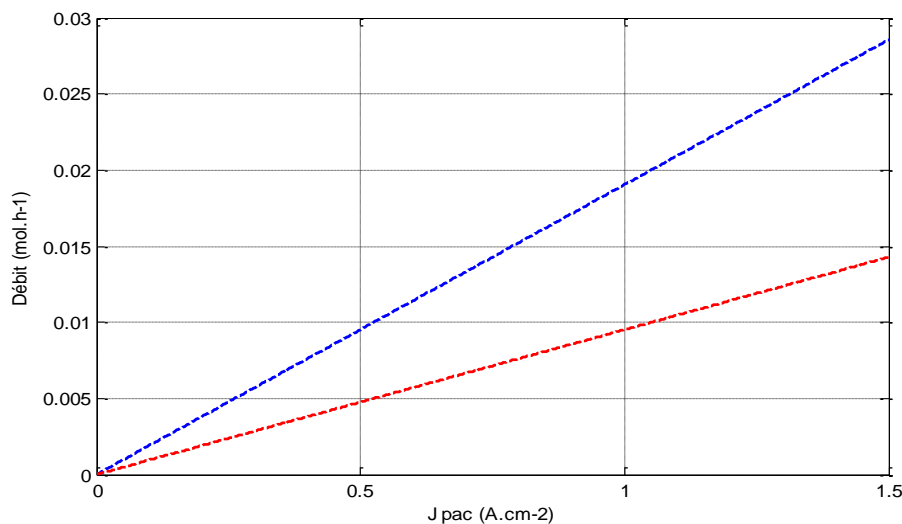


Figure III-9 : Quantités de gaz consommés par la PAC ($T= 70\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P= 3\text{ bars}$)

‘—’ : H_2 consommé ; ‘—’ : O_2 consommé

Le système pile à combustible modélisé dans le cadre de notre étude est de type NEXA™ fabriqué par l'entreprise Ballard, de puissance maximale 1,2 kW, de technologie PEM (membrane échangeuse de protons), comprenant 50 cellules en série avec 100 cm^2 de surface chacune.

La pression du dihydrogène à l'entrée de la pile est de 3 bars.

La Figure III-10 présente le modèle de la pile à combustible dans l'environnement Simulink, comprenant plusieurs blocs : électrique, thermique et hydraulique.

Les entrées du modèle sont la puissance demandée (PAC), la température ambiante, le courant ainsi que le flux de dihydrogène et de dioxygène consommés. Les sorties sont la tension, la puissance électrique.

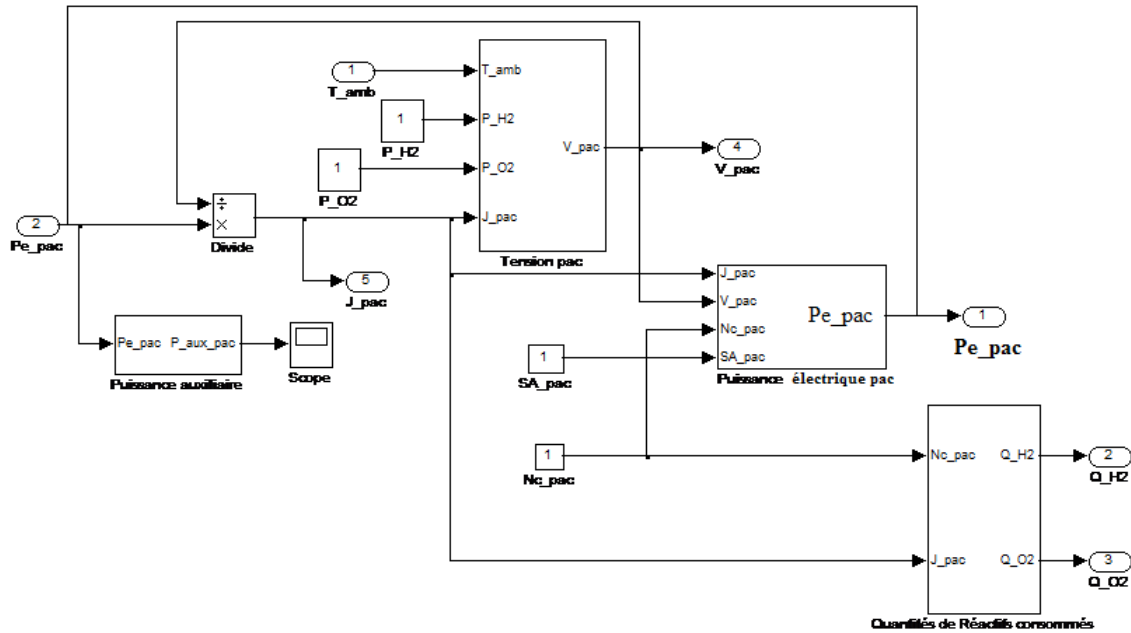


Figure III-10 : Modèle de la pile à combustible sous Matlab-Simulink

III.4 MODELISATION DE L'ELECTROLYSEUR

Pour cette modélisation, nous travaillerons en fonctionnement normal de l'électrolyseur, c'est-à-dire que nous ne prenons pas en compte les phénomènes de montée et baisse de température et de pression au démarrage et à l'arrêt du système.

Pour décrire les différents phénomènes liés à l'électrolyseur, nous modélisons la courbe de polarisation, les différents flux de puissance et de gaz de celui-ci

Nous utilisons toujours le même modèle de Kim [124, 125] comme dans le cas de la PAC pour décrire la courbe de polarisation de notre électrolyseur. La tension réelle est strictement supérieure à la force électromotrice E du fait des différentes surtensions qui apparaissent dans l'électrolyseur.

On trace la courbe de la tension V aux bornes d'un élément ou cellule de l'électrolyseur en fonction de la densité de courant J à (figure III.11) l'aide de l'équation suivante [125] :

$$V_{EL} = E_{EL} + \mathcal{A} \cdot \ln\left(\frac{J_{EL}}{b_{EL}}\right) + r_{EL} \cdot J_{EL} + m \cdot \exp(n \cdot J_{EL}) \quad (Eq. III. 35)$$

Avec :

V_{EL} : Tension d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur (V) ;

J_{EL} : Densité de courant d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur ($A \cdot cm^{-2}$) ;

E_{EL} : Tension à vide de la cellule élémentaire de l'électrolyseur (force électromotrice) (V) ;

\mathcal{A} : Coefficients de l'équation de Tafel (V) ;

b_{EL} : Courants d'échange à l'anode et à la cathode ($A.cm^{-2}$) ;

r_{EL} : Résistance surfacique spécifique de la membrane ($\Omega.cm^{-2}$) ;

m (V) et n (cm^2/A) : Coefficients empiriques (paramètres liés à la diffusion) ;

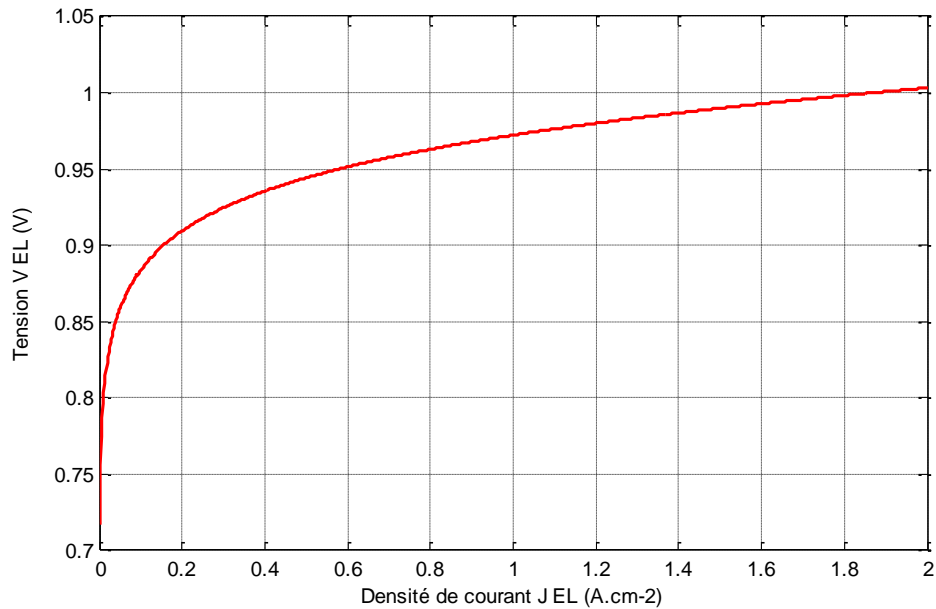


Figure III-11 : Courbe de polarisation de l'électrolyseur ($T=50^{\circ}C$, $P=10$ bar)

Par un raisonnement analogue à celui de la pile à combustible, nous pouvons déduire également la tension de cellule élémentaire de l'électrolyseur pour chaque densité de courant. Nous remarquons que la tension croît avec la densité de courant.

III.4.1. Modèle de puissance de l'électrolyseur

La puissance électrique totale $P_{e_{EL}}$ absorbée par l'électrolyseur (Eq.III.36), est fonction du point de fonctionnement sur la courbe de polarisation et de la taille de l'électrolyseur (nombre de cellules élémentaires et surface active des cellules). Cette puissance s'exprime comme suite [25 ; 110 ; 126 – 127] :

$$P_{e_{EL}} = N_{CEL} \cdot I_{EL} \cdot V_{EL} = N_{CEL} \cdot J_{EL} \cdot S_{AEL} \cdot V_{EL} \quad (Eq.III.36)$$

Avec :

$P_{e_{EL}}$: Puissance absorbée par l'électrolyseur (W).

S_{AEL} : Surface active d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur (cm^2).

N_{CEL} : Nombre de cellules élémentaires en série de l'électrolyseur.

I_{EL} : Intensité du courant d'une cellule de l'électrolyseur (A).

Pour permettre à l'électrolyseur de fonctionner, une partie de la puissance électrique à l'entrée de celui-ci doit être envoyée à ses auxiliaires. D'où l'expression suivante de cette puissance [25 ; 110 ; 126] :

$$P_{aux_{EL}} = C_{C_{aux_{EL}}} + C_{V_{aux_{EL}}} \cdot P_{e_{EL}} \quad (Eq. III. 37)$$

Avec :

$P_{aux_{EL}}$: Puissance consommée par les auxiliaires de l'électrolyseur (W)

$C_{C_{aux_{EL}}}$: Consommation constante des auxiliaires de l'électrolyseur (W)

$C_{V_{aux_{EL}}}$: Consommation variable des auxiliaires de l'électrolyseur, dépendant de la puissance absorbée par celui-ci (%)

Tout comme pour la pile à combustible, la puissance électrique absorbée n'est transformée que partiellement en gaz (dihydrogène et dioxygène), l'autre partie étant convertie en chaleur (puissance thermique). Cette dernière est définie par la relation suivante [25 ; 110] :

$$P_{th_{EL}} = N_{CEL} \cdot (V_{th} - V_{EL}) \cdot J_{EL} \cdot S_{AEL} \quad (Eq. III. 38)$$

$P_{th_{EL}}$: Puissance thermique libérée par l'électrolyseur (W).

Sur la figure III-12 sont représentées la puissance électrique absorbée et la puissance thermique libérée par l'électrolyseur. Quand la densité de courant augmente, on assiste à l'augmentation de facto de ces deux puissances.

L'électrolyseur consomme beaucoup plus d'énergie électrique qu'il n'en libère sous forme thermique.

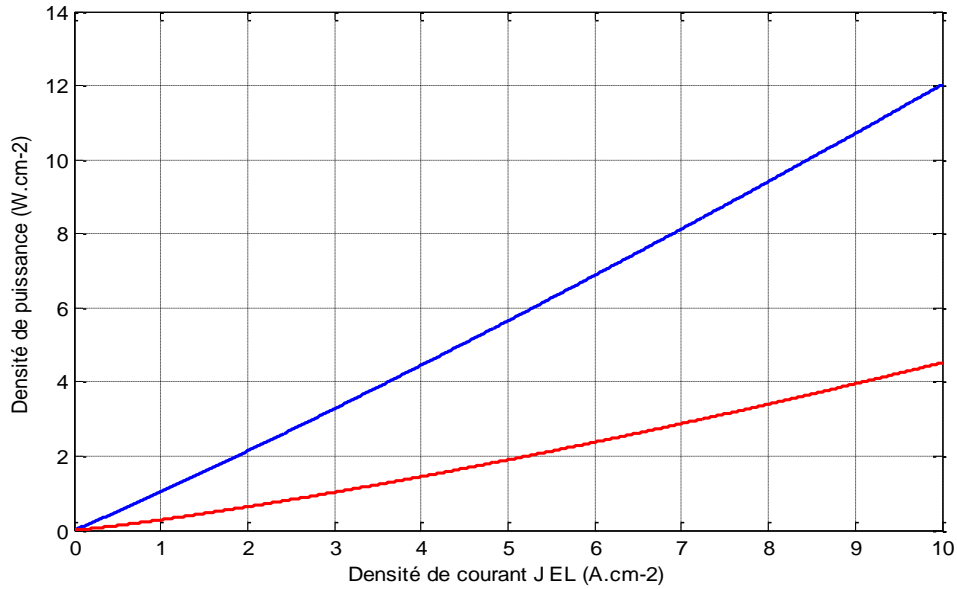


Figure III-12 : Puissances absorbée et libérée par l'électrolyseur

‘—’ : Puissance électrique ; ‘—’ : Puissance thermique

L'électrolyseur a un seuil de fonctionnement en dessous duquel il ne peut plus fonctionner et la valeur de ce seuil est fonction du débit nominal de l'électrolyseur. Il est défini comme suit [25 ; 110 ; 126] :

$$S_{F_{EL}} = C_{S_{EL}} \cdot D_{N_{EL}} \quad (Eq.III.39)$$

Avec :

$S_{F_{EL}}$: Seuil de fonctionnement de l'électrolyseur (Nm³)

$C_{S_{EL}}$: Coefficient pour le calcul du seuil de fonctionnement de l'électrolyseur (%)

$D_{N_{EL}}$: Débit nominale de fonctionnement de l'électrolyseur (Nm³)

III.4.2. Débit des réactifs

Le calcul des quantités produites de gaz hydrogène et oxygène obéit à la loi de Faraday (Eq. III.40). La consommation d'eau est fonction de la production du dihydrogène et du courant absorbé par l'électrolyseur [12 – 13 ; 110 ; 126 ; 129]. A la différence de la pile à combustible, l'électrolyseur a un rendement faradique (Eq.III.40) non constant et dépend du courant absorbé [105 ; 130]. On peut également définir le terme $P_{nom_{el}}$ qui représente la puissance nominale de l'électrolyseur.

Ces quantités sont données par les équations suivantes [25 ; 110 ; 128]

$$Q_{H_2}^P = 2 \cdot Q_{O_2}^P = \frac{3600 \cdot N_{CEL} \cdot J_{EL} \cdot S_{AEL} \cdot S_{H_2}}{2 \cdot F} \times \eta_{FEL} \quad (Eq. III. 40)$$

$$\eta_{FEL} = 96,5 \cdot \exp\left(\frac{0,09}{J_{EL} \cdot S_{AEL}} - \frac{75,5}{(J_{EL} \cdot S_{AEL})^2}\right) \quad (Eq. III. 41)$$

Avec :

$Q_{H_2}^P$: Quantité de dihydrogène produite (mol.h⁻¹)

$Q_{O_2}^P$: Quantité de dioxygène produite (mol.h⁻¹)

η_{FEL} : Rendement faradique de l'électrolyseur (%)

Les productions de dihydrogène et de dioxygène sont des fonctions linéaires de la densité de courant [25 ; 110]. La quantité produite de dihydrogène est le double de la quantité produite de dioxygène. La consommation d'eau est un peu plus élevée que la production de dihydrogène (voir figure III-13).

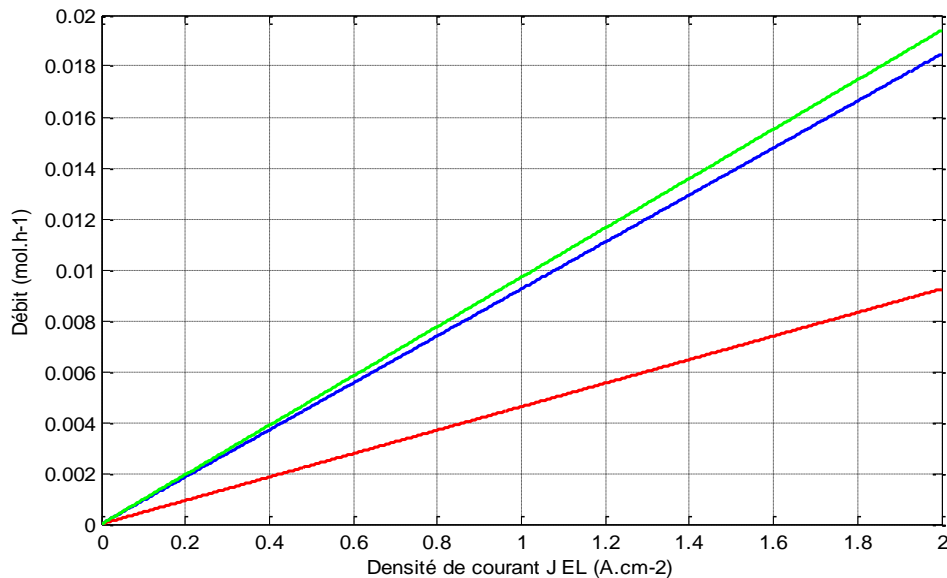


Figure III-13 : Quantité de gaz produit, et d'eau consommée par l'électrolyseur
 '—' : H₂ produit ; '—' : O₂ produit ; '—' : H₂O consommée

L'électrolyseur de technologie alcaline (électrolyte liquide, potasse KOH à 30 % en masse), de 3,6 kWe, constitué de 16 cellules en série de 300 cm², construit par Hydrogen Systems (Belgique). Sa pression maximale de fonctionnement est de 10 bar.

