

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

ÉCOLE SUPERIEURE DE TECHNOLOGIES INDUSTRIELLES
- ANNABA -



المدرسة العليا للتكنولوجيا والصناعة -
عنابة -

Année / 2020

DEPARTEMENT DU SECOND CYCLE

FILIERE

ELECTROTECHNIQUE

MEMOIRE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État

Modélisation et dimensionnement d'un système autonome de production électrique
PV/PàC/Batteries avec Electrolyseur

Spécialité

Production Electrique et Energie Renouvelables

Par

AIT YOUNES Yousra et NEKOUB Rayene Safia

Sous la direction de :

KARABADJI Nour el Islem

Grade

MCB

Établissement d'affiliation

ESTI Annaba

Devant le jury

Président :

HOUABES Mourad

Pr.

ESTI Annaba

Examineurs :

DEKHANE Azzeddine

MCB

ESTI Annaba

DJELLAL Adel

MCB

ESTI Annaba

Remerciements

Tout d'abord nous commençons par remercier DIEU, de nous avoir permis de terminer nos études avec succès, et de finaliser ce projet de fin d'étude dans les délais convenus.

*Ainsi, nous tenons également à exprimer nos sincères remerciements à notre encadrant et enseignant, **Mr Mourad Houabes**, de nous avoir assisté, conseillé, et formé, non seulement durant la réalisation de ce mémoire, mais pendant nos 3 années de spécialité.*

Nous remercions aussi, les enseignants qui ont, par leurs efforts et leur sérieux, contribué à enrichir notre formation en tant qu'élève ingénieur.

En fin, nos vifs remerciements, vont à l'égard de toutes personnes ayant contribué à notre succès, et tous ceux qui ont aidé, à nous procurer les bonnes conditions d'étude et de travail.

Dédicaces

Je dédis ce travail à mes chers parents, qui m'ont, avec patience et bienveillance, offert tout le soutien moral et matériel, durant toutes mes années d'études, et pour la vie entière.

Egalement, à ma sœur, mes frères, ainsi qu'à toute ma grande famille, qui ont toujours cru en moi, souhaité le meilleur, et encouragé de plein cœur.

À mes amis et mes proches, ceux qui font toujours partie de ma vie, ainsi que ceux du passé, qui m'ont aidé à surmonter toutes sortes de difficulté, et avancer jusqu'à la réussite.

J'exprime en fin, ma grande reconnaissance, envers toutes personnes, et circonstances, m'ayant de près ou de loin, permis d'arriver à cette étape de mon cursus.

AIT YOUNES Yousra.

Avant tout, je remercie Dieu ALLAH, le tout puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail.

Je voudrais exprimer ma reconnaissance envers mes parents, mon frère Housseem et ma sœur Amel qui m'ont apporté leur support moral et intellectuel tout au long de ma démarche.

Mes respectueux remerciements à l'ensemble des membres du jury pour l'intérêt porté sur mon travail.

NEKOUB Rayene Safia.

Sommaire

Introduction Générale.....	1
Chapitre1: Energie Solaire Photovoltaïque	
1.1 Introduction	5
1.2 Définition et Historique du photovoltaïque.....	5
1.3 Le rayonnement solaire	6
1.3.1 La trajectoire du soleil	6
1.3.1.1 Coordonnées équatoriales	7
1.3.1.2 Coordonnées horizontales	8
1.3.2 Le nombre d'air masse AM	10
1.3.3 Spectre du rayonnement solaire	10
1.3.4 Rayonnement direct, diffus et global	11
1.3.5 Normalisation	12
1.3.6 Radiation, Irradiation et modèles mathématiques	12
1.3.6.1 Calcul de l'irradiation hors atmosphère sur une surface horizontale ..	13
1.3.6.2 Estimation de l'irradiation solaire moyenne à la surface de la terre ...	13
1.4 L'effet photovoltaïque	15
1.5 La cellule photovoltaïque	18
1.5.1 Les différentes technologies de cellules	18
1.5.1.1 cellules en silicium monocristallin	18
1.5.1.2 cellules en silicium poly- cristallin	18
1.5.1.3 Les couches minces	19
1.5.2 Modélisation d'une cellule photovoltaïque	21
1.5.2.1Influence des résistances série R_s et shunt R_{sh}	22
1.5.3 Caractéristique $I(V)$ et paramètres d'une cellule PV	22
1.5.3.1 Courant de court-circuit I_{cc}	23
1.5.3.2 Tension de circuit ouvert V_{oc}	24
1.5.3.3 Facteur de Forme FF	24
1.5.3.4 Le rendement η	24
1.5.4 Association des cellules photovoltaïques	25
1.5.4.1 Association en série	25
1.5.4.2 Association en parallèle	26
1.5.4.3 Association mixte	27

1.6	Module, panneau et champ photovoltaïque	28
1.6.1	Structure d'un module ou panneau photovoltaïque	28
1.6.2	Effet de l'ombrage	29
1.6.2.1	Phénomène du point chaud	29
1.6.3	Etude de l'effet de l'éclairement et de la température	31
1.6.3.1	Effet de l'éclairement	31
1.6.3.2	Effet de la température	32
1.7	Système ou Installation photovoltaïque	33
1.7.1	Panneaux solaires et boîte de dérivation	34
1.7.2	Le contrôle d'énergie Photovoltaïque	34
1.7.2.1	Le Stockage	34
1.7.2.2	La régulation	35
1.7.3	Les différents types d'installations photovoltaïques	35
1.7.3.1	Installation autonome	35
1.7.3.2	Installation photovoltaïque hybrides	35
1.7.3.3	Installation raccordée au réseau	36
1.7.4	Les différentes architectures d'installations photovoltaïques	36
1.7.4.1	Architecture à bus continu DC	37
1.7.4.2	Architecture à bus alternatif AC	37
1.8	Conclusion	38

Chapitre 2: Pile à combustible, Electrolyseur et Batteries

2.1	Introduction	41
2.2	Les piles à combustible PàC	42
2.2.1	Constituants d'une pile à combustible	42
2.2.2	Les différents types de pile à combustible	42
2.2.2.1	Les piles à combustibles à basse température	43
2.2.2.2	Les piles à combustible à haute température	44
2.3	Piles à combustible à membrane échangeuse de protons PEMFC	45
2.3.1	Principe de fonctionnement d'une PEMFC	45
2.3.2	Construction d'une PEMFC	46
2.3.3	Rendement et caractéristiques électriques d'une PàC	49
2.3.4	Les différentes applications des piles à combustible	49
2.3.5	Avantages et Inconvénients d'une PEMFC	52

2.3.6	Description générale des phénomènes physicochimiques	52
2.3.6.1	Phénomènes fluidiques	53
2.3.6.2	La diffusion des gaz	53
2.3.6.3	Phénomènes électrochimiques	54
2.3.6.4	Phénomènes ohmiques : circulation des protons	54
2.3.6.5	Transport de l'eau	54
2.3.6.6	Phénomènes thermiques	55
2.3.7	Caractéristique tension-courant d'une cellule (courbe de polarisation)	55
2.3.8	Système de génération d'énergie à PEMFC	58
2.3.8.1	Le circuit d'alimentation en fluide	59
2.3.8.2	Le circuit de refroidissement	59
2.3.8.3	Le circuit électrique	60
2.3.8.4	Le circuit de commande	61
2.3.9	L'hydrogène comme combustible	61
2.4	L'électrolyseur	62
2.4.1	La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau	62
2.4.2	Electrolyseur à PEM (Proton exchange membrane)	63
2.4.2.1	Principe de fonctionnement	64
2.4.2.2	Assemblage membrane-électrode AME	64
2.5	Les batteries accumulateurs	65
2.5.1	Les caractéristiques d'un accumulateur électrochimiques	66
2.5.2	Les différentes technologies d'accumulateurs	66
2.5.2.a	Plomb-Acide	66
2.5.2.b	Ni-Cd (Nickel-cadmium)	67
2.5.2.c	Ni-MH (Nickel-métal hydrure)	67
2.5.2.d	Lithium	67
2.5.3	La batterie au Plomb	68
2.6	Conclusion	70
 Chapitre 3: Les convertisseurs de l'énergie électrique		
3.1	Introduction	73
3.2	Convertisseurs DC/DC (hacheurs)	73
3.2.1	Les différents types de hacheurs	74
3.2.1.1	Hacheur élévateur (ou Boost)	74

3.2.1.1.a Le Principe de fonctionnement	74
3.2.1.1.b Modèle mathématique équivalent	74
3.2.1.2 Hacheur abaisseur (ou Buck)	76
3.2.1.2.a Le Principe de fonctionnement	76
3.2.1.2.b Modèle mathématique équivalent	77
3.2.1.3 Hacheur élévateur-abaisseur (Boost-Buck)	78
3.2.1.3.a Le Principe de fonctionnement	78
3.2.1.3.b Modèle mathématique équivalent	79
3.3 Commande MPPT	80
3.3.1 Les méthodes de poursuite du MPP	80
3.3.1.1 Algorithme perturber et observer (P&O)	80
3.3.1.2 Méthode d'incrémentation de la conductance	82
3.3.1.3 La commande MPPT floue	82
3.3.1.4 Algorithme à Base de la Mesure d'une Fraction de la Tension Voc ...	84
3.3.1.5 Approche du courant constant	85
3.4 Hacheur pour un système photovoltaïque	86
3.5 Convertisseur DC/AC (Onduleurs)	87
3.5.1 Les différents types d'onduleurs	87
3.5.1.1 Onduleur monophasé	88
3.5.1.1.a Onduleur monophasé en demi pont	89
3.5.1.1.b Onduleur monophasé en pont (pont H)	89
3.5.1.2 Onduleur triphasé	90
3.5.1.3 Onduleur à plusieurs étages	90
3.5.2 Commande d'un onduleur	91
3.6 Onduleur pour un système photovoltaïque	94
3.6.1 Les critères de choix d'un onduleur	95
3.7 Conclusion	95
 Chapitre 4: Gestion et Dimensionnement du système	
4.1 Introduction	98
4.2 Architecture du système	98
4.3 Gestion du système	99
4.3.1 Fonctionnement du système	99
4.4 Dimensionnement des éléments du système	101

4.4.1 Dimensionnement de l'onduleur et du BUS DC	101
4.4.2 Dimensionnement du générateur PV	101
4.4.2.1 Evaluation des besoins	102
4.4.2.2 Evaluation de l'ensoleillement du site	103
4.4.2.3 Inclinaison des panneaux	104
4.4.2.4 Calculs et résultats du dimensionnement	104
4.4.3 Dimensionnement de la pile à combustible	106
4.4.4 Dimensionnement des batteries	106
4.4.5 Dimensionnement de l'électrolyseur	107
4.5 Modélisation du système	107
4.5.1 Modélisation du générateur PV	108
4.5.2 Modélisation de la pile à combustible	110
4.5.3 Modélisation des batteries	111
4.5.4 Modélisation de l'électrolyseur	112
4.6 Conclusion	112
Conclusions Générales et Perspectives	113

Liste des figures

Chapitre 1:

Fig.1.1 : Systèmes de coordonnées pour repérer la position apparente du soleil	7
Fig.1.2 : Système de coordonnées équatoriales	7
Fig.1.3 : Système de coordonnées horizontales	8
Fig.1.4 : Diagramme Solaire d'un lieu de latitude 36.9° Nord	9
Fig.1.5 : Spectre du rayonnement solaire	11
Fig.1.6 : Les différentes composantes du rayonnement solaire	12
Fig.1.7 : Diagramme des irradiations journalières (14 Décembre)	15
Fig.1.8 : Diagramme d'irradiations journalières moyennes wilaya d'Annaba	15
Fig.1.9 : Représentations schématiques du gap direct (a) et du gap indirect (b)	16
Fig. 1.10 : Structure et diagramme de bande d'une cellule PV	17
Fig. 1.11 : Structures des différentes cellules de silicium	20
Fig.1.12 : Schéma équivalent d'une cellule PV : modèle à deux diodes	21
Fig.1.13 : Caractéristique courant-tension et paramètres physiques d'une cellule PV ..	22
Fig. 1.14 : Caractéristique I(V) d'une cellule PV	23
Fig. 1.15 : Groupement en série de cellules PV	25
Fig. 1.16 : caractéristiques P(V) et I(V) résultantes d'un raccordement en série	25
Fig. 1.17 : Groupement en parallèle de cellules PV	26
Fig. 1.18 : caractéristiques P(V) et I(V) résultantes d'un raccordement en parallèle	26
Fig. 1.19 : Groupement mixte (série/Parallèle)	27
Fig. 1.20 : caractéristiques P(V) et I(V) d'un Groupement mixte (série/Parallèle)	27
Fig. 1.21 : Formation du champ photovoltaïque	28
Fig. 1.22 : Ruban métallique d'une cellule	28
Fig.1.23 : Constitution d'un module PV	29
Fig.1.24 : Défaillance d'une des cellules du module PV	30
Fig.1.25 : Caractéristique I-V d'un module dont certaines cellules ombragées sont Isolées par une diode de by-pass	30
Fig.1.26 : Caractéristique $I=f(V)$ en fonction de la variation de l'éclairement (Matlab Simulink). $E=800W/m^2$, $I_{cc}=5,85A$	31
Fig. 1.27 : Caractéristique de $P=f(V)$ en fonction de la variation de l'éclairement	32
Fig. 1.28 : Caractéristique de $I=f(V)$ en fonction de la variation de la température	32
Fig. 1.29 : Caractéristique de $P=(V)$ en fonction de la variation de la température	33

Fig. 1.30 : Eléments d'un système photovoltaïque	33
Fig.1.31 : Boite de dérivation	34
Fig. 1.32 : Installation autonome	35
Fig. 1.33 : Schéma d'un Système hybride	36
Fig. 1.34 : Schéma d'une installation photovoltaïque connectée au réseau	36
Fig.1.35 : Architecture à bus continu DC	37
Fig.1.36 : Architecture à bus Alternatif AC	38
Chapitre 2:	
Fig.2.1 : Classification des piles à combustibles selon le rendement et la puissance électrique	43
Fig.2.2 : Fonctionnement d'une PEMFC	45
Fig.2.3 : Assemblage membrane électrode MEA d'une PEMFC	47
Fig.2.4 : Plaque Bipolaire d'une PEMFC	48
Fig.2.5 : Assemblage d'une cellule d'une pile à combustible PEMFC	48
Fig.2.6 : Modularité d'un stack : 3 exemples de conception d'une PAC de 5 kW	49
Fig.2.7 : Description générale des phénomènes électrochimiques au sein d'une pile PEM	52
Fig.2.8 : Motifs de canaux les plus employés	53
Fig.2.9 : Mécanismes de transport d'eau dans la membrane	55
Fig.2.10 : Processus irréversibles	56
Fig.2.11 : Courbe de polarisation d'un PEMFC	57
Fig.2.12 : Système de génération d'énergie à PEMFC	58
Fig.2.13 : Principe de fonctionnement d'un électrolyseur PEM	64
Fig.2.14 : Principe d'une pile Zinc/Cuivre	65
Fig.2.15 : Une batterie à Plomb	68
Fig.2.16 : Evolution de la tension d'une cellule de batterie au plomb	69
Chapitre 3:	
Fig. 3.1: Symbole d'un convertisseur DC-DC	73
Fig. 3.2 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Boost	74
Fig. 3.3 : Schéma électrique d'un hacheur Boost fermé	75
Fig. 3.4 : Schéma électrique d'un hacheur Boost ouvert	75
Fig. 3.5 : Schéma du circuit électrique d'un hacheur Buck	76
Fig. 3.6 : Schéma électrique d'un hacheur Buck fermé	77

Fig. 3.7 : Schéma électrique d'un hacheur Buck ouvert	77
Fig. 3.8 : Schéma du circuit électrique d'un hacheur Buck-Boost	78
Fig. 3.9 : Schéma électrique d'un hacheur Buck-Boost fermé	79
Fig. 3.10 : Schéma électrique d'un hacheur Buck-Boost ouvert	79
Fig. 3.11 : Principe de l'algorithme de la méthode P&O	81
Fig. 3.12 : Algorithme de la méthode P&O	81
Fig.3.13 : Algorithme de la méthode INC	82
Fig. 3.14 : Principe de la commande logique floue	83
Fig. 3.15 : Structure de base de la commande floue	83
Fig. 3.16 : Algorithme de la méthode Vco	85
Fig. 3.17 : Algorithme du constant courant	86
Fig.3.18 : Symbole d'un convertisseur DC-AC	87
Fig.3.19 : Circuit utilisant des thyristors	88
Fig.3.20 : Circuit simple utilisant un pont de transistors	88
Fig.3.21 : Schéma d'un onduleur monophasé	88
Fig.3.22 : Schéma d'un onduleur monophasé en demi-pont	89
Fig.3.23 : Onduleur monophasé en pont	89
Fig.3.24 : Onduleur triphasé	90
Fig.3.25 : Circuit à 3 étages avec transformateur haute fréquence	90
Fig. 3.26 : Circuit à 4 étages avec montage push pull	91
Fig.3.27 : La forme de la tension composée V_{12}	92
Fig. 3.28 : La forme de la tension composée V_{12}	92
Fig.3.29 : Simulation d'une commande MLI	93
Fig.3.30 : Commande MLI d'un onduleur triphasé	94
Fig.3.31 : Onduleur pour un système photovoltaïque	95
Chapitre 4:	
Fig.4.1 : Organigramme de l'installation PV/PàC	98
Fig.4.2 : Organigramme de fonctionnement du système	100
Fig.4.3 : Profil de la charge $P_{ch}=f(t)$	103
Fig.4.4 : Modèle du système GPV/PàC (Matlab Simulink)	107
Fig.4.5 : Modèle du GPV (Matlab Simulink)	108
Fig.4.6 : Modèle du courant de la résistance série I_{Rs}	108
Fig.4.7 : Modèle du Photo courant I_{ph}	109

Fig.4.8 : Modèle du courant de saturation I_s	109
Fig.4.9 : Modèle du courant de la résistance shunt I_{Rsh}	109
Fig.4.10 : Modèle du courant du GPV I_{pv}	110
Fig.4.11 : Modèle de la PEMFC	111
Fig.4.12 : Modèle de la batterie	111
Fig.4.13 : Modèle de l'électrolyseur	112

Liste des tableaux

Chapitre1 :

Tableau.1.1 Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire	11
Tableau.1.2 Coefficients d'albédo usuels	14
Tableau.1.3 Rendements des cellules et leurs domaines d'applications en fonction des différentes technologies	20

Chapitre 2:

Tableau.2.1 Caractéristiques des différentes pile à combustibles	44
Tableau.2.2 propriétés de l'hydrogène	62
Tableau.2.3 Tableau comparatif des différentes technologies de batteries	68

Chapitre 3:

Tableau 3.1 Règle d'inférence	84
--	----

Chapitre 4:

Tableau 4.1 Besoins journaliers de l'auberge	103
Tableau 4.2 Caractéristiques électriques du panneau	105
Tableau 4.3 Caractéristiques mécaniques	105
Tableau 4.4 Caractéristiques de la PaC	106

Introduction Générale

Introduction Générale

Le secteur énergétique est aujourd'hui face à une transformation, et transition vers les sources renouvelables, notamment le soleil. Le but majeur est de profiter d'une énergie propre, durable et abondante. Les énergies renouvelables (ENR), sont en cours de développement et ont prit une part remarquable dans la production mondiale d'électricité, pendant cette dernière décennie, et celle-ci ne cesse d'augmenter.

Promouvoir la migration vers les ENR en Algérie, est une responsabilité dont on doit se charger. Et notre projet est un exemple de ce qui doit être réalisé plus souvent.

Nous voulons alimenter électriquement, en utilisant notamment un champ photovoltaïque, une charge isolée du réseau électrique (système autonome). Il faut que cette alimentation électrique se fasse sans interruption. Seulement le caractère intermittent des ENR en général et du solaire en particulier (production nulle la nuit) nécessite l'utilisation soit d'un système de stockage, et c'est le système PV-batteries, soit d'un système multi-sources.

Dans ce travail nous avons opté pour un système multi-sources (PV-PàC) avec stockage (batteries), même si la pile à combustible (PàC) pourrait être considérée comme système de stockage (hydrogène).

Finalement nous avons opté pour un système PV-H₂ avec batteries, qui produit lui-même son hydrogène. Ce système comporte : 1 CPV, une PàC, des batteries, et un électrolyseur.

La première question qui se pose est de connaître chaque élément du système, notamment leurs caractéristiques électriques, et leurs modélisations mathématiques.

La deuxième question est de savoir regrouper ces éléments dans un seul système. Chercher une architecture (un montage électrique adéquat) qui permet une gestion optimale qui fera que le système ait le fonctionnement le plus économique possible, avec une durée de vie acceptable, une sûreté de fonctionnement et un rendement élevé.

Ensuite l'un des objectifs de ce travail est le dimensionnement des éléments du système. Pour cela il va falloir d'abord connaître ces éléments un par un, avoir déjà choisi : a) une architecture du système et b) définir la gestion. En effet le dimensionnement dépend de ces 2 derniers points.

Pour réaliser ce travail de projet de fin d'études, nous avons étudié et présenté dans les deux premiers chapitres les principaux éléments du système.

Dans le premier chapitre : l'énergie solaire photovoltaïque. Nous présentons les principales notions de bases, à propos de l'énergie solaire, qui nous serviront pour le dimensionnement de notre champ PV, dont nous avons montré l'ensemble des détails techniques nécessaires, partant de la cellule vers le générateur complet.

Dans le deuxième chapitre nous présentons la pile à combustible, en passant par sa construction, principe de fonctionnement et sa modélisation jusqu'à en arriver au système générale. La production de l'hydrogène par électrolyseur, ainsi que les batteries, leurs fonctionnement, différentes technologies et caractéristiques techniques.

Dans le troisième chapitre nous présentons les convertisseurs de l'énergie électrique, nécessaires au regroupement de tous ces éléments en un seul système pour alimenter la charge, en expliquant leurs modes de fonctionnement et en présentant les différents types, ainsi que leurs commandes.

Dans le quatrième chapitre nous présentons les différentes architectures possibles pour ce système. Nous choisissons une architecture pour laquelle nous étudions une gestion adéquate. Nous présentons aussi dans ce chapitre nos travaux de modélisation, simulation et dimensionnement.

Nous terminons notre mémoire par des conclusions et perspectives.

Chapitre 1

Energie Solaire Photovoltaïque

1.1 Introduction

Le soleil est la source d'énergie la plus abondante sur terre, et est à l'origine de plusieurs autres genres d'énergies renouvelables (ENR). Son utilisation la plus directe est désormais le solaire thermique, et le photovoltaïque (PV).

Le solaire PV, est la production d'électricité par la conversion directe d'une partie du rayonnement solaire en un courant électrique. Ceci est réalisé par le biais de cellules PV ou photopiles, qui sont à base de semi-conducteurs absorbants les photons lumineux.

Afin de profiter pleinement de cette technologie qui utilise une énergie intermittente et dépendante de facteurs météorologiques et climatiques, différentes études et recherches doivent être réalisées.

Nous allons dans ce chapitre, citer les connaissances de bases concernant l'énergie solaire, ensuite montrer les différentes notions de la conversion photovoltaïque avec toutes ses étapes et caractéristiques.

1.2 Définition et Historique du photovoltaïque

Par définition le mot "photovoltaïque" vient du grec "photo" qui signifie lumière et de "voltaïque" qui tire son origine du nom du physicien italien Alessandro Volta (1754-1827), qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité. Alors le photovoltaïque signifie littérairement la lumière électricité.

Le principe de l'effet photovoltaïque est basé sur la conversion directe de l'énergie solaire en électricité en utilisant des cellules solaires photovoltaïques.

Quelques dates de l'historique du photovoltaïque:

1839 : Le physicien français Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide.

1875 : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.

1954 : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque (en silicium) à haut rendement.

1973: La première maison utilisant des cellules PV pour l'éclairage, est construite à l'université de Delaware.

1983: La première voiture alimentée en énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.

1.3 Le rayonnement solaire

Au niveau du noyau solaire, des réactions thermonucléaires se produisent à une température d'environ 25 millions °C, tel que, à chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène se transforment en 560 millions de tonnes d'hélium, en relâchant ainsi chaque seconde, 4 millions de tonnes sous forme de rayonnement électromagnétique [1]. A la surface du soleil, le spectre lumineux correspond à l'émission d'un corps noir à environ 5800°K. La terre ne reçoit qu'une petite partie de cette énorme quantité d'énergie, soit une moyenne de 1367 W/m² sur la face externe de l'atmosphère terrestre (la constante solaire). Quant à la surface de la terre, le rayonnement reçu dépend de l'épaisseur de l'atmosphère traversée, qui est représentée par le nombre de masse d'air AM, de la quantité des nuages, et la qualité d'air (pollution,...etc).

Pour calculer l'intensité solaire interceptée par une installation photovoltaïque dans un site géographique donné, on doit d'abord calculer le rayonnement solaire hors atmosphère, celui-ci dépend de la trajectoire du soleil, et se calcule à partir de la date, de l'heure, et de la localisation géographique du site. Ensuite, après avoir traversé l'atmosphère et dû aux conditions climatiques et atmosphériques, le rayonnement s'atténue.

1.3.1 La trajectoire du soleil

Pour un observateur sur terre, le soleil a une trajectoire apparente qui varie avec les saisons, elle est due à la rotation de la terre autour d'elle-même, avec un axe de rotation incliné de 23°27' par rapport à sa trajectoire de rotation autour du soleil qui est légèrement elliptique. Il est nécessaire de connaître sa position afin d'estimer son apport en énergie.

Cette position est caractérisée par des grandeurs de deux plans différents : Le plan horizontal et le plan équatorial.

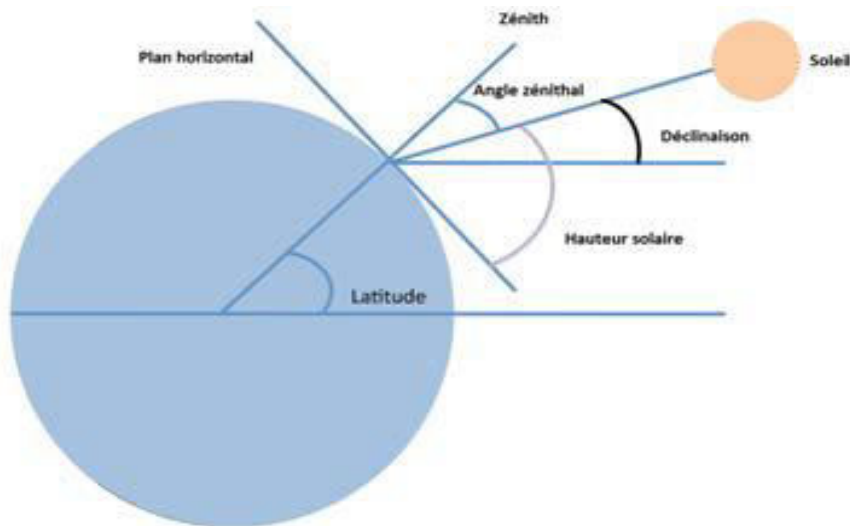


Fig.1.1 Systèmes de coordonnées pour repérer la position apparente du soleil [2]

1.3.1.1 Coordonnées équatoriales

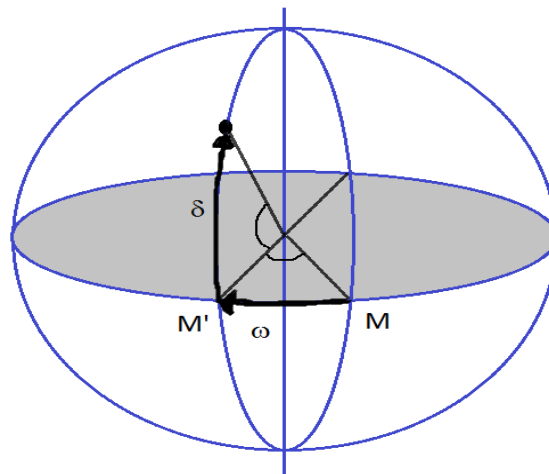


Fig.1.2 Système de coordonnées équatoriales [2].

a- La déclinaison solaire δ : L'angle de déclinaison est l'angle formé par l'axe terre-soleil (à midi solaire), et le plan de l'équateur, et dépend de nombre de jours de l'année :

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284+n}{365}\right) \quad (1.1)$$

n : le nombre de jour de l'année.

b- L'angle horaire ω : Représente le déplacement angulaire du soleil à l'Est ou à l'Ouest du méridien local, dû à la rotation de la terre autour de son axe à 15° par heure. Sa valeur est nulle à midi, négative le matin, et positive le soir.

1.3.1.2 Coordonnées horizontales

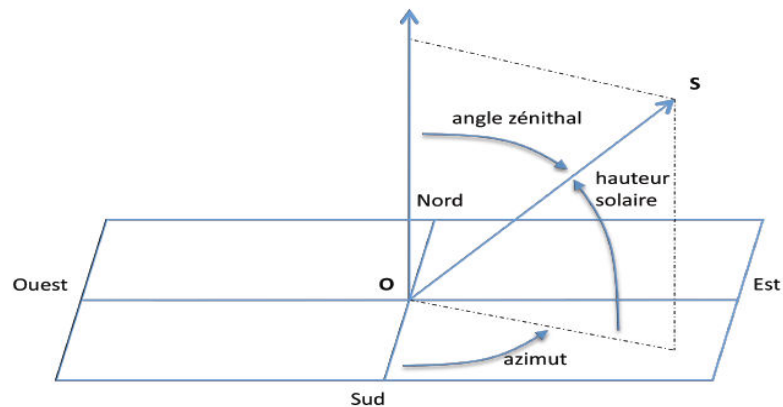


Fig.1.3 Système de coordonnées horizontales [2].

a- La hauteur solaire et l'angle zénithal : La hauteur solaire est l'angle que forme le soleil avec le plan horizontal (l'horizon astronomique). Sa valeur est nulle, aux lever et coucher du soleil, et atteint 90° au zénith.

L'angle zénithal θ_z est l'angle complémentaire de la hauteur solaire. Il se déduit d'une relation trigonométrique et est également compris entre 0° et 90° [2] :

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\omega) \quad (1.2)$$

φ : La latitude du lieu.

b- L'azimut ψ : Il s'agit de l'angle entre la projection du soleil sur le plan horizontal et la direction du sud, et se déduit de la relation (1.3) :

$$\cos(\psi) = \frac{\sin(\delta) \cos(\varphi) - \cos(\delta) \sin(\varphi) \cos(\omega)}{\sin(\theta_z)} \quad (1.3)$$

En connaissant la latitude et la longitude d'un lieu donné, la hauteur solaire et l'azimut permettront de tracer un diagramme (hauteur en fonction de l'azimut), qu'on appelle le diagramme solaire, et qui permet de prédire la trajectoire et la position du soleil pour un quelconque jour de l'année. Ainsi, il est possible d'en déduire les périodes où l'installation est ombragée.

La figure (1.4) représente le diagramme solaire d'un site à la latitude $\varphi = 36^\circ 54'$ (ANNABA), tracé sur le logiciel DiagSol.

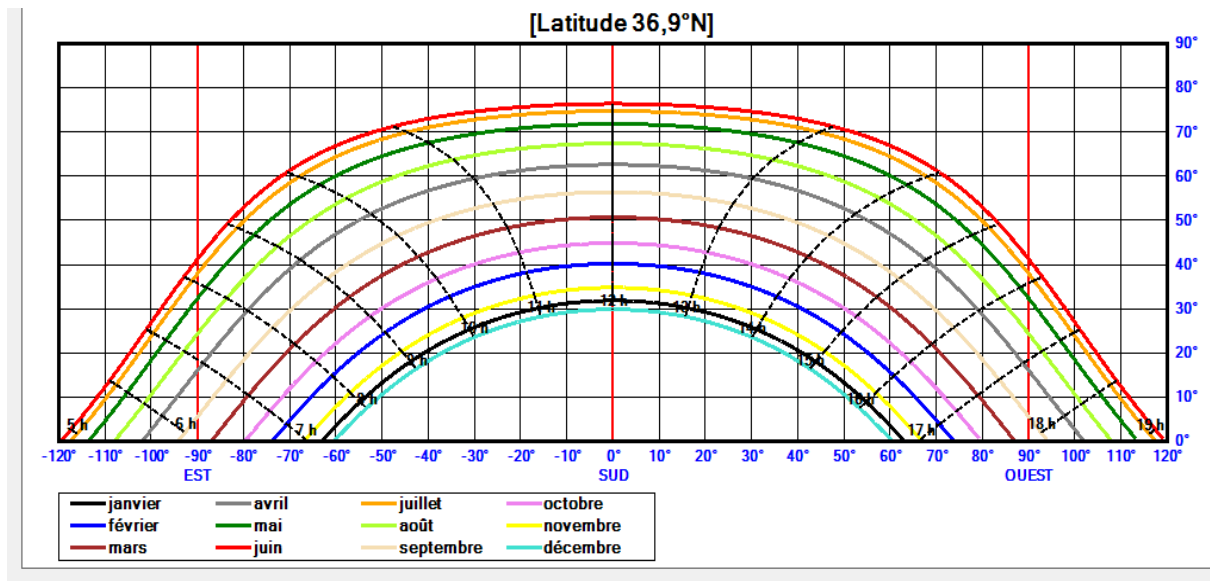


Fig.1.4 Diagramme Solaire d'un lieu de latitude 36.9° Nord

➤ Interprétation du diagramme

Ce diagramme montre des trajectoires solaires, qui diffèrent pour chaque mois de l'année. On en déduit qu'en mois de Décembre les jours sont les plus courts et le soleil est très bas dans le ciel (30° au zénith), contrairement au mois de Juin, où les jours sont très longs et le soleil atteint sa hauteur maximale de toute l'année (environ 76°) à midi solaire.

Avant d'installer un champ PV, une étude de l'ombrage du site choisi doit être réalisée, afin de pouvoir positionner les panneaux de manière à ce qu'ils soient illuminés pendant le maximum de temps possible durant toute la période de l'année. On distingue deux types d'ombrage :

- L'ombrage lointain : Dû à la disparition du soleil derrière la ligne d'horizon, ou aux grands obstacles (montagnes, arbre, immeubles,..) situés à une grande distance, qui provoquent une ombre couvrant l'intégralité de l'installation.
- L'ombrage proche : Dû aux obstacles naturels ou artificiels, situés à de faibles distances.

Pour évaluer et étudier les effets de ces ombrages sur la puissance générée par les panneaux PV, une méthode est de rapporter les mesures d'ombres sur le diagramme solaire, ensuite choisir la position pour laquelle les panneaux y sont le moins exposés pendant la journée.

Il en est également nécessaire de connaître l'angle d'incidence θ des rayons solaires, dont celles-ci forment avec la normale à la surface. En effet, c'est de cet angle que dépend l'intensité du rayonnement capté par un capteur solaire, ainsi dans une installation PV on doit faire de sorte que celui-ci soit nul, pour avoir une incidence perpendiculaire, et donc un maximum de rayonnement capté. Il se déduit de la relation (1.4) :

$$\cos(\theta) = \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi - \beta) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\omega) \quad (1.4)$$

Tel que β est l'inclinaison des panneaux, $0^\circ \leq \beta \leq 90^\circ$:

$$\beta=0^\circ \text{ Plan horizontal, } \beta=90^\circ \text{ Plan vertical}$$

1.3.2 Le nombre d'air masse AM

La masse d'air optique est définie (par ciel clair) comme la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol [3], dont l'intensité est de 1000 W/m^2 lorsque le soleil est au zénith, traversant ainsi une épaisseur d'atmosphère unité (7,8 km), ces conditions sont indiquées par la référence du spectre AM1. Hors atmosphère on définit le nombre AM0, et lorsque le soleil est à 30° de l'horizon le nombre d'air masse est AM2. La référence choisie pour le photovoltaïque est AM1.5 qui correspond à un soleil à 48° , avoisinant un rayonnement de 833 W/m^2 [5].

1.3.3 Spectre du rayonnement solaire

Le spectre du rayonnement solaire, est réparti en différents domaines caractérisés par les différentes énergies de chaque photon des rayons lumineux, qui sont directement liées aux longueurs d'ondes λ . L'énergie d'un photon est représentée par la relation (1.5) :

$$E_{\text{ph}} = \frac{hc}{\lambda} = h \cdot \nu \quad (1.5)$$

Où : **h** : La constante de Planck = $6,62607004 \times 10^{-34} \text{ m}^2 \text{ kg / s}$,

c : vitesse de la lumière = $3 \times 10^8 \text{ m/s}$, **ν** : la fréquence.

Les longueurs d'ondes du rayonnement solaire terrestre sont comprises entre $0,2 \mu\text{m}$ (ultra-violet) et $4 \mu\text{m}$ (infrarouge) avec un maximum d'énergie pour $0,5 \mu\text{m}$. 97,5% de l'énergie solaire est comprise entre $0,2 \mu\text{m}$ et $2,5 \mu\text{m}$. De $0,4 \mu\text{m}$ à $0,78 \mu\text{m}$, le spectre correspond au domaine du visible [4]. Le tableau (1.1) présente les différentes zones du spectre solaire, avec les longueurs d'ondes attribuées.

λ (μm)	E_{ph} (eV)	Zone
0.2	6.2	Ultra-violet
0.4	3.1	Visible bleu
0.5	2.48	Visible jaune-vert
0.78	1.59	Visible rouge
1	1.24	Infrarouge
2	0.62	Infrarouge
4	0.31	Infrarouge

Tableau.1.1 Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire [4]

La figure (1.5) représente l'effet des atténuations atmosphériques sur le spectre solaire :

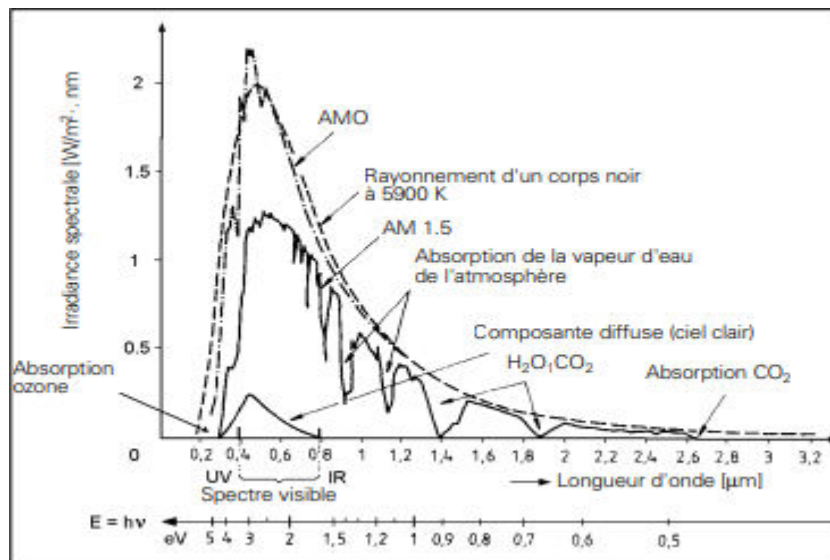


Fig.1.5 Spectre du rayonnement solaire: AM0 (extraterrestre) et AM1.5 (épaisseur de 1.5 atmosphère, correspondant à une hauteur du soleil de 48° au niveau de la mer) [3].

1.3.4 Rayonnement direct, diffus et global

Le rayonnement solaire s'affaiblit en traversant l'atmosphère, et est atténué par ses différents éléments comme les molécules, les aérosols, les gaz, les gouttelettes nuageuses ou les cristaux de glace. Les particules d'aérosols diffusent et absorbent le rayonnement solaire à travers l'atmosphère. Les propriétés de diffusion et d'absorption dépendent de leur composition chimique et de l'humidité de leur environnement. La vapeur d'eau, l'ozone, le dioxyde de carbone et l'oxygène sont les principaux gaz absorbants du spectre solaire [2]. Il en résulte alors trois composants :

- a- Rayonnement direct :** Arrive directement du soleil en ligne droite, il ne subit aucune diffusion.
- b- Rayonnement diffus :** Correspond aux rayons diffusés par l'atmosphère ou par les nuages. Le diffus représente plus de 50% du rayonnement annuel disponible dans les régions tempérées contre 30 à 45% dans les pays ensoleillés et en montagnes, 15 à 20% est le taux de ce rayonnement lors des belles journées [1].
- c- Rayonnement réfléchi :** Appelé également l'albédo, c'est la partie réfléchi par le sol, et dépend de la nature et de l'environnement de ce dernier.
- d- Rayonnement global :** Il s'agit évidemment, de la somme des trois composants du rayonnement, comme le représente la figure (1.6).

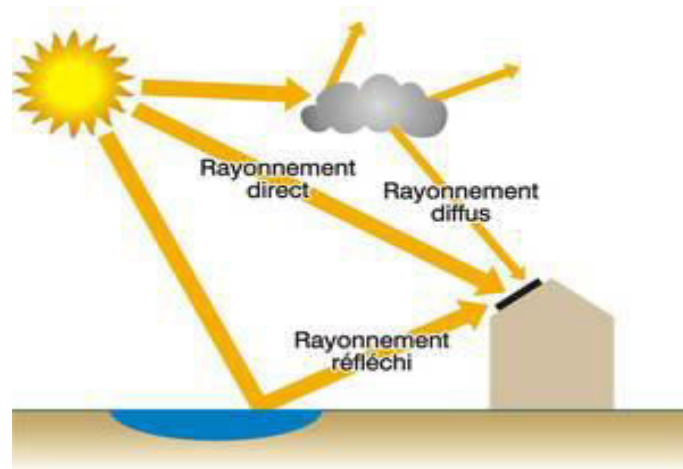


Fig1.6 Les différentes composantes du rayonnement solaire

1.3.5 Normalisation [2]

Les conditions standard de qualification des modules photovoltaïques sont:

- Un spectre AM1.5,
- Un éclairement de 1000W/m^2 ,
- Une température de 25°C .

Les constructeurs de panneaux solaires spécifient les performances de leur matériel dans les conditions normalisées citées ci-dessus (S.T.C. : Standard Test Conditions).

1.3.6 Radiation, Irradiation et modèles mathématiques

- **La radiation :** Notée par la lettre G , elle est appelée aussi : « éclairement ». C'est l'intensité du rayonnement ou la puissance qui frappe une surface de 1m^2 , son unité est ainsi le (W/m^2) .

- **L'irradiation** : Notée par la lettre H, elle est appelée aussi « ensoleillement ». C'est l'énergie du rayonnement qui frappe une surface de 1 m², par heure, par jour ou par an. S'exprime en (Wh/m²) ou (J/m²) dans le SI.

1.3.6.1 Calcul de l'irradiation hors atmosphère sur une surface horizontale

Pour calculer l'irradiation H_0 reçue pendant une journée par un capteur plan en position horizontale, on utilise :

$$H_0 = \frac{24 \times 3600 \times 1367}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) (\cos\varphi \cos\delta \sin\omega_s + \frac{\pi\omega_s}{180} \sin\varphi \sin\delta) \quad (1.6)$$

$$\text{Où : } \omega_s \text{ L'angle du temps du coucher de soleil : } \cos(\omega_s) = -\text{tg}(\varphi) \text{tg}(\delta) \quad (1.7)$$

La moyenne mensuelle de H_0 est calculée en utilisant l'expression de H_0 , avec n comme étant le jour représentatif du mois en question. Dans le cas de notre étude où on va considérer le mois de décembre comme le mois le plus défavorable, c'est le 14 de ce mois qui sera le jour représentatif.

1.3.6.2 Estimation de l'irradiation solaire moyenne à la surface de la terre

a- Plan horizontal

Les mesures sont le meilleur moyen d'avoir des valeurs de l'irradiation solaire. Néanmoins, pour l'estimation de l'irradiation solaire à la surface de la terre, il existe plusieurs méthodes pour le faire à partir de l'irradiation hors atmosphère, tout en tenant compte de l'effet d'atténuation dû à l'atmosphère.

L'irradiation journalière moyenne \bar{H} reçue pendant un mois par un capteur solaire horizontal peut être estimée à partir de l'expression :

$$\frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} = a + b \frac{\bar{n}}{\bar{N}} \quad (1.8)$$

\bar{H}_0 : Irradiation moyenne par jour hors atmosphère.

a et b : deux constantes expérimentales qui rendent compte de l'effet d'atténuation dû à l'atmosphère et qui dépendent des conditions atmosphériques, du climat, et de la position géographique du site.

Le rapport \bar{H}/\bar{H}_0 est appelé l'indice de clarté du temps mensuel moyen.

\bar{n} : Moyenne mensuelle du nombre d'heure/jour de brillance du soleil (grandeur expérimentale).

\bar{N} : Moyenne mensuelle de la longueur du jour en heures.

$$\text{Tel que la longueur du jour } N = (2/15) \cos^{-1} (-\tan\varphi \tan\delta) \quad (1.9)$$

b- Plan incliné

Pour calculer l'irradiation H_T sur un plan incliné caractérisé par son inclinaison β et son azimut ψ , on utilise la formule du modèle isentropique :

$$\bar{H}_T = \bar{H}_b R_b + \bar{H}_d \left(\frac{1+\cos\beta}{2} \right) + \rho_g \bar{H} \left(\frac{1-\cos\beta}{2} \right) \quad (1.11)$$

Ou :

\bar{H} , \bar{H}_b et \bar{H}_d : L'irradiation journalière moyenne terrestre sur une surface horizontale, respectivement, totale, incidente et diffuse.

$$H = H_b + H_d, \quad \frac{H_d}{H} = 0.41$$

R_b : Taux de l'irradiation hors atmosphère sur une surface inclinée par rapport à l'irradiation hors atmosphère sur une surface horizontale :

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (1.12)$$

ρ_g coefficient de transmission du sol, ou d'Albedo.

Milieu urbain	0.14 – 0.20	Béton	0.25 – 0.35
Herbe	0.15 – 0.25	Tuiles rouges	0.33
Herbe fraîche	0.26	Aluminium	0.85
Neige fraîche	0.82	Cuivre	0.74
Neige mouillée	0.55 – 0.75	Aciergalvanisé neuf	0.35
Asphalte sec	0.09 – 0.15		
Asphalte mouillé	0.18		
Galvanisé très sale	0.08		

Tableau1.2 Coefficients d'albédo usuels [3]

La figure (1.7) représente un diagramme d'irradiation solaire, pendant une journée (14 Décembre) sur un plan incliné de $\beta=46.9^\circ$, sur la wilaya Annaba. (Valeurs de la plateforme de calcul du rayonnement solaire du CDER [6], et courbe tracée sur Matlab).

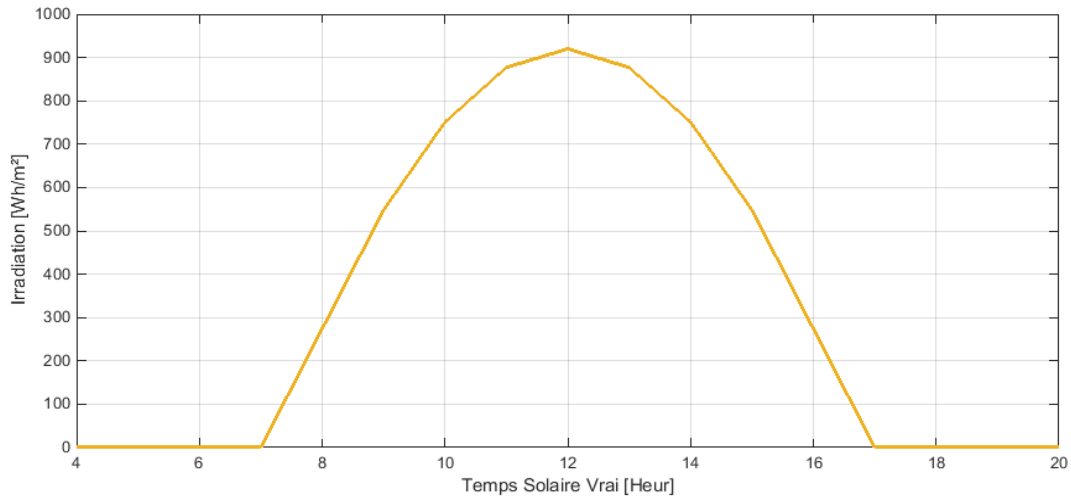


Fig1.7 Diagramme des irradiations journalières (14 Décembre).

- Au début et à la fin de la journée, l'irradiation est minimale $G = 274 \text{ Wh/m}^2$, et atteint son maximum à midi solaire (quand le soleil est au zénith) $G = 920 \text{ Wh/m}^2$.

La figure (1.8) représente les irradiations mensuelles reçues sur un plan incliné de $\beta = 46.9^\circ$, sur la wilaya Annaba. (Valeurs de la plateforme de calcul du rayonnement solaire du CDER [6]).

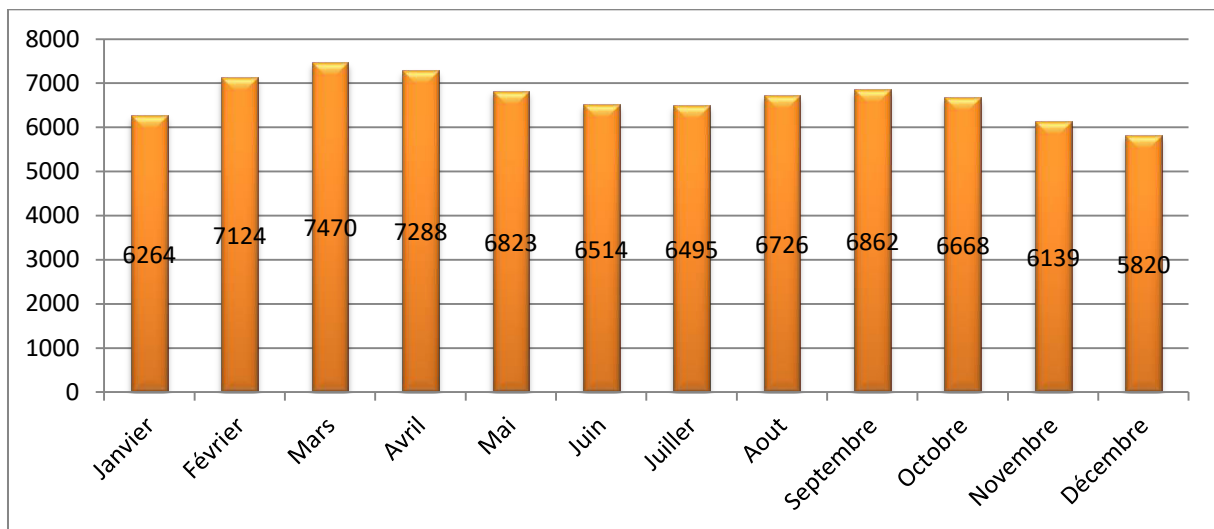


Fig1.8 Diagramme d'irradiations journalières moyennes wilaya d'Annaba [Wh/m²]

1.4 L'effet photovoltaïque

Le rayonnement solaire étant un rayonnement électromagnétique, il se compose de photons de différentes longueurs d'ondes formant le spectre lumineux, dont une partie sera transmise, une partie réfléchi, et une autre absorbée, en traversant un matériau. La partie absorbée par les

cellules PV, est celle transformée en électricité. Cette transformation se fait en trois étapes essentielles :

- L'absorption de la lumière dans le matériau semi-conducteur.
- Le transfert d'énergie des photons vers les électrons.
- La collecte de charges.