La Figure III-14 présente le modèle de l'électrolyseur comprenant plusieurs blocs : électrique et hydraulique. Les entrées du modèle sont la puissance fournie et la température ambiante. Les

sorties sont le courant, la tension, la puissance électrique, le flux de dihydrogène et de dioxygène produits.

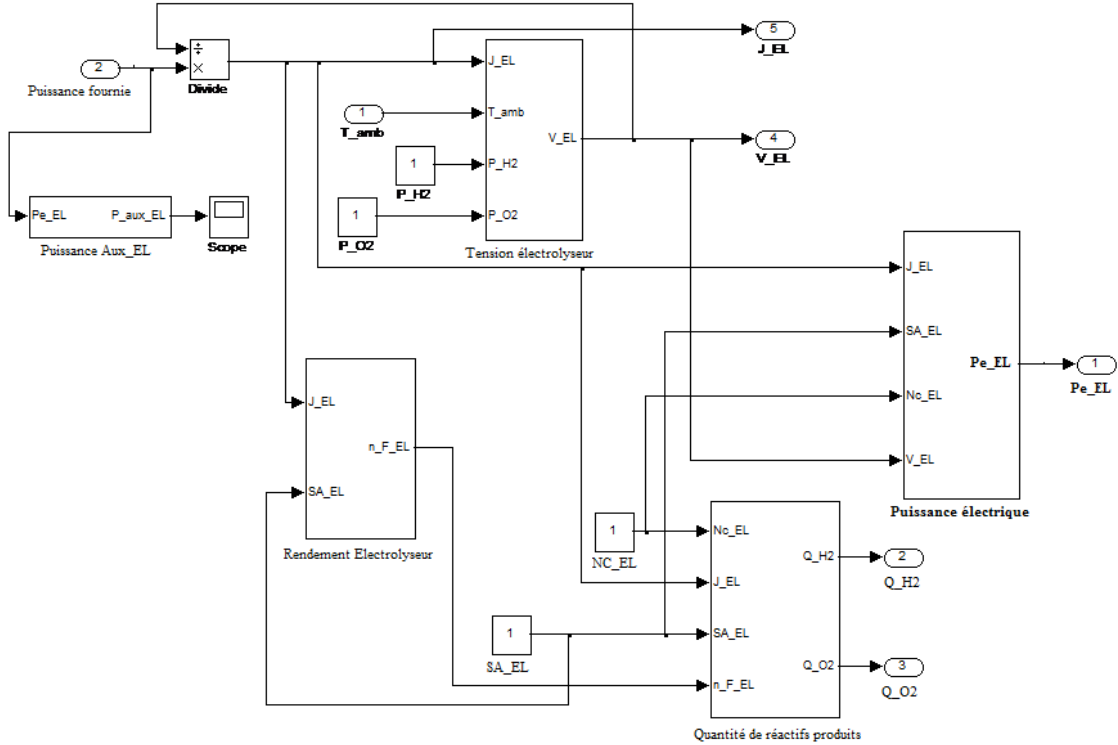


Figure III-14 : Modèle sous Matlab-Simulink de l'électrolyseur

III.5 LES CONVERTISSEURS

On utilise un convertisseur électronique de puissance pour contrôler le flux de puissance électrique entre une source électrique et un puits (habituellement la charge) de sorte que la destination est fournie avec le courant, la tension et / ou la fréquence qui lui convient. Cela occasionne une perte de puissance généralement faible. Différentes catégories de convertisseurs existent en fonction de la forme ou du type de conversion (DC/AC, AC/DC, DC/DC ou AC/AC) [110 ; 126 ; 129 ; 131].

Pour les systèmes d'alimentation hybrides proposés dans cette thèse, les convertisseurs DC/DC sont utilisés essentiellement, pour le conditionnement de la tension ainsi que pour le contrôle du flux de puissance actif dans les sous-systèmes (champ PV, pile à combustible et électrolyseur). Bien que dans les systèmes réels, des convertisseurs beaucoup plus complexes soient utilisés, les mêmes objectifs peuvent être atteints par utilisation de convertisseurs DC/DC de base et d'amplification pour des études de simulation [110 ; 126 ; 129 ; 131].

Les convertisseurs engendrent des pertes d'énergie dans le système, ce qui se traduit par un rendement de conversion en deçà de 1. Le modèle que nous avons choisi, régulièrement cité dans la littérature scientifique [13 ; 129 ; 132], est celui issu des travaux de Macagnan [130] et d'Abou El-Maaty [129]. Il exprime le rendement de conversion, pour tous types de convertisseurs, selon l'équation suivante :

$$\eta_{conv} = \frac{P_s}{P_e} \quad (\text{Eq.III.42})$$

avec P_e , puissance en entrée du convertisseur et P_s , puissance en sortie. On a alors :

$$P_e = P_s + P_{pertes} \quad (\text{Eq.III.43})$$

La puissance électrique perdue P_{pertes} s'exprime donc en fonction de P_s selon la relation suivante [13 ; 110] :

$$P_{pertes} = P_s \left(\frac{1}{\eta_{conv}} - 1 \right) \quad (\text{Eq.III.44})$$

Les pertes peuvent être représentées sous forme d'un polynôme de degré 2 en P_s [18 ; 110] :

$$P_{pertes} = \alpha + \beta P_s + \lambda P_s^2 \quad (\text{Eq.III.45})$$

α : est relatif aux pertes à vide ;

β : est relatif aux pertes par chute de tension dans les semi-conducteurs ;

λ : est relatif aux pertes par effet joules.

Macagnan propose le modèle de rendement selon l'équation Eq.III.45 [132]. On néglige les pertes dues aux chutes de tension (coefficient α), et si on normalise la puissance de sortie du convertisseur par sa puissance nominale P_{nom} , on peut écrire :

$$\eta_{conv} = \frac{\frac{P_s}{P_{nom}}}{\frac{P_s}{P_{nom}} + \eta_0 + m \times \left(\frac{P_s}{P_{nom}}\right)^2} \quad (Eq. III. 46)$$

$$\text{Avec : } \eta_0 = \frac{\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9}{99} \quad \text{et } m = \frac{1}{\eta_{100}} - \eta_0 - 1 \quad (Eq.III.47)$$

Si on connaît les valeurs du rendement à 10% et à 100% de la puissance nominale P_{nom} (η_{10} et η_{100}), on peut déterminer les valeurs des deux paramètres η_0 et m qui permettent le calcul du rendement du convertisseur pour toutes les puissances délivrées. On considère que la puissance nominale du convertisseur représente la puissance maximale que celui-ci peut délivrer.

III.5.1. Les hacheurs DC/DC

Les niveaux de tension des appareils étant différents, des convertisseurs DC/DC, connectés en série avec les appareils permettent l'ajustement de leurs tensions à celle du bus continu DC.

Ces hacheurs (convertisseurs DC/DC) engendrent évidemment des pertes d'énergie au sein du système (généralement faibles), les rendements étant compris entre 0,95 et 0,99 la plupart du temps [101]. Les valeurs suivantes sont proposées pour les rendements à 10 % et à 100 % de la puissance nominale (P_{nom}) [4] :

$$\eta_{10} = 0,93 \quad \text{et} \quad \eta_{100} = 0,98$$

Ce qui nous donne en nous appuyant sur les équations ci-dessus les valeurs de η_0 et de m :

$$\eta_0 = 7,4 \times 10^{-3} \quad \text{et} \quad m = 13 \times 10^{-3}$$

La figure III-15 représente la variation du rendement d'un convertisseur DC/DC en fonction de sa puissance de sortie normalisée.

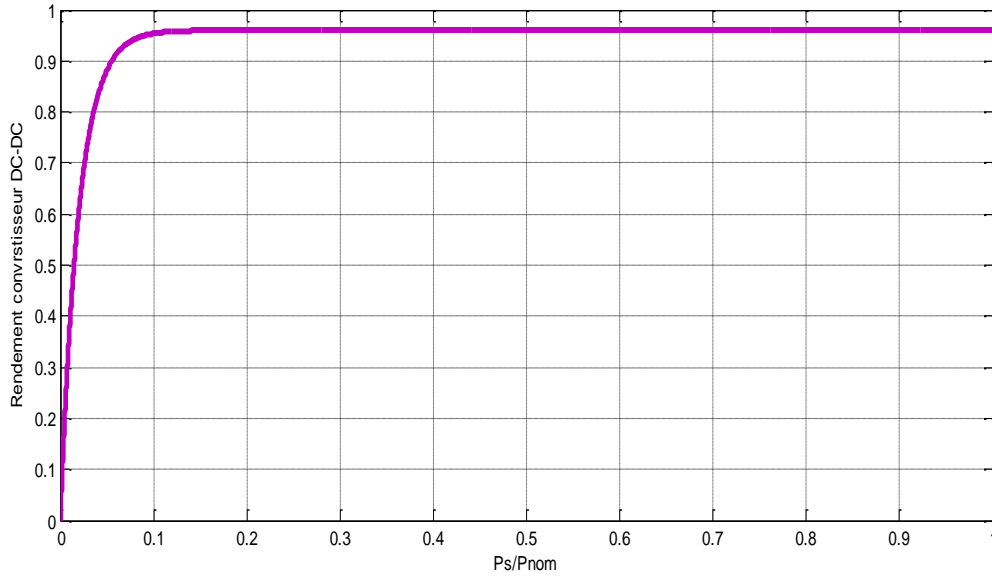


Figure III-15 : Rendement du convertisseur DC/DC en fonction de sa puissance de sortie normalisée.

III.5.2. Onduleur ou convertisseur DC/AC

Si la charge est alimentée en courant alternatif, un onduleur est donc présent entre le bus DC et la charge. Diverses équations définissent le rendement d'un onduleur en fonction de la puissance délivrée [129 ; 132]. Nous utilisons la même formule de Macagnan présentée précédemment dans l'équation Eq.III.45.

Pour notre onduleur, les valeurs des rendements à 10% et 100 % de la puissance nominale P_{nom} sont :

$$\eta_{10} = 0,85 \text{ et } \eta_{100} = 0,96$$

Ce qui nous donne en nous appuyant sur les équations Eq.III.47, les valeurs de η_0 et de m :

$$\eta_0 = 17,40 \times 10^{-3} \text{ et } m = 24,27 \times 10^{-3}$$

Sur la figure III-16, nous observons de façon graphique, qu'à 10 % de sa puissance nominale, le rendement de l'onduleur atteint environ 0,44 tandis qu'à pleine puissance, il s'élève à environ 0,96.

Le choix de la puissance nominale de l'onduleur en fonction de son application est très important si l'on veut éviter des pertes d'énergie considérables au sein du convertisseur.

Ce modèle a l'avantage d'être simple et de représenter fidèlement les pertes d'énergie d'un convertisseur. Il a été validé par les travaux d'Abou El-Maaty [129].

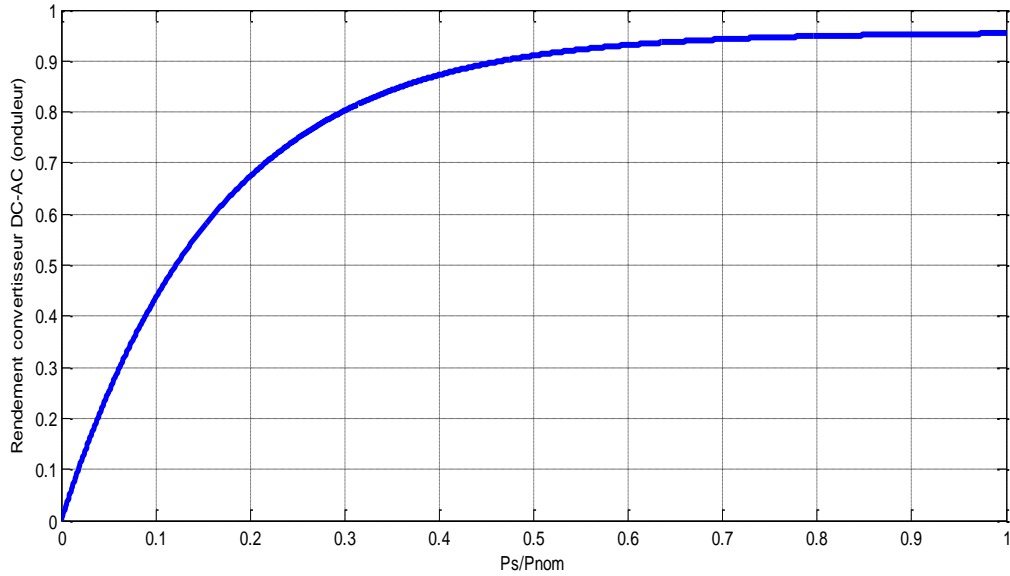


Figure III-16 : évolution du rendement de l'onduleur en fonction de sa puissance de sortie normalisée

III.6 STOCKAGE DU GAZ

Le dihydrogène est stocké sous forme comprimée. La pression maximale de stockage est fixée à 10 bars absolus, pression de fonctionnement de notre électrolyseur, et la pression minimale est fixée à 3 bars absolus, pression d'alimentation de notre pile à combustible. Considérons le stockage de gaz comme un réservoir de volume V que nous avons fixé ici à $0,5 \text{ m}^3$ (5 Nm^3).

Notre modèle de stockage des gaz est le modèle du gaz réels de Van der Waals [12] :

$$\left(P + a \left(\frac{n}{V}\right)^2\right)(V - nb) = nRT \Rightarrow P = \frac{nRT}{(V-nb)} - a \left(\frac{n}{V}\right)^2 \quad (\text{Eq. IV. 48})$$

$$\text{Où : } a = \frac{27 \times R^2 \times T_{cr}^2}{64 \times P_{cr}} \quad \text{et } b = \frac{R \times T_{cr}}{8 \times P_{cr}}$$

P : Pression (bar) ;

n : Quantité de matière (mol) ;

R : Constante des gaz parfaits ($8,314 \text{ J.K}^{-1}\text{mol}^{-1}$) ;

T : Température (K) ;

V : Volume du stockage (m^3) ;

T_{cr} : Température critique (K) ;

P_{cr} : Pression critique (bar) ;

Pour le dihydrogène : $T_{cr} = 33 \text{ K}$ et $P_{cr} = 13 \text{ bar}$ d'où $a = 0,024$ et $b = 2,6 \cdot 10^{-5}$ [13 ; 110].

Pour le dioxygène : $T_{cr} = 154.55 \text{ K}$ et $P_{cr} = 50.43 \text{ bar}$ d'où $a = 0,138$ et $b = 3,2 \cdot 10^{-5}$ [13 ; 110].

La pression nominale de fonctionnement de l'électrolyseur étant fixé à 10 bar, la pression dans le stockage ne pourra dépasser cette valeur, parce qu'aucun compresseur n'est utilisé dans la simulation.

III.7 GESTION ET CONVERSION DE L'ENERGIE AU SEIN DU SYSTEME

Pour les systèmes réels, la gestion de l'énergie est généralement assurée par un composant central, auquel on connecte les appareils via des convertisseurs. On implémente des algorithmes de gestion de l'énergie pour pouvoir assurer l'autonomie du système.

Ces algorithmes ont été détaillés dans le chapitre précédent (Cf. Chapitre II : Dimensionnement du système).

Pour tout système électrique, les divers composants sont en général raccordés à un réseau. Le type de réseau, continu ou alternatif, dépend de sa taille et de l'application choisie [13 ; 110].

Pour un système isolé de petite taille, une architecture avec réseau ou 'bus' DC peut être utilisée. La connexion des composants se fait selon la figure III-17. Le système étant de petite taille, les pertes dans le réseau sont limitées. Aussi, une telle architecture permet de réduire les pertes dues aux onduleurs [13 ; 110]. Seule la charge est reliée au bus DC via un onduleur, les autres composants le sont via des convertisseurs DC/DC qui présentent un meilleur rendement que celui d'un onduleur [13 ; 110].

Le bloc batteries (quatre batteries de 12 V chacune connectées en série) qui est connecté en parallèle au bus DC maintient la tension du bus, tension qui varie entre 44 et 56V, selon l'état de charge et le régime de fonctionnement du bloc batteries.

Ceci permet l'économie de convertisseur entre les batteries et le bus DC ; c'est ce qui a lieu généralement dans les systèmes réels [25 ; 110].

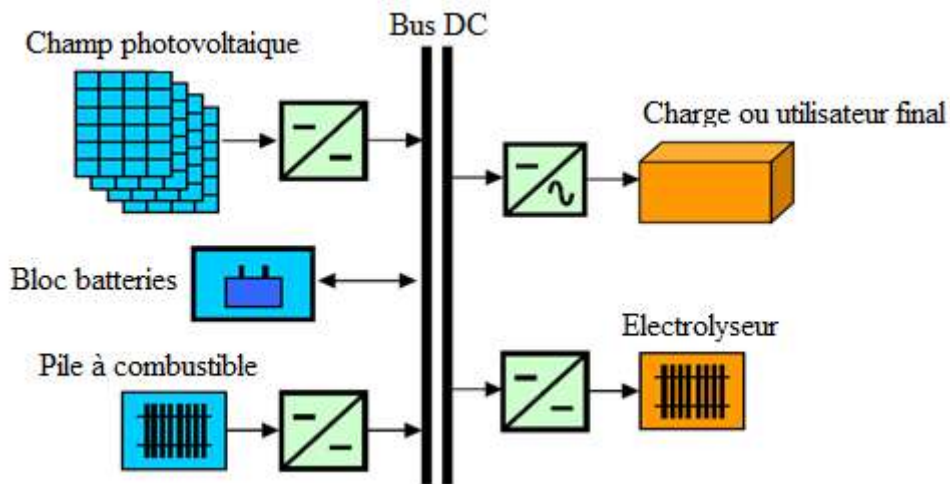


Figure III-17 : Schéma du raccordement des sources et consommateurs énergétiques dans le PMU : cas du SHPE.

III.8 PARAMETRES DE LA SIMULATION

Les tableaux suivants présentent les différents paramètres d'entrée du simulateur pour chaque composant des systèmes étudiés.

Tableau III-1 : Paramètres temporels de simulation

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
t_{max}	24×365	Heure	Durée de la simulation

Tableau III-2 : Paramètres du champ PV (PW1650 produit par PHOTOWATT, voir Annexe)

Paramètre	Valeur	Unité	Description
N_{PV}	32	Sans unité	Nombre de modules solaires
P_{max}	165	W	Puissance maximale d'un module
$\mu_{P_{max}}$	-0.0043	W. °C ⁻¹	Coefficient de variation de la puissance du module avec la température
NOCT	47.1	°C	Température de fonctionnement des modules solaires dans les conditions standards
$P_{Crête-PV}$	$N_{PV} \times P_{max}$	W	Puissance crête installée du champ PV

Tableau III-3 : Paramètres du block batteries au plomb (Type de batterie : PowerSafe, 12XP160 fabriquée par ENERSYS, batterie plomb acide fermée)

Paramètre	Valeur	Unité	Description
U_{Bat_nom}	12	V	Tension nominale d'un block unitaire
C_{nom}	140	Ah	Capacité nominale d'un block unitaire
I_{nom}	14	A	Courant de décharge nominale
ns	4	Sans unité	Nombre de branches en série
np	A calculer	Sans unité	Nombre de branches en parallèle (dans le cas du stockage hybride SEH-batteries : 1 jour d'autonomie sans soleil).

Tableau III-4 : Les différents états de charge (SOC) du bloc batteries [4 ; 13 ; 110]

Paramètre	Valeur	Unité	Description
SOC_{min}	30	$\%C_{nom}$	SOC minimal autorisé
SOC_{max}	95	$\%C_{nom}$	SOC maximal autorisé
SOC_{min1}	50	$\%C_{nom}$	SOC minimal intermédiaire
SOC_{max1}	90	$\%C_{nom}$	SOC maximal intermédiaire

Tableau III-5 : Paramètres de l'électrolyseur

Paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{nom_el}	3600	W	Puissance nominale initiale
N_{cel_el}	16	Sans unité	Nombre de cellules en série
A_{el}	300	cm ²	Surface des cellules
V_{EL}	1,84	V	Tension d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur
J_{EL}	0,57	A.cm ⁻²	Densité de courant d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur
π_{el}	10	bar _{abs}	Pression de fonctionnement de l'électrolyseur
τ	0,45	m ³ /h	Taux maximum de production du dihydrogène (H ₂)

Tableau III-6 : Coefficient dimensionnel de l'électrolyseur

Paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{nom_el}	$K_{el} \times P_{crêtePV}$	W	Puissance nominale après dimensionnement
Avec SEH comme stockage unique			
K_{el}	1	Sans unité	Facteur d'échelle de l'électrolyseur
Avec stockage hybride SEH-batteries			
K_{el}	0.8	Sans unité	Facteur d'échelle de l'électrolyseur

Tableau III-7 : Puissance de fonctionnement de l'électrolyseur

Paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{min_el}	$0.1 \times P_{nom_el}$	W	Puissance minimal autorisée
P_{max_el}	P_{nom_el}	W	Puissance maximal autorisée

Tableau III-8 : Paramètres de la pile à combustible (module NEXATM fabriqué par Ballard)

Paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{nom_fc}	1200	W	Puissance nominale initiale
N_{cel_fc}	50	Sans unité	Nombre de cellules en série
A_{fc}	100	cm ²	Surface des cellules
V_{Pac}	0,83	V	Tension d'une cellule élémentaire de la PAC
J_{Pac}	0,29	A.cm ⁻²	Densité de courant d'une cellule élémentaire de la PAC
S_{H_2}	1,01	Sans unité	Stœchiométrie de dihydrogène
S_{O_2}	1,01	Sans unité	Stœchiométrie de dioxygène
$\pi_{fc_H_2}$	3	bar _{abs}	Pression de fonctionnement coté hydrogène de la pile à combustible
$\pi_{fc_O_2}$	3	bar _{abs}	Pression de fonctionnement coté oxygène de la pile à combustible
Nb_{fc}	3	Sans unité	Nombre de piles à combustible mises en route en fonction de la charge à fournir

Tableau III-9 : Puissance de fonctionnement de la pile à combustible

Paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{min_fc}	0	W	Puissance minimal

Tableau III-10 : Stockage hybride SEH-batteries

Paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{min_el}	$0.1 \times P_{nom_el}$	W	Puissance minimal autorisée
P_{max_el}	P_{nom_el}	W	Puissance maximal autorisée

Tableau III-11 : Paramètres du réservoir de stockage de gaz

Paramètre	Valeur	Unité	Description
V	5	m ³	Volume du réservoir (valeur que nous avons fixé)
P_0	101320	Pa	Pression atmosphérique dans les conditions standards
P_{stock_min}	3	bar_{abs}	Pression minimale dans le réservoir
P_{stock_max}	10	bar_{abs}	Pression maximale dans le réservoir
R	8.314	SI	Constante des gaz parfaits

Tableau III-12 : Paramètres des convertisseurs

Paramètre	Valeur	Unité	Description
$\eta_{10_DC/DC}$	93	%	Rendement à 10% de la puissance nominale du convertisseur DC/DC
$\eta_{100_DC/DC}$	98	%	Rendement à 100% de la puissance nominale du convertisseur DC/DC
P_{nom_DC/DC_PV}	P_{max_charge}	W	Puissance nominale du convertisseur DC/DC du champ PV
P_{nom_DC/DC_EL}	P_{nom_el}	W	Puissance nominale du convertisseur DC/DC de l'électrolyseur
P_{nom_DC/DC_FC}	$1.1 \times P_{max_charge}$	W	Puissance nominale du convertisseur DC/DC de la pile à combustible

Tableau III-13 : Paramètres de l'onduleur

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
η_{10_ond}	86	%	Rendement à 10% de la puissance nominale de l'onduleur
η_{100_ond}	97	%	Rendement à 100% de la puissance nominale de l'onduleur
P_{nom_ond}	P_{max_charge}	W	Puissance nominale de l'onduleur

III.9. ENVIRONNEMENT DE LA SIMULATION

La simulation est réalisée dans l'environnement Matlab-Simulink, où divers niveaux de langage ont été utilisés.

Des routines (fichier **.m**) écrites en langage Matlab sont appelées par le simulateur (fichier **.mdl**) qui a été développé sous Simulink. Cet environnement de simulation contient une bibliothèque pourvue d'objets mathématiques courants, que l'on utilise en les connectant les uns aux autres pour construire le modèle souhaité. Les objets 'S-Function' appellent des sous-programmes préalablement compilés et écrits en langage C. L'utilisation de ces 'S-Function' permet de réduire considérablement le temps de calcul du simulateur.

Cet environnement permet en outre de résoudre des équations implicites ou boucles algébriques, présentes dans notre modélisation au niveau des équations électriques et thermiques.

L'utilisation du simulateur permet de déterminer à chaque pas de temps (ici 10 minutes) un bon nombre de grandeurs physiques qui varient en fonction du fonctionnement des composants (puissance échangée, tension, température, états de charge du stockage, etc.). Toutes ces données sont collectées par le biais d'un module d'acquisition et enregistrées dans un fichier (**.mat**) exploitable en post-traitement dans Matlab.

Chaque composant du simulateur dépend de nombreux paramètres qui peuvent être constants (liés à la nature du composant) ou variables (liés au dimensionnement). Dans ce cas, les valeurs de ces paramètres peuvent être fixées selon le choix de l'opérateur, ce qui est notre cas dans cette thèse.

III.10. CONCLUSION PARTIELLE

La modélisation des composants du système a été élaborée à partir de modèles de la littérature. L'approche préconisée dans le cadre de nos simulations est 'énergétique' (bilans de puissance effectués dans le système). Néanmoins on peut suivre l'évolution des caractéristiques électriques de chaque composant du stockage, rendue possible par une modélisation phénoménologique des composants. Le modèle pourra finalement fournir des renseignements précis sur le comportement des composants en fonctionnement (calcul des tensions, évolution des températures).

L'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de certains paramètres.

CHAPITRE IV : RESULTATS ET ANALYSES DE LA SIMULATION DE CAS

Dans les chapitres précédents, nous avons exposé les bases qui ont permis le développement dans l'environnement Matlab-Simulink, des modèles de simulation de tous les composants du système PV-SEH illustré sur la figure IV-1. Ces modèles de simulation peuvent être utilisés de manière modulaire, ce qui permet leur adaptation aux objectifs de simulation.

Dans ce chapitre, les simulations font appel à des situations différentes et représentatives de comportement du PV-SEH. Une attention est accordée au comportement du SEH face aux variations climatiques [133] et de charge. Ensuite, nous analysons l'efficacité du système hybride d'énergie renouvelable.

IV.1 ANALYSE DU COMPORTEMENT DYNAMIQUE DU PV-SEH

On analyse le comportement dynamique du SEH soumis à des variations climatiques (éclairage), en vue d'étudier l'efficacité des stratégies de commande permettant aux sources d'énergie renouvelable d'optimiser le rendement énergétique.

IV.1.1 Système PV-SEH

Sur la figure IV-1 est exposée l'architecture du système PV-SEH. Les conditions climatiques et la charge demandée en fonction du temps constituent les entrées du modèle.

Le système permet le calcul des points de fonctionnement de chaque composant sur une année complète, par pas de temps de 10 minutes.

Ce modèle contient plusieurs boucles algébriques :

- ✓ C'est en puissance que sont pilotés la pile à combustible et l'électrolyseur. Comme le modèle électrique est la tension en fonction de l'intensité, on doit rechercher le point de fonctionnement afin d'obtenir la puissance demandée.
- ✓ Une autre boucle algébrique est le PMU (Power Management Unit). En fait, à un instant t donné, on connaît la puissance du champ PV, sa tension et la puissance demandée par la charge. Simulink est l'outil qu'il faut pour la résolution de tel type de problème.

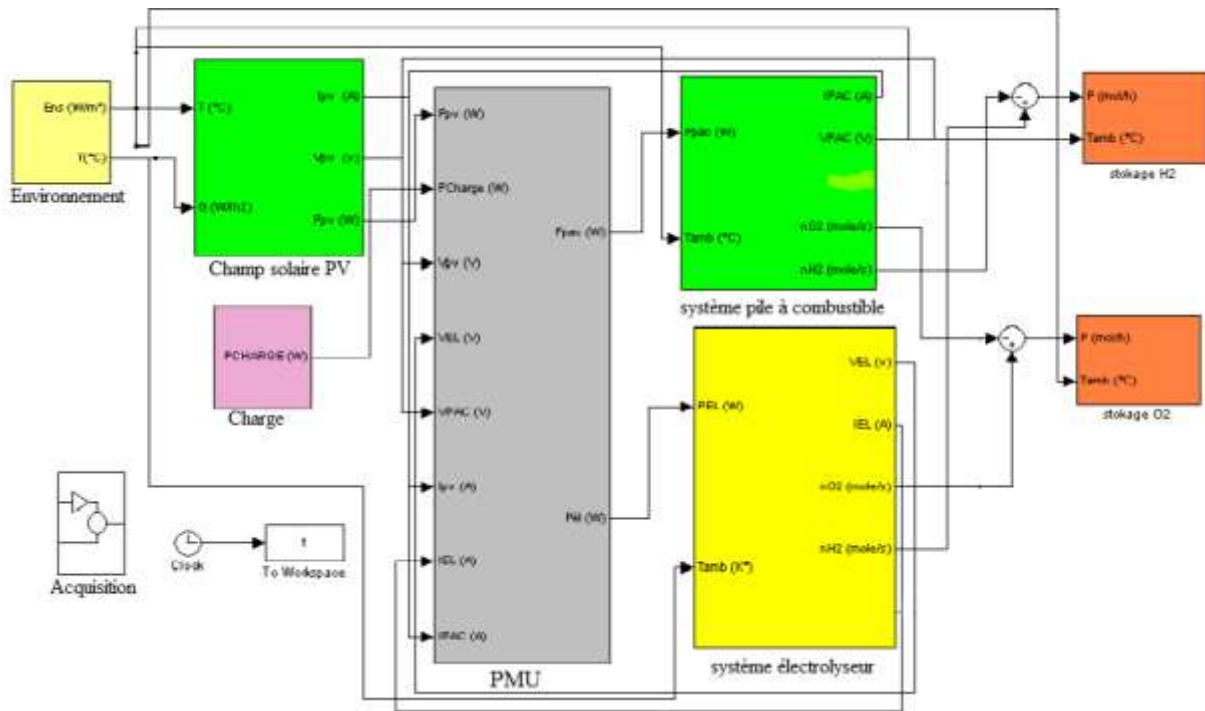


Figure IV-1 : Modèle du système PV-SEH

IV.1.2 Sorties de la simulation

Dès que les paramètres des composants énoncés dans les tableaux de paramètres de la simulation (tableau III.2 à III.13) du chapitre III sont renseignés et que les profils d'entrée sont définis, on démarre alors la simulation d'une année de fonctionnement. Il y a plusieurs variables de sortie du simulateur. Les puissances d'entrée et de sortie sont enregistrées pendant toute la durée de simulation pour chaque composant. Ainsi, on peut ensuite, suivre l'évolution du rendement énergétique de chaque composant et faire l'évaluation des différentes pertes d'énergie dans le système.

Sur la Figure IV-2 est illustrée l'évolution des puissances mises en jeu au niveau du bus continu DC du système PV-SEH pour une journée de simulation.

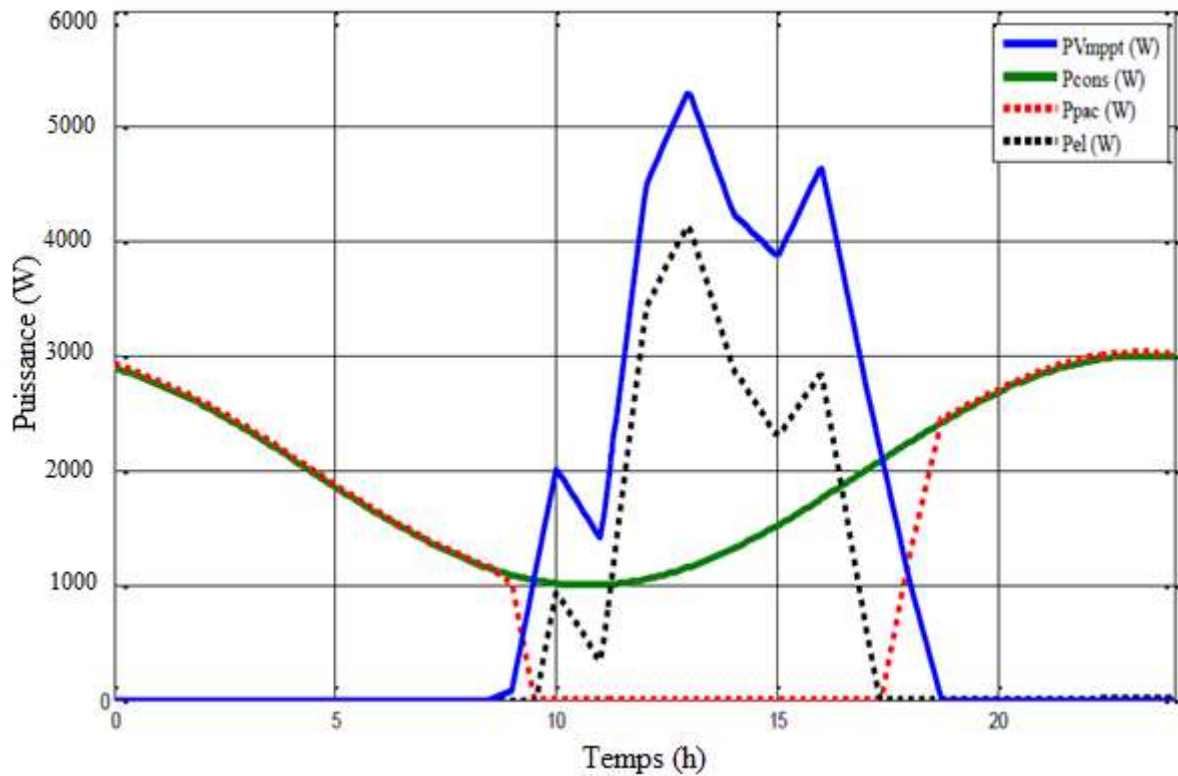


Figure IV-2 : Evolution des puissances échangées au niveau du bus DC sur une journée particulière de fonctionnement du système PV-SEH.

Avec :

P_{Vmppt} = Puissance photovoltaïque à la sortie du MPPT ;

P_{cons} = Puissance consommé par la charge ;

P_{pac} = Puissance délivrée par la pile à combustible ;

P_{el} = Puissance consommée par l'électrolyseur.

L'analyse de la figure IV-2 révèle que, de zéro à environ huit heures (0 à environ 8 heures), l'utilisateur est entièrement fourni en électricité produite par la pile à combustible.

Aux alentours de huit heures (8 heures), le champ PV prend le relais pour assurer la production pendant près d'une heure. Sa production devenant par la suite excédentaire (sur la période de 8 heures à 18 heures), une partie de cette énergie produite peut alors être stockée sous forme de dihydrogène par alimentation du système électrolyseur.

Vers dix-huit heures (18 heures), la production du champ PV devient déficitaire du fait de l'ensoleillement insuffisant, alors l'alimentation du système électrolyseur et par conséquent la production de dihydrogène s'arrête. Par contre, elle permet quand même l'alimentation de l'utilisateur jusqu'à ne plus même lui suffire.

C'est alors que le système pile à combustible se met en marche autour de dix-neuf heures (19 heures) pour fournir le complément d'énergie électrique et la totalité de la demande en cas d'ensoleillement nul.

IV.1.3 Analyse du système PV-SEH

Nous étudions le système PV-SEH, uniquement dans le cas où il est autonome pendant une année de fonctionnement. La puissance des composants étant fixée, on procède par la détermination de la charge moyenne disponible et du volume de stockage nécessaire à l'autonomie du système étudié. C'est une démarche inhabituelle parce qu'on dimensionne en général un système autonome pour une charge donnée.