Chaque matériau semi-conducteur se caractérise par son gap qui est la largeur de la bande interdite. C'est l'écart d'énergie entre le maximum de la bande de valence et le minimum de la bande de conduction. Il en existe deux types :

- Gap direct : Lorsque le max de la bande de valence et le min de la bande de conduction correspondent au même vecteur d'onde. Les transitions des électrons s'effectuent verticalement. Comme semi-conducteur à gap direct on cite : le GaAs et le CdTe. Ce sont les semi-conducteurs utilisés pour la fabrication des couches minces ($\approx 200\mu\text{m}$ d'épaisseur).
- Gap indirect : Lorsque la différence entre les vecteurs d'ondes des deux extrémités n'est pas nulle, la transition des électrons ne se fait pas d'une manière verticale, et l'absorption des photons est plus compliquée dans ce cas. Le silicium cristallin est un exemple à matériau à gap indirect. L'épaisseur de ce genre de semi-conducteurs doit être suffisante pour l'absorption des photons. D'où la nécessité d'une épaisseur de l'ordre de 0,1mm.

La figure (1.9), explique la différence entre les deux types de gap :

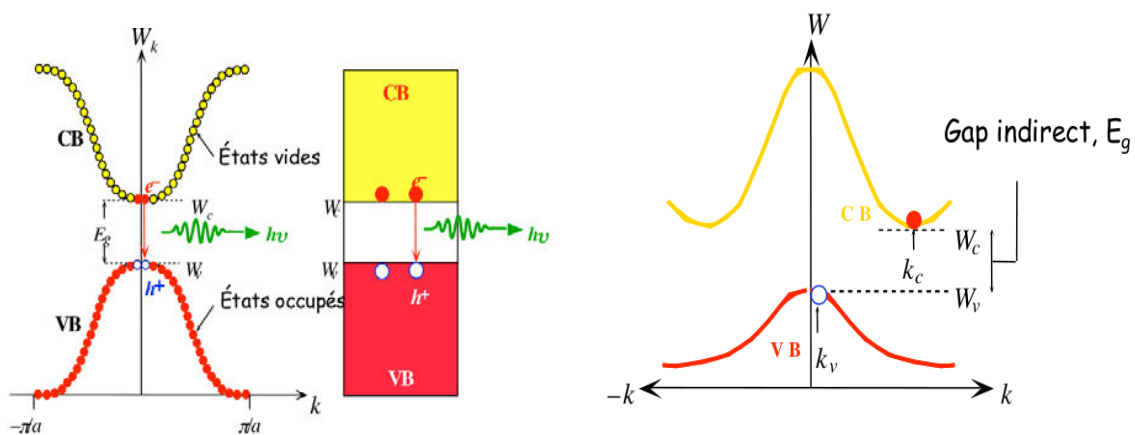


Fig.1.9 Représentations schématiques du gap direct (a) et du gap indirect (b) [2]

Le matériau semi-conducteur absorbe le photon dont l'énergie est supérieure ou égale à son énergie de gap ($h\nu \geq E_g$) (appartenant généralement au domaine du visible), qui par la suite, fait libérer un électron, et lui permet de migrer vers la bande de conduction, en lui cédant son énergie, créant ainsi une paire électron-trou, ce qu'on appelle les porteurs de charges.

Afin de profiter, d'une plus grande partie du spectre lumineux, et ainsi augmenter l'efficacité des cellules PV, on fait des multi jonctions de différents types de matériau, ayant des énergies de gap différentes. Ce qu'on appelle les cellules tandem.

Cependant, ces paires électron-trou peuvent se recombiner naturellement, ce qui empêche la circulation des charges. Une solution à ce problème est de créer un champ électrique dans le matériau, en dopant une partie du semi-conducteur par un atome ayant un électron de plus dans sa couche de valence (type N), et l'autre par un atome ayant un électron de moins (type P), créant ainsi une jonction P-N, qui maintiendra la circulation du courant.

Il apparait une différence de potentiel mesurable entre les connections des bornes positives et négatives de la cellule. La tension d'une cellule peut varier entre 0.3V et 0.7V selon le type du matériau utilisé.

Une cellule PV est réalisée par exemple à partir de deux couches de silicium, une dopée P (au Bore) et l'autre dopée N (au Phosphore).

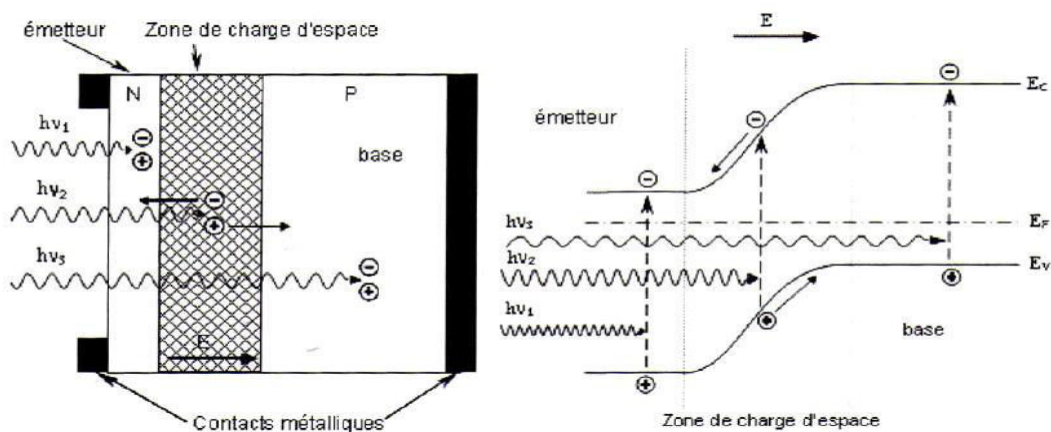


Fig. 1.10 Structure et diagramme de bande d'une cellule PV

1.5 La cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques les plus répandues actuellement sont à base de silicium (différence de potentiel de 0.6V).

1.5.1 Les différentes technologies de cellules

1.5.1.1 cellules en silicium monocristallin

Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme brillant, elles sont fabriquées à partir du cristal formé lors du refroidissement du silicium fondu.

Avantage

- bon rendement (20% environ).

Inconvénients

- Coûts très élevé.
- Un fonctionnement très médiocre sous un faible éclairement.
- Un gap indirect à 1.12 eV : pour absorber 90% de l'énergie reçue, il faudrait une épaisseur de 100 μm , ce qui est conséquent notamment par rapport aux couches minces que nous verrons par la suite.

1.5.1.2 cellules en silicium poly- cristallin

Lors du refroidissement du silicium fondu, ce dernier commence à former des cristaux, et les cellules sont obtenues par couplage de ces cristaux, d'où le nom Poly-cristallin. Elles ont une couleur bleu non uniforme, du fait de la structure hétérogène, et des motifs que créent les cristaux.

Avantages

- Un rendement d'environ 13%, qui est moindre que celui du monocristallin, mais tout de même considéré comme bon.
- Ce type de cellule est le plus utilisé à cause de son coût bas.

Inconvénients

- Un fonctionnement très insuffisant sous un faible éclairement.
- Un gap indirect à 1.12 eV : pour absorber 90% de l'énergie reçue, il faudrait une épaisseur de 100 μm [2].

- Une solution pour augmenter l'efficacité de ces deux technologies, sont les cellules à hétérojonctions qui consistent à déposer des couches de silicium amorphe sur une ou deux faces d'une plaquette cristalline. le procédé HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) existe actuellement sur le marché atteignant un rendement de 20% [2].

1.5.1.3 Les couches minces

Cette technologie consiste à déposer de fines couches de silicium ou autres matériaux comme le Tellure de Cadmium (CdTe), le Disélniure de cuivre et d'indium (CIS), et de gallium (CIGS), ou les jonctions à base d'Arséniure de Gallium (GaAs) (cellules Tandem), sur des substrats souple ou rigide à bas cout comme le vert. Afin de réduire l'épaisseur des cellules. Elle ne représente actuellement que 20% du marché mondial.

Avantages

- Le gap direct du GaAs et le CdTe, permet une meilleure absorption des photons.
- Bon rendement pouvant aller jusqu'à 19%.
- Minimisation de la matière et du cout, notamment lié à un processus de fabrication pas très onéreux, et la petite épaisseur utilisée ($\approx 200 \mu\text{m}$).
- Une flexibilité de mise en œuvre des matériaux, notamment avec l'utilisation de substrats souples.
- la possibilité d'obtenir des cellules semi-transparentes.

Inconvénients

- La toxicité de certains matériaux sur l'environnement (ex : le cadmium).
- Le faible approvisionnement en matière première.

➤ Cellules en silicium amorphe

Elles sont fabriquées à base d'une très faible épaisseur de silicium, qui n'a pas fait l'objet d'une cristallisation, formant donc une structure atomique désordonnée. Ces cellules permettent une hétérojonction avec du silicium cristallin.

Avantages

- Cette structure cristalline amorphe absorbe une gamme plus large, de longueur d'onde, par rapport au Silicium cristallin.

- Efficaces sur les sites hautement ombragés.
- Ces cellules sont à couches minces, ce qui traduit un gain en volume et en masse.

Inconvénients

- Leur rendement (10% environ) est moins bon comparant aux autres en plein soleil à cause de leur structure désorganisée.
- Leurs performances diminuent rapidement, en cas d'absence d'isolation galvanique.

Type de cellules	Rendements des cellules(%)			Domaines d'application
	Théorique	Au labo	Disponible	
Silicium monocristallin	27	24.7	14-16	Modules de grandes dimensions pour toits et façade, appareils de faible puissance. Espace (satellites)
Silicium poly cristallin	27	19.8	12-14	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, générateurs de toutes tailles (reliés au réseau ou sites isolés).
Silicium amorphe	25	13	6-8	Appareils de faible puissance, production d'énergie embarquée (calculatrice, montre) Modules de grandes dimensions (intégration dans le bâtiment).
Arséniure de Gallium GaAs	29	27.5	18-20	systèmes de concentrateur, espace (satellites).
CIS	27.5	18.5	10-12	appareils de faibles puissances, modules de grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)
Tellure de Gadmuim CdTe	28.5	16	9-11	modules de grandes dimensions (intégrations dans le bâtiment)

Tableau.1.3 Rendements des cellules et leurs domaines d'applications en fonction des différentes technologies [8]

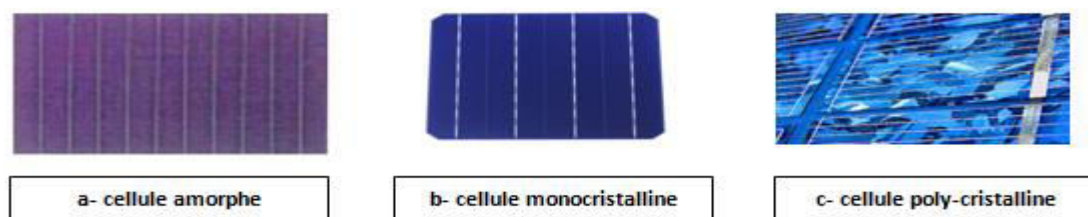


Fig. 1.11 Structures des différentes cellules de silicium

1.5.2 Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Le schéma équivalent qui modélise une cellule photovoltaïque est présenté dans la figure (1.12) :

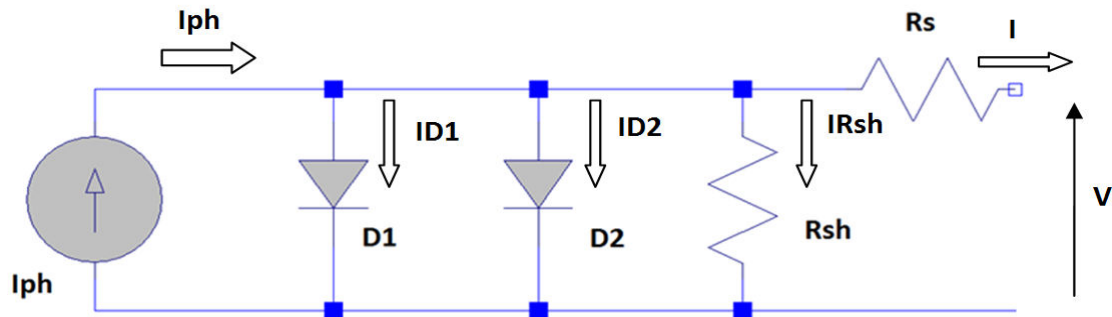


Fig.1.12 Schéma équivalent d'une cellule PV : modèle à deux diodes

C'est une modélisation à deux diodes, qui tient compte de sept paramètres. On peut toute fois considérer qu'une seule diode, et le modèle devient à cinq paramètres, plus simple mais moins précis.

D'après les lois de Kirchoff, on tire du schéma l'équation qui caractérise la variation du courant donné par la cellule en fonction de la tension :

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - I_{Rsh} \quad (1.13)$$

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{q(V+I.R_s)}{a_1 K T}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{q(V+I.R_s)}{a_2 K T}\right) - 1 \right] - \frac{V+I.R_s}{R_{sh}} \quad (1.14)$$

Tel que:

I: courant fourni par la cellule (A).

I_{ph} : photo courant, proportionnel à l'irradiation.

V : tension aux bornes de la cellule (V).

I_{s1} : courant de saturation de la 1^{ère} diode, dû à la diffusion.

I_{s2} : courant de saturation de la 2^{ème} diode dû à la recombinaison.

Dans le modèle à une seule diode, les deux courants sont inclus dans un seul.

a₁, a₂ : facteurs d'idéalité des diodes.

K : constante de Boltzmann = $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K

q : Charge de l'électron = $1,602 \cdot 10^{-19}$ Coulomb

T : température effective de la cellule (°K).

R_s : résistance série (Ω).

R_{sh} : résistance shunt ou parallèle (Ω).

1.5.2.1 Influence des résistances série R_s et shunt R_{sh}

Ces résistances sont des facteurs limitant du rendement du générateur PV, et tiennent compte des phénomènes dissipatifs au niveau d'une cellule.

- La résistance série correspond aux pertes joule de la résistance propre du semi-conducteur, ainsi qu'aux pertes des connexions et mauvais contacts ohmiques. Elle doit être petite afin d'éviter l'abaissement des courants et tensions de sortie et donc le rendement de conversion.
- La résistance Shunt caractérise les pertes engendrées par : la recombinaison des porteurs due aux défauts structuraux du matériau, ou bien les impuretés métalliques de la jonction, ou encore les imperfections du réseau cristallin. Une faible résistance shunt provoque des pertes de puissance en offrant un chemin alternatif au courant passant par la jonction [11], et cet effet est d'autant plus important à de faibles niveaux de lumière. L'ordre de grandeur de la résistance parallèle pour une cellule au Si :
 $R_{sh} = 10^2 \text{ à } 10^4 \Omega$ [4].

1.5.3 Caractéristique I(V) et paramètres d'une cellule PV

La figure (1.13) représente une caractéristique courant-tension I(V) dans le noir et sous illumination typique d'une cellule photovoltaïque à jonction PN.

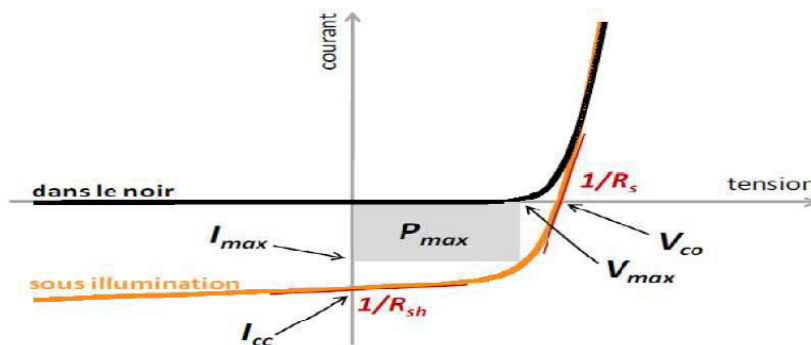


Fig. 1.13 Caractéristique courant-tension et paramètres physiques d'une cellule photovoltaïque.

En s'intéressant au 4^{ème} quadrant, on distingue 3 zones de fonctionnement, comme le montre la figure (1.14) :

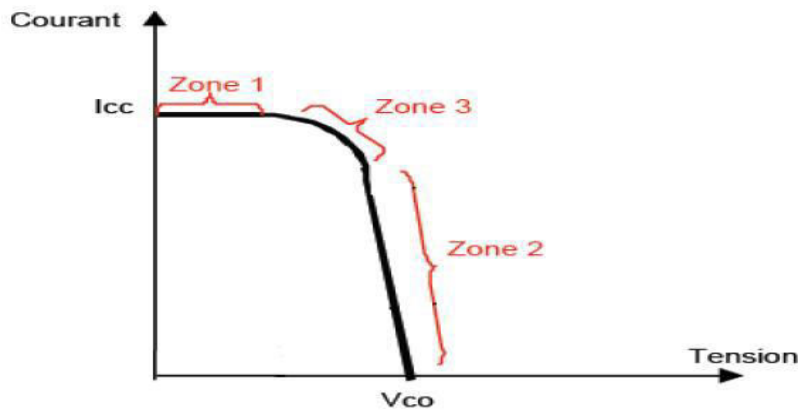


Fig. 1.14 Caractéristique I(V) d'une cellule PV

La zone 1 : La cellule se comporte comme un générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'éclairement, d'admittance interne équivalente à $1/R_{sh}$.

La zone 2 : la cellule se comporte comme un générateur de tension V_{co} , d'impédance interne équivalente à R_s .

La zone 3 : C'est la zone où se situe le point de puissance optimal, représenté par le couple (I_{max}, V_{max}) , et l'impédance interne varie rapidement entre R_s et R_{sh} sur cette zone.

1.5.3.1 Courant de court-circuit I_{cc}

Il s'agit du courant traversant la cellule quand celle-ci est court-circuitée, c'est-à-dire, quand la tension à ses bornes est nulle, et c'est le courant le plus élevé que la cellule peut générer. Il dépend de la surface active de la cellule, la mobilité de porteurs de charges, la longueur d'onde du rayonnement, et est linéairement proportionnel à l'intensité lumineuse [11]. Les cellules solaires commerciales ont des courants de court-circuit entre environ 28 mA/cm^2 et 35 mA/cm^2 [11]. Son expression approchée est donnée par :

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{1 + \left(\frac{R_s}{R_{sh}}\right)} \quad (1.15)$$

A des niveaux d'éclairement usuels, le photo-courant est proportionnel à l'intensité solaire G (W/m^2). Dans le cas idéal, il correspond au courant de court circuit qui peut alors simplement s'écrire :

$$I_{cc} = I_{cc0} \cdot \left(\frac{G}{1000}\right) \quad (1.16)$$

I_{cc0} : le courant de court-circuit pour une irradiation solaire standard de 1000 W/m^2 .

1.5.3.2 Tension de circuit ouvert V_{oc}

Comme son nom l'indique, c'est la tension aux bornes d'une cellule, lorsque celle-ci n'est connectée à aucune charge, et donc le courant traversant la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie de la jonction P-N et de la résistance shunt [11]. Sa valeur est entre 0.5V et 0.7V. Son expression est donnée par :

$$V_{oc} = \frac{aKT}{q} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (1.17)$$

En dépit de ce que montre l'équation, la tension de circuit ouvert est inversement proportionnelle à la température, à cause de l'augmentation rapide du courant de saturation I_s avec la température.

1.5.3.3 Facteur de Forme FF

Le facteur de remplissage, est un coefficient qui représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule, et la puissance formée par le rectangle I_{cc}, V_{oc} . Il caractérise la qualité du module.

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc}.V_{oc}} = \frac{I_{max}.V_{max}}{I_{cc}.V_{oc}} \quad (1.18)$$

Ce facteur, compris entre 0 et 1 ($0 < FF < 1$), est fortement influencé par la résistance série, et aussi par la shunt. Plus sa valeur est proche de l'unité, plus la puissance exploitable le sera également.

1.5.3.4 Le rendement η

Ce rendement correspond à l'efficacité d'une cellule à convertir la puissance lumineuse incidente en puissance électrique, et est représenté par la relation suivante :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{cc}.V_{oc}.FF}{P_{in}} \quad (1.19)$$

Il peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert. Pour chaque valeur de P_{in} on a une valeur du rendement η . Mais aux STC : $P_{in}=1000 \text{ W/m}^2$.

1.5.4 Association des cellules photovoltaïques

1.5.4.1 Association en série

Une association de N_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont traversées par le même courant. La caractéristique résultante du groupement en série est alors obtenue par addition des tensions à courant donné.

Les équations suivantes résument les caractéristiques électriques d'une association série de N_s cellules :

$$\begin{cases} V_{cos} = V_{CO} \times N_s \\ I_{CCs} = I_{CC} \end{cases} \quad (1.20)$$

Avec :

N_s : nombre de cellules en série

V_{cos} : tension de circuit ouvert des cellules en série.

I_{CCs} : courant de court circuit des cellules en série

En augmentant la tension, l'association en série la fait augmenter et rapprocher des valeurs usuelles. C'est l'association la plus communément utilisé dans le commerce pour les modules photovoltaïques. Cependant ce regroupement fait également amplifier l'effet de la résistance série R_s , car sa valeur est multipliée par N_s cellules.

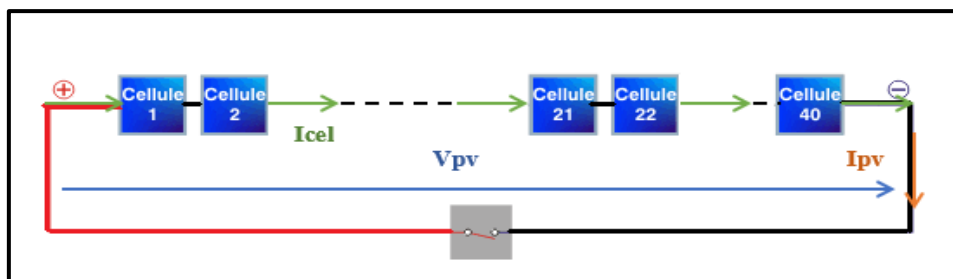


Fig. 1.15 Groupement en série de cellules PV

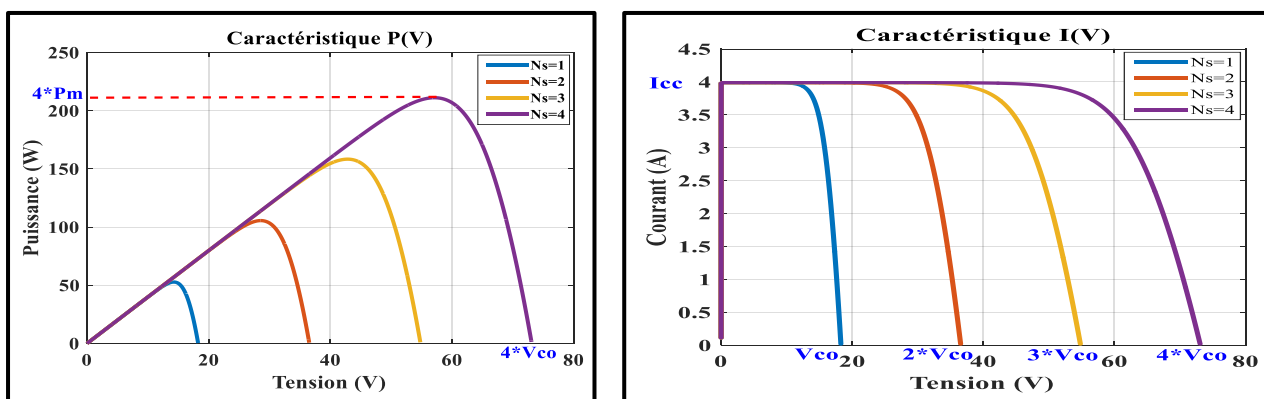


Fig. 1.16 caractéristiques P(V) et I(V) résultantes d'un raccordement en série

1.5.4.2 Association en parallèle

Une association de N_p cellules en parallèle permet d'accroître le courant de sortie du générateur. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants. En outre, dans ce type d'association l'effet de la résistance shunt est beaucoup plus remarquable [11].

Les équations suivantes résument les caractéristiques électriques d'une association parallèle de N_p cellules.

$$\begin{cases} V_{cop} = V_{co} \\ I_{CCp} = I_{CC} \times N_p \end{cases} \quad (1.21)$$

Avec :

N_p : nombre de cellules en parallèle.

V_{co} : tension de circuit ouvert des cellules en parallèle.

I_{CCp} : courant de court circuit des cellules en parallèle.