Pour déterminer les performances du système, nous évaluons l'influence des différents paramètres sur le système. L'influence du profil de la charge est aussi à étudier.

La localisation sélectionnée est Yamoussoukro (*INPHB-centre*), une ville située au centre de la Côte d'Ivoire. L'ensoleillement moyen est de 5,23 kWh/m² par jour, sur un plan incliné à 10° (inclinaison des panneaux photovoltaïques). La figure IV-3 décrit l'évolution de l'ensoleillement au cours de l'année 2017 [96 ; 134].

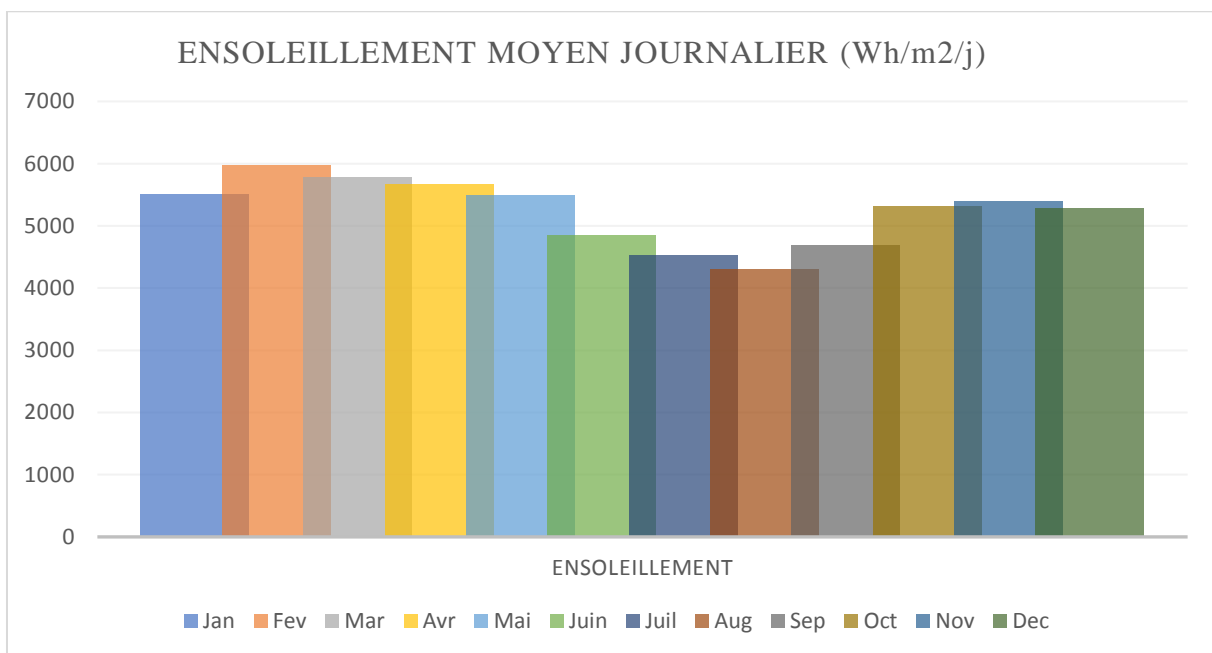


Figure IV-3 : Ensoleillement journalier moyen à l'INPHB-centre (inclinaison 10°) en fonction du mois

IV.4.1. Comportement général du système PV-SEH sur une journée type

Nous procédons à l'évaluation de l'influence de l'ensoleillement par rapport à une charge journalière pour déterminer les performances du système étudié.

IV.4.1.a. Par rapport au mois favorable

Nous choisissons l'étude du système PV-SEH, dans le cas de son autonomie pour une journée de fonctionnement choisi, correspondant à la condition climatique favorable (mois le plus ensoleillé). Pour notre cas, il s'agit d'un jour du mois de Février. L'ensoleillement moyen est de 5.97 kWh/m²/j. La figure IV-3 décrit l'évolution de système au cours d'une journée.

On constate que, de 5 heures à 17 heures, la production solaire couvre entièrement les besoins de la charge et de l'électrolyseur (figure IV.4). Ceci permet à l'électrolyseur de produire le dihydrogène pendant cette même période pour être stocké (figure IV.5). De 17 heures à environ 19 heures, la production solaire ne suffit plus pour satisfaire la demande de la charge, d'où l'activation de la pile à combustible pour compenser le déficit d'énergie (figure IV.4).

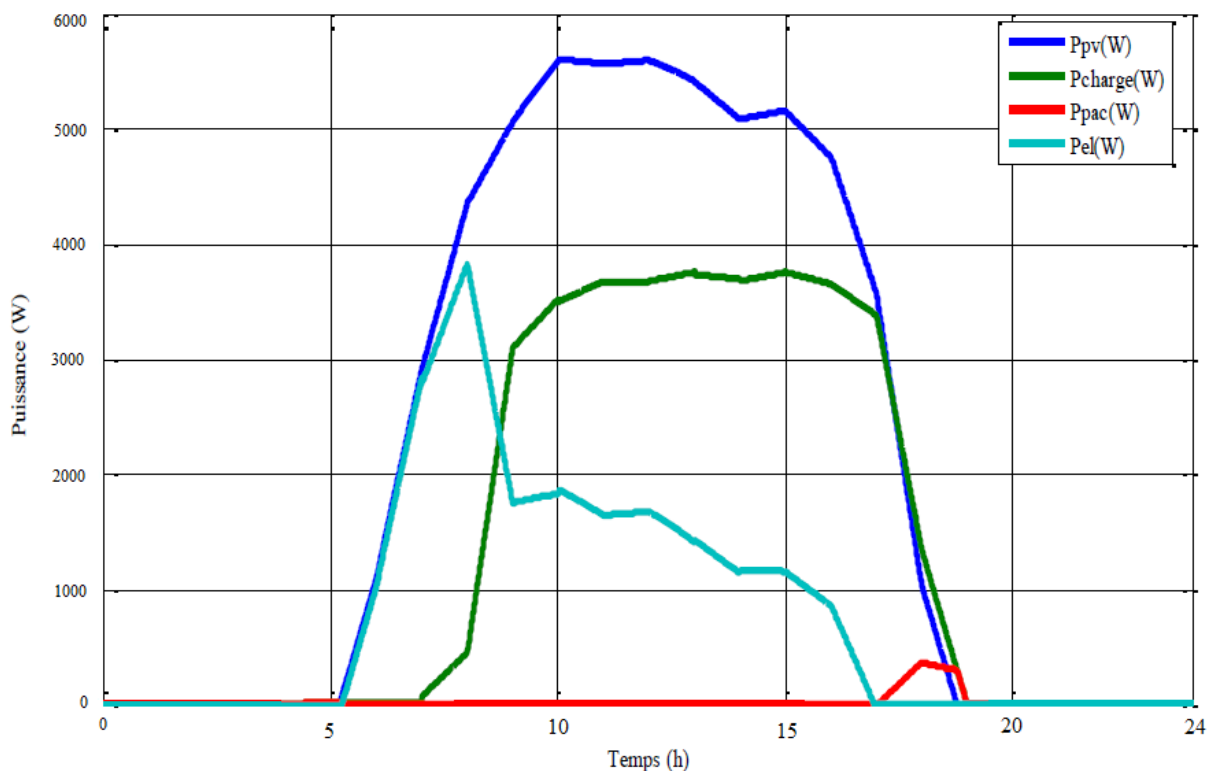


Figure IV-4 : Évolution des puissances échangées au niveau du bus DC pour une journée favorable de fonctionnement du système SEH

Avec :

P_{pv} = Puissance délivrée par les panneaux solaires photovoltaïques ;

P_{charge} = Puissance consommée par la charge ;

P_{pac} = Puissance délivrée par la pile à combustible ;

P_{el} = Puissance consommée par l'électrolyseur.

L'énergie qui est fournie directement par le champ PV à la charge dépend du profil de charge. Si on favorise l'alimentation directe, on accroît fortement l'énergie brute et on diminue la consommation journalière de dihydrogène. Cela entraîne une augmentation du volume de stockage du fait de l'énergie brute importante.

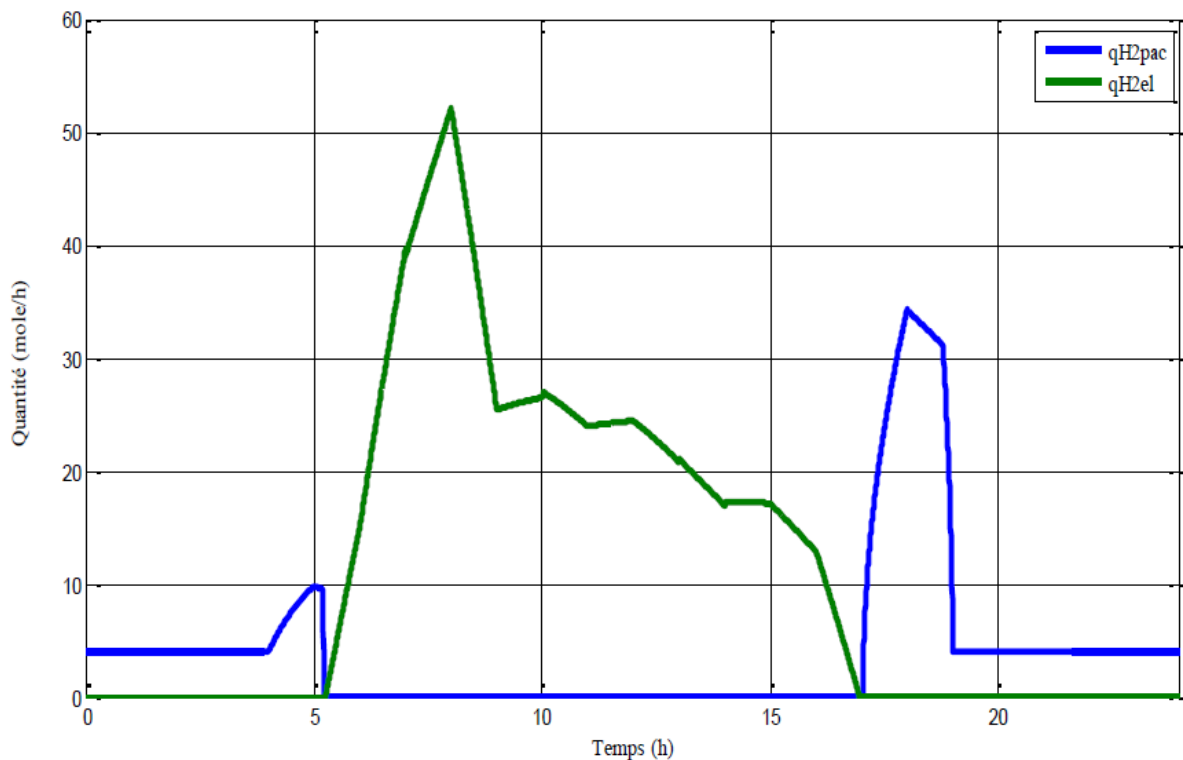


Figure IV-5 : Évolution des quantités de dihydrogène produit par l'électrolyseur et consommé par la pile à combustible pour une journée favorable de fonctionnement du système SEH.

Avec : q_{H2pac} = quantité de dihydrogène consommée par la pile à combustible q_{H2el} = quantité de dihydrogène produite par l'électrolyseur.

IV.4.1.b. Par rapport au mois défavorable

Pour une journée choisie, correspondant à la condition climatique défavorable (mois le moins ensoleillé). Le mois défavorable de l'année est le mois d'Août (figure IV-3) et l'ensoleillement

moyen est de 4,3 kWh/m²/j. La Figure IV-6 décrit l'évolution du système au cours de cette journée.

Sur les périodes 7 heures à 12 heures, 14 heures à 14 heures 30 minutes et 15 heures 30 minutes à 19 heures, la production solaire est insuffisante pour couvrir les besoins de la charge, d'où l'activation de la pile à combustible pour compenser le déficit. Par conséquent l'électrolyseur ne peut fonctionner sur cette période et il ne peut avoir de production du dihydrogène.

De 12 heures à 14 heures 30 minutes et 14 heures 30 minutes à 15 heures 30 minutes, il y a un excédent d'énergie solaire (figure IV.6) ; ceci permet à l'électrolyseur de se mettre en marche et ainsi produire du dihydrogène pendant ces périodes (figure IV.7).

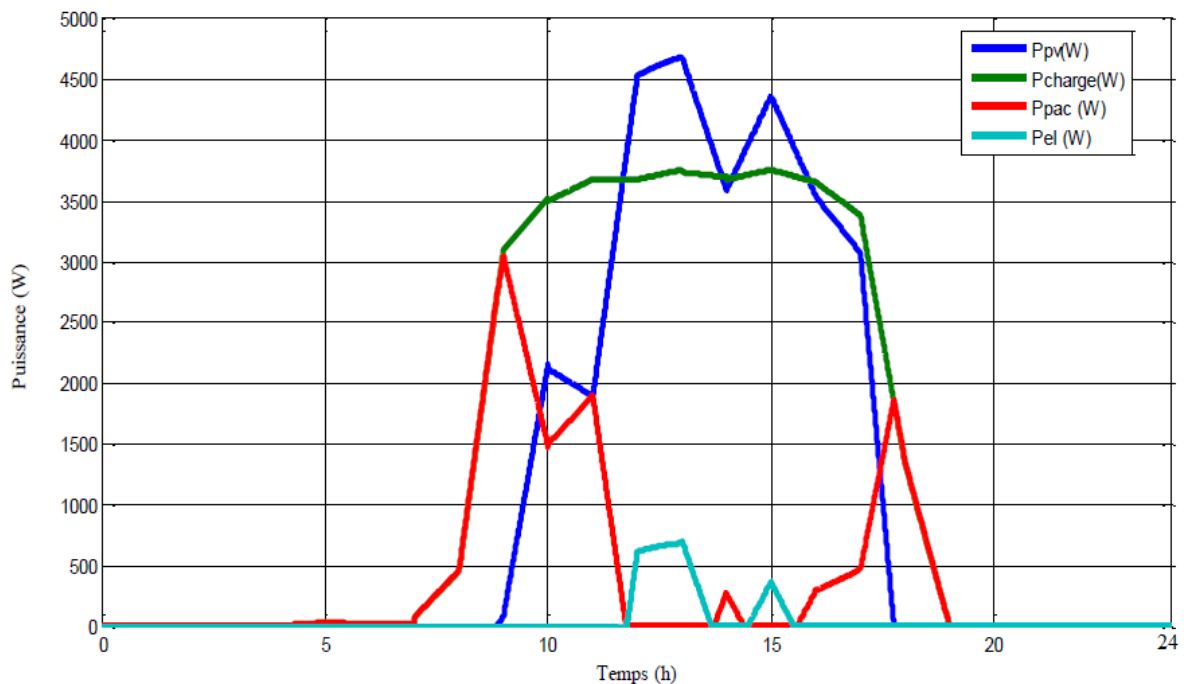


Figure IV-6 : Évolution des puissances échangées sur le bus DC pour une journée défavorable de fonctionnement du système SEH.

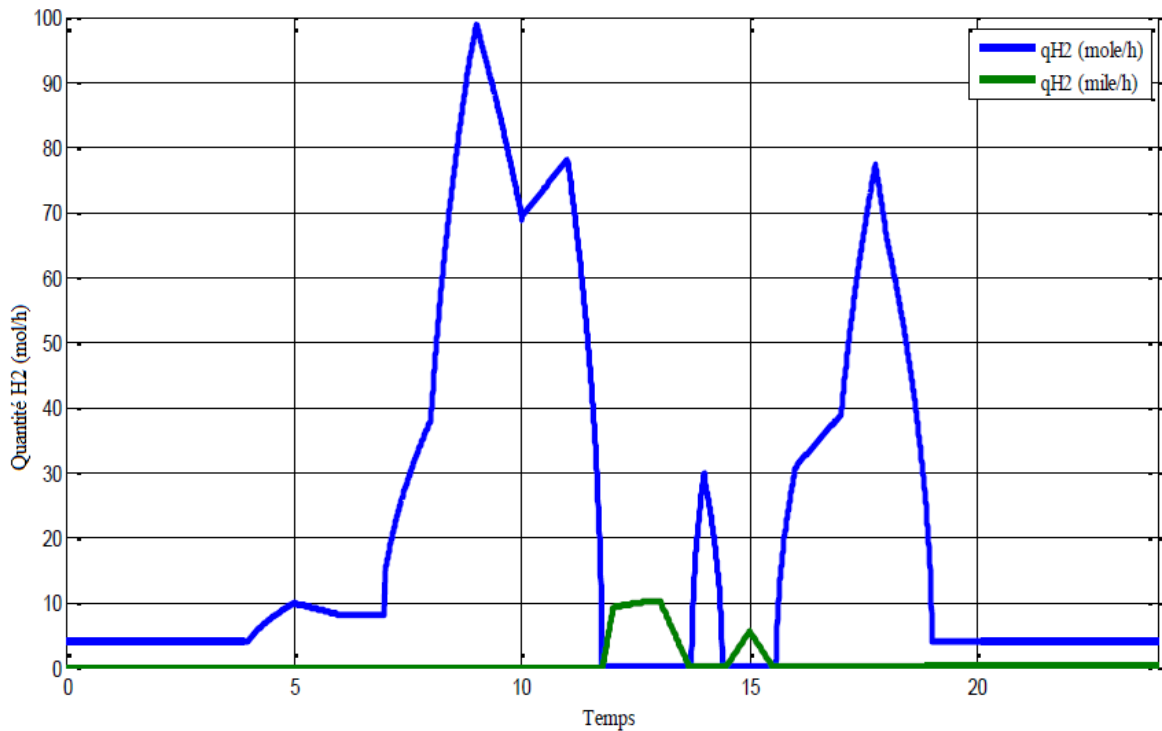


Figure IV-7 : Évolution des quantités de dihydrogène produit par l'électrolyseur et consommé par la pile à combustible pour une journée défavorable de fonctionnement du système SEH.