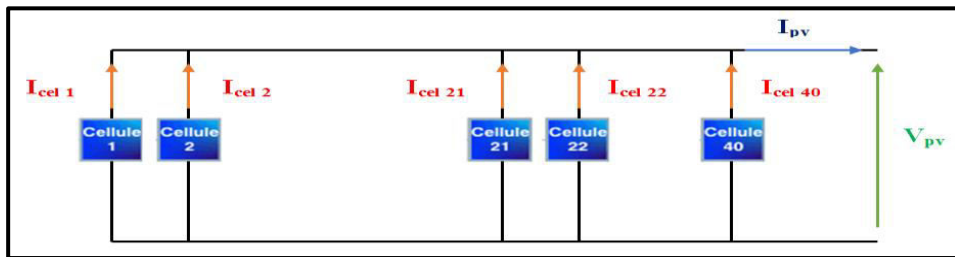


Fig. 1.17 Groupement en parallèle de cellules PV

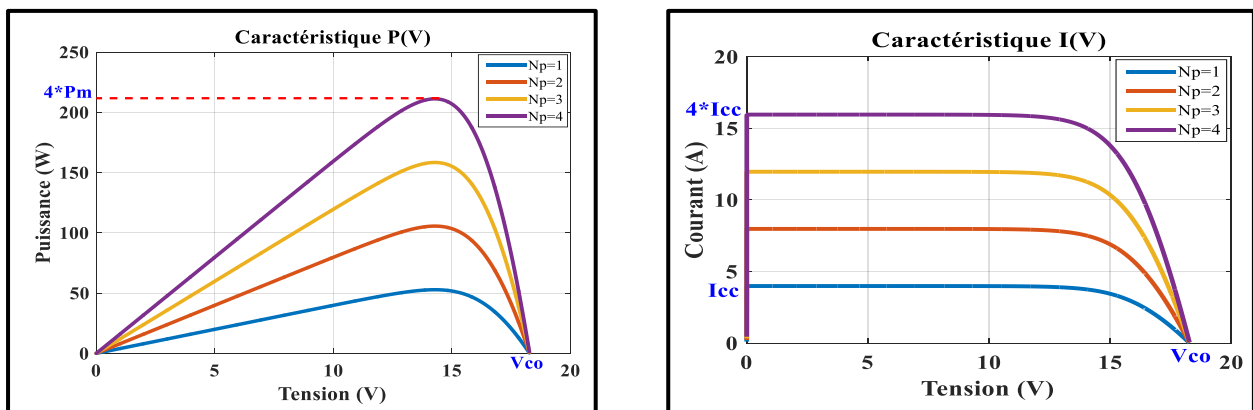


Fig. 1.18 caractéristiques P(V) et I(V) résultantes d'un raccordement en parallèle

1.5.4.3 Association mixte

On réalise un groupement mixte (série parallèle) quand il est nécessaire de faire augmenter le courant et la tension délivré par la cellule. On parlera dans ce cas de modules et de panneaux solaires. Les équations suivantes résument les caractéristiques électriques d’une association mixte:

$$\begin{cases} V_{COM} = N_s \times V_{co} \\ I_{CCM} = N_p \times I_{cc} \end{cases}$$

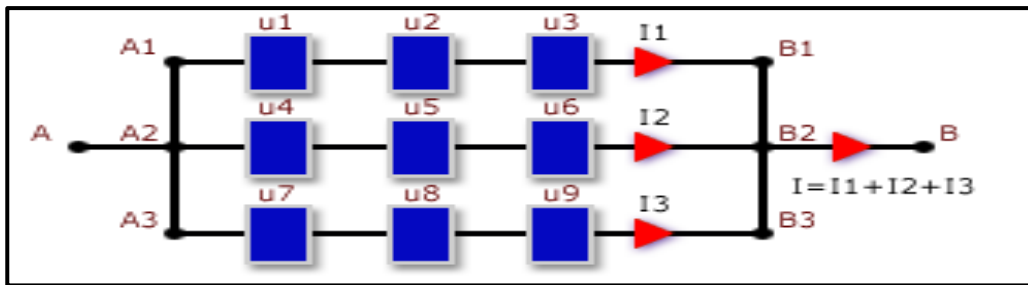


Fig. 1.19 Groupement mixte (série/Parallèle)

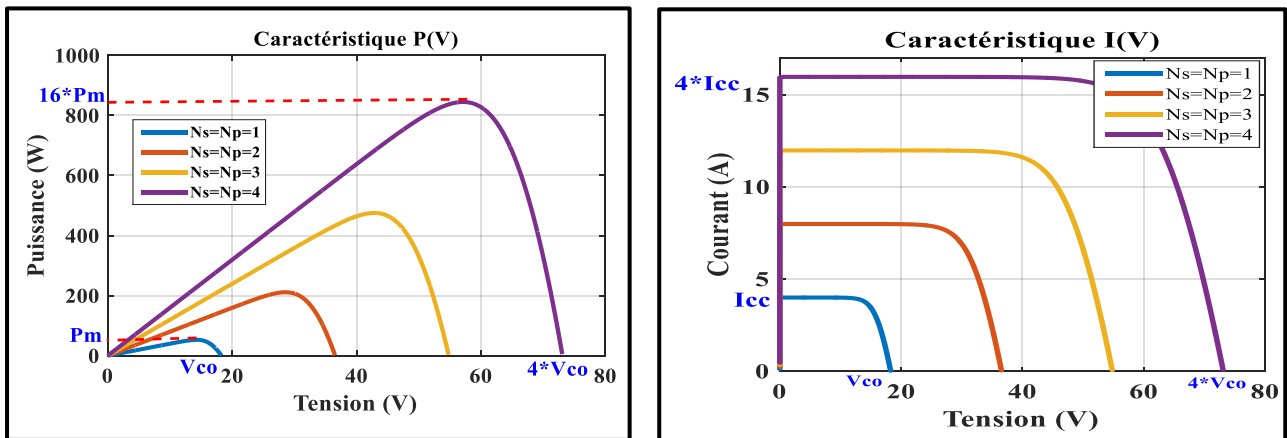


Fig. 1.20 caractéristiques P(V) et I(V) d'un Groupement mixte (série/Parallèle)

❖ En introduisant les relations (1.15), (1.16) et (1.17) pour un module PV, et en considérant le paramètre de la température l’équation (1.14) devient :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{q(V+I.R_s)}{a_1 K T N_s}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{q(V+I.R_s)}{a_2 K T N_s}\right) - 1 \right] - \frac{V+I.R_s}{R_{sh}} \quad (1.22)$$

Avec : $I_{ph} = (I_{cc} + K (T - 298.15)) \cdot \frac{G}{1000} \quad (1.23)$

$$I_s = \frac{I_{ph}}{\exp\left(\frac{V_{oc} + K(T - 298.15)}{V_T}\right) - 1} \quad (1.24)$$

$$\text{Où: } V_T = \frac{aKT N_s}{q} \quad (1.25)$$

1.6 Module, panneau et champ photovoltaïque

Un ensemble de cellules forme un module solaire, dans lequel les cellules sont reliées électriquement entre elles et encapsulées. Un panneau solaire est un ensemble de modules regroupés selon un montage mixte, le module étant à son tour composé d'un ensemble de cellules montées généralement en série. Et l'association (série/parallèle) de ces panneaux donne le champ photovoltaïque.

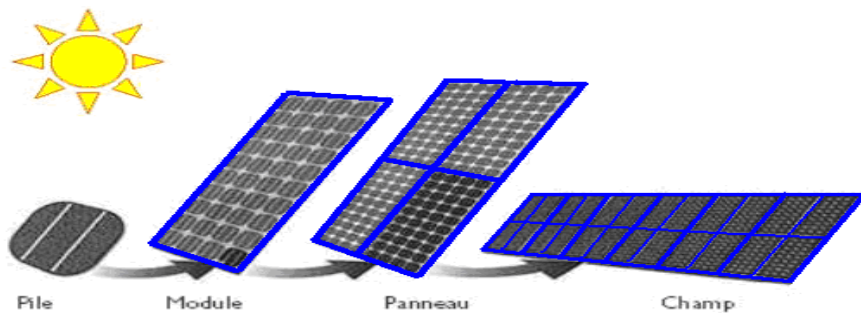


Fig. 1.21 Formation du champ photovoltaïque

1.6.1 Structure d'un module ou panneau photovoltaïque

- Câblage des cellules : Les cellules sont reliées l'une à l'autre par un fin ruban métallique en cuivre étamé, du contact de la face avant (-), au contact de la face arrière (+), comme le montre la figure ci-dessous [1]:

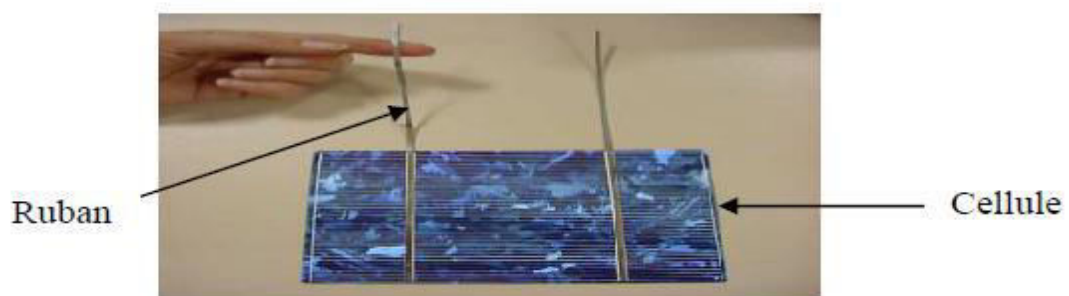


Fig. 1.22 Ruban métallique d'une cellule

- Un module est généralement constitué de :
- (1) Un cadre de support.
 - (2) Un joint d'étanchéité.
 - (3) Une plaque de verre extra claire afin de favoriser la transmission lumineuse.
 - (4) Deux couches qui enrobent les cellules, et les protègent contre les intempéries et l'humidité, elles sont fabriquées en Ethylène-Acétate de Vynile (EVA).
 - (5) Cellules Cristallines.
 - (6) Une protection contre les chocs externes, qui est une feuille de Tedlar, un polymère résistant aux UV et à la haute température.

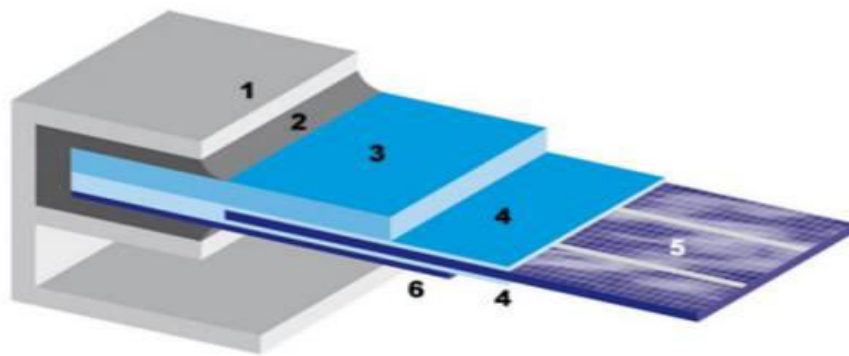


Fig.1.23 Constitution d'un module PV

1.6.2 Effet de l'ombrage

On appelle effet de l'ombrage, un panneau ou une cellule pas assez illuminée par rapport aux autres, et donc reçoit une faible irradiation. Cet effet provoque des pertes de puissances considérables. En effet, une cellule ombragée, débite un faible courant, comparée au reste des cellules. Ce courant est imposé à toutes les autres cellules du fait de la liaison en série entre elles. Par la suite, la puissance fournie par l'ensemble du module diminue.

1.6.2.1 Phénomène du point chaud

Lorsque le courant débité par le module est supérieur à celui de la cellule ombragée, la tension de celle-ci devient négative, et la cellule devient un élément récepteur. En dissipant une puissance électrique, elle s'échauffe et peut aboutir à sa destruction en cas de persistance du défaut, c'est le phénomène du point chaud.

Une solution est de placer une diode appelée By-pass (antiparallèle) en opposition, entre chaque réseau de cellules, afin de court-circuiter le réseau où se situe la cellule faiblement éclairée.

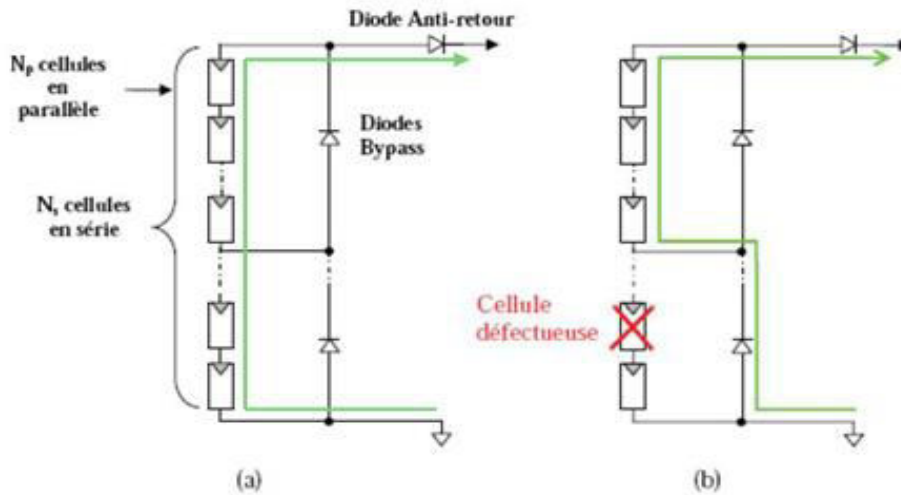


Fig.1.24 (a) architecture classique d'un panneau solaire PV avec diodes de protections. (b) défaillance d'une des cellules du module PV et activation de diode de circulation by-pass [1].

Puisque le réseau de la cellule ombragée est court-circuité via la diode de by-pass, il ne produit donc plus rien. Ce qui a pour effet de faire chuter drastiquement la courbe I-V du module et par conséquent la puissance délivrée (division par 2). Si l'on prend l'exemple d'un module composé de 36 cellules au silicium cristallin et de deux diodes de by-pass, une ombre partielle qui cache une cellule cristalline peut donc faire chuter de moitié sa puissance. En plus de cela, la forme de la courbe I-V est affectée et on peut obtenir deux points de puissance maximale, un déplacement de V_{max} , ce qui est problématique pour l'onduleur. Une solution à ce problème serait de placer une diode by-pass par cellule, sauf que ça coûterait trop chère[2].

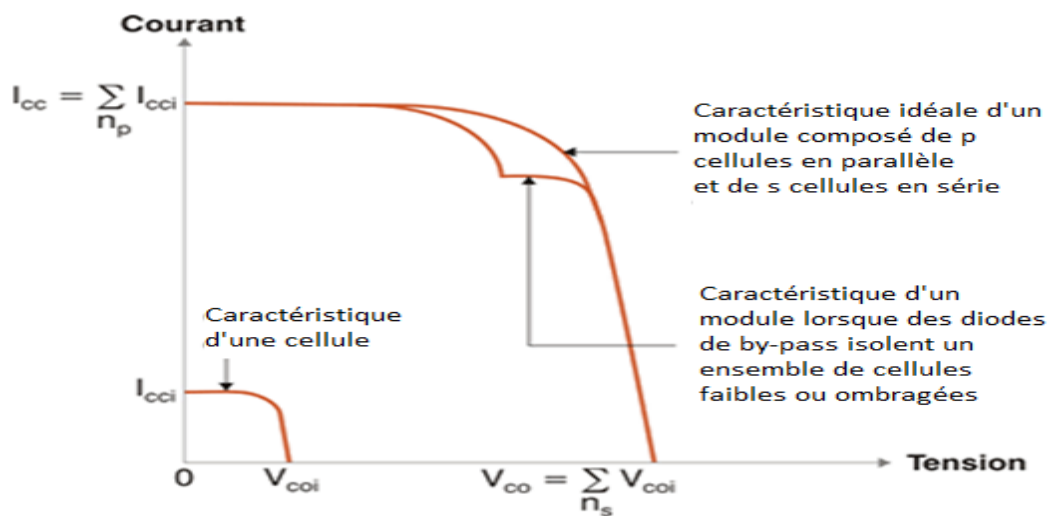


Fig.1.25 Caractéristique I-V d'un module dont certaines cellules ombragées sont isolées par une diode de by-pass [2].

En plus de la diode by-pass, une autre diode de protection est placée entre les modules, afin d'isoler les modules ombragés et aussi empêcher les batteries de se décharger dans les panneaux pendant la nuit, et c'est la diode anti-retour.

1.6.3 Etude de l'effet de l'éclairement et de la température

La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule.

1.6.3.1 Effet de l'éclairement

Dans le but de montrer l'influence de l'éclairement sur la variation du courant et de la puissance, nous avons varié les valeurs de l'éclairement de $E=400\text{W/m}^2$ jusqu'à $E=800\text{W/m}^2$ avec un pas de 200W/m^2 , tout en fixant la température à la valeur $T=25^\circ\text{C}$.

➤ Simulation et interprétation

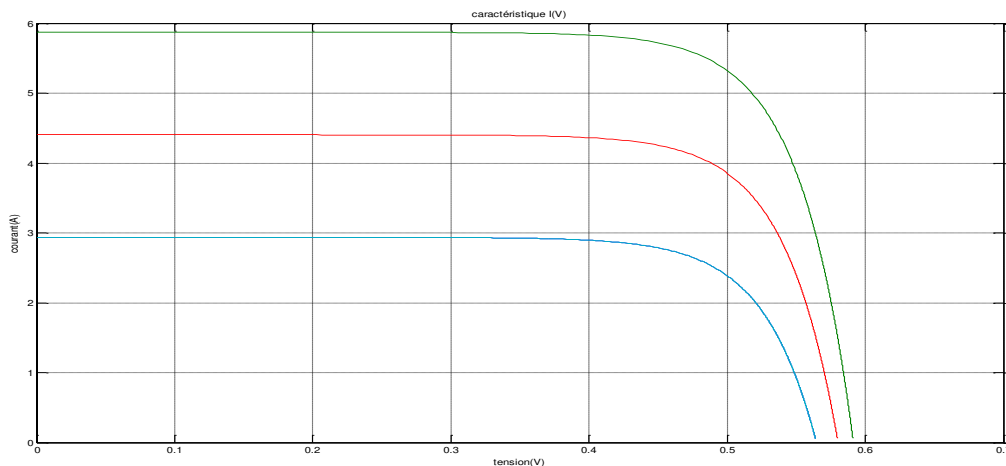


Fig. 1.26 Caractéristique $I=f(V)$ en fonction de la variation de l'éclairement (Matlab Simulink). $E=800\text{W/m}^2$, $I_{cc}=5,85\text{A}$.

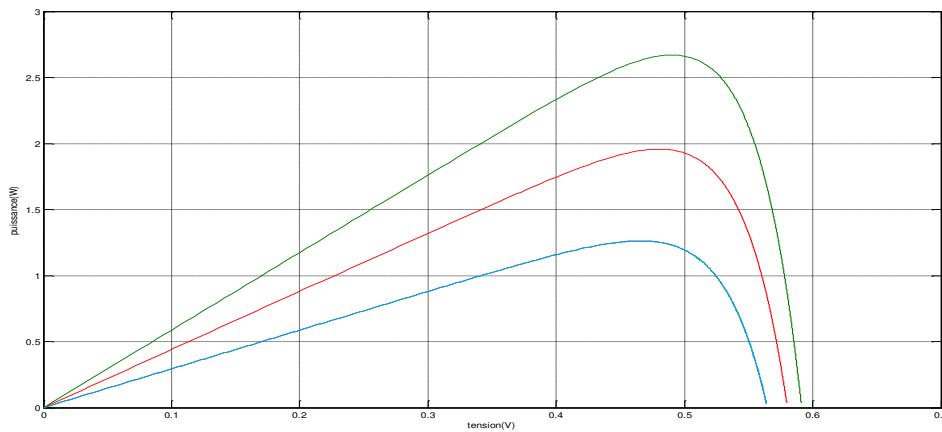


Fig. 1.27 Caractéristique de $P=f(V)$ en fonction de la variation de l'éclairement

- On voit clairement que l'augmentation de l'éclairement, a induit un accroissement du courant de court-circuit, et également de la puissance. En revanche, l'effet de l'éclairement sur la tension de circuit ouvert est négligeable.

1.6.3.2 Effet de la température

La température de la cellule influe sur le rendement, qui est inversement proportionnelle à sa variation, c'est à dire il décroît quand la température augmente.

Les figures suivantes présentent les caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$ pour différentes températures avec un éclairement fixe de valeur $E=1000 \text{ W/m}^2$.

➤ Simulation et interprétation

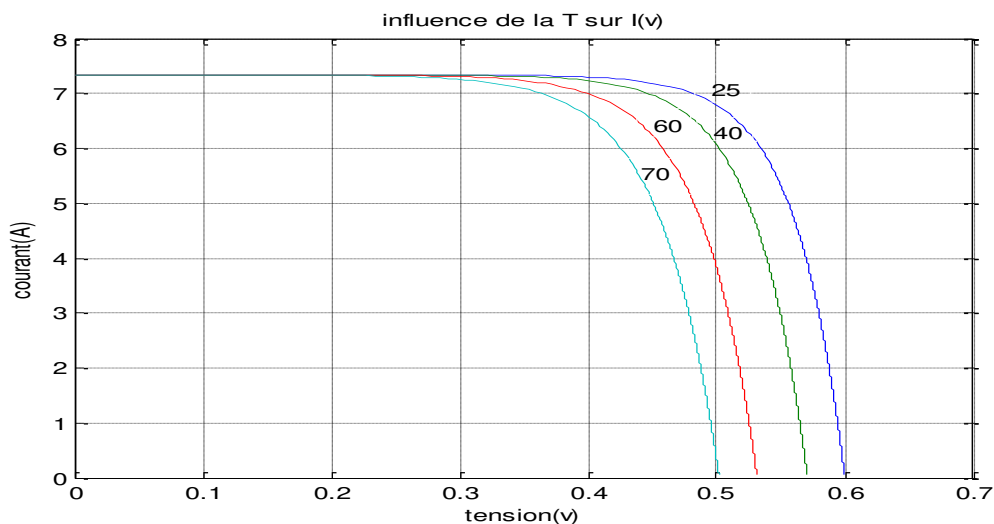


Fig. 1.28 Caractéristique de $I=f(V)$ en fonction de la variation de la température

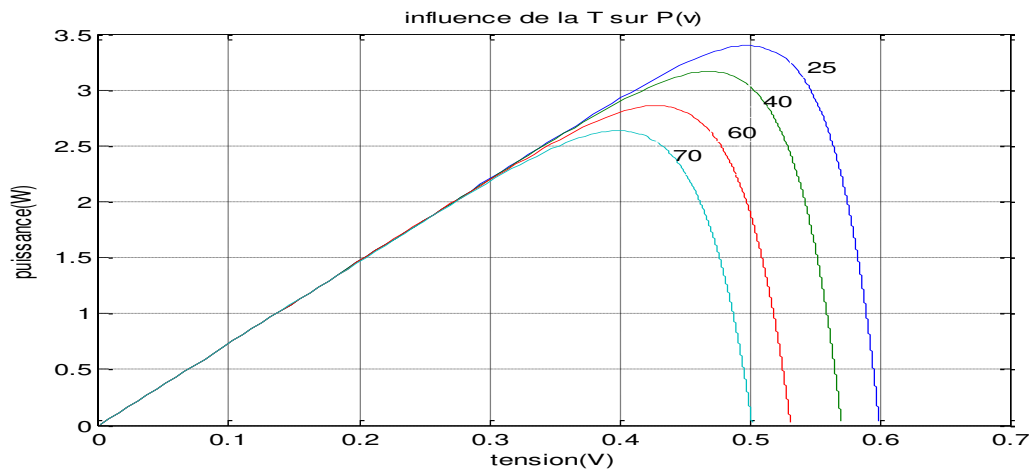


Fig. 1.29 Caractéristique de $P=(V)$ en fonction de la variation de la température

- On remarque que la température influe négativement sur la tension de circuit ouvert. Quand la température augmente la tension diminue.
- La puissance est inversement proportionnelle à la variation de la température. Elle décroît quand la température augmente.

1.7 Système ou Installation photovoltaïque

Il s'agit de l'ensemble d'éléments qui servent à la conversion et le transfert d'énergie solaire, de la production jusqu'à la consommation. Chaque système PV se divise en trois parties :

- Une partie de production d'énergie, se composant de panneaux solaires.
- Une partie de contrôle d'énergie.
- Une partie d'utilisation de l'énergie.

Des outils d'entretien de l'installation peuvent être ajoutés.

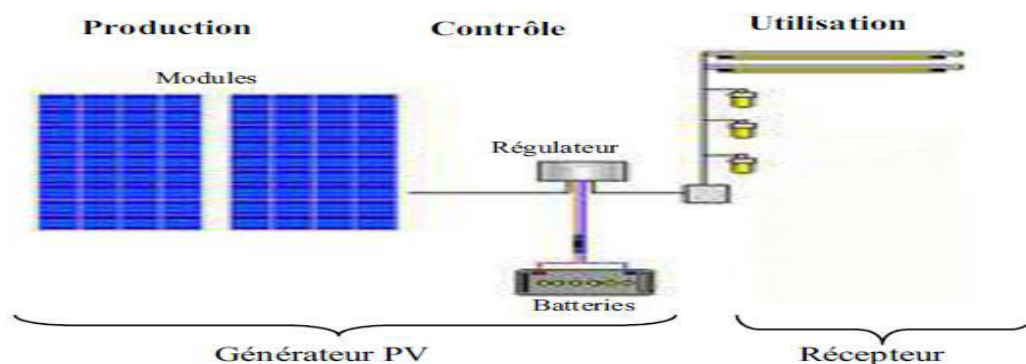


Fig. 1.30 Eléments d'un système photovoltaïque

1.7.1 Panneaux solaires et boîte de dérivation

Afin de regrouper les sorties des plusieurs panneaux dont une installation PV est constituée, une boîte de dérivation fixée sur une structure de montage, fait la connexion entre les modules pour avoir à sa sortie une puissance optimale, cette boîte contient un circuit imprimé sur le quel on trouve :

- Diodes Shottcky série, placées à l'entrée elles préviennent le déchargement des batteries dans les panneaux.
- Des fusibles de protections, utiles en cas de destructions des diodes by-pass.
- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettent de contrôler individuellement chaque branche de modules.
- Une protection parafoudre (Transil ou VDR) en sortie de la boîte.