L'énergie qui est directement fournie par le champ PV à la charge est moins importante. Cela entraîne un fonctionnement limité de l'électrolyseur par l'énergie brute disponible. De ce fait, le volume de stockage et la consommation journalière de dihydrogène deviennent moins importants, comme l'illustre la figure IV-7.

De cette étude, nous pouvons dire que, pour l'optimisation du système, le volume de stockage du gaz doit dépendre de la puissance solaire.

IV.2. DIFFERENTES CHARGES

Dans notre étude, la demande de l'utilisateur est variable et fonction des périodes d'exploitation. On teste différentes charges afin d'évaluer l'impact du profil de charge sur le rendement du système et sur le volume de stockage nécessaire. Pour notre analyse, c'est la charge que nous dimensionnons par rapport à l'installation. Pour une charge constante, on détermine la puissance qui rend l'installation autonome. La démarche est la même pour les autres profils : on implante un facteur d'amplification de la demande de l'utilisateur pour permettre la modification de la consommation moyenne journalière et adapter la charge à un système donné.

IV.2.1. Critère de corrélation charge-PV : PLM (PV-Load Meet)

Le critère de corrélation charge-PV (PLM) est défini pour tenir compte du déphasage de la charge et de l'ensoleillement. C'est le pourcentage de charge directement fournie par le générateur solaire.

IV.2.1.a. Charge constante

La figure IV-8 donne l'évolution de la puissance du champ PV du système sur une journée. Le PLM est déterminé par le rapport de la consommation lorsque la puissance du champ PV est supérieure à la puissance de la charge (rectangle violet hachuré) et l'énergie totale consommée par l'utilisateur (rectangle rouge hachuré). Pour une charge constante de 1300 W, le PLM est égal à 37,5 %, sur une journée de fonctionnement, déterminé à partir de la figure IV-8.

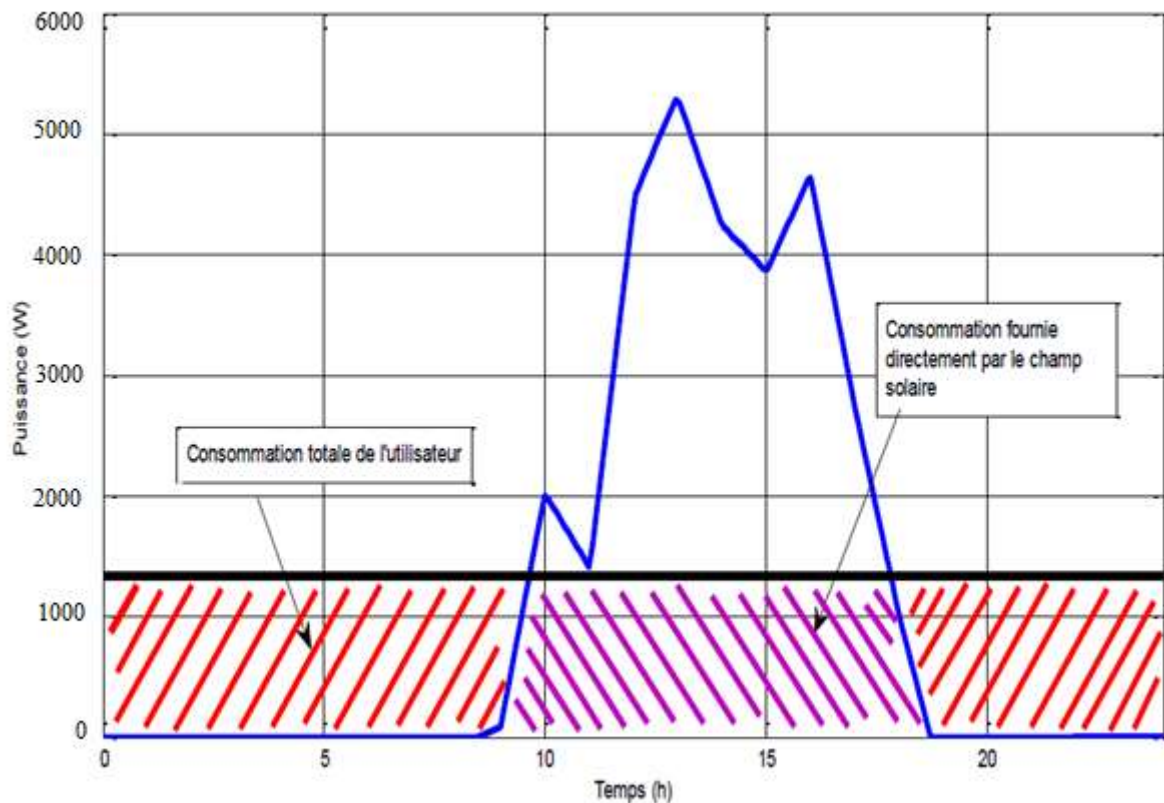


Figure IV-8 : Définition du PLM, critère de corrélation entre la charge et le PV – Cas de la charge constante 1300 W : $PLM = 37,5 \%$

IV.2.1.b. Charges sinus

On teste des profils supplémentaires très éloignés des profils réels pour mettre en évidence l'impact de la corrélation entre la charge et l'ensoleillement [12]. On utilise ici, des profils de type sinus de déphasage égal à $\pi/9$ et $\pi/5$. Pour un déphasage de $\pi/9$, la charge a un profil où la consommation est importante la nuit. Pour un déphasage de $\pi/5$, la charge a un profil où la consommation est importante la journée (figure IV-9).

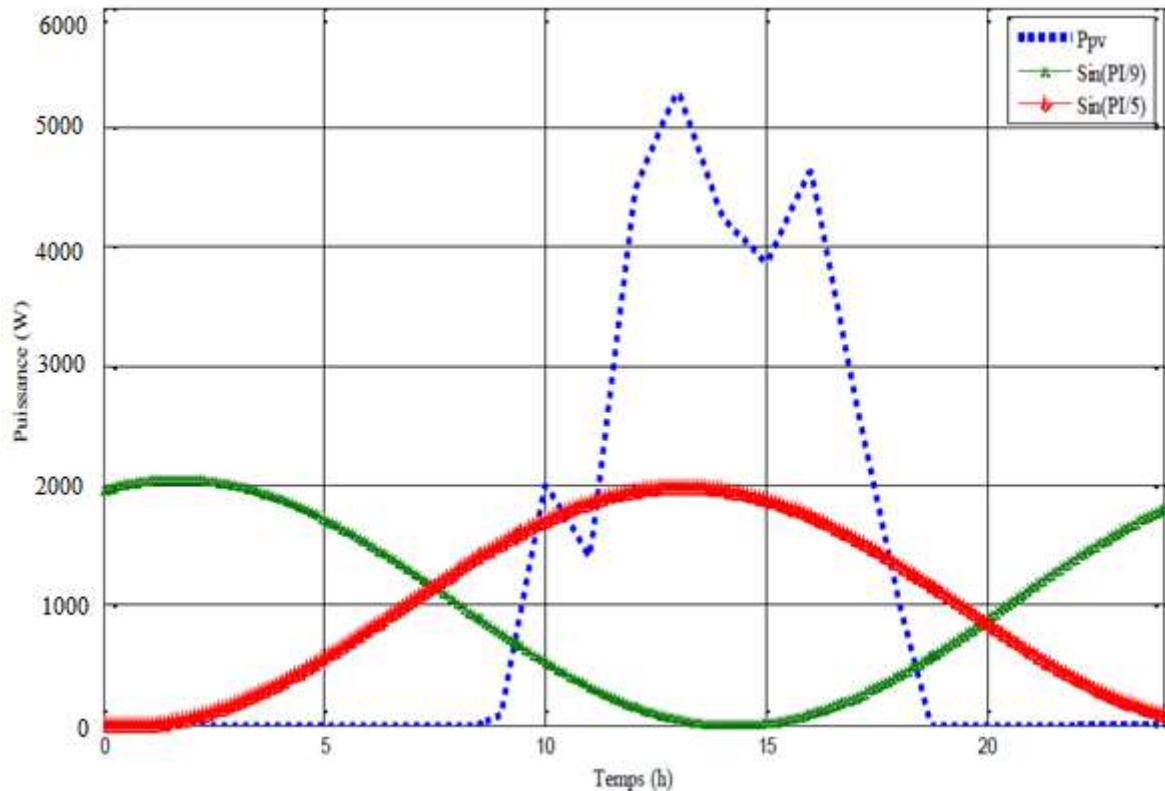


Figure IV- 9 : Corrélation entre la charge et le PV – Cas de la charge $\pi/5$: PLM = 46 % & cas de la charge $\pi/9$: PLM = 18%

La Figure IV-9 donne l'évolution journalière de la puissance photovoltaïque et de deux charges de type sinus. Quand la charge (courbe rouge de déphasage $\pi/5$) est en phase avec l'ensoleillement, le PLM est de 46 %. La charge est alors majoritairement fournie par le champ solaire PV. A l'inverse, si la charge (courbe verte de déphasage $\pi/9$) n'est pas en phase avec la puissance solaire, le PLM est de 18 %, le système a un rendement plus faible. La pile à combustible délivre dans ce cas une puissance moyenne plus élevée pendant la nuit. Comme la puissance demandée est faible dans la fenêtre d'ensoleillement, le champ solaire PV peut alimenter la charge complète pour de faibles ensoleillements, ceci explique la courte durée de

fonctionnement de la pile à combustible pour un PLM faible. La pile à combustible produit la chaleur qui dépend de la puissance moyenne qu'elle délivre.

IV.3. RESULTATS ET ANALYSES

Le rendement du système se définit comme le rapport de l'énergie annuelle consommée par la charge et celle produite par les panneaux solaires PV. Comme la surface du champ PV qui est de 36,29 m² (32 modules de 1,134 m²) (voir Annexe B) n'est pas modifiée quelle que soit le système étudié, l'énergie solaire produite durant une année de fonctionnement à INPHB-centre est en moyenne égale à 9071,33 kWh. La différence entre l'énergie photovoltaïque produite par le champ PV et l'énergie consommée par l'utilisateur correspond aux pertes dans le système. Par manque de modèle empirique, une consommation intrinsèque n'a pu être prise en compte. En fait, l'appareil central de conversion et de gestion d'énergie (PMU), la pile à combustible et l'électrolyseur, ont une consommation intrinsèque non négligeable. Le PMU a une consommation intrinsèque qui correspond aux pertes par commutation des différents convertisseurs.

IV.3.1. Consommation intrinsèque du système PV-SEH

Pour un système hybride de production d'énergie, la consommation intrinsèque de composants électrochimiques demeure très importante. En général, la consommation des périphériques est constante pour l'électrolyseur et est fonction de l'intensité et de l'état de fonctionnement de la pile à combustible. Pour notre étude, on supposera que la consommation intrinsèque est constante, par manque de modèle qui exprime la valeur de la consommation intrinsèque des composantes électrochimique, on considère que la puissance consommée par les composantes auxiliaires varie entre 5 et 15 % de la puissance globale du système [135].

IV.3.2. Fonctionnement et paramètres du système PV-SEH

La Figure IV-10 décrit le fonctionnement simplifié sur une année du système PV-SEH. Le fonctionnement du système et l'impact de ses paramètres décrits ci-dessous, proviennent de l'analyse de l'ensemble des simulations réalisées.

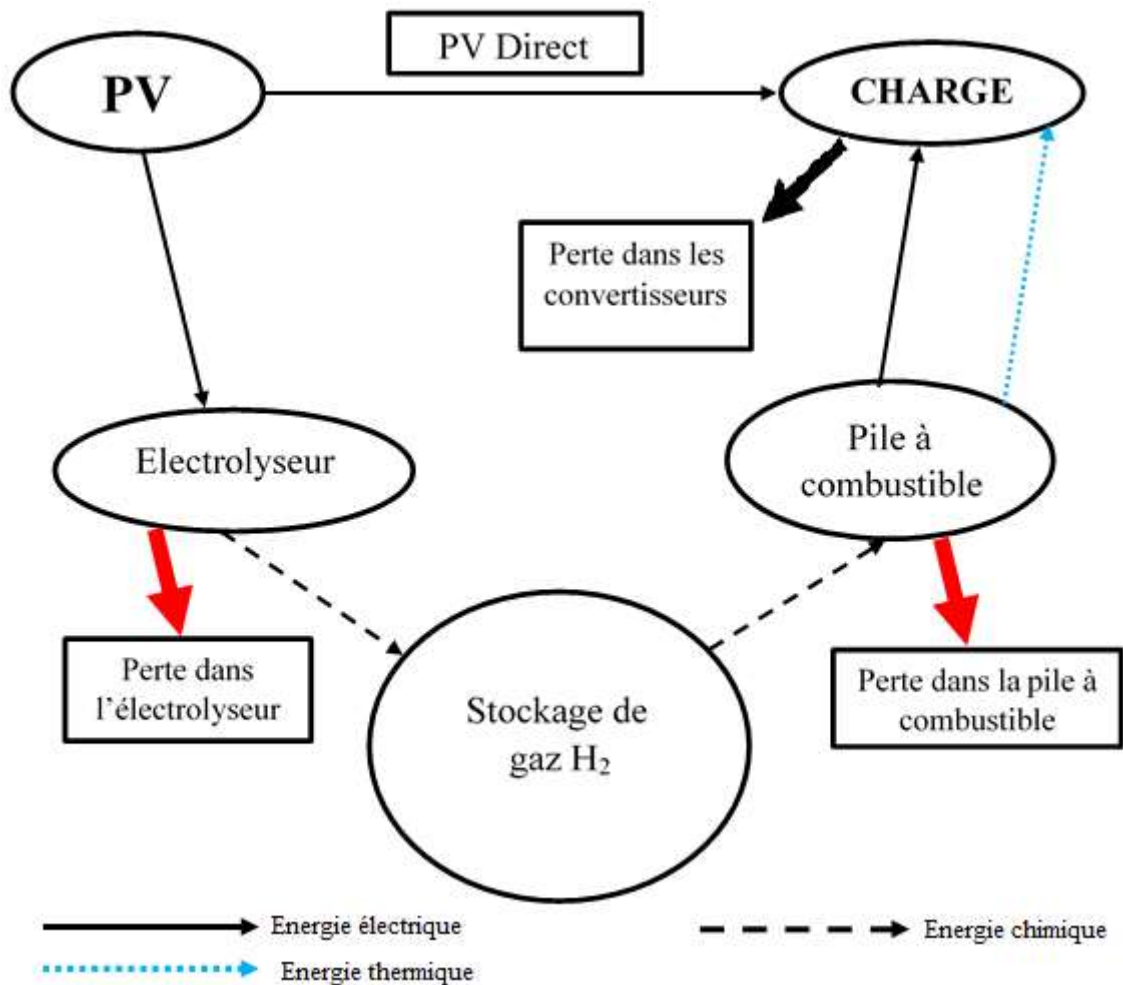


Figure IV-10 : Schéma de fonctionnement du système PV-SEH

L'énergie photovoltaïque (PV) produite sur une année, est l'énergie totale qui entre dans le système. Cette énergie se subdivise en deux parties :

- Une première partie de cette énergie est fournie prioritairement à la charge de manière directe (PV Direct).
- La seconde partie passe par le système de stockage via l'hydrogène et subit des pertes dans les cellules électrochimiques dues aux rendements énergétiques et faradiques.

La somme de ces deux énergies subit encore des pertes dues aux convertisseurs et à la consommation intrinsèque (composantes électrochimiques). Le rendement du système est fonction de l'ensemble de ces pertes.

Le volume de stockage d'hydrogène est dimensionné de sorte que l'énergie stockée au cours des mois favorables soit égale à l'énergie consommée pendant les mois défavorables. La flèche en noire pointillée correspond à la quantité de dihydrogène produit par l'électrolyseur au cours de l'année qui correspond aussi à celle consommée par la pile à combustible pendant la même

année. Elle n'est pas égale au volume de stockage car prenant en compte la consommation journalière de dihydrogène.

Quand on accroît la consommation intrinsèque ou la perte au niveau des convertisseurs, on pénalise directement la charge car, l'énergie qui provient du champ PV et de la pile ne varie pas. Aussi, le volume de stockage et la quantité d'hydrogène produit pendant l'année n'évoluent pas. Le volume de stockage dépend uniquement du profil annuel de la charge et de l'énergie brute (énergie fournie par les PV et par la pile à combustible (tirets en bleu)).

Quand on modifie les performances des composants électrochimiques, l'énergie brute devient plus importante (aucune perte). Par contre, la modification des cellules n'entraînant pas de forte augmentation de leur rendement moyen, l'énergie brute n'est que légèrement plus importante. Par conséquent, le volume de stockage et la consommation journalière de dihydrogène augmentent légèrement.

IV.3.3. Le diagramme de répartition des puissances échangées au sein du système

La figure IV-11, présente la répartition des puissances mises en jeu dans le tableau IV-1 au sein du système. Les valeurs présentées sont des puissances moyennées sur une année de fonctionnement (Energie annuelle = Puissance moyenne annuelle x 8760 h). Ce diagramme permet d'apprécier le fonctionnement du système global du point de vue énergétique, en donnant des informations au niveau des composants, comme leur rendement.

Tableau IV-1 : Variables utilisées dans le diagramme de répartition des puissances mises en jeu au sein du système pour le cas testé.