Fig.1.31 Boîte de dérivation [1]

1.7.2 Le contrôle d'énergie Photovoltaïque

1.7.2.1 Le Stockage

Les ENR et notamment le PV, ont un caractère intermittent par rapport au jour et la nuit. Vu la dépendance des conditions climatiques en relation avec l'intensité lumineuse, le GPV nous fournit une production fluctuante, tantôt en excès, tantôt insuffisante, et même nulle la nuit. Ce caractère impose l'utilisation d'un système de stockage.

Diverses techniques de stockage, existent aujourd'hui. Parmi les plus populaires on site : Les batteries accumulateurs, Les super condensateurs, Le stockage hydraulique et le stockage par

hydrogène. Dans le cas de notre projet des batteries accumulateurs seront utilisées comme moyen de stockage, et une pile à combustible (Hydrogène) accompagnera le système comme source secondaire (Voir tout les détails dans le chapitre 2).

1.7.2.2 La régulation

Afin d'extraire le maximum de puissance qu'un générateur PV peut produire, et adapter cette puissance à la demande de la charge, des convertisseurs à commande MPPT (maximum power point tracking) sont nécessaires. La régulation électronique sert également à gérer la charge et la décharge des batteries et contribue à leur protection, car en son absence les accumulateurs sont exposés à une perte d'eau donc un vieillissement prématuré et à la sulfatation des plaques. Le régulateur dans un système photovoltaïque peut assurer aussi le rôle de la compensation thermique. Il est situé entre le champ de modules et les batteries accumulateurs [8]. (Voir chapitre 3).

1.7.3 Les différents types d'installations photovoltaïques

1.7.3.1 Installation autonome

Les systèmes autonomes dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre à la demande de l'électricité. L'énergie produite par les panneaux peut être stockée dans les accumulateurs pour pouvoir être réutilisée pendant la nuit ou lorsque le ciel est couvert.

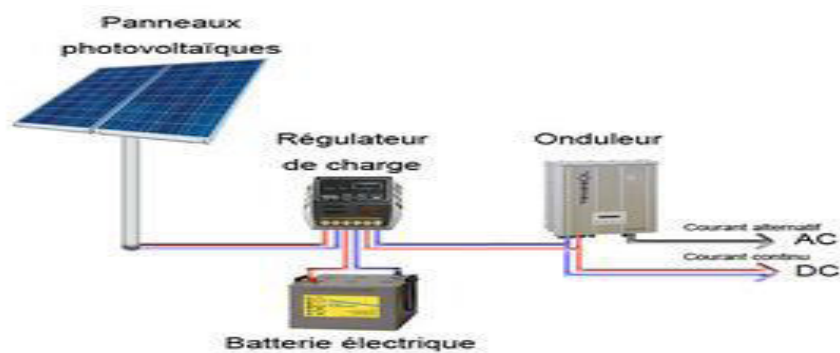


Fig. 1.32 Installation autonome

1.7.3.2 Installation photovoltaïque hybrides

Les systèmes hybrides sont également indépendants du réseau de distribution de l'électricité, et sont composés d'un générateur photovoltaïque combiné à une éolienne ou à un groupe

électrogène à combustible ou les deux à la fois. Ce système est utilisé dans les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée.

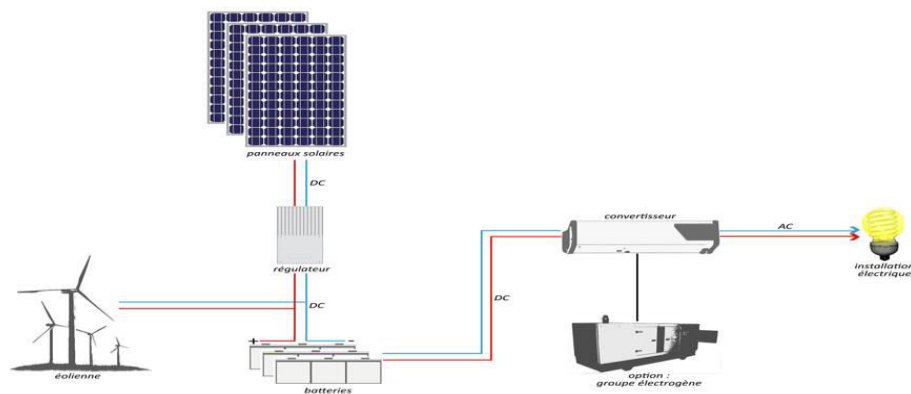


Fig. 1.33 Schéma d'un Système hybride

1.7.3.3 Installation raccordée au réseau

Les installations photovoltaïques couplées au réseau injectent de l'énergie dans le réseau à travers un onduleur qui convertit le courant continu produit par les panneaux en courant alternatif.

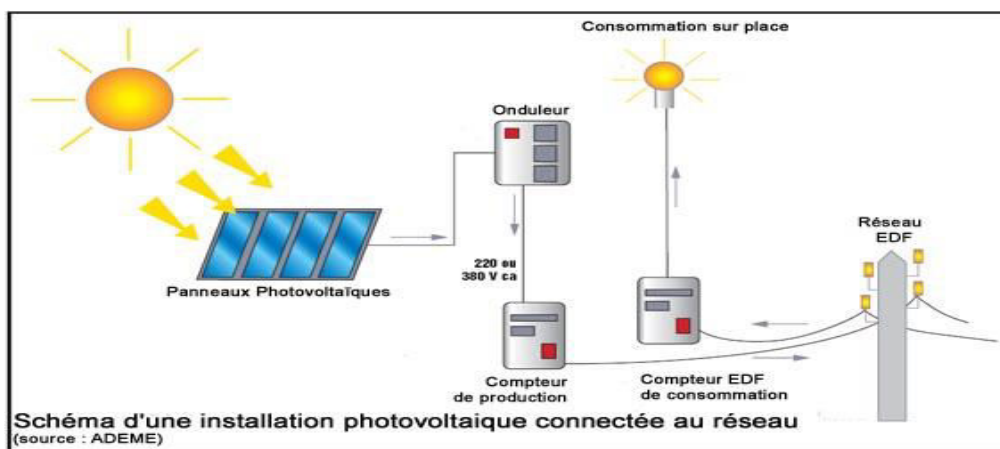


Fig. 1.34 Schéma d'une installation photovoltaïque connectée au réseau

1.7.4 Les différentes architectures d'installations photovoltaïques

L'utilisation d'un système multi-source, c'est-à-dire l'association d'une source alternative au GPV, est une autre solution au problème de l'intermittence de l'énergie solaire. Ceci nécessite l'assemblage de plusieurs éléments selon un plan bien défini : Choix de l'architecture

électrique, et la gestion de fonctionnement des éléments l'un par rapport à l'autre (Sujet du chapitre 4).

On distingue principalement deux formes d'architectures possibles. Le couplage DC et le couplage AC, le nom de chaque couplage est tiré du BUS sur le quel le générateur photovoltaïque, la source alternative, et le reste des éléments de l'installation sont raccordés.

1.7.4.1 Architecture à bus continu DC

Dans ce type d'architecture toutes les sources de l'installation (continues soient elles ou alternatives) envoient leurs puissances dans le bus continu DC. Ainsi toutes les charges (continues ou alternatives) doivent être alimentées à partir de ce même bus, par l'intermédiaire de régulateurs (Redresseurs, Onduleurs, et Hacheurs).

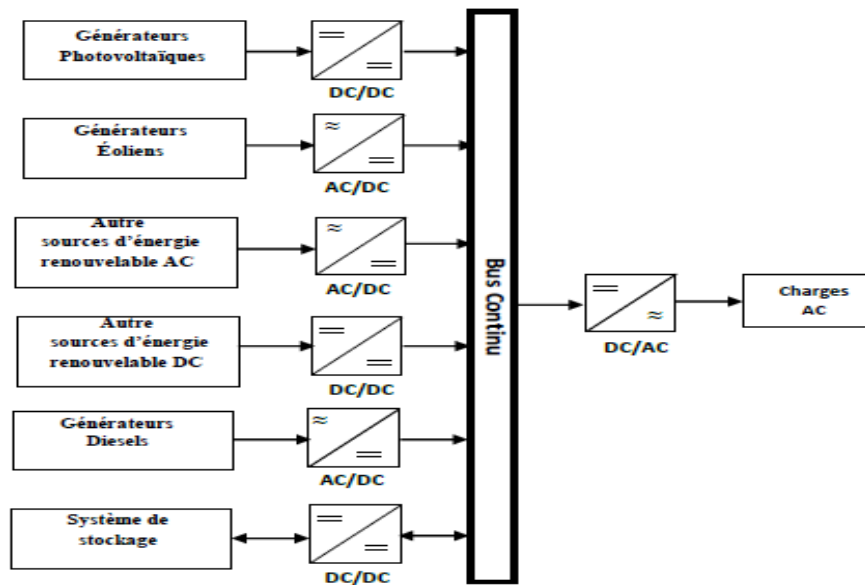


Fig.1.35 Architecture à bus continu DC [9]

1.7.4.2 Architecture à bus alternatif AC

Toutes les sources dans cette architecture sont reliées au bus AC, qui à son tour assure l'alimentation des charges. Ce type de couplage nécessite beaucoup de travail de maintenance et de mise en forme (adaptation de la fréquence et l'amplitude, synchroniser tout les éléments, filtrer les harmoniques...) [9], [10].

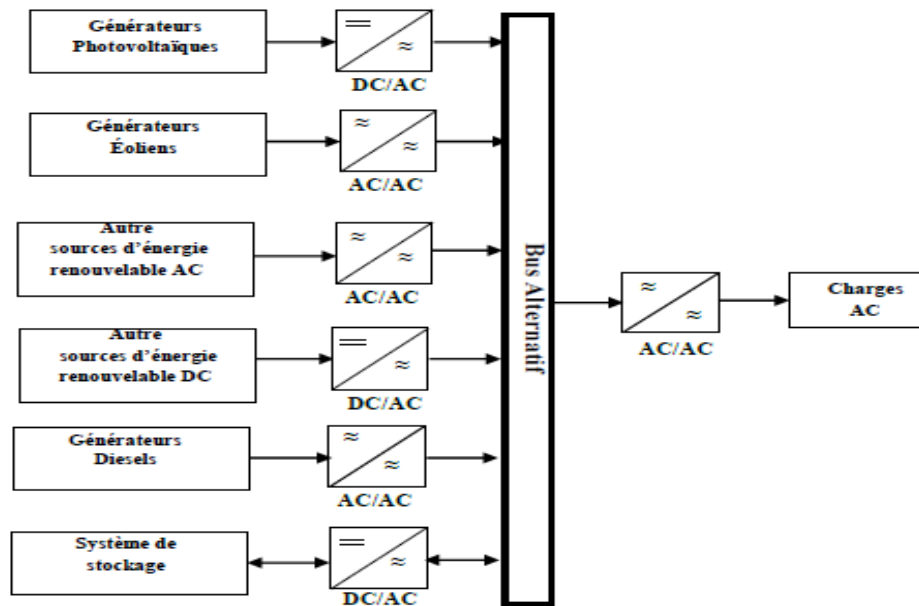


Fig.1.36 Architecture à bus Alternatif AC [9]

1.8 Conclusion

Ce présent chapitre, a englobé les fondements de l'énergie solaire photovoltaïque. Le mouvement du soleil, la nature de son rayonnement et a quel point nous pouvons en profiter, l'estimation de ces derniers points a été sujet d'un premier titre qui est la base de la conversion photovoltaïque et la construction d'installation solaire par la suite, dont toutes les étapes et propriétés, ont été expliquées et étudiées dans le reste du chapitre.

Références et Bibliographie

- [1] AMARA.K « Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension. », mémoire de magistère, UMMTO 2015.
- [2] Thomas Mambrini. « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies ». Météorologie. Université Paris Sud – Paris XI, 2014. Français. <NNT : 2014PA112380>. <tel-01164783>.
- [3] « Centrales photovoltaïques Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs » PACER 1996.
- [4] Bendjellouli Zakaria « Contribution a la modélisation d'une cellule solaire » mémoire de magistère, Université de Bechar 2009.

[5] FELLAH Boumediene « Système hybride photovoltaïque-éolien, de production d'électricité. Application aux sites de Tlemcen et de Bouzaréah » UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAID de TLEMCEM,2012.

[6] <http://data.cder.dz:81/#> .

[7] BOUCHAKER Amir , BENBRINIS Mouad « Structure et Commande d'une installation photovoltaïque en site isolé » Mémoire de master, Université BADJI MOKHTAR ANNABA 2018.

[8] Boukhelifa Hamza « Dimensionnement technique d'une installation photovoltaïque De 300kw », mémoire de master, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES 2017.

[9] HAMOUCHE Abdeslam HAMZI Salim « Supervision d'un système multi-sources avec stockage » mémoire de master, Université A.MIRA-BEJAIA 2018.

[10] SYSTEM OFF GRID , Clément Brossard, Clément Joulain, le 10/07/2014 « Systèmes Autonomes Photovoltaïques : Couplage DC ou AC ? » .

[11] <https://www.pveducation.org/> .

Chapitre 2

Pile à combustible, Electrolyseur et Batteries

2.1 Introduction

L'énergie électrique peut se stocker sous forme électrochimique, qui présente la caractéristique intéressante de fournir une tension à ses bornes peu dépendante de sa charge. On utilise la propriété qu'ont certains couples chimiques d'accumuler une certaine quantité d'électricité en modifiant leur structure moléculaire, et ceci de manière réversible, afin de profiter notamment de l'électricité issue de ressources à caractère intermittent et/ou dépendantes des conditions climatiques.

L'électricité et l'hydrogène, deux vecteurs énergétiques majeurs, qui ont la remarquable propriété d'être complètement interchangeables grâce aux deux technologies de la pile à combustible et de l'électrolyseur.

L'électrolyse de l'eau est le principe de la séparation des molécules d'eau par effet électrique. La première expérience d'électrolyse a été réalisée en 1800, et est attribuée à deux chimistes britanniques, William Nicholson, et Sir Anthony Carlisle. Elle a été industrialisée au cours du XX^{ème} siècle, et largement utilisée pendant les grandes conquêtes spatiales. Depuis, les recherches n'ont cessé de développer ce principe, bien que le sujet reste marginal par rapport aux piles à combustible.

La pile à combustible est l'élément électrochimique qui permet de convertir l'énergie de l'hydrogène (H₂) en électricité, son principe de fonctionnement a été expérimenté pour la première fois en 1839, par Sir William Grove. Depuis cette découverte, différents types de piles à combustible ont été inventés fonctionnant à des températures pouvant aller de quelques dizaines de °C à plus de 1000°C, selon l'électrolyte utilisé.

A travers ce chapitre nous allons traiter le sujet du stockage électrique, en exposant les piles à combustible, le combustible utilisé, qui est l'hydrogène, la production de celui-ci, et en fin les batteries d'accumulateurs.

2.2 Les piles à combustible PàC

2.2.1 Constituants d'une pile à combustible

La pile à combustible est constituée d'un empilement de cellules qui forment un stack, ces dernières sont constituées de l'ensemble électrode-électrolyte-électrode.

a) Électrode : Les électrodes ont une triple fonction :

C'est le lieu des réactions d'oxydoréduction. Elles supportent le catalyseur finement divisé et permettent son contact avec les gaz.

b) Plaque bipolaire :

Les plaques bipolaires sont en contact avec la surface des électrodes et permettent la collecte des électrons (du courant), elles séparent les gaz à l'anode et la cathode.

Les matériaux dont les plaques sont fabriquées doivent posséder un niveau de conductivité électrique suffisant.

c) Électrolyte : C'est une membrane ou solution séparant les deux électrodes, qui permet aux ions de se déplacer de l'anode vers la cathode tout en bloquant le passage des électrons.

2.2.2 Les différents types de pile à combustible

En général les piles à combustibles sont classées selon l'électrolyte utilisé, à l'exception des piles de type DMFC (Direct Methanol Fuel Cell) qui n'est autre qu'une pile PEM utilisant du méthanol comme carburant qui est directement envoyé à l'anode.

On distingue six types utilisés qui sont :

- Les piles à membrane polymère échangeuse de protons (PEMFC Proton Exchange Membranes Fuel Cell)
- Les piles au méthanol direct (DMFC Direct Methanol Fuel Cell)
- Les piles à acide phosphorique (PAFC Phosphoric Acid Fuel Cell)
- Les piles alcalines (AFC Alkaline Fuel Cell)
- Les piles à oxydes solides (SOFC Solid Oxide Fuel Cell)
- Les piles à carbonates fondus (MCFC Molten Carbonate Fuel Cell)

La Fig. (2.1) donne la classification des différentes piles à combustible selon leur puissance électrique, leur rendement et leurs applications.

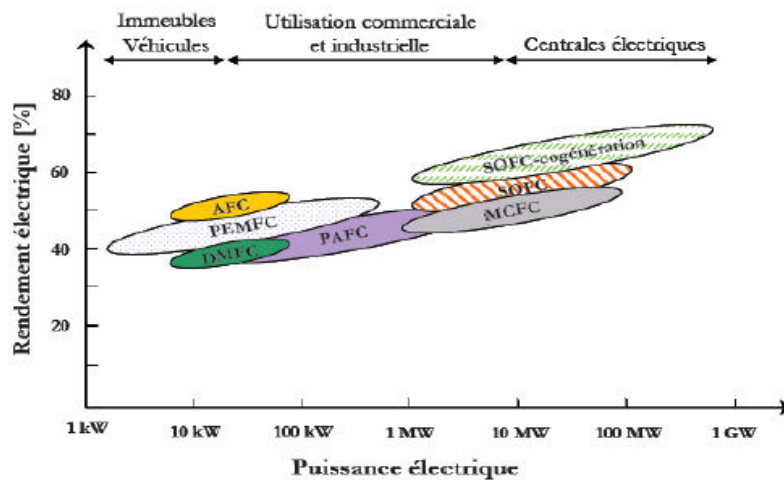


Fig.2.1 Classification des piles à combustibles selon le rendement et la puissance électrique

2.2.2.1 Les piles à combustibles à basse température

Il en existe quatre types, et sont : PEMFC, DMFC, PAFC et AFC

➤ *Pile à membrane à électrolyte polymère (PEMFC):*

Elle fonctionne à des températures basses (80°C), de façon à maintenir l'eau à l'état liquide dans la membrane, cette dernière est un polymère solide.

Cette technologie nécessite seulement de l'hydrogène et de l'oxygène provenant de l'air.

C'est la pile à combustible qui va être choisie pour ce travail.

➤ *Pile à méthanol direct (DMFC):*

C'est une pile qui utilise du méthanol et de l'eau comme combustible directement sur l'anode [1].

➤ *Pile à acide phosphorique (PAFC):*

Elle est utilisée pour les applications stationnaires, l'électrolyte est de l'acide phosphorique sous forme liquide, la forte concentration de l'acide augmente la conductivité de l'électrolyte.

➤ *Pile alcaline (AFC):*

C'est une pile développée au début des années 60, elle utilise un électrolyte liquide qui est l'hydroxyde de potassium (KOH), qui accélère la réduction de l'oxygène. Cette pile peut

utiliser plusieurs variétés de catalyseur et donne le meilleur rendement de toutes les piles à combustibles.

2.2.2.2 Les piles à combustible à haute température

Elles sont apparues après les piles fonctionnant à basses températures, ces piles fonctionnent à de hautes températures ce qui permet d'éviter l'utilisation de métaux nobles comme catalyseurs.

➤ *Pile à carbonate fondu (MCFC):*

Ces piles fonctionnent à de hautes températures (600°C à 700°C), et peuvent atteindre des rendements électriques supérieures à 50%.

L'électrolyte est constitué d'un mélange de carbonate de métaux alcalins, retenu par une matrice céramique d'oxyde d'aluminium et de lithium (LiAlO₂) [1].

➤ *Pile à oxyde solide (SOFC):*

C'est une pile fonctionnant à des températures de (650°C à 1000°C), destinée à la production de l'électricité décentralisée pour des gammes de puissance allant de 1kW à quelques dizaines de MW. L'électrolyte est solide, habituellement du Zircon (Zr₂) dopé avec de l'ytterbium (Y³⁺), qui joue le rôle de conducteur pour l'anion oxygène (O²⁻). Contrairement aux autres technologies, la pile à oxyde solide peut être de forme tubulaires ou planaires [1].

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
Electrolyte	polymère conducteur de protons	solution alcaline	acide phosphorique	carbonate fondu	céramique	polymère conducteur de protons
Catalyseur	platine	platine	platine	nickel et l'oxyde de nickel	cermet nickel-zircon	platine
Charge mobile	H ⁺	OH ⁻	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻	H ⁺
Température de fonctionnement en (°C)	40 - 90	65 - 220	205	650	600 - 1000	50 - 130
Rendement électrique pile en (%)	35 - 40	60 - 70	50	65	45 - 65	20 - 30
Champs d'applications	automobile, cogénération	applications spatiales	cogénération	cogénération	cogénération	applications mobiles

Tableau.2.1 Caractéristiques des différentes pile à combustibles

2.3 Piles à combustible à membrane échangeuse de protons PEMFC

Pour sa basse température de fonctionnement, son électrolyte solide et son bon rendement, des six PàC présentées, nous choisissons d'utiliser dans notre travail : la PEMFC.

2.3.1 Principe de fonctionnement d'une PEMFC

C'est une PàC dont l'électrolyte est une membrane solide polymère, qui permet la conduction des ions, et isolent les électrons. Cette membrane se situe entre deux électrodes poreuses fabriquées à base de carbone comportant une couche fine d'un catalyseur (le platine), ces trois composants forment une cellule élémentaire d'une PEMFC.

- A l'anode on injecte le combustible, qui est le dihydrogène, qui subit une oxydation :

$$H_2 = 2H^+ + 2e^-$$

Le passage des électrons bloqué par la membrane, fait qu'ils utilisent un autre chemin pour circuler et aller vers la cathode, ce qui donne le courant électrique cherché.

Les protons migrent et rejoignent la cathode, à travers la membrane.

- A la cathode on injecte le dioxygène, ou tout simplement de l'air, qui en récupérant les ions et les e^- , subit une réduction : $\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- = H_2O$

Ainsi on récupère de l'eau.

La réaction bilan est alors : $H_2 + \frac{1}{2}O_2 = H_2O$

Le principe de fonctionnement d'une PEMFC, se résume dans la figure (2.2) :

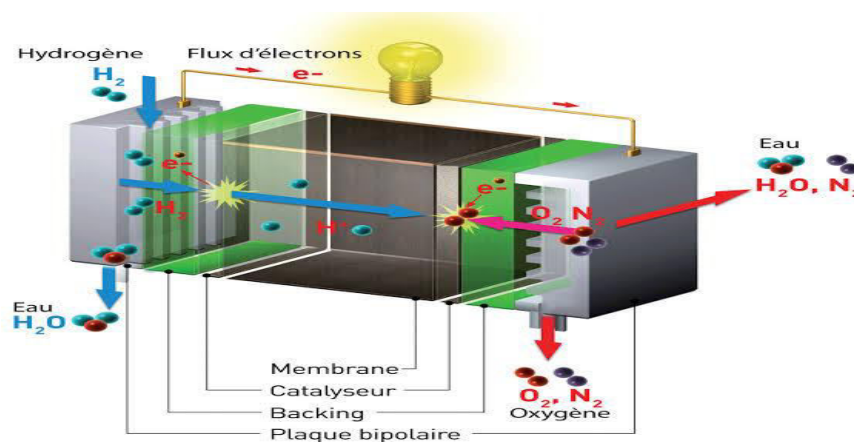


Fig.2.2 Fonctionnement d'une PEMFC

2.3.2 Construction d'une PEMFC

Les PEMFC sont principalement constituées de : la membrane ; les électrodes ; les plaques bipolaires.

La membrane PEM :

La membrane échangeuse de protons, jouant le rôle de l'électrolyte, est d'une épaisseur de 25 à 50 μm [2]. Pour un bon fonctionnement de la pile, cette membrane doit présenter : une bonne conductivité protonique, et une isolation électronique, ainsi qu'une faible perméabilité aux gaz. Les membranes répondant au mieux à ces critères, sont les acides perfluorosulfoniques (PFSA). La plus utilisée actuellement elle au Nafion, qui est un polymère .

En effet cette membrane, offre une conductivité protonique de l'ordre de 0.6 S.cm^{-1} , qui varie selon l'humidification de la membrane. Et une faible perméabilité aux gaz [2] :

- Pour l'hydrogène : Inférieur à $10^{-12} \text{ mol}_{\text{H}_2}.\text{cm}^{-1}.\text{s}^{-1}.\text{kPa}^{-1}$
- Pour l'Oxygène : Inférieur à $10^{-11} \text{ mol}_{\text{O}_2}.\text{cm}^{-1}.\text{s}^{-1}.\text{kPa}^{-1}$

En outre, ces membranes doivent avoir de bonnes propriétés de résistance mécanique et chimique dans les conditions de fonctionnement, car elles risquent des dégradations causant la baisse de performance ou de durée de vie.

En dépit des excellentes propriétés du Nafion, et de sa durée de vie (peut atteindre les 60000 heures à 80°C [2]) qui est nettement plus grande que celle de la PEMFC actuelle (environs 3000 heures en fonctionnement réel, quoi que des durées de 40000 heurs dans le stationnaire ont été prouvées [3]) , celui-ci présente quand même des inconvénients :

- Le coût élevé de sa production, ainsi que sa température limitée d'utilisation, afin d'éviter le risque de diminution de la conductivité protonique à cause du dessèchement si la température est au-delà de $80^\circ\text{-}90^\circ\text{C}$, et la nécessité d'hydratation permanente.

Les électrodes :

C'est là où les réactions d'oxydoréduction se produisent, et le triple contacte ou le point triple (gaz « O_2 dissous », électrolyte « protons H^+ », catalyseur « platine ») a lieu. Ce dernier, est le point clé de la réalisation de la MEA (Membrane, Electrode Assembly).

Les électrodes devront donc avoir les caractéristiques suivantes :

- Contiennent des pores afin de permettre la diffusion des gaz, généralement fabriquées en feutre de carbone ou en papier de carbone.
- Constituées de deux faces, une active imbibée de catalyseur contenant du carbone platiné et en contact direct avec l'électrolyte, et l'autre diffusionnelle non imbibée.
- Présenter un caractère hydrophobe pour faciliter l'évacuation de l'eau.
- Être de bonnes conductrices électroniques (collecte d'électrons et conduction vers les plaques bipolaires).
- Être flexibles pour augmenter la surface de contact avec l'électrolyte.

Les MEA (Assemblage membrane-électrode), sont des couches à la structure complexe élaborées à partir d'une poudre de noir de carbone (taille des particules comprise entre 20 et 50 nm), de nanoparticules de platine (2 à 4 nm) et d'électrolyte [2].

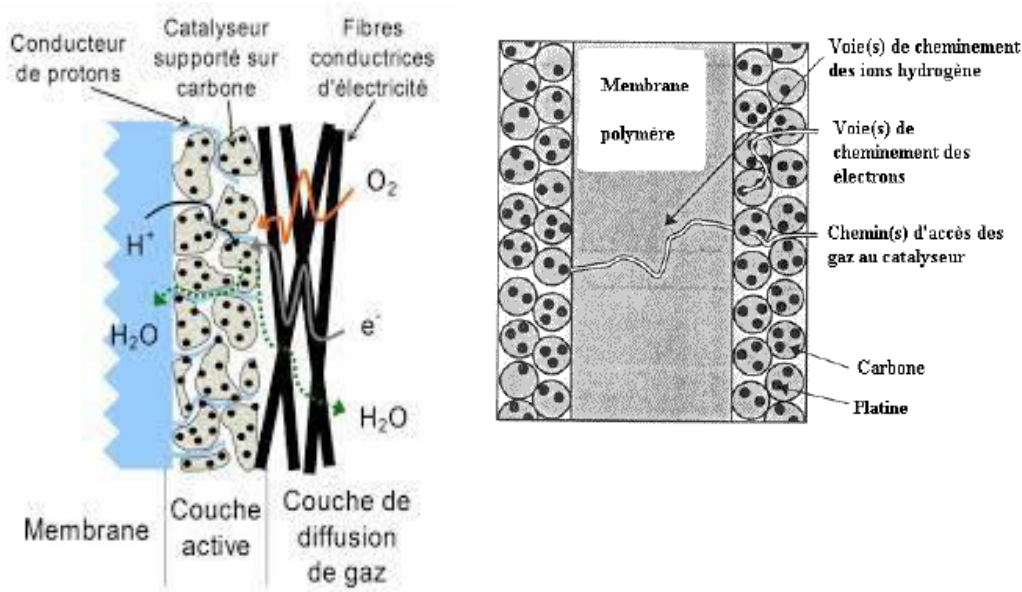


Fig.2.3 Assemblage membrane électrode MEA d'une PEMFC

Plaque bipolaire (BPP):

Les plaques bipolaires, servent à diriger le carburant et le comburant des deux côtés opposés des assemblages membrane-électrode. Elles contiennent des canaux de distribution pour la maximisation de répartition des gaz, leur forme est un paramètre important pour la production uniforme d'électricité, un fonctionnement stable des cellules et la gestion de l'eau.

Electriquement conductrices, elles sont fabriquées en graphite, pour son excellente conductivité et sa neutralité ainsi que son coût bas.

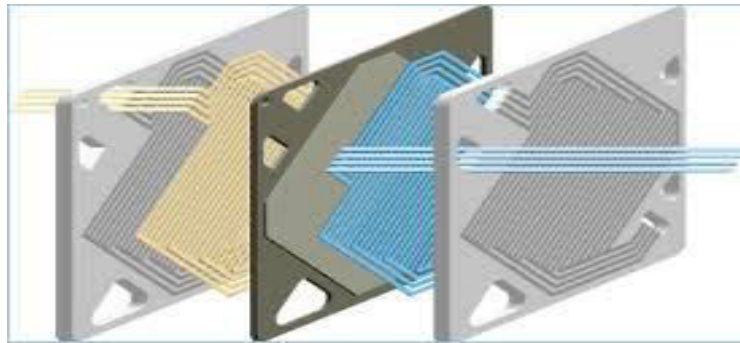


Fig.2.4 Plaque Bipolaire d'une PEMFC

Couche de diffusion (GDL) :

C'est une couche poreuse, placée entre l'électrode et la BPP, des deux côtés de la cellule. Améliorant la conductivité électronique entre les deux, elle sert également à assurer une répartition homogène des réactifs sur les électrodes.

Ces couches sont réalisées à partir de fibres de carbone, et traitées avec du PTFE (entre 10 et 40% en masse) pour augmenter leur hydrophobicité et faciliter l'évacuation de l'eau [2].

Dans la figure (2.5), est représenté l'assemblage complet d'une cellule élémentaire d'une PEMFC :

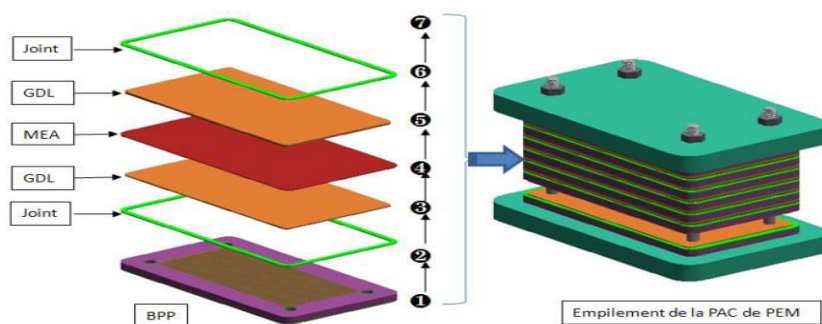


Fig.2.5 Assemblage d'une cellule d'une pile à combustible PEMFC

2.3.3 Rendement et caractéristiques électriques d'une PàC

Le rendement global des PàC varie selon leur type de 35 à 55%, en production électrique, et augmente jusqu'à 75-90% en cogénération (utilisation de la chaleur).

Dans une PàC une cellule produit 0.7V, afin d'obtenir des puissances électriques plus importantes, on joue sur deux facteurs :

- Augmenter la surface de la cellule, pour favoriser les échanges électroniques, et donc accroître le courant débité.
- Augmenter le nombre de cellules empilées, ce qui fait augmenter la tension délivrée

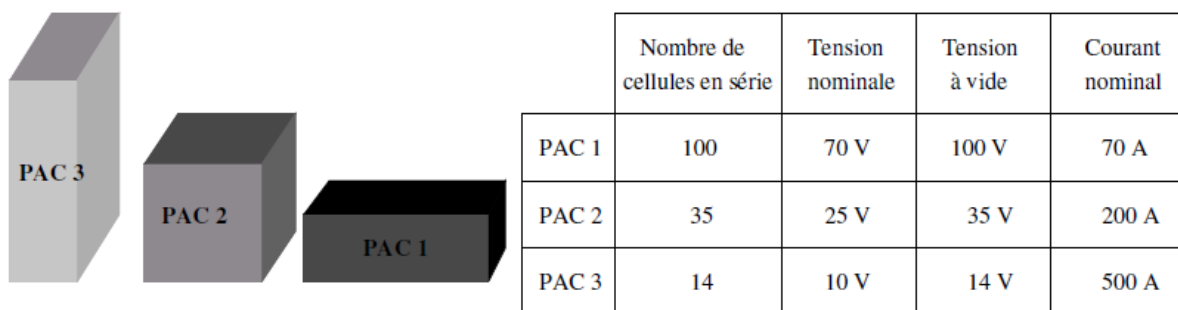


Fig.2.6 Modularité d'un stack : 3 exemples de conception d'une PAC de 5 kW [1]

Ces techniques d'assemblage, particulièrement adaptées aux PEMFC, simples de principe, offrent une large gamme d'utilisation : de 1W pour les petites applications jusqu'à plusieurs centaines de kW, pour les applications importantes.

2.3.4 Les différentes applications des piles à combustible

Les domaines d'application sont répartis en trois catégories :

Applications portables :

Pour les systèmes à faible puissance (< 1 kW), destinés à être transportés. L'utilisation des PEMFC dans cette catégorie, présente l'avantage du temps de charge par rapport aux batteries classiques. Cependant, la miniaturisation du système complet des piles à combustible est assez limitée.



Chargeur de téléphone mobile hybride batterie Li-ion/PEMFC (1.400 mAh), myFCPowerTrek [2]

Applications Automobile :

Plusieurs grands constructeurs automobiles (Daimler, Toyota, Honda, Nissan, GM, Ford, Volkswagen, Hyundai, Mercedes, etc.) fabriquent aujourd'hui des véhicules équipés de PEMFC (prototypes, démonstrateurs ou modèles de série). Elle est également utilisée dans les véhicules de manutention.

L'utilisation des PEMFC permet d'assurer une plus grande souplesse de fonctionnement pour les automobiles, à cause de leurs basses températures. La montée en température de la pile est plus facile et plus rapide pour les piles « basses températures » que pour les piles « hautes températures » nécessitant un système de préchauffe important. Un démarrage rapide « à froid » est alors envisageable.



Chariot élévateur HyPulsion. Avec une puissance de 10 kW et de l'hydrogène stocké à 350 bar, le chariot a une autonomie de 8 heures et le plein d'hydrogène s'effectue en 3 minutes [2]



Toyota Mirai à pile à combustible (PEMFC) commercialisée depuis décembre 2014 au Japon [2]

Applications stationnaires :

C'est des applications à haute ou moyenne puissance. On distingue parmi ces applications,

- La production d'électricité décentralisée où les puissances types sont de l'ordre du kW, alimentant les lieux auxquels il est difficile ou coûteux de s'approvisionner en électricité.
- Et celle centralisées pour l'industrie, envisageant de remplacer les centrales thermiques, des études sont faites pour augmenter les puissances produites, qui, actuellement, ne dépassent pas les 1MW. Cependant, l'utilisation de la chaleur dégagée par les PàC, sert souvent à améliorer le rendement électrique global de l'installation.

Ces applications stationnaires peuvent être classées en trois sous catégories :

- la production d'électricité et de chaleur pour des bâtiments collectifs ou individuels,
- l'alimentation électrique de secours (ou backup power),
- l'alimentation électrique de sites isolés (hors bâtiment).



Pile à combustible Ene-Farm home fuel cell type PEM d'une puissance de 20 kW thermique et 200 à 700 W électrique développée par Tokyo Gas et Panasonic. Elle est destinée au chauffage et à la production d'eau chaude sanitaire pour une résidence individuelle [2].

2.3.5 Avantages et Inconvénients d'une PEMFC

Avantages :

- Un rendement de conversion très important.
- Un générateur propre car ce type de piles ne rejettent pratiquement pas de gaz nocifs.
- Elles sont modulables, de façon que leur taille puisse être facilement augmentée ou réduite et le rendement en est indépendant.
- Elles possèdent un fonctionnement silencieux sans nuisances sonores.
- Membrane solide, donc plus pratique et sécurisé pour les applications mobiles.
- Insensible au CO_2 présent dans l'air, contrairement aux piles à membrane alcaline.

Inconvénients:

- Une durée de vie encore faible en particulier quand le courant délivré subit des variations importantes.
- Les coûts élevés de fabrication et de maintenance.
- Le poids et le volume.
- Disponibilité insuffisante de l'hydrogène.
- L'utilisation du platine comme catalyseur, qui est un résultat de la basse température de fonctionnement imposée par la membrane actuelle.

2.3.6 Description générale des phénomènes physicochimiques

Le principe de la PEMFC s'accompagne en réalité de pertes, causées par les phénomènes qui vont être cités dans les paragraphes suivants :

La figure (2.7) présente un schéma d'une cellule électrochimique qui permet de localiser les différents phénomènes physico-chimiques au sein d'une pile à combustible.

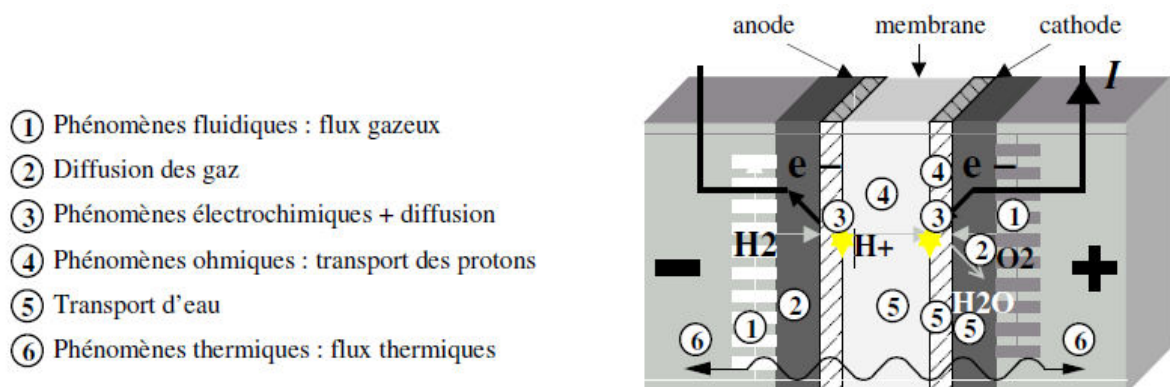


Fig.2.7 Description générale des phénomènes électrochimiques au sein d'une pile PEM [1]

2.3.6.1 Phénomènes fluidiques

➤ **Pertes de charges :** Ces pertes sont interprétées par les chutes de pression que subissent les gaz injectés dans les canaux de distribution des plaques bipolaires BPP. Ainsi la pression partielle des gaz est généralement inférieure à celle réglée à l'entrée de la PàC (la pression totale). La conception géométrique des canaux, est un paramètre essentiel pour la diminution de ces pertes, car leur forme est particulièrement importante pour la répartition homogène des gaz sur la surface des électrodes. Les différentes conceptions qui peuvent être réalisées, doivent cependant toutes compromettre entre une perte de charge suffisante pour entraîner l'eau liquide, et une vitesse de gaz pas trop grande qui pourrait entraîner un assèchement de la membrane [4].

La figure (2.8) montre les motifs de canaux les plus utilisés :

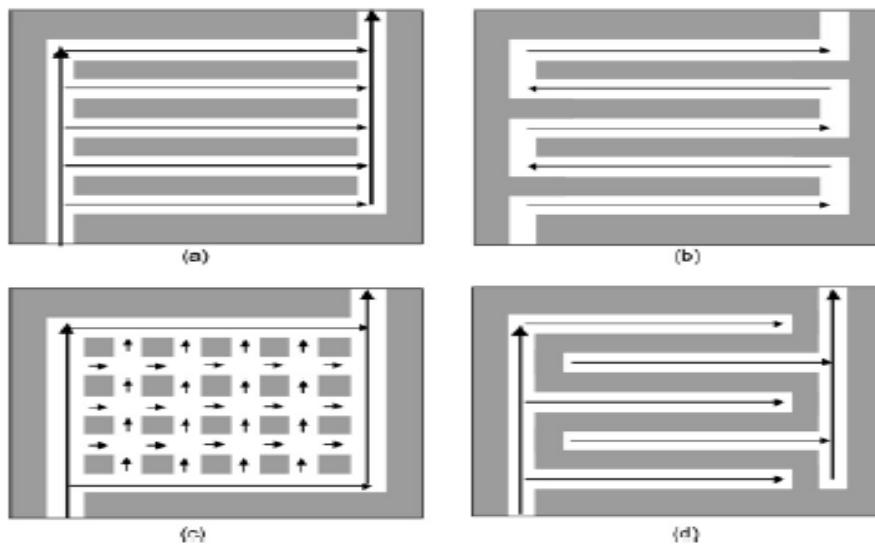


Fig.2.8 Motifs de canaux les plus employés : **a)** Canaux parallèles, **b)** Canaux serpents, **c)** Canaux pin, **d)** Canaux interdigités [4]

2.3.6.2 La diffusion des gaz

Les gaz diffusent à travers la couche de diffusion de l'électrode à partir des canaux de distributions selon le gradient de la concentration des gaz.

En dépit du caractère hydrophobe des électrodes, il est pratiquement probable que les pores de ces dernières contiennent de l'eau (noyage des couches de diffusion), en particulier dans la cathode, où l'eau est produite. Ceci s'oppose au transport des gaz, en réduisant l'espace pour une diffusion rapide. Un résultat de ces phénomènes est la diminution de concentration des gaz au niveau des sites réactifs de l'électrode.

2.3.6.3 Phénomènes électrochimiques

Au niveau de la couche active de l'électrode il est nécessaire que le triple contact (gaz, électrolyte, catalyseur) soit bien réalisé pour le mécanisme des réactions d'oxydoréduction. Cette condition est satisfaite si le catalyseur est recouvert d'électrolyte et si le gaz peut diffuser à travers ce dernier pour atteindre lui-même le catalyseur.

En outre, des pertes sont causées par la cinétique chimique des réactions. Cette zone active représente cependant un caractère hydrophobe moindre de celle de diffusion, et elle est donc considérée comme noyée, ce qui crée une résistance à la progression du gaz comme dans la couche diffusionnelle [1].

2.3.6.4 Phénomènes ohmiques : circulation des protons

Le déplacement des protons de l'anode vers la cathode se fait par migration dans l'eau contenue dans la PEM sous l'action du champ électrique anode-cathode. Ces phénomènes engendrent alors des pertes ohmiques liées à la conductivité protonique de l'électrolyte.

La conductivité protonique de l'électrolyte d'une PEMFC, qui est le Nafion, dépend essentiellement de sa température et son taux d'hydratation. Ce dernier est à base de Teflon, qui est un polymère perfluorosulfonic, associé à des chaînes se terminant par des ions sulfonates SO_3^- autour desquels les molécules d'eau peuvent se rassembler, ce qui donne le caractère hydrophile à l'ensemble de la structure.

2.3.6.5 Transport de l'eau

Afin de maintenir l'hydratation de l'électrolyte, on humidifie souvent les gaz injectés, en plus de l'eau produite par la réduction de l'oxygène. Cette eau contenue dans la pile est transportée dans des canaux d'alimentation, mais aussi à travers la membrane et les électrodes, selon deux mécanismes : l'électro-osmose et la diffusion.

Ces deux mécanismes coexistent, et se complètent. Cependant, la dominance de l'un ou de l'autre dépend du niveau de courant.

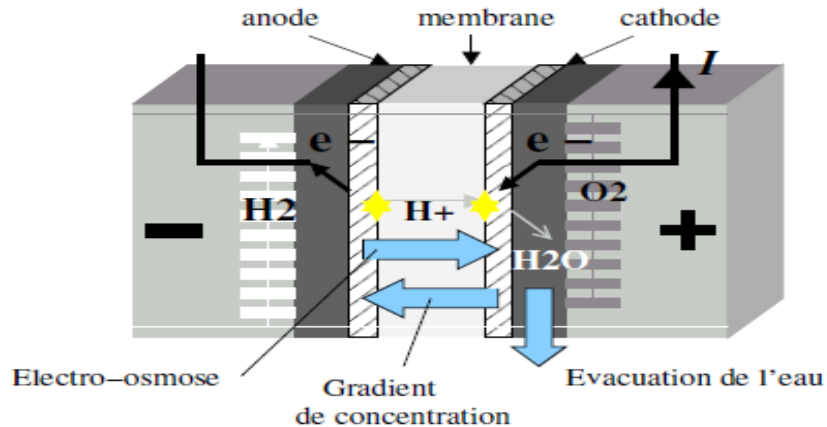


Fig.2.9 Mécanismes de transport d'eau dans la membrane [1]

2.3.6.6 Phénomènes thermiques

Du fait de la température qui est un paramètre déterminant dans les réactions chimiques, les phénomènes thermiques ont un rôle important dans les piles à combustibles.

En effet, la réaction exothermique entre l'hydrogène et l'oxygène, ainsi que les phénomènes cités en haut, causent l'échauffement interne de la PàC.

2.3.7 Caractéristique tension-courant d'une cellule (courbe de polarisation)

L'énergie récupérable d'une PàC est l'énergie de déplacement des électrons dans le circuit externe de la pile. Théoriquement lorsqu'on néglige les pertes internes de la cellule, qui sont dues aux déplacements des ions à l'intérieur de la pile, cette énergie correspondra à la variation d'enthalpie libre ΔG au cours de la réaction d'oxydoréduction, et s'écrit :

$$E_{\max} = \frac{-\Delta G}{n.F} \quad (2.1)$$

Avec :

F : constante de Faraday

n : nombre d'électrons échangés dans la réaction électrochimique élémentaire (n = 2).

E_{\max} : tension maximale de la cellule en circuit ouvert [V]

Exemple :

$\Delta G = -237$ kJ/mole (Pouvoir de combustion supérieur PCS)

$\Delta G = -229$ kJ/mole (Pouvoir de combustion inférieur PCI)

La tension maximale dans une cellule est donc :

$$E_{\text{max-état standard}} = \frac{-237.10^3}{2 \cdot 96485} = 1.23V \quad (\text{eau obtenue liquide})$$

$$E_{\text{max-état standard}} = \frac{-229.10^3}{2 \cdot 96485} = 1.18V \quad (\text{eau obtenue sous forme de gaz})$$

La tension maximale diminue légèrement lorsque la température augmente. La différence de potentiel à l'équilibre dépend également de la pression des gaz, et ceci est montré par la loi de Nernst :

$$E_{\text{rev}} = E^0 + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{P_{\text{H}_2} \sqrt{P_{\text{O}_2}}}{P_0} \right) \quad (2.2)$$

Avec: $P_0 = 10^5$ Pa et $R = 8.314$ [J·mol⁻¹·K⁻¹] ou [kg·m²·s⁻²·mol⁻¹·K⁻¹]

E_{rev} : potentiel thermodynamique réversible de la réaction.

La tension E_{rev} correspond au potentiel thermodynamique réversible de la réaction.

Cependant la tension $U(I)$ aux bornes d'une cellule débitant un courant, est inférieure à E_{rev} , la différence est faite par les pertes dues aux irréversibilités suivantes : surtensions d'activation à la cathode $\eta_{\text{act-c}}(I)$, et à l'anode $\eta_{\text{act-a}}(I)$, surtensions liées à la perméation des réactifs à travers la membrane $\eta_{\text{perméation}}(I)$, surtensions liées à la notion de potentiel mixte $\eta_{\text{pot-mixte}}(I)$, pertes ohmiques, limitations de potentiel dues aux problèmes de diffusion et de noyage $\eta_{\text{diff et noyage}}(I)$.

On appelle surtension la différence entre le potentiel d'équilibre E^0 et le potentiel effectif U de l'électrode.

L'expression (2.3), est un modèle de la PàC exprimé par rapport au rendement :

$$U(I) = E_{\text{rev}} - |\eta_{\text{act-c}}(I)| - |\eta_{\text{act-a}}(I)| - |\eta_{\text{perméation}}(I)| - |\eta_{\text{pot-mixte}}(I)| - |\eta_{\text{diff et noyage}}(I)| - R \cdot I \quad (2.3)$$

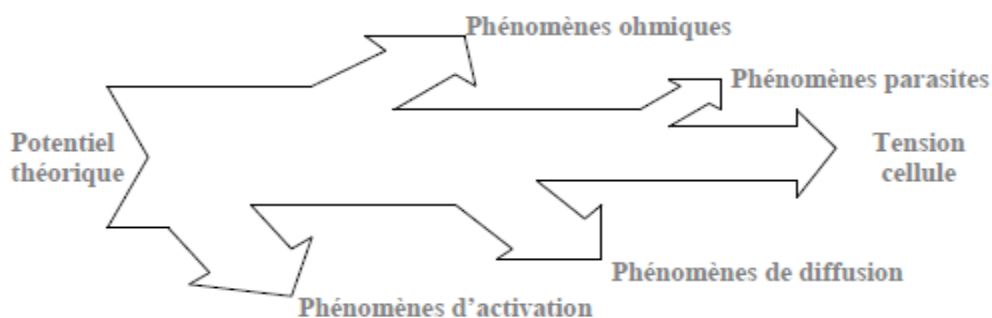


Fig.2.10 Processus irréversibles

L'équation $U(I)$ est représentée par ce qu'on appelle « courbe de polarisation » :

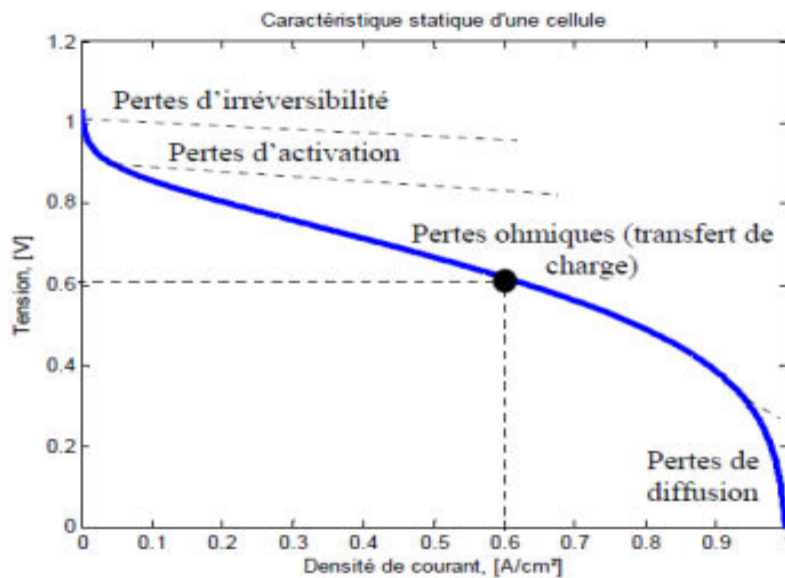


Fig.2.11 Courbe de polarisation d'un PEMFC [4]

Le point de fonctionnement de cette courbe correspond à la tension de fonctionnement en charge d'une cellule (entre 0.6V et 0.7V), et le courant débité par celle-ci (0.6 A/cm²). D'où la nécessité de l'assemblage en série, et l'augmentation de la surface des cellules (Paragraphe 2.3.4).