Champ PV	
P_{MPPT}	Puissance du champ PV en sortie du convertisseur MPPT (P_{moyen})
$\eta_{DC-DC PV}$	Rendement moyen du convertisseur DC/DC du champ PV ($P_{DC/DC PV} / P_{MPPT}$)
$P_{DC-DC PV}$	Puissance du champ PV en sortie du convertisseur DC/DC (P_{moyen})
P_{PV_direct}	Puissance du champ PV directement fournie à l'utilisateur (P_{moyen})
Stockage Batteries	
P_{Bat_st}	Puissance stockée dans les batteries (P_{moyen})
η_{Bat}	Rendement moyen du stockage batteries ($P_{Bat-prod} / P_{Bat-st}$)
P_{Bat_prod}	Puissance produite par les batteries (P_{moyen})
Système électrolyseur (EL)	
P_{totEL}	Puissance fournie au système EL (W)
$\eta_{DC/DC EL}$	Rendement moyen du convertisseur DC/DC du système EL ($P_{DC-DC EL} / P_{tot-EL}$)
$P_{DC/DC EL}$	Puissance totale du système EL en sortie du convertisseur DC/DC (P_{moyen})
Système pile à combustible (PAC)	
$P_{DC/DC PAC}$	Puissance du système PAC en sortie du convertisseur DC/DC (W)
$\eta_{DC/DC PAC}$	Rendement moyen du convertisseur DC/DC du système PAC ($P_{DC-DC PAC} / P_{net-PAC}$)
P_{net_PAC}	Puissance nette produite par le cœur de pile (P_{moyen}) ($P_{tot-PAC} - P_{ci-PAC}$)
Charge	
P_{ond}	Puissance fournie en entrée de l'onduleur (P_{moyen}) ($P_{DC/DC PAC} + P_{PV-direct} + P_{Bat-prod}$)
η_{ond}	Rendement moyen de l'onduleur (P_{charge} / P_{ond})
P_{charge}	Puissance fournie à l'utilisateur en sortie de l'onduleur (P_{moyen})
Système global	
η_{syst_global}	Rendement global du système (P_{charge} / P_{MPPT})

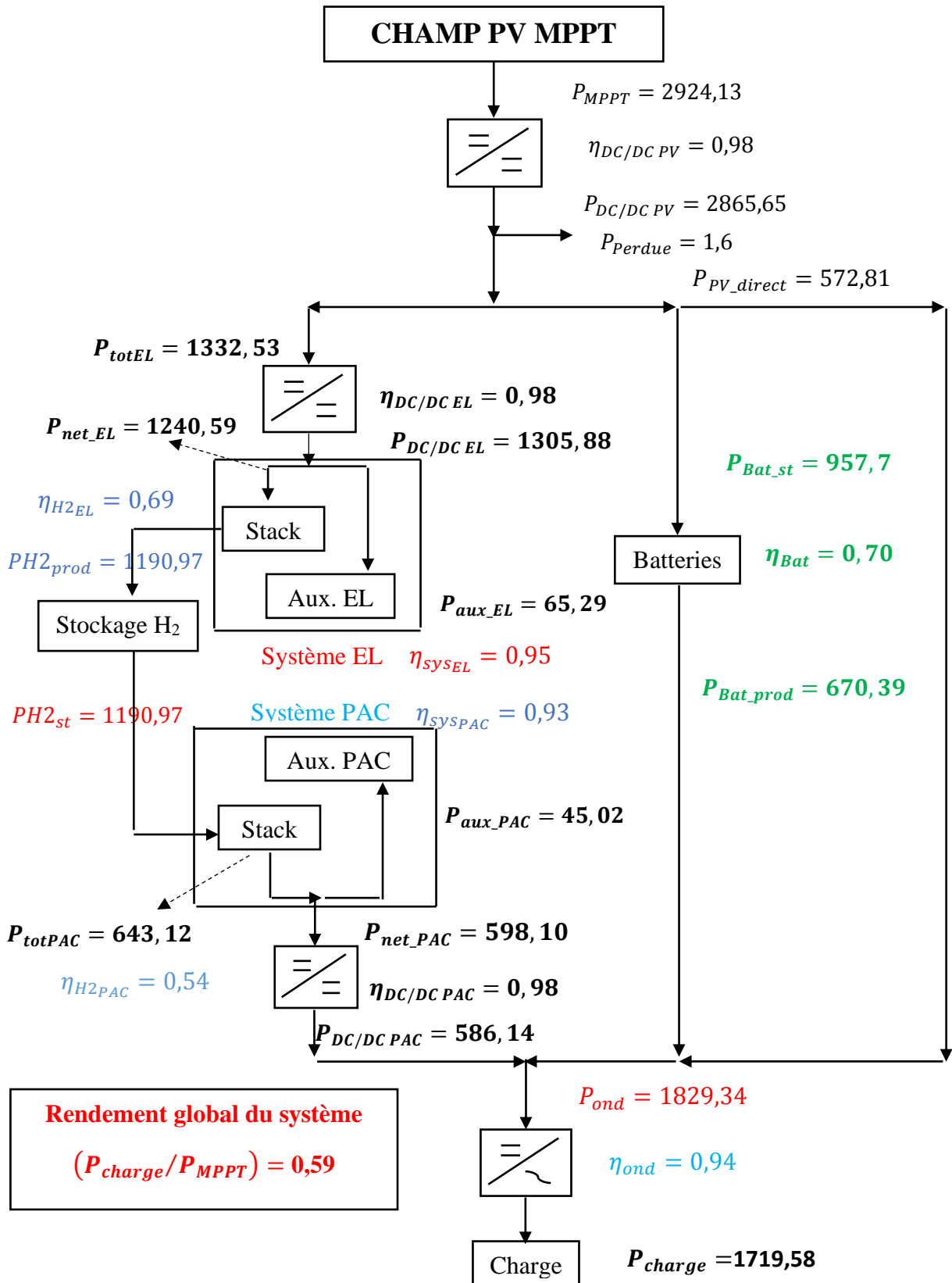


Figure IV-11 : diagramme de répartition des puissances mises en jeu au sein du système pour le cas testé.

Le rendement global du système est donc de 59%. Plus de la moitié de l'énergie produite par le champ PV (P_{MPPT}) est fournie à l'utilisateur final, le reste est perdu.

Plusieurs raisons peuvent expliquer les pertes d'énergie :

- ✓ On ne peut pas utiliser toute l'électricité produite par le champ car, il y a une quantité perdue P_{Perdue} ;
- ✓ La conversion en énergie chimique de l'électricité stockée au niveau des différents composants de stockage engendre des pertes ;
- ✓ L'utilisation des différents convertisseurs (DC/DC ou DC/AC) occasionne des pertes liées au transport du courant (pertes par effet joules, etc.) et à sa conversion (perte par commutation, etc.).

Il n'y a que 20 % de l'électricité produite par le champ solaire PV sur une année de fonctionnement qui est directement fournie à l'utilisateur (P_{pv_direct}) sans passer par les unités de conversion d'énergie. Cette quantité subit très peu de pertes et doit donc être maximisée pour augmenter davantage le rendement global du système.

L'énergie qui transite par les composants de stockage subit des pertes considérables liées aux rendements de conversion des batteries, de l'électrolyseur et de la pile à combustible.

Le tableau IV-2 présente pour chaque composant, sa durée d'utilisation sur l'année, ainsi que son rendement moyen de conversion.

Tableau IV-2 : Durée d'utilisation et rendement de conversion des composants du stockage d'énergie.

	Durée d'utilisation (h)	Rendement moyen de conversion
Batteries	5475	0,70
Electrolyseur	1825	0,69
Pile à combustible	2555	0,54

Les batteries ont un faible rendement par rapport aux valeurs habituellement rencontrées dans ce type d'utilisation (autour de 0,85) [12, 13].

Aussi, par rapport à ce tableau IV-2, on peut mentionner la faible durée d'utilisation des composants pile à combustible et électrolyseur sur l'année de simulation. Les batteries sont utilisées sur environ deux tiers (62,5%) de l'année, la pile à combustible pratiquement un tiers (29,17 %) de l'année et l'électrolyseur un peu plus de 20 %.

IV.3.4. Diagramme de répartition des différentes pertes dans le système

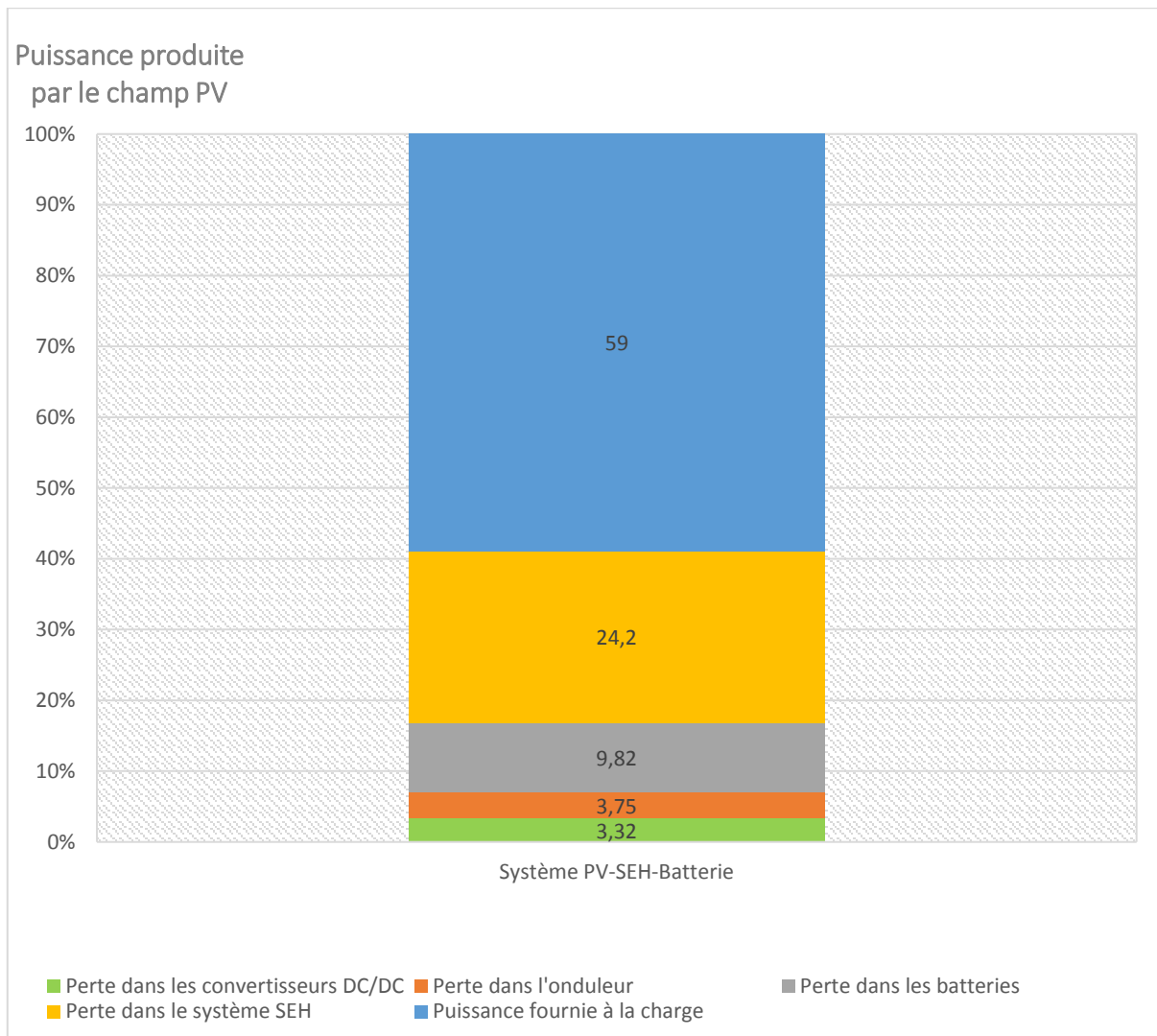


Figure IV-12 : Répartition de la puissance électrique produite par le champ PV (2924,13 W en moyenne sur l'année).

Sont illustrées sur la figure IV-12 les pertes occasionnées dans les différents composants du système.

Environ 60 % de l'énergie produite par le champ PV alimente en réalité l'utilisateur final.

Le reste étant perdu soit au niveau des convertisseurs DC/DC et DC/AC (à hauteur de 7,07 % environ), soit au niveau des unités de stockage (24,20 % dans le SEH et 9,82 % dans les batteries).

IV.4. ETUDE ECONOMIQUE

Les technologies basées sur le dihydrogène pour bon nombre ne sont pas commercialement disponibles ou alors en petites séries. De ce fait, nous donnons un ordre de grandeur des coûts des systèmes considérés pour une étude économique vraiment simplifiée.

IV.4.1. Hypothèses de coût des composants

Les calculs économiques concernent le coût total du système sur une période économique de vingt (20) ans. Ce coût comprend entre autres, le coût d'investissement initial (CI), le coût d'opération et maintenance (COM) et le coût de remplacement (CR) des composants sur la période concernée. Les coûts indiqués sont en francs CFA, les taux d'inflations et d'intérêts ne sont pas pris en compte.

Les hypothèses de coûts des composants sur lesquelles nous avons basé nos calculs, sont données dans le tableau V-3 [4 ; 13 ; 25].

Tableau IV-3 : Hypothèses de coûts des composants des systèmes [4 ; 13 ; 25].

COMPOSANT	Coût d'Investissement Initial (CI)	Durée de Vie	Coûts Opération et Maintenance (en % du CI)
PV	1 200 FCFA. Wc ⁻¹	20 ans	1
Pile à combustible	3000 FCFA. W ⁻¹	0.5 an	2.5
Electrolyseur	5 200 FCFA. W ⁻¹	10 ans	2
Stockage H ₂ : (à 20 bar jusqu'à 600 Nm ³)	22 750 FCFA. Nm ⁻³	25 ans	0.5
Batterie plomb-acide	97 500 FCFA.kWh ⁻¹	5 ans	1
Convertisseurs	650 FCFA. W ⁻¹	5 ans	1

IV.4.2. Fonction coût

Le coût d'un élément peut être défini comme celui exprimé dans l'équation suivante [136] :

$$C_{\text{élément}} = DV_{\text{système}} \cdot COM + N_{\text{élément}} \cdot P_{\text{élément}} \cdot (CI + CR) \quad \text{Eq. I V. 1}$$

$N_{\text{élément}}$ représente le nombre d'élément nécessaire.

$P_{\text{élément}}$ puissance de l'élément (pour la batterie, on prendra la capacité).

CI : Coût unitaire d'investissement (FCFA/W).

CR : Coût d'installation ou de remplacement de l'élément (FCFA/W).

COM : Coût annuel pour la maintenance de l'élément exprimé (FCFA/W.an).

DV_{système} : Durée de vie du système (an).

Le coût total du système est donc défini comme suit [136] :

$$C_{total} = C_{PV} + C_{PAC} + C_{H_2} + C_{EL} + C_{BATT} \text{ Eq. IV.2}$$

Avec :

C_{PV} : coût des panneaux photovoltaïques;

C_{PAC} : coût de la pile à combustible;

C_{H_2} : coût des réservoirs de stockage de dihydrogène;

C_{EL} : coût de l'électrolyseur;

C_{BATT} : coût des batteries au plomb;

C_{total} : coût total du système.

IV.4.3. Résultats des calculs de coûts

On observe que le coût total du système hybride d'énergie qui utilise hydrogène et les batteries comme moyen de stockage d'énergie est de l'ordre de 12 661 270 FCFA. Ce coût reste considérablement élevé.

IV.5. CONCLUSION PARTIELLE

Les simulations effectuées, permettent une analyse du fonctionnement du système SHPE et de l'influence de ses paramètres.

On peut résumer les tendances observées dans ce chapitre comme suit :

La réalisation d'un système hybride de génération d'énergie basé sur l'énergie solaire avec stockage hybride (dihydrogène + batteries au plomb) est possible à l'INPHB, le rendement théorique atteint étant appréciable (59%).

L'hybridation du SEH avec des batteries conduit toujours à de meilleurs résultats que l'utilisation du SEH seul, en termes de dimensionnement et de performance car, le stockage hybride permet un gain par rapport au SEH seul de 12 % à 41 % sur le rendement global du système, selon le lieu considéré [13].

En ce qui concerne le rendement global, les résultats obtenus par simulation sur le site de L'INPHB-centre dont il est question dans cette étude sont en accord avec des systèmes hybrides d'énergies (SHPE) étudiés sous d'autres cieux [13] (cf. Tableau IV-4)

Tableau IV-4 : Rendement global de SHPE étudiés sous d'autres cieux

Etude	Rendement global (%)
J. Labbé, "l'Hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés", <i>Thèse de doctorat de l'Ecole des Mines de Paris, 2006.</i>	50
T. Benmessaoud, "Système d'énergie hybride PV-SOFC étude de cas de réalisation stationnaire à l'USTO", <i>Thèse de Doctorat de l'université des sciences et de la technologie - Mohamed Boudiaf- Oran, 2012.</i>	68

Le frein technico-économique du système SHPE reste la durée de vie des piles à combustibles.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

La production d'énergie de sources renouvelables qui combinent le solaire photovoltaïque, la PAC, l'électrolyseur et les batteries, répond bien à la problématique posée par le contexte énergétique actuel. Il y a lieu de trouver des solutions énergétiques alternatives et durables qui répondent efficacement à la diminution des énergies fossiles, qui ne participent pas à la production de gaz à effet de serre et permettant la généralisation de l'accès à l'électricité, notamment dans les pays en voie de développement.

Considérer son utilisation à grande échelle et à moyen terme, nécessite la validation de certains aspects techniques. D'importants efforts restent à fournir en matière de recherche et développement avant de voir cette technologie atteindre la production de masse souhaitée.

Le secteur de l'automobile reste certes le plus avancé en termes d'activités de recherche, mais il ne se prête pas à l'utilisation de tel type de stockage, principalement pour des raisons de compacité et d'efficacité.

Les réponses que nous avons tenté d'apporter visaient à mettre au point un système de production hybride d'électricité avec stockage batterie d'une part et Stockage Hydrogène d'autre part dans le cadre de systèmes photovoltaïques isolés.

Notre étude a porté sur un système non raccordé au réseau, qui comprend principalement une charge de type habitat (utilisateur final), un système de stockage d'énergie (SEH-batteries) et un champ photovoltaïque.

Pour étudier et simuler le système, nous avons procédé à une étude bibliographique qui a permis de rassembler toutes les informations nécessaires au dimensionnement, au choix du système et de ses composants.

L'analyse de l'outil conçu dans l'environnement Matlab-Simulink du système, permet d'évaluer le rendement du système de stockage par détermination de différentes énergies produites ou consommées au niveau de chaque composant.

L'avantage de paramètres de corrélation PLM réside dans leur facilité d'utilisation. En effet, Il permet de trancher assez rapidement sur l'utilisation d'un certain type de stockage pour un lieu et un consommateur donnés. L'utilisation de paramètres de corrélation PLM peut s'étendre à n'importe quel type de ressource renouvelable.