Cette allure traduit les différentes pertes de tension, causées par les phénomènes cités précédemment.

→ Aux faibles densités de courant, les pertes d'activation sont dues au caractère plus ou moins lent des réactions électrochimiques (la cinétique des réactions). Ces dernières sont plus importantes au niveau de la cathode que l'anode, du fait que la réduction de l'oxygène est d'autant plus lente et compliquée. Cependant en cas de présence de CO à l'anode, les pertes à ce niveau sont à considérés également.

La relation entre les pertes d'activation et la densité de courant est donnée par l'équation de Tafel [4] :

$$\eta_{\text{act}} = A \cdot \ln \left(\frac{I_{\text{FC}} + i_n}{i_0} \right) \quad (2.4)$$

Où : I_{FC} est le courant délivré par la pile à combustible, i_0 le courant d'échange caractérisant à vide les échanges électrode-électrolyte, i_n le courant interne permettant de tenir compte d'une éventuelle traversée de gaz et/ou d'électrons à travers l'électrolyte, et A la pente de la droite de Tafel.

2.3.8.1 Le circuit d'alimentation en fluide

Du côté de l'anode, la pile est alimentée en dihydrogène, stocké précédemment dans des compartiments sous différentes techniques de stockage possibles, on en cite :

- le stockage du gaz sous forme comprimée dans un réservoir à une pression allant de 300 à 700 bars, le stockage du gaz sous forme liquide, le stockage de l'hydrogène à basse pression dans des réservoirs à hydrures métalliques et le stockage sous forme d'hydrocarbures [7].

La technique la plus efficace et la plus simple à utiliser actuellement est celle sous pression.

En suite passant par un circuit de régulation qui a pour objectif de fixer le débit en fonction de la puissance électrique souhaitée, sous une pression sensiblement égale à la pression cathodique pour limiter les efforts mécaniques transverses sur la membrane électrolyte [6].

Du côté cathodique, la pile est alimentée en dioxygène provenant généralement de l'air, et pour les puissances supérieures à 200W [8], l'air passe également par un circuit régulateur de débit et de pression, par des moyens suivants le niveau de puissance souhaité :

- Au moyen d'une soufflante (jusqu'à environ 500 mbar de pression relative, le mode de fonctionnement de la pile est parfois qualifié d'atmosphérique) [8].
- Ou d'un compresseur (de l'ordre de 1 à quelques bars relatifs, mode dit pressurisé préconisé pour des puissances électriques supérieures à 1kW) [8].

Le débit d'air quant à lui est entre 1,5 et 2 fois le débit minimum nécessaire (débit stœchiométrique), afin de réaliser une répartition uniforme de la concentration de l'oxygène sur la surface de la cathode, et pour un bon drainage de l'eau produite. De plus, la nécessité d'humidification de la membrane, fait que l'air doit être humidifié en amont de la pile, par un système d'humidification où l'eau peut être celle produite à la cathode.

2.3.8.2 Le circuit de refroidissement

La chaleur produite par la pile à combustible doit être évacuée, afin d'éviter les surchauffes, notamment dans les PEMFC où l'on doit absolument éviter le dessèchement de la membrane. Garantir une température homogène au cœur de la pile est essentiel pour avoir une répartition de densité de courant tout au long des plaques bipolaires. Plusieurs éléments, dépendants de l'application et du type de la pile, sont à prendre en considération pour la régulation de la température. Cependant, le mode de contrôle de cette dernière, se choisi en fonction de la puissance délivrée. Pour les puissances allant jusqu'à environ 1kW, un refroidissement par

convection à l'aide de ventilateurs, ou des ailettes placées sur les plaques bipolaires. Pour de plus grandes puissances, par un fluide caloporteur (de l'eau déminéralisée, ou un mélange à base d'eau déminéralisée et de glycol [8]) circulant à l'intérieure d'une plaque bipolaire toutes les 2 à 3 cellules [6]. Le débit d'eau est établi au moyen d'une pompe et la valeur du débit est généralement déterminée de manière à garder une différence de température entrée / sortie inférieure à 5°C [8].

2.3.8.3 Le circuit électrique

L'énergie électrique produite par une PEMFC, doit être conditionnée de façon qu'elle convienne au type et aux demandes de la charge. De ce fait, un étage d'électronique de puissance est nécessaire. En outre, la durée de vie de la PEMFC et ses performances sont fortement influencées par le niveau de courant demandé, et la variation de la puissance. L'interface de convertisseurs statiques permet donc aussi à la PEMFC de travailler à assez haute efficacité en minimisant les pertes internes [7].

Une PEMFC génère une faible tension continue, qui n'est pas constante et dépend de la charge appliquée, et une forte intensité de courant, qui doit de ce fait être maîtrisée. Le choix du convertisseur dépend du choix de l'architecture du système qui repose sur plusieurs facteurs différents (cout, efficacité, isolation électrique,...). Pour le convertisseur DC/DC (hacheur), l'élévateur de tension classique non réversible en courant [8] offre une plus grande efficacité ,ce dernier généralement interface la PEMFC à un bus continu, afin d'y maintenir une tension constante, puis le bus alimente à son tour des batteries, ou une charge continue, ou bien alternative en associant par exemple un onduleur de MLI.

L'efficacité de l'interface de conditionnement d'énergie dépend des pertes de conduction et de commutation. Les pertes de conduction peuvent être réduites efficacement en réduisant l'utilisation de composants et de leurs plages de fonctionnement. Quant aux pertes de commutation, elles peuvent être réduites par des techniques de commutation [9].

La technologie des semi-conducteurs de puissance utilisée dans le convertisseur DC/DC, est un facteur essentiel pour leur efficacité opérationnelle. Pour s'adapter aux caractéristiques électriques de la PEMFC, la technologie utilisée est du type basse/ moyenne tension commutant des forts courants. Le MOSFET (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor) est généralement préféré en haute fréquence, basse/ moyenne puissance, tandis que l'IGBT (Insulted Gate Bipolar Transistor) est préféré pour les applications à basse fréquence et forte puissance [7].

2.3.8.4 Le circuit de commande

Afin de présenter des performances optimales, en rendement, puissance et durée de vie, les conditions opératoires de la pile à combustible doivent être bien adéquates à son bon fonctionnement. Et du fait de la complexité du système, et du nombre de paramètres à considérer, un circuit de commande équipé de différents actionneurs et capteurs est mis en place, afin d'analyser et de gérer en permanence les pressions et débits des gaz, la température, l'humidification, intensité électrique et tension, ainsi que les phases d'arrêt et de démarrage, en prenant en compte la diversité des constantes de temps qui s'appliquent à la PEMFC.

2.3.9 L'hydrogène comme combustible

L'hydrogène est l'élément le plus abondant sur terre, or qu'il est introuvable sous sa forme moléculaire, et donc doit être produit. Le moyen le plus utilisé aujourd'hui est le reformage du gaz naturel. Efficace et économique mais polluant. Le reformage des hydrocarbures n'est pas un moyen respectueux de l'environnement.

En revanche, la production du H₂ en état naturel, peut être à 100% propre, et sans émissions de gaz à effet de serre, par le biais d'un électrolyseur alimenté par une source renouvelable, (Le PV dans le cas de notre étude). Ce moyen coûte nettement plus chère, mais présente un meilleur rendement et une pureté supérieure. Et c'est ainsi une réponse adéquate à la problématique énergétique mondiale.

L'hydrogène est un gaz possédant des propriétés physico-chimiques énergétiquement avantageuses. Il est non polluant, léger et permet les plus fortes densités de puissance par surface active de pile. C'est donc pour cela qu'il est le combustible préféré des piles à combustibles, pour la réalisation d'une production électrique non fossile et renouvelable.

Le tableau (2.2), résume les propriétés de l'hydrogène (H₂) :

Masse atomique	1,0079 g/mol
Température de solidification	14K
Température d'ébullition	20.3K
Densité liquide à (20,3 K)	70.79 kg/m³
Densité gazeuse à (20,3 K)	1.34 kg/Nm³

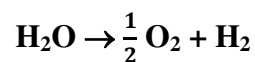
Densité gazeuse à (273 K)	0.08988 kg/Nm³
PCI (Pouvoir calorifique inférieur)	120 MJ/kg
PCS (Pouvoir calorifique supérieur)	142 MJ/kg
Energie d'évaporation	445 kJ/kg
Energie de liquéfaction	14112 kJ/kg
C _p (20°C)	14,3 kJ/kg K
C _v (20°C)	10,3 kJ/kg K
Température d'auto inflammation dans l'air	858 K
Température de flamme dans l'air	2318 K
Limites d'inflammabilité dans l'air	4-75 (% vol)
Limites de détonabilité dans l'air	13-65 (% vol)
Energie d'inflammation	0,020 ml

Tableau.2.2 propriétés de l'hydrogène [10]

2.4 L'électrolyseur

2.4.1 La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau

La séparation d'eau par électrolyse, est l'inverse du principe sur lequel se basent les piles à combustibles. Et s'écrit de manière globale comme suit :



Comme il a été montré dans le paragraphe (2.3.7) et d'après la relation (2.1), le potentiel théorique pour réaliser l'électrolyse de l'eau est de 1.481V à 298°K. En pratique et industriellement, les valeurs sont comprises entre 1.7 et 2.1V [11] , à cause des irréversibilités (citées dans les paragraphes précédents), ce qui permet d'arriver à des rendements de 70% à 85% (par rapport au pouvoir calorifique supérieur (PCS) de l'hydrogène qui est de 3.55 kWh/Nm³) [11]. Les électrolyseurs industriels (auxiliaires compris) consomment une énergie électrique comprise entre 4 et 5 kWh/Nm³[11] d'hydrogène produit, et demandent une alimentation en eau d'un minimum de 0.8 l/Nm³[11] d'hydrogène produit, en pratique cette valeur s'approche plus de 1l/Nm³. Cette eau doit être déminéralisée et la plus pure possible, afin d'éviter la corrosion des électrodes et la perturbation des réactions électrolytiques avec le temps.

Similaire à une pile à combustible, un électrolyseur est constitué de deux électrodes reliées à un générateur de courant continu, et séparées par un électrolyte. Ce dernier définira le type d'électrolyse, et il en existe trois :

- *Electrolyse alcaline* : Actuellement la plus répandue en industrie, elle utilise une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH) comme électrolyte.
- *Electrolyse acide PEM* : Contient un électrolyte solide, à membrane polymère échangeuse de protons.
- *Electrolyse à haute température (PCFS ou SOEC)* : Son principe est de décomposer les molécules d'eau sous forme de vapeur au niveau de la cathode. L'électrolyte peut assurer une conduction protonique, ou bien, une conduction d'ions super-oxydes O^{2-} .

2.4.2 Electrolyseur à PEM (Proton exchange membrane)

L'avantage de l'électrolyte solide s'accompagne à de nombreux avantages qui poussent à choisir ce type d'électrolyseur. La simplicité de fonctionnement et de fabrication, la compacité, et la grande mobilité des protons dans le polymère qui fait sujet d'une flexibilité rendant ce type de technologies parfait pour le stockage des énergies renouvelables intermittentes.

L'électrolyseur à PEM peut fonctionner à de très hautes pressions (jusqu'à 150 bars en mode normal) [11], ainsi qu'à de basses températures, produisant un hydrogène d'une grande pureté (>99.999%). Par ailleurs, des fabricants annoncent des durées de vie allant jusqu'à 60 000 heures en stationnaire [12].

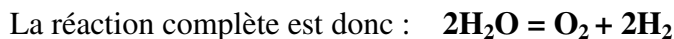
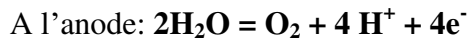
Le cout de fabrication reste cependant, un inconvénient, or travailler à une pression suffisante (différentiel cathodique) permet d'annuler au moins un étage de compression ultérieur, ce qui fait diminuer les pertes et le cout du système.

En revanche, l'augmentation de la pression au niveau de la cathode, accélère la perméabilité du H_2 à travers la membrane. Puisque le mélange H_2 dans O_2 devient inflammable au-delà de 4,2% d' H_2 dans O_2 (à T et P standard), il faut donc maintenir en permanence ce taux à des valeurs inférieures à 1 voir 2% [12], ce qui crée un autre paramètre à considérer en terme de réduction de pertes et d'augmentation de pression. Ainsi des recherches approfondies sur la membrane sont entrainées.

2.4.2.1 Principe de fonctionnement

L'anode et la cathode de l'électrolyseur sont respectivement reliées aux bornes positive et négative du générateur continu. L'eau injectée au niveau de l'anode se décompose grâce au courant électrique. Du dioxygène est ainsi produit au niveau de l'anode, et les protons H^+ migrent à travers la PEM vers la cathode, où ils se réduisent en gaz d'hydrogène.

Ceci est interprété par ces deux réactions d'oxydoréduction :



La figure (2.13) explique le principe de fonctionnement d'un électrolyseur PEM :

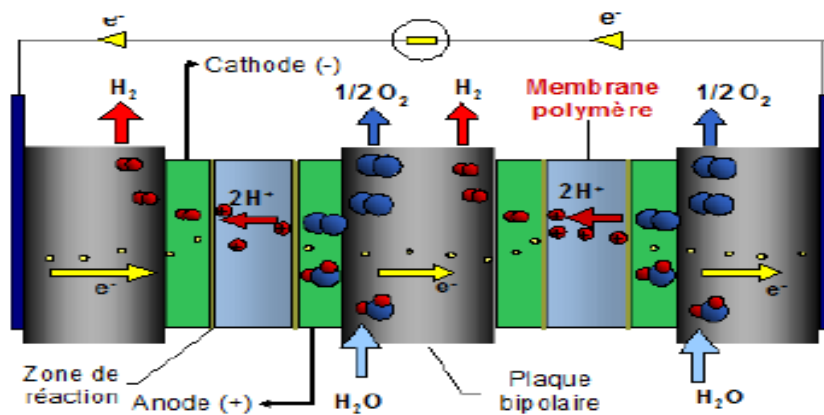


Fig.2.13 Principe de fonctionnement d'un électrolyseur PEM

2.4.2.2 Assemblage membrane-électrode AME

Il s'agit du cœur de l'électrolyseur, comme dans le cas de la pile :

La membrane : Elle joue à la fois le rôle de conducteur protonique, ainsi qu'un séparateur électronique et de gaz. Pareil à celles dans les piles à combustibles, il s'agit du polymère dit Nafion, d'environ 150-200 μm [12] d'épaisseur (à cause de la haute pression dans la cathode).

Les électrodes : Elles présentent une bonne conductivité électrique et une porosité de taille de pores suffisante, et doivent avoir une activité catalytique bien adaptée au type de réaction. Bien que celles-ci soient différentes dans chaque électrode, les catalyseurs utilisés sont par conséquent, également différents.

- L'anode est constituée de graphite-PTFE, supportant un catalyseur en oxydes de métaux nobles à base de Ruthénium (Ru) ou Iridium (Ir), afin de supporter les hauts potentiels de la réaction d'oxydation de l'eau.

- La cathode à son tour est constituée de graphite poreux, avec un catalyseur en platine (les teneurs utilisées sont plus élevées que celles utilisées en pile à combustible, en raison de la large présence d'eau liquide).

2.5 Les batteries accumulateurs

Une batterie est un accumulateur électrique destiné à stocker l'énergie électrique, sous forme électrochimique. Elle est principalement constituée de deux électrodes et un électrolyte au milieu. Des réactions d'oxydoréduction interviennent au niveau des électrodes, afin de stocker l'électricité sous forme chimique, ce qui fait des batteries un convertisseur électrochimique, qui contrairement aux piles, ont un fonctionnement réversible, c'est-à-dire stocker l'énergie électrique sous forme chimique, et la débiter sous forme électrique à la demande, et donc rechargeables.

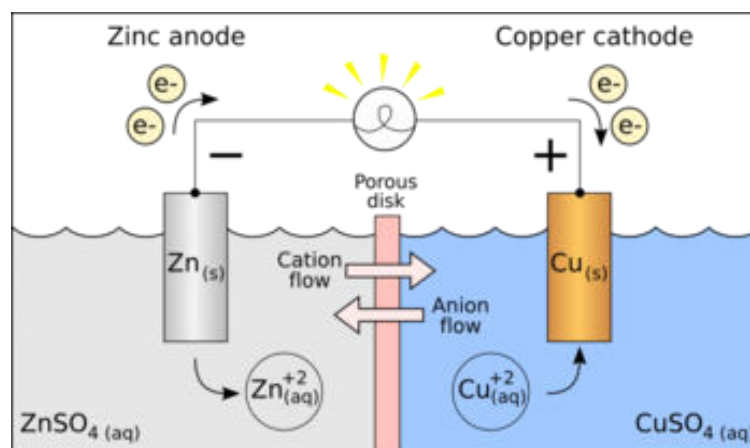


Fig.2.14 Principe d'une pile Zinc/Cuivre

La durée de vie des batteries est indiquée par un nombre de cycles normalisés de décharge/recharge. A l'issue d'un certain temps de fonctionnement dépendant du nombre et de l'amplitude des cycles, la batterie est usée. En outre, ils existent des phénomènes qui peuvent causer la dégradation des batteries, et sont principalement:

- La sulfatation.
- La décharge complète.
- Le cyclage.
- L'oxydation des électrodes.

En cas de décharge complète, les batteries doivent être rechargées dans un délai maximum de 48h. Au-delà de cette période de temps, les dommages sont irréversibles.

2.5.1 Les caractéristiques d'un accumulateur électrochimique

- **Tension électrique** : La tension ou potentiel électrique est déterminé à partir du potentiel de la réaction d'oxydoréduction spécifique du type de la batterie. Il suffit de faire un raccordement en série pour un même type afin d'augmenter cette tension. En pratique il existe des batteries de 12, 24 et 48V.
- **Capacité** : Exprimée en (Ah), la capacité est la charge électrique que peut fournir un accumulateur entièrement chargé, durant un cycle complet de décharge. Elle dépend des conditions d'utilisation.
- **Rendement d'utilisation** :
 - Rendement énergétique : Le rapport entre l'énergie disponible en décharge et l'énergie injectée dans la batterie au cours de la charge.
 - Rendement Faradique : le rapport entre la capacité débité lors de la décharge et la capacité fournie lors de la charge.
- **Impédance interne** : Exprimée en Ohms (Ω), elle provoque des chutes de tensions internes, mais généralement petites et négligeables.
- **Densité massique** : C'est la quantité d'énergie qu'un accumulateur peut comporter par rapport à son poids ou son volume, exprimée en (Wh/kg ou Wh/m³).
- **Autodécharge** : C'est la perte moyenne relative de capacité par mois et pour une température donnée : $\tau\% = \frac{Q_{AS} - Q_{PS}}{n \cdot Q_{AS}}$, Q_{AS} = capacité avant stockage, Q_{PS} = capacité après stockage, n = durée de stockage en mois.
- **Profondeur de décharge** : Exprimée en pourcentage de la capacité nominale.
- **Nombre de cycles** : Il dépend fortement de la profondeur de décharge, typiquement il varie de 400 cycles à 80 % de décharge à 2000 cycles à 40 % de décharge [14].

2.5.2 Les différentes technologies d'accumulateurs

Il existe plusieurs technologies, classées selon le couple électrochimique utilisé :

2.5.2.a Plomb-Acide

L'accumulateur au plomb a été inventé par Gaston Planté qui observait l'électrolyse de l'eau acidulée. En essayant le plomb dans sa recherche de matières plus économiques que le platine, il remarqua que son appareil rendait de l'électricité lorsqu'on coupait l'alimentation.

Il crut avoir inventé la pile à combustible, mais comprit vite que ce n'était pas l'oxygène et l'hydrogène gazeux qui rendaient le courant, mais la modification chimique (oxydation) de la surface du plomb.

Son appareil se composait de deux lames de plomb maintenues écartées par des bandes isolantes. Pour augmenter la surface des électrodes, deux bandes de plomb séparées par deux intercalaires de caoutchouc évitent tout contact entre elles, le tout contenu dans un bocal de verre rempli d'eau acidulée.

La durée de vie ainsi que les performances d'une batterie au plomb dépendent fortement de l'utilisation que l'on en fait. Ainsi, on a vu des batteries rendre l'âme après seulement 50 cycles alors que d'autres du même type ont tenu plus de 500 cycles. Cette forte disparité est en partie due au fait que ces batteries sont influencées par le type de cycle charge/décharge qu'on leur impose, supportent très mal les décharges profondes.

La tension nominale d'un élément accumulateur de ce type est de 2 V. Il s'agit du système le plus ancien, mais aussi potentiellement l'un des plus polluants.

2.5.2.b Ni-Cd (Nickel-cadmium)

La tension nominale d'un élément accumulateur de ce type est de 1,2 V. Ce couple électrochimique est l'un des plus couramment utilisés depuis plusieurs décennies pour fabriquer des batteries d'accumulateurs alimentant les appareils portatifs. Ce type d'accumulateur possède un effet mémoire, ce qui impose leur stockage dans un état déchargé (0,6 V). Par rapport au Ni-MH, le Ni-Cd peut supporter des pointes de courant en décharge plus importantes et sa décharge naturelle est beaucoup plus lente que celle du Ni-MH. Par contre le cadmium est très polluant.

2.5.2.c Ni-MH (Nickel-métal hydrure)

La tension nominale d'un élément accumulateur de ce type est de 1,2 V. Ce type d'accumulateur n'incorpore ni cadmium ni plomb et est donc peu polluant. De plus, son énergie massique est supérieure de 40 % à celle des Ni-Cd et son effet mémoire est très faible.

2.5.2.d Lithium

Les accumulateurs à base de lithium sont d'une technologie récemment mise au point et en cours de développement intense, présentant un très important potentiel électrochimique.

On distingue la technologie Lithium métal où l'électrode négative est composée de lithium métallique (matériau qui pose des problèmes de sécurité) et, la technologie lithium ion.

Les accumulateurs lithium-ion ont été remplacés par les accumulateurs lithium polymère délivrant un peu moins d'énergie, mais beaucoup plus sûrs. La durée de vie de ces accumulateurs n'est que de 2 à 3 ans après fabrication, indépendamment du nombre de cycles de charges. Le potentiel le plus répandu d'une cellule au lithium-ion est de 3,7 V.

Type	Énergie massique	Tension d'un élément	Durée de vie (nombre de recharges)	Temps de charge	autodécharge par mois
Plomb	30-50 Wh/kg	2 V	200-300	8-16 h	5 %
Ni-Cd	48-80 Wh/kg	1,25 V	1 500	1 h	> 20 %
Ni-MH	60-120 Wh/kg	1,25 V	300-500	2-4 h	> 30 %
Alcaline	80-160 Wh/kg	1,5-1,65 V	100	1-16h	< 0,3 %
Li-ion	110-160 Wh/kg	3,7 V	500-1 000	2-4 h	10 %
Li-Po	100-130 Wh/kg	3,7 V	300-500	2-4 h	10 %
Li-Air	1500-2500 Wh/kg	3,4 V	?	?	?

Tableau.2.3 Tableau comparatif des différentes technologies de batteries

2.5.3 La batterie au Plomb

Il s'agit d'un ensemble d'accumulateurs au plomb-acide disposés en série, réunis dans un même boîtier.

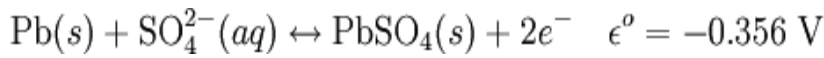


Fig.2.15 Une batterie à Plomb

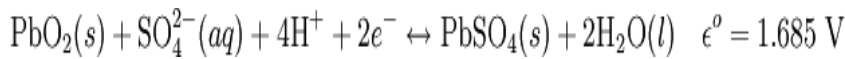
La batterie au plomb est celle qui a le moins bon rapport masse/énergie (35 Wh/kg) après la batterie Nickel-Fer. Cependant, elle est capable de fournir une grande intensité, et utile pour le démarrage électrique des moteurs à combustion interne. Ces batteries peuvent servir à stocker de l'énergie produite par intermittence, comme l'énergie solaire ou éolienne.