L'outil de modélisation permet la simulation du fonctionnement du système complet pour une charge et un site donnés. Ce modèle permet la modélisation de tout système à partir de résultats

expérimentaux de composants. L'architecture modulaire du modèle complet et de ses composants permet de déterminer simplement les paramètres d'ajustement et une utilisation de chaque modèle dans d'autres applications. Les résultats de simulation permettent la caractérisation du fonctionnement d'application autonome. Le rendement théorique global de fonctionnement est évalué à 59 %.

Il ressort de notre étude que, les cas d'applications pour lesquels l'utilisation du stockage d'énergie via le dihydrogène peut être préconisée, permettant l'obtention de meilleurs rendements du système entier, de maximiser l'utilisation de ressource renouvelable et l'obtention d'un dimensionnement des composants plus intéressant, est son hybridation avec les batteries.

Finalement, ce travail a montré que les systèmes PV-SEH-Batteries pourraient atteindre des performances très intéressantes. Cependant, des freins technologiques de systèmes PV-SEH-Batteries de faibles puissances sont la durée de vie de la pile à combustible et la limite possible des performances du système de stockage par le dihydrogène pour le fonctionnement sécurisé des composants électrochimiques.

Le présent travail est loin d'être achevé. Nous pouvons indiquer quelques points qui nous semblent pertinent de développer dans le prolongement de cette étude qui sont :

- ❖ Le dimensionnement des composants du système hybride par un logiciel approprié spécialisé dans le calcul technique et économique pour une diminution des coûts de revient ;
- ❖ La validation des résultats par un banc d'essais ;
- ❖ La connexion du SHPE au réseau électrique ;

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] L. Bridier, "modélisation et optimisation d'un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente ", *Thèse de Doctorat de l'université de la Réunion, N° d'ordre : 0038, 2016.*
- [2] http://sfp.in2p3.fr/Debat/debat_energie, Avril 2018.
- [3] <http://www.manicore.com/documentation/equivalences.html>, Avril 2018.
- [4] T. Benmessaoud, "Système d'énergie hybride PV-SOFC étude de cas de réalisation stationnaire à l'USTO", *Thèse de Doctorat de l'université des sciences et de la technologie - Mohamed Boudiaf- Oran, Juillet 2012.*
- [5] C. Alonso, "Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie", *Mémoire en vue de l'obtention de l'habilitation à diriger les recherches, université Paul Sabatier Toulouse III, 2003.*
- [6] L. Croci, "Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/super condensateurs ", *Thèse Doctorat, Université de Poitiers, 2013.*
- [7] L. Zhang, Y. Li, "Optimal energy management of hybrid power system with two-scale dynamic programming". *Power Systems Conf. Exposition (PSCE), IEEE/PES, vol. 1e8, pp. 20-23, March 2011.*
- [8] B.O. Bilal, V. Sambou, P.A. Ndiaye, C.M.F. Kébé, M. Ndong, "Study of the influence of load profile variation on the optimal sizing of a standalone hybrid PV/wind/battery/diesel system", *Energy Procedia, pp. 1265-75, 2013.*
- [9] I. Biswas, D. Vaishalee, P. Bajpai, "Sizing optimization of PV-FC-battery system with hybrid PSO-EO algorithm", *IEEE Annual India Conference (INDICON), vol. 869e874, pp. 7-9, Dec 2012.*
- [10] A. A. Hadj, B. A. Driss, R. Amimeur, E. Lorenzo, " Photovoltaic systems sizing for Algeria", *Solar energy vol. 54, n°. 2, pp. 99-104.*
- [11] R. Posadillo, R. L. Luque, "A sizing method for stand-alone PV installations with variable demand", *Renewable Energy, vol. 33, pp.1049-1055, 2008.*

- [12] S. Busquet, "Etude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation", *Thèse de doctorat de l'Ecole des mines de Paris, N° d'ordre :1195, 2003.*
- [13] J. Labbé, "l'Hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés", *Thèse de doctorat de l'Ecole des Mines de Paris, N° d'ordre : 1434, 2006.*
- [14] F. Gailly, "Alimentation électrique d'un site isolé à partir d'un générateur photovoltaïque associé à un tandem électrolyseur/pile à combustible (batterie H₂/O₂)", *Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 2011.*
- [15] <http://www.cinergies.ci/chiffres-cl%C3%A9s.html>, Mai 2018.
- [16] <http://www.cie.ci/pept/actualite#201410231>, Mai 2018.
- [17] Fraternité Matin, quotidien gouvernemental ivoirien : les grands rendez-vous de fraternité matin, thème "énergies renouvelables et efficacité énergétique en Côte d'Ivoire. Un potentiel à valoriser", p. 03, 11 Mars 2014.
- [18] B.K. Koua, P. M. E. Koff, P. Gbaha, S. Touré," Present status and overview of potential of renewable energy in Côte d'Ivoire ", *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 41, pp. 907 – 914, 2015.*
- [19] Séminaire national sur l'énergie / Groupe thématique N°4 : *Energie Renouvelable et Maîtrise de l'Energie, 2012.*
- [20] Pourquoi l'hydrogène ? N° 50/51, Hiver 2004-2005, www.cea.fr.
- [21] A. Goetzberger, G. Bopp, W. Stahl, "The PV/Hydrogen/Oxygen – system of the self-sufficient solar house Freiburg", *IEEE, pp. 1152-1158, 1993.*
- [22] D. Abbes, "Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome ", *Thèse Doctorat, Université de Poitiers, 2012.*
- [23] I. Vechiu, "modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome", *Thèse Doctorat, Université du Havre, 2005.*

- [24] M. Bouthaina, " Architectures intégrées de gestion de l'énergie pour les multi-systèmes autonomes utilisant le stockage par accumulateurs ", *Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri Constantine, N° de série :20/D3C/2018, N° d'ordre : 01/Elec/2018, 2018.*
- [25] C. Darras, "Modélisation de systèmes hybrides Photovoltaïque / Hydrogène : Applications site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H)", *Thèse de Doctorat de l'Université de Corse, 2010.*
- [26] V. Lazarov, "Hybrid Power Systems with Renewable Energy Sources – Types, Structures, Trends for Research and Development", *Eleventh International Conference On Electrical Machines, Drives And Power Systems, Sofia, Bulgaria, 15 – 16 September 2005.*
- [27] L. Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables", *Thèse de Doctorat, Université technique de Sofia, 2011.*
- [28] C. D. Barley, "Hybrid Power Design Handbook (with Software)", *Second Edition July 1997.*
- [29] E. I. Baring-Gould, L. Flowers, P. Lundsager and al., "Worldwide status of wind-diesel applications", *Pre-Workshop Wind-Diesel 101, Anchorage, Alaska, 2004.*
- [30] S. Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion", *Thèse Doctorat, Université de Grenoble, 2010.*
- [31] A. Benjemaa, "Coopération méta heuristique et logique floue pour le dimensionnement d'une installation hybride", *Thèse doctorat, Université de Reims Champagne-Ardenne, 2015.*
- [32] L. Protin, S. Astier, "Convertisseurs photovoltaïques", *Techniques de l'ingénieur, D3360.*
- [33] T. Abdulkader, "Modelling, control and supervision of multi-source system connected to the network with a buffer storage of electrical energy via hydrogen vector", *Thèse de Doctorat, Université de Technologie de Belfort–Montbéliard, 2015.*
- [34] Y. Riffonneau, "gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecte au réseau– Application à l'habitat", *Thèse de Doctorat, Université joseph fourier, 2009.*
- [35] M. Zandi ; "contribution au pilotage des sources hybrides d'énergie électrique", *Thèse de Doctorat, NANCY Université - Institut National Polytechnique de Lorraine, 2010.*

- [36] S. SEN, I. Koley, P. Chowdhury, P. K. Saha, G. K. Panda, "Modelling, simulation and control of a non-conventional fuel cell power generation system by varying oxygen", *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, Vol. 2, Issue 4, April 2013.
- [37] I. V. Exposito, "Interfaçage et contrôle commande de piles à combustible pour applications stationnaires et transport", *Thèse de Doctorat, Université Joseph Fourier, 2004*.
- [38] S. Rabih, "Contribution à la modélisation de systèmes réversibles de types électrolyseur et pile à hydrogène en vue de leur couplage aux générateurs photovoltaïques", *Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, N° d'ordre : 5213, octobre 2008*.
- [39] M. Viseur, "Etude de faisabilité de l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur alternatif d'énergie", *mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du grade académique de Master en Sciences et Gestion de l'Environnement, 2008*.
- [40] R. Benchrif, A. Bennouna, D. Zejli, "Piles à combustible, mode efficace et propre de production d'électricité", *Centre National de Recherche Scientifique et Technique, Unité de Technologies et Economies des Energies Renouvelables, 2012*.
- [41] S.B. Mohammad and N. Mohsen, "Comparative performance analysis of a hybrid PV/FC/battery stand-alone system using different power management strategies and sizing approaches", *Int J Hydrogen Energy*, Vol. 40, n°1, pp. 538-548, 2015.
- [42] S. OMAR, S. Asuka, M. Hiroshige, I. Mitsuhiro, A. Takayuki, M. Yoshio, M. Yoshitsugu, " exergy valorization of a water electrolyzer and CO₂ hydrogenation tandem system for hydrogen and methane production ", *Scientific Report*,9:6470 | <https://doi.org/10.1038/s41598-019-42814-6>, 2019.
- [43] M. A. Camara, "Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par super-condensateurs", *Thèse de Doctorat, Institut Polytechnique de CONAKRY – Université Gamal Abdel Nasser –Guinée, N° d'ordre :1071, 2011*.
- [44] E. Aitor, "Microgrid Hybrid Energy Storage Integration and Three Level NPC converter", *Thèse de Doctorat, Université de Bordeaux I, N° d'ordre :14695, 2012*.

- [45] Y. Mitsuo, F. Kiyoshi, U. Yoshito, " Scenario input–output analysis on the diffusion of fuel cell vehicles and alternative hydrogen supply systems ", *Economic Structures (Springer)* Vol. 8, n° 4 <https://doi.org/10.1186/s40008-019-0137-3>, 2019.
- [46] M. Ashari, C. V. Nayar, "An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)-diesel-battery hybrid power system", *Renewable Energy, Elsevier Science*, Vol. 66, n° 1, pp. 1–9, 1999.
- [47] T Hottinen, "Technical Review and Economic Aspects of Hydrogen Storage Technologies", *Master's thesis, Helsinki University of technology*, 2001.
- [48] H. Cha, S. Lee, "Design and Implementation of Photovoltaic Power Conditioning System using a Current based Maximum Power Point Tracking", Vol. 978, n°1, pp. 4244-2279, *IEEE*, 2008.
- [49] C. P. Angel, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques", *Thèse de Doctorat, INSA de Toulouse*, 2006.
- [50] K. Nabil, "Control of a Hybrid System Based PEMFC and Photovoltaic Panels", *Thèse de Doctorat, Université Aix-Marseille*, 2013.
- [51] G. Mouloud, "Heuristiques optimisées et robustes de résolution du problème de gestion d'énergie pour les véhicules électriques et hybrides. Traitement du signal et de l'image", *Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse - INPT*, 2013.
- [52] F.R. Salamsi, "Control strategies for hybrid electric vehicles: evolution, classification, comparison and future trends", *IEEE Transaction on vehicular technology*, Vol. 56, n° 5, 2007.
- [53] C. Desai, S.S. Williamson, "Comparative Study of Hybrid Electric Vehicle Control Strategies for Improved Drivetrain Efficiency Analysis", *IEEE*, 2009.
- [54] S. Redha, "Intérêt d'une Source d'Energie Electrique Hybride pour véhicule électrique urbain – dimensionnement et tests de cyclage", *Thèse de Doctorat, Ecole Centrale De Lille*, 2013.
- [55] N. Ahmed, "Stratégies de gestion de l'énergie électrique d'un système multi-source : décision floue optimisée pour véhicule électrique hybride", *Thèse de Doctorat, Université De Toulouse*, 2013.

- [56] M. Tedjani, "Influence des stratégies de gestion d'une source hybride de véhicule électrique sur son dimensionnement et sa durée de vie par intégration d'un modèle multiphysique" *Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, N° d'ordre 293, 2016.*
- [57] Schucan, "Hydrogen Implementing Agreement Task 11-A : Case Studies of Integrated Hydrogen Energy Systems", *IEA, 2000.*
- [58] C. Meurer, H. Barthels, W. A. Brocke, B. Emonts, H. G. Groehn, "PHOEBUS : an autonomous supply system with renewable energy : six years of operational experience and advanced concepts", *Solar Energy, Vol. 67, Issues 1-3, pp. 131-138, July 1999.*
- [59] J. Vanhanen, "On the Performance Improvements of small-scale Photovoltaichydrogen Energy System", *NEMO Report 29, 1996.*
- [60] F. Menzl, M. Wenske, "Investigation of the steady state and transient operating behaviour of 20 kW pressure electrolyser", *Hydrogen Power : theoretical and engineering solutions, T.O. Saetre (ed.), 185-190, 1998.*
- [61] F. Laurencelle, R. Chahine, J. Hamelin, K. Agbossou, M. Fournier, T. K. Bose , "Characterisation of Ballard MK-E Proton exchange membrane fuel cell stack", *Fuel Cell from fundamentals to systems 2001, n°1, pp. 66-71, 2001*
- [62] V. Khare, S. Nema, P. Baredar, "Solar–wind hybrid renewable energy system", *a review. Renew Sustain Energy Rev ;58 :23–33, 2016.*
- [63] B. Boya Bi, P. Gbaha, " Sizing of an electric energy production hybrid system", *Asian Journal of Science and Technology, Vol. 08, Issue, 11, pp.6669-6676, November, 2017.*
- [64] R. Belfkira, L. Zhang, G. Barakat, "Optimal sizing study of hybrid wind/PV/diesel power generation unit", *Solar Energy 85 100–110, 2011.*
- [65] Y. Sawle, S. C. Gupta, A. K. Bohre, "Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system", *Renewable and Sustainable Energy Reviews 81 2217–2235, 2018.*
- [66] M. Y. Masip, V. Javier, C. L. Ramirez, D. Wolfgang, " Assessment of on-site steady electricity generation from hybrid renewable energy systems in Chile ", *Applied Energy (Elsevier), Vol.250, pp.1548 – 1558, 2019.*

- [67] E. Omar, A. Abdulrahman, "Integrated Economic Adoption Model for residential grid-connected photovoltaic systems: An Australian case study ", *Energy Reports (Elsevier)*, Vol.5, 310 – 326, 2019.
- [68] K. Ibrahim, S. Chindo, "Renewable energy consumption and economic growth nexus : A fresh evidence from West Africa ", *Energy Reports (Elsevier)*, Vol.5, pp. 384 – 392, 2019.
- [69] A. Razmjoo, R. Shirmohammadi, A. Davarpanah, F. Pourfayaz, A. Aslani, "Stand-alone hybrid energy systems for remote area power generation ", *Energy Reports (Elsevier)*, Vol.5, pp.231 – 241, 2019.
- [70] M. Child, C. Kemfert, D. Bogdanov, C. Breyer, "Flexible electricity generation, grid exchange, storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe", *Renewable Energy (Elsevier)*, Vol.139, pp. 80 – 101, 2019.
- [71] A. M. Hemeidaa, M. H. El-Ahmarb, A. M. El-Sayedc, H. M. Hasaniend, S. Alkhalafe, M. F. C. Esmaila, T. Senjyuf, "Optimum design of hybrid wind/PV energy system for remote area", *Ain Shams Engineering Journal* 11, 11–23, 2020.
- [72] S. Sarangthem, F. Eugene, "Modeling size optimization and sensitivity analysis of a remote hybrid renewable energy system", *Energy ;143:719–31*, 2018.
- [73] K. Abila, B. S. Chokri, R. Djamila, M. M. Faouzi, "Sizing methodology for hybrid photovoltaic/wind/hydrogen/battery integrated to energy management strategy for pumping system", *Energy ;153:743–62*, 2018.
- [74] G. Narges, K. Alibakhsh, T. Ashkan, B. Leyli, M. Amin, "Optimization a hybrid wind-PV-battery system using GA-PSO and MOPSO for reducing cost and increasing reliability", *Energy ;154:581–91*, 2018.
- [75] A. A. Masud, "The application of Homer optimization software to investigate the prospects of hybrid renewable energy system in rural communities of Sokoto in Nigeria", *Int J. Elec Comp Eng (IJECE) ;7 (2):596–603*, 2017.
- [76] M. Jayachandran, G. Ravi, "Design and optimization of hybrid micro-grid system", *Energy Procedia ;117:95–103*, 2017.
- [77] R. Dufo-Lopez, I. R. Cristóbal-Monreal, J. M. Yusta, "Stochastic-heuristic methodology for the optimization of components and control variables of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems", *Renewable Energy* 99, 919-935, 2016.