Les équations électrochimiques qui entrent en jeu sont :

A l'anode (une oxydation)



A la cathode (une réduction)



→ La tension nominale U , dépend du nombre d'éléments. Elle est égale au nombre d'éléments multiplié par 2,1 V. Généralement, on considère qu'un accumulateur au plomb est déchargé lorsqu'il atteint la tension de 1,8 V par élément, donc une batterie de six éléments ou 12 V est déchargée lorsqu'elle atteint la tension de 10,8 V.

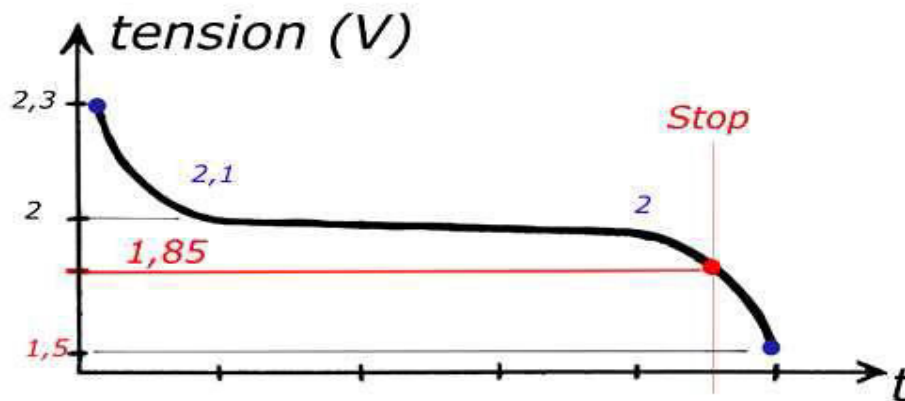


Fig.2.16 Evolution de la tension d'une cellule de batterie au plomb

Les décharges trop profondes peuvent conduire à une perte irréversible de capacité.

Trois causes possibles sont à l'origine de ce phénomène :

- transformation irréversible d'une partie de la matière active de l'électrode positive (PbO_2) en cristaux de sulfate de plomb,
- gonflement progressif et perte de cohésion de la matière active de l'électrode positive,
- passivation électronique du collecteur de courant de l'électrode positive.

Si la charge se poursuit trop longtemps, la tension peut atteindre 2,4 V, valeur de seuil à partir de laquelle on assiste à la décomposition de l'eau (électrolyse) en dioxygène O_2 gazeux à l'électrode positive et en dihydrogène H_2 gazeux à l'électrode négative. Ce phénomène est dit de dégazage.

2.6 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons mis en avant, les notions essentielles à connaître à propos des moyens de stockage qui seront inclus dans notre projet, et à travers cette étude nous avons pu choisir les technologies les plus adéquates.

La pile à combustible ainsi que l'hydrogène, sont des agents prometteurs du futur.

En dépit de sa sensibilité au monoxyde de carbone CO, et le grand défi que représente la gestion de l'eau, qui sont liés au fonctionnement à basse température, ce dernier est toujours un avantage de la PEMFC, et celle-ci reste la pile à choisir.

Dynamique avec un rendement allant jusqu'à 60% pour la pile, et 40% pour le système complet, en plus de son électrolyte solide, qui sert à éviter les risques de fuites, et pratique pour les systèmes embarqués, et elle n'utilise que de l'eau et de l'hydrogène. Ce dernier issu d'une électrolyse de l'eau à PEM également, sera très pur et efficace à consommer.

Cependant, il reste de nombreux points à améliorer, le coût, la masse et le volume, la durée de vie, La gestion thermique, la gestion fluidique et la gestion de l'eau, afin de profiter pleinement de la PEMFC comme une source, renouvelable, propre, rentable et performante.

Les batteries au plomb sont celles les plus utilisées dans le stationnaire, leur retour d'expérience et faible coût, ainsi que leur excellent taux de recyclabilité en font un moyen de stockage électrique incontournable

Références et Bibliographie

[1] AZZI Halim « Etude et modélisation d'une pile à combustible » Mémoire de magister, Université A.MIRA-BEJAIA 2016.

[2] Sofyane ABBOU « Phénomènes locaux instationnaires dans les piles à combustible à membrane (PEMFC) fonctionnant en mode bouché (dead-end) » Thèse de Doctorat, Université de Lorraine, 2015.

[3] Tristan Pichonat. « Etude, conception et réalisation d'une pile à combustible miniature pour applications portables ». Matériaux. Université de Franche-Comté, 2004. Français. fftet-00010710f.

[4] Belkhiri Zina « Phénomènes de transport dans les piles à combustible à membrane échangeuse de protons (PEMFC) » Mémoire de doctorat, Université El-Hadj Lakhdar - BATNA 1, 2017.

[5] Mohamad Safa. « Modélisation réduite de la pile à combustible en vue de la surveillance et du diagnostic par spectroscopie d'impédance ». Mathématiques générales [math.GM]. Université Paris Sud - Paris XI, 2012. Français. ffNNT : 2012PA112239ff. fftel-00855160v2f.

[6] AFHYPAC, Mémento de l'Hydrogène « La pile à combustible de type PEM » fiche 5.2.2

[7] ROSA ELVIRA SILVA SANCHEZ « CONTRIBUTION AU PRONOSTIC DE DURÉE DE VIE DES SYSTÈMES PILE À COMBUSTIBLE DE TYPE PEMFC » thèse de doctorat, UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES, UNIVERSITÉ DE FRANCHECOMTÉ 2015.

[8] Denis Candusso. « Contribution à l'expérimentation de générateurs à piles à combustible de type PEM pour les systèmes de transport ». Energie électrique. École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2013. tel-00802373.

[9] KARIM BELMOKHTAR « CONTRIBUTION À L'INTÉGRATION D'UN PARC ÉOLIEN À UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE AUTONOME, AVEC STOCKAGE D'ÉNERGIE SOUS FORME D'HYDROGÈNE » Thèse de doctorat en génie électrique, L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES 2015.

[10] TELIDJANE Mohammed « Optimisation du fonctionnement d'un système vert formé de PEMFC » Mémoire de magister, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran MOHAMED BOUDIAF, 2011.

[11] AFHYPAC, Mémento de l'Hydrogène « PRODUCTION D'HYDROGENE PAR ELECTROLYSE DE L'EAU » fiche 3.2.1.

[12] Baptiste Verdin. « Etude d'électrodes grande surface d'électrolyseurs PEM : inhomogénéités de fonctionnement et intégration de catalyseurs innovants ». Autre. Université Paris-Saclay, 2018. Français. ffNNT : 2018SACLS036ff. fftel-01775220f.

[13] PIERRE MILLET « Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau sur membrane acide », DÉCOUVERTE N°343 DÉCEMBRE 2006.

[14] Systèmes PV_Polytech_Alain Ricaud_Oct-11.doc.

Chapitre 3

Les Convertisseurs de l'énergie électrique

3.1 Introduction

Le développement des semi-conducteurs issu des progrès de la physique a permis l'avènement d'une nouvelle discipline de l'Électrotechnique. Sous l'appellation d'Électronique de Puissance, de nouveaux moyens sont utilisés pour contrôler et manipuler l'énergie électrique.

Les convertisseurs statiques sont des systèmes permettant d'adapter une source d'énergie électrique à un récepteur en la convertissant. On distingue plusieurs types de convertisseurs statiques comme le hacheur, l'onduleur, le gradateur et le redresseur.

Dans notre système, il va y avoir un regroupement entre éléments produisant ou consommant l'énergie électrique sous forme continue comme le GPV, la PAC, les batteries et l'électrolyseur. Ces éléments seront regroupés par un « bus continu » à une tension que nous choisirons en fonction de notre dimensionnement. Pour ce faire des convertisseurs DC/DC sont indispensables après pour le réglage de la tension. Ils sont aussi utilisés pour faire fonctionner le GPV en son point de puissance maximale.

Par ailleurs, la charge consomme l'énergie électrique sous forme alternative (monophasée ou triphasée), d'où la nécessité de l'onduleur.

Nous allons dans ce chapitre, présenter les types de convertisseurs utilisés dans un système photovoltaïque. Notamment le hacheur survolteur, le hacheur dévolteur, le hacheur mixte (dévolteur-survolteur) et l'onduleur, ainsi que leurs commandes.

3.2 Convertisseurs DC/DC (hacheurs)

Les hacheurs sont des convertisseurs statiques de type continu-continu, utilisés pour contrôler la puissance électrique d'une charge continue avec un rendement très élevé. Il permet à partir d'une tension continue fixe d'obtenir une tension de valeur moyenne variable par un signal de commande.

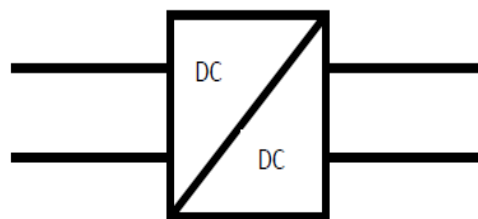


Fig. 3.1 Symbole d'un convertisseur DC-DC

3.2.1 Les différents types de hacheurs

L'étude des convertisseurs statiques DC-DC les plus simples se décline en trois familles de convertisseurs statiques (ou hacheurs) [1].

- Hacheur élévateur (ou Boost).
- Hacheur abaisseur (ou Buck).
- Hacheur abaisseur-élévateur (Buck-Boost).

3.2.1.1 Hacheur élévateur (ou Boost)

Un convertisseur Boost, appelé aussi hacheur parallèle, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur [2].

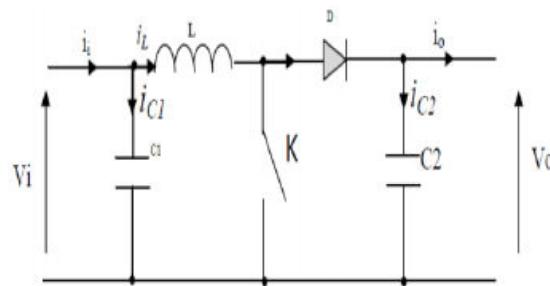


Fig. 3.2 Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Boost.

3.2.1.1.a Le Principe de fonctionnement

Quand l'interrupteur K est fermé pendant la durée αT . Cela entraîne l'augmentation du courant dans l'inductance donc le stockage d'une quantité d'énergie sous forme d'énergie magnétique. la diode D est alors bloquée et la charge est alors déconnectée de l'alimentation.

Quand l'interrupteur K est ouvert pendant le temps compris dans l'intervalle $[\alpha T, T]$, l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode D. [3]

3.2.1.1.b Modèle mathématique équivalent

Afin de pouvoir étudier les fonctions du hacheur Boost, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K.

La figure (3.3), présente le circuit équivalent du Boost lorsque K est fermé.

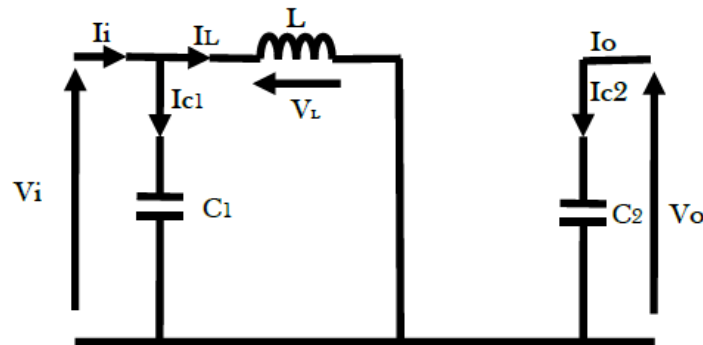


Fig. 3.3 Schéma électrique d'un hacheur Boost fermé

L'application des lois de Kirchhoff sur le circuit équivalent donne :

$$i_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_1(t)}{dt} = i_1(t) - i_L(t) \quad (3.1)$$

$$i_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = -i_0(t) \quad (3.2)$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L}{dt} = v_1(t) \quad (3.3)$$

La figure (3.4) présente le circuit équivalent du Boost lorsque l'interrupteur K est ouvert.

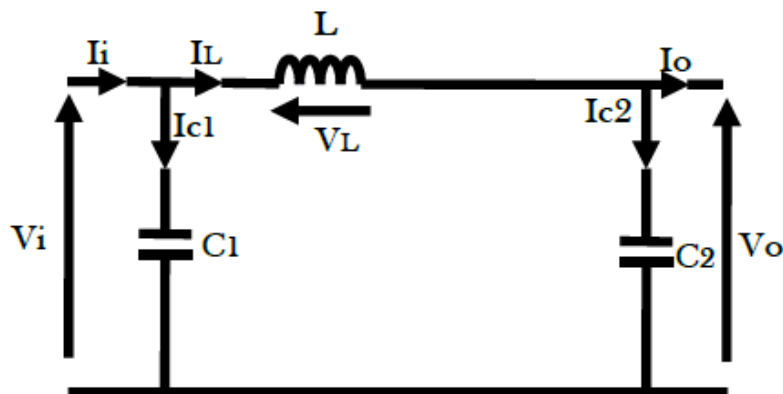


Fig. 3.4 Schéma électrique d'un hacheur Boost ouvert

En appliquant les lois de Kirchhoff sur le circuit équivalent on obtient :

$$i_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_1(t)}{dt} = i_1(t) - i_L(t) \quad (3.4)$$

$$i_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \quad (3.5)$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L}{dt} = v_1(t) - v_0(t) \quad (3.6)$$

Les grandeurs électriques de sortie dans le convertisseur survolteur sont liées à celles d'entrée en fonction du rapport cyclique par les équations suivantes [4] :

$$V_0 = \frac{V_1}{(1-\alpha)} \quad (3.7)$$

$$I_0 = (1 - \alpha)I_1 \quad (3.8)$$

Pour faire la représentation dynamique valable pour toute la période T_s , on utilise l'expression suivante:

$$\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle T_s = \frac{dx}{dt} T_s + \frac{dx}{dt(1-D)T_s} (1-D)T_s \quad (3.9)$$

En appliquant la relation (3.9) sur les systèmes d'équations (3.1) (3.2) (3.3) (3.4) (3.5) et (3.6), on obtient les équations suivantes:

$$i_L = i_1 - C_1 \frac{dv_1(t)}{dt} \quad (3.10)$$

$$i_0 = (1 - d)i_L - C_2 \frac{dv_1(t)}{dt} \quad (3.11)$$

$$v_1(t) = l \frac{di_L}{dt} (1 - d)v_0 \quad (3.12)$$

3.2.1.2 Hacheur abaisseur (ou Buck)

Un convertisseur Buck, appelé aussi hacheur série, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible valeur [5].

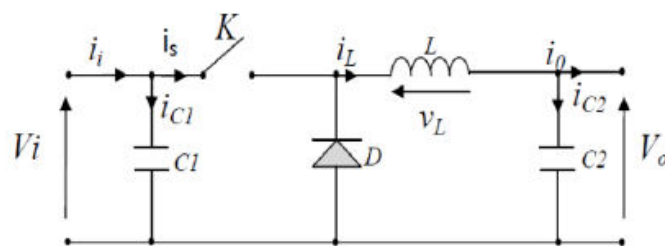


Fig. 3.5 Schéma du circuit électrique d'un hacheur Buck.

3.2.1.2.a Le Principe de fonctionnement

Quand l'interrupteur K est fermé pendant la durée αT , la tension aux bornes de ce dernier est nulle. Le courant fourni par le générateur, augmente linéairement et traverse l'inductance. Cette dernière stock l'énergie reçue sous forme magnétique.

Quand l'interrupteur K est ouvert pendant la durée $[\alpha T, T]$. Le générateur est mis hors circuit, la diode devient passante afin d'assurer la continuité du courant dans l'inductance.

3.2.1.2.b Modèle mathématique équivalent

Afin de pouvoir étudier les fonctions du hacheur Buck, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K.

La figure 3.6, présente le circuit équivalent du Buck lorsque K est fermé.

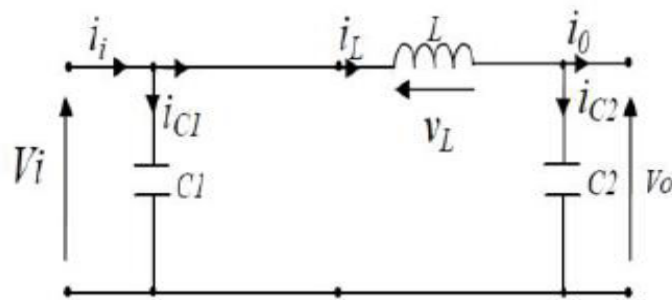


Fig. 3.6 Schéma électrique d'un hacheur Buck fermé.

On applique les lois de Kirchhoff sur le circuit équivalent on obtient :

$$i_{c1} = C_1 \frac{dv_1(t)}{dt} = i_1(t) - i_L(t) \quad (3.13)$$

$$i_{c2} = C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = i_L - i_0(t) \quad (3.14)$$

$$v_L = L \frac{di_L}{dt} = v_1(t) - v_0(t) \quad (3.15)$$

La figure (3.7), présente le circuit équivalent du Buck lorsque l'interrupteur K est ouvert.

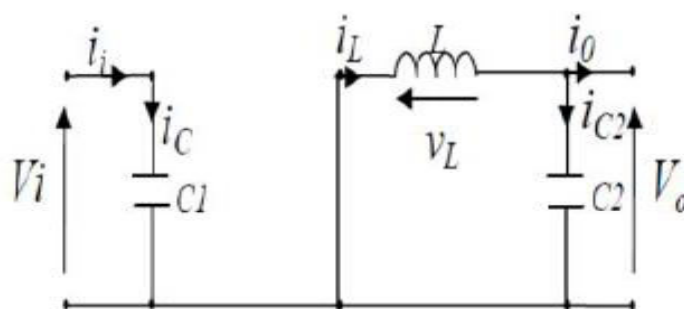


Fig. 3.7 Schéma électrique d'un hacheur Buck ouvert.

L'application des lois de Kirchhoff sur le circuit équivalent donne :

$$i_{C1} = C_1 \frac{dv_1(t)}{dt} = i_1(t) \quad (3.16)$$

$$i_{C2} = C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = i_1(t) - i_L(t) \quad (3.17)$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = v_0(t) \quad (3.18)$$

En appliquant la relation (3.9) sur les systèmes d'équations (3.13) (3.14) (3.15) (3.16) (3.17) et (3.18), on obtient les équations suivantes:

$$C_1 \frac{dv_1(t)}{dt} T_s = dT_s(i_1 - i_L) + (1 - d)T_s i_1 \quad (3.19)$$

$$C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} T_s = dT_s(i_L - i_0) + (1 - d)T_s(i_L - i_0) \quad (3.20)$$

$$L \frac{di_L}{dt} = dT_s(v_1 - v_0) + (1 - d)T_s(-v_0) \quad (3.21)$$

3.2.1.3 Hacheur élévateur-abaisseur (Boost-Buck)

Un convertisseur (Buck-Boost) est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue DC-DC en une autre tension continue de plus faible ou plus forte valeur mais de polarité inverse.

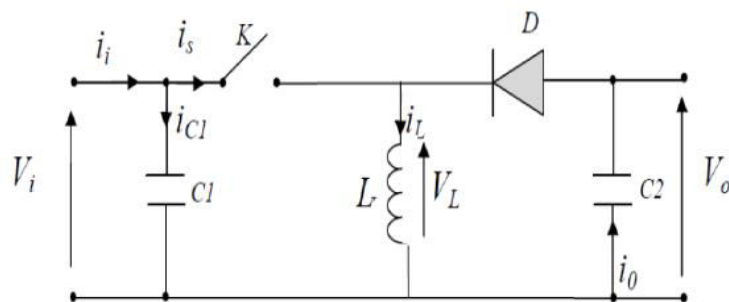


Fig. 3.8 Schéma du circuit électrique d'un hacheur Buck-Boost

3.2.1.3.a Le Principe de fonctionnement

Quand l'interrupteur \$K\$ est fermé, l'énergie magnétique stockée dans l'inductance augmente.

Quand l'interrupteur \$K\$ est ouvert, l'inductance est liée directement à la capacité donc l'énergie emmagasinée dans l'inductance est transférée vers la capacité.

3.2.1.3.b Modèle mathématique équivalent

Afin de pouvoir étudier les fonctions du hacheur Buck, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K.

La figure (3.9), présente le circuit équivalent du Buck-Boost lorsque K est fermé.

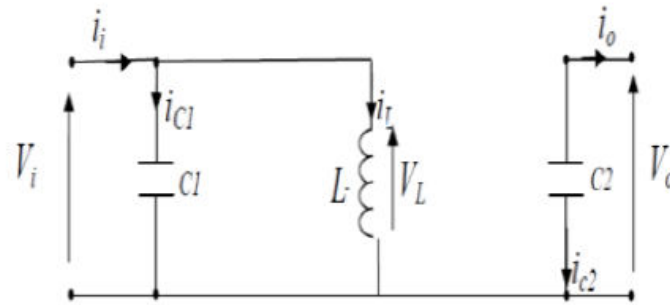


Fig. 3.9 Schéma électrique d'un hacheur Buck-Boost fermé.

L'application des lois de Kirchhoff sur le circuit équivalent donne :

$$i_{c1} = C_1 \frac{dv_1(t)}{dt} = i_1(t) - i_L(t) \quad (3.22)$$

$$i_{c2} = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_o(t) \quad (3.23)$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L}{dt} = -v_1(t) \quad (3.24)$$

La figure (3.10), présente le circuit équivalent du Buck-Boost lorsque K est ouvert.

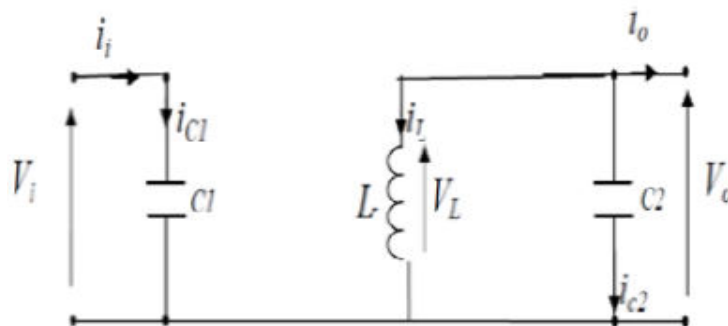


Fig. 3.10 Schéma électrique d'un hacheur Buck-Boost ouvert.

L'application des lois de Kirchhoff sur le circuit équivalent donne :

$$i_{C_1} = C_1 \frac{dv_1(t)}{dt} = i_1(t) \quad (3.25)$$

$$i_{C_2} = C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \quad (3.26)$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = v_0(t) \quad (3.27)$$

En appliquant la relation (3.9) sur les systèmes d'équations (3.22) (3.23) (3.24) (3.25) (3.26) et (3.27), on obtient les équations suivantes:

$$i_L(t) = \frac{1}{d} \left(i_1(t) - C_1 \frac{dv_1(t)}{dt} \right) \quad (3.28)$$

$$i_0(t) = -(1-d)i_L - C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} \quad (3.29)$$

$$v_1(t) = \frac{1}{d} (1 - (1-d)v_0) + l \frac{di_L}{dt} \quad (3.30)$$

3.3 Commande MPPT

La commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) est une commande qui utilise certains algorithmes, afin de faire monter le point de fonctionnement optimal du système photovoltaïque.

3.3.1 Les méthodes de poursuite du MPP

Il existe plusieurs méthodes de poursuite du MPP qui ont été développées pour permettre au système d'extraire le maximum de puissance du générateur photovoltaïque.

Le principe de cette commande est basé sur la variation automatique du rapport cyclique α de manière à maximiser la puissance délivrée par le panneau.

On propose d'étudier par la suite les différents algorithmes de commande les plus populaires.

3.3.1.1 Algorithme perturber et observer (P&O)

La méthode perturber et observer (P&O), est la plus utilisée dans le milieu industriel, car son algorithme est facile à implémenter.

Cette méthode repose sur la perturbation en augmentant ou en diminuant la tension de fonctionnement du module $V_{réf}$ et observer son effet sur la puissance de sortie.

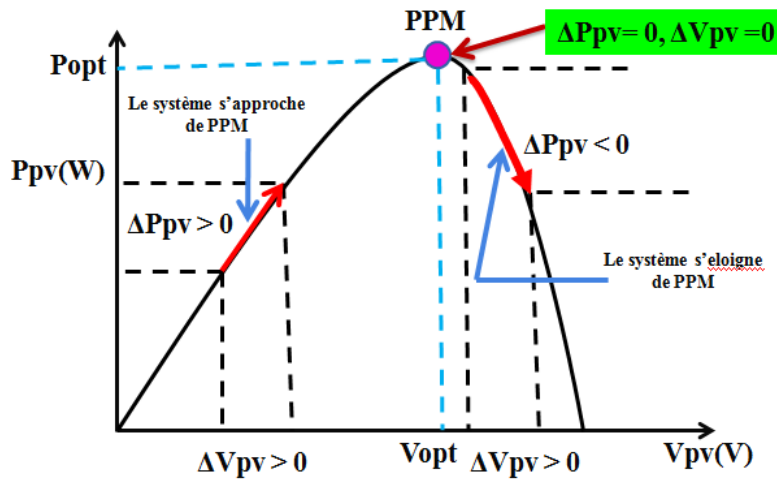


Fig. 3.11 Principe de l'algorithme de la méthode P&O

Le principe de cette commande est de générer des perturbations sur la tension du générateur V_{pv} , qu'on doit calculer à l'instant k . Puis on la compare à la précédente de l'instant $(k-1)$. Si la puissance augmente, cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM, donc on s'approche du point de puissance maximale. Si la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM.