- [78] M. Belhamed, S. Moussa, A. Kaabeche, "Production d'électricité au moyen d'un système hybride éolien – photovoltaïque – diesel", *Revue Energies Renouvelables: Zones Arides* 49 – 54, 2002.
- [79] M. Ashari, C.Nayar, W. Keerthipala, "Optimum Operation Strategy and Economic Analysis of a Photovoltaic - Diesel - Battery –Mains Hybrid Uninterruptible Power Supply", *Renewable Energy, Vol.22, Issues 1-3, pp.247- 254, March 2001*.
- [80] A. Askarzadeh, L. D. S. Coelho, "A novel framework for optimization of a grid independent hybrid renewable energy system : A case study of Iran", *Solar Energy* 112, 383–396, 2015.
- [81] L. Huang, "Research on optimal configuration of AC/DC hybrid system integrated with multiport solid-state transforms and renewable energy based on a coordinate strategy", *Electrical Power and Energy Systems* 119, 105880, 2020.
- [82] S. Irtaza, "Near-optimal standalone hybrid PV/WE system sizing method", *Sol Energy* ;157:727–34, 2017.
- [83] A. Neffati, "Stratégies de gestion de l'énergie électrique d'un système multi-source : décision. Floue optimisée pour véhicule électrique hybride", *Thèse de Doctorat, Université de Toulouse III Paul Sabatier*, 2013.
- [84] G. Koucoi, D. Yamegueu, Quoc-Tuan Tran, Y. Couliblay, H. Buttin, "Energy Management Strategies for Hybrid PV / Diesel Energy Systems: Simulation and Experimental Validation", *Int J Energy Power Eng* ;5:6–14. doi: 10.11648/j.ijep.20160501.12, 2016.
- [85] G. Shen, J. Liu, H. Bin Wu, P. Xu, F. Liu, C. Tongsh, K. Jiao, J. Li, M. Liu, M. Cai, J. P. Lemmon, G. Soloveichik, H. Li, J. Zhu, Y. Lu, "Multi-functional anodes boost the transient power and durability of proton exchange membrane fuel cells", *Nature Communications* / 11:1191 / <https://doi.org/10.1038/s41467-020-14822-y> / www.nature.com/naturecommunications, 2020.
- [86] N.M. Sid, M. Becherif, K. Marouani, H. Alloui, "Gestion de l'énergie d'un système hybride pile à combustible/ batterie basée sur la commande optimale", *Mediterranean Journal of Modeling and Simulation, Vol. 03, pp. 010 – 024, 2015*.

- [87] M. Nordio, F. Rizzi, G. Manzolini, M. Mulder, L. Raymakers, M. van S. Annaland, F. Gallucci and, " Experimental and modelling study of an electrochemical hydrogen compressor ", *Chemical Engineering Journal (Elsevier)*, Vol.369, pp. 432 – 442, 2019.
- [88] M. A. Elhadidy, S. M. Shaahid, "Parametric study of hybrid (wind + solar + diesel) power generating systems", *Renewable Energy*, vol. 66 n 1, pp 129-139, 1999.
- [89] B. Boya Bi, K. B. Koua, P. Gbaha, E. P. M. Koffi, "Etude d'un système hybride de production d'énergie", *Afrique SCIENCE*, vol.16 n°5, pp 203 – 217, 2020.
- [90] B. Boya Bi, P. Gbaha, K. B. Koua, E. P. M. Koffi, " Dimensionnement et Gestion de l'Energie au Sein d'un Système Hybride de Production d'Energie ", *European Scientific Journal*, Vol.14, No.36 ISSN : 1857 – 7881 (Print) e - ISSN 1857- 7431, December 2018.
- [91] E. Ogliari, F. Grimaccia, S. Leva, M. Mussetta, "Hybrid Predictive Models for Accurate Forecasting in PV Systems ", *Energies*, Vol.6, pp. 1918 – 1929, 2013.
- [92] H. Shayeghi, Y. Hashemi, "Potentiometric of the Renewable Hybrid System for Electrification of Gorgor Station", *Journal of Operation and Automation in Power Engineering* Vol. 8, No. 1, Pages: 1-14, Feb. 2020.
- [93] J. Li, S. Wang, L. Ye, J. Fang, "A coordinated dispatch method with pumped-storage and battery-storage for compensating the variation of wind power", *Protection and Control of Modern Power Systems* 3 : 2 DOI 10.1186/s41601-017-0074-9, 2018.
- [94] B. Sing and S. Singh, "GA-based optimization for integration of DGs, STATCOM and PHEVs in distribution systems ", *Energy Reports (Elsevier)*, Vol.5, pp. 84 – 103, 2019.
- [95] X. Li, L. Yao, D. Hui, "Optimal control and management of a large-scale battery energy storage system to mitigate fluctuation and intermittence of renewable generations ", *State Grid (Springer)*, Vol.4, n°4, pp. 593 – 603, 2016.
- [96] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa&lang=fr>, Mai 2017.
- [97] K. N'tsoukpoe, " Effet des angles d'inclinaison et d'orientation des capteurs solaires sur leur production : cas des capitales des pays d'Afrique de l'Ouest et du Centre ", *Laboratoire Énergie Solaire et Économie d'Énergie (LESEE)*, Institut International de l'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, Avril 2017.

- [98] S. Biscaglia, "Modélisation de la phase de décharge des accumulateurs au plomb : Application à la mesure de l'état de charge. *Thèse de Doctorat de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, 1992.*
- [99] J. Ma, T. O. Ting, K. L. Man, N. Zhang, S. U. Guan, P. W. H. Wong, "Parameter Estimation of Photovoltaic Models via Cuckoo Search," *J. Appl. Math.* 2013, 362619 :1–362619 :8, 2013.
- [100] S. Lineykin, M. Averbukh, A. Kuperman, "An improved approach to extract the single-diode equivalent circuit parameters of a photovoltaic cell/panel", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Vol. 30, pp. 282–289, 2014.
- [101] D. T. Cotfas, P. A. Cotfas, S. Kaplanis, "Methods to determine the DC parameters of solar cells", *A critical review. Renew. Sustain. Energy Rev.*, Vol. 28, pp. 588–596, 2013.
- [102] D. T. Cotfas, P. A. Cotfas, C. Samoila, "The methods to determine the series resistance and the ideality factor of diode for solar cells-review", *In Proceedings of the 2012 13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), Brasso, Romania, pp. 966–972, 2012.*
- [103] M. Chegaar, Z. Ouennoughi, F. Guechi, H. Langueur, "Determination of Solar Cells Parameters under Illuminated Conditions", *J. of Electron Devices*, Vol. 2, pp. 17 – 21, 2003.
- [104] K. Kennerud, "Analysis of performance degradation in cds solar cells", *IEEE Trans. Aerospace and Electronic Systems*, Vol. 5, n° 6, pp. 912 – 917, 1969.
- [105] B. Boya Bi, P. Gbaha, M. K. Sako, M. P. E. Koffi, " Modélisation et simulation d'un panneau solaire photovoltaïque par utilisation de la fonction W de Lambert et de Matlab-Simulink ", *Afrique Science Vol. 13 n° 5, pp. 18 – 28, 2017.*
- [106] H. Bellia, R. Youcef, M. Fatima, "A detailed modeling of photovoltaic module using Matlab", *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics*, Vol. 3, pp. 53 – 61, 2014.
- [107] <http://alternances.pagesperso-orange.fr/Apprentis/DocPhotowatt/PW1650%20cables.pdf>, Mai 2017.
- [108] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent, P. Jaud, "Stockage d'électricité dans les systèmes électriques", *Techniques de l'Ingénieur, traité D4030, 1998.*

- [109] N. Hatziargyriou, G. Kariniotakis, N. Jenkins, J. P. Lopes, J. Oyarzabal, F. Kanellos, X. Le Pivert, N. Jayawarna, N. Gil, "Modelling of Micro-Sources for Security Studies", *CIGRE, Paris, 30 August – 3 September 2004*
- [110] B. Boya bi, P. Gbaha, E. P. M. Koffi, K. B. Koua, "Modélisation des composants d'un Système hybride panneaux photovoltaïque – stockage d'énergie via l'hydrogène – batteries", *European Scientific Journal, Vol.14, No.3 ISSN : 1857 – 7881 (Print) e - ISSN 1857- 7431, January 2018.*
- [111] <https://www.infoclimat.fr/climatologie/annee/2017/yamoussoukro/valeurs/65563.html>, Mai 2017.
- [112] S. Semaoui, "Contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'alimentation des maisons individuelles dans les zones du sud Algérien", *Thèse de doctorat de l'Université Hadj Lakhdar Batna, 2014.*
- [113] A. Roy, S. B. Kedare, S. Bandyopadhyay, "Application of design space methodology for optimum sizing of wind – battery systems", *Applied Energy, Vol. 86, n° 12, pp. 2690 – 2703, 2009.*
- [114] J. Kaldellis, D. Zafirakis, "Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources – based electricity generation economic efficiency", *Energy, Vol. 32, pp. 2295 – 2305, 2007.*
- [115] A. Benatallah, R. Mostefaou, K. Bradja, "Performance of photovoltaic solar system in algeria" *Solar Desalination, Vol. 209, pp. 39 – 42, 2007.*
- [116] B. J. Huang, P. C. Hsu, M. S. Wu, P. Y. Ho, "System dynamic model and charging control of lead-acid battery for stand-alone solar PV system", *Solar Energy, Vol. 84, no. 5, pp. 82 – 830, 2010.*
- [117] N. Achaibou, M. Haddadi, M. Ali, "Lead-acid batteries simulation including experimental validation", *Journal of Power Sources, Vol. 185, pp. 1484 – 1491, 2008.*
- [118] A. Cherif, M. Jraidi, A. Dhouib, "A battery ageing model used in stand alone PV systems", *Journal of Power Sources, Vol. 112, n° 1, pp. 49 – 53, 2002.*
- [119] S. Duryea, S. M. Islam, W. Lawrance, "A battery management system for stand alone photovoltaic energy systems" *IEEE Industry Application Magazine, pp. 67 – 72, 2001.*

- [120] J. B. Copetti, E. Lorenzo, F. Chenlo, "A general battery model for PV system simulation", *Progress in photovoltaics research and applications, Vol 1, pp. 283 – 292, 1993.*
- [121] M. Camara, "Super-condensateurs pour échange dynamique d'énergie à bord du véhicule électrique hybride. Modélisation, étude des convertisseurs et commande", *Thèse de Doctorat de l'Université de Franche-Comté, Décembre 2007.*
- [122] S. Hakim, M. Elyaqouti, L. Bouhouch, A. Moudden, "Comparison between two models of the battery storage used in the photovoltaic system", *International Journal of Innovation and Applied Studies Vol. 20, n° 4, pp. 1033-1041, 2017.*
- [123] O. Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couple au réseau et associé à un accumulateur", *Thèse de doctorat de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, Antenne de Bretagne, France, Décembre 2002.*
- [124] J. Kim, L. Seong-Min, S. Srinivasan, C. Chamberlin "Modeling of proton exchange fuel cell membrane with an empirical equation", *Journal of Electrochemical Society, Vol. 142, n° 8, 2670 – 2674, 1995.*
- [125] B. Blunier, A. Miraoui, "Piles à combustible : principes, modélisation, application avec exercices et problèmes corrigés", *pp.40 – 45, 2007.*
- [126] C. Darras, S. Sailler, C. Turpin, S. Astier, G. Fontes, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, J. C. Hogue, S. Melscoet, E. Pinton, S. Grehant, F. Gailly, "Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model", *International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 35, n° 8, pp. 3322 – 3332, 2010.*
- [127] L. Chun-Hua, Z. Xin-Jian, C. Guang-Yi, S. Sheng, H. Ming-Ruo, "Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology", *Renewable Energy, Vol. 34, pp. 815 – 826, 2009.*
- [128] M. Uzunoglu, O. C. Onar, M. S. Alam, "Modeling, control and simulation of a PV-FC-UC based hybrid power generation system for stand-alone applications", *Renewable Energy, Vol. 34, pp. 509 – 520, 2009.*
- [129] A. El-Maaty, "Modelling and simulation of a photovoltaic fuel cell hybrid system" *Ph. D. dissertation, Faculty of Electrical Engineering University of Kassel, Germany, march 2005.*

- [130] Annuaire de la recherche et de l'industrie photovoltaïque française 2013-2014.
- [131] C. E. Hubert, "Etude du fonctionnement et optimisation de la conception d'un système pile à combustible PEM exploité en cogénération dans le bâtiment", *Ecole des Mines de Paris*, 2005.
- [132] M. Macagnan, E. Lorenzo, "On the optimal size of inverters for grid connected PV systems", *Proceedings of the 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 1167 – 1170, 1992.
- [133] S. Daniel, M. S. Alexandre, " Effect of a global warming model on the energetic performance of a typical solar photovoltaic system ", *Case Studies in Thermal Engineering (Elsevier)*, <https://doi.org/10.1016/j.csite.2019.100450>, Vol.14, 100450, 2019.
- [134] Séminaire national sur l'énergie 2012, "Défis et enjeux du secteur de l'énergie en Côte Ivoire : mesures d'urgence et plans à moyen et long termes", 2012.
- [135] C. Rydh, B. Sanden, "Energy analysis of batteries in photovoltaic systems ; Part I and II", *Energy Conversion and Management*, Vol. 46, pp. 1957 – 1979, 2005.
- [136] J. Lagorse, "Modélisation et optimisation d'alimentations électriques autonomes stationnaires multi-sources", *Laboratoire SeT (Systèmes et Transports) — Université de Technologie de Belfort Montbéliard Rue Thierry Mieg, 90000 BELFORT, JCGE'08 LYON, 16 et 17 décembre 2008*.

ANNEXE

PW1650 155, 165 et 175 Wc module photovoltaïque multicristallin haut rendement

24 V
72 cellules multicristallines
Cadre en aluminium anodisé renforcé
Existe en Câbles & JBox



* Selon les conditions
généralistes de garantie

Le module PW1650 est le module haut rendement de la gamme 5 pouces de Photowatt Technologies. Facile à manier grâce à une taille optimisée, le PW1650 est spécifiquement développé pour les applications raccordées au réseau.

Le PW1650 utilise la technologie des cellules multicristallines développée par Photowatt Technologies. Les cellules solaires sont mesurées individuellement et triées électroniquement avant d'être interconnectées. L'encapsulation des cellules est réalisée entre une plaque de verre trempé et une feuille de Tedlar. L'encapsulant, de l'EVA résistant aux UV, entoure les cellules photovoltaïques à l'intérieur des laminés et protège les cellules de la corrosion. La face arrière du module est étanche et protégée des dommages mécaniques par une feuille polymère continue et résistante.

Avec un centrage des tolérances à $\pm 3\%$, le PW1650 garantit l'homogénéité de puissance de vos installations, et un investissement financier correspondant réellement aux watts produits.

APPLICATIONS

- Raccordement réseau
- Champs solaires
- Intégration bâtiments
- Bâtiments industriels et agricoles
- Résidentiel
- Pompage

Photowatt
TECHNOLOGIES

PW1650 155, 165 et 175 Wc

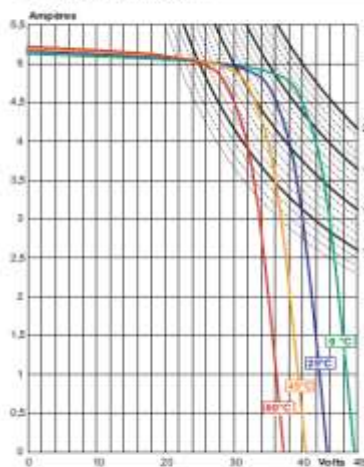
CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES

Encapsulation	verre / Tedlar		
Taille des cellules	125,50 x 125,50 mm		
Nombre des cellules	72		
Voltage	24 V		
Nombre de diodes by-pass	4 diodes by-pass		
Puissance typique	155 Wc	165 Wc	175 Wc
Puissance minimale	150 Wc	160 Wc	170 Wc
Tension à la puissance typique	33,8 V	34,4 V	35 V
Intensité à la puissance typique	4,6 A	4,8 A	5,0 A
Intensité de court circuit	4,8 A	5,1 A	5,3 A
Tension en circuit ouvert	43 V	43,2 V	43,4 V
Tension maximum du circuit	1000 V DC		
Coefficient de température	$\alpha = + 1,46 \text{ mA/}^\circ\text{C}$		
	$\beta = - 158 \text{ mV/}^\circ\text{C}$		
	$\delta P / P = - 0,43 \% / ^\circ\text{C}$		
Spécifications de puissance à	1000 W/m ² ; 25°C ; AM 1,5		

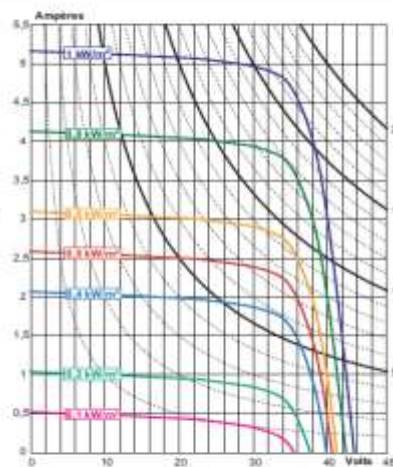
EMBALLAGE

Poids du module	18 Kg
Taille du module avec câbles	1237 x 1082 x 38 mm
Taille du module avec j-box	1237 x 1082 x 45 mm
Type d'emballage	2 modules par carton
Taille de l'emballage	1360 x 1110 x 100 mm
Poids emballé	39 kg
Taille maximum d'une palette (36 modules)	1360 x 1110 x 1950 mm
Poids maximum d'une palette (36 modules)	717 kg

COURBES DU 165 Wc

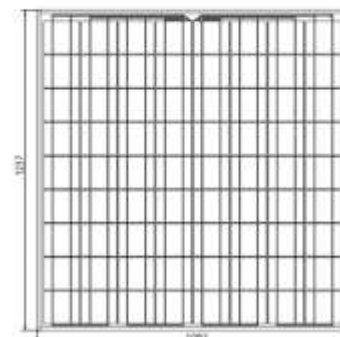


I=F(V) à E = 1kW/m², AM = 1,5 en fonction de la température

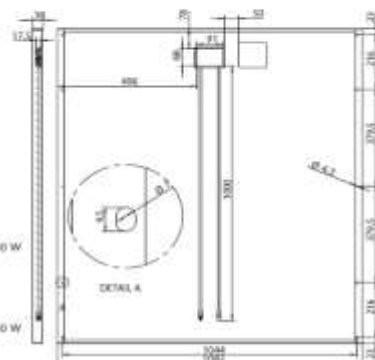


I=F(V) à T = 25°C en fonction de l'irradiance E (kW / m²), AM 1,5

FACE AVANT



FACE ARRIÈRE AVEC SORTIE CÂBLES



33, rue Saint-Honoré - Z.I. Champfleuri - 38300 Bourgoin-Jallieu - FRANCE
 Tef. +33 (0)4 74 93 80 20 - Fax +33 (0)4 74 93 80 40
 www.photowatt.com - info.fr@photowatt.com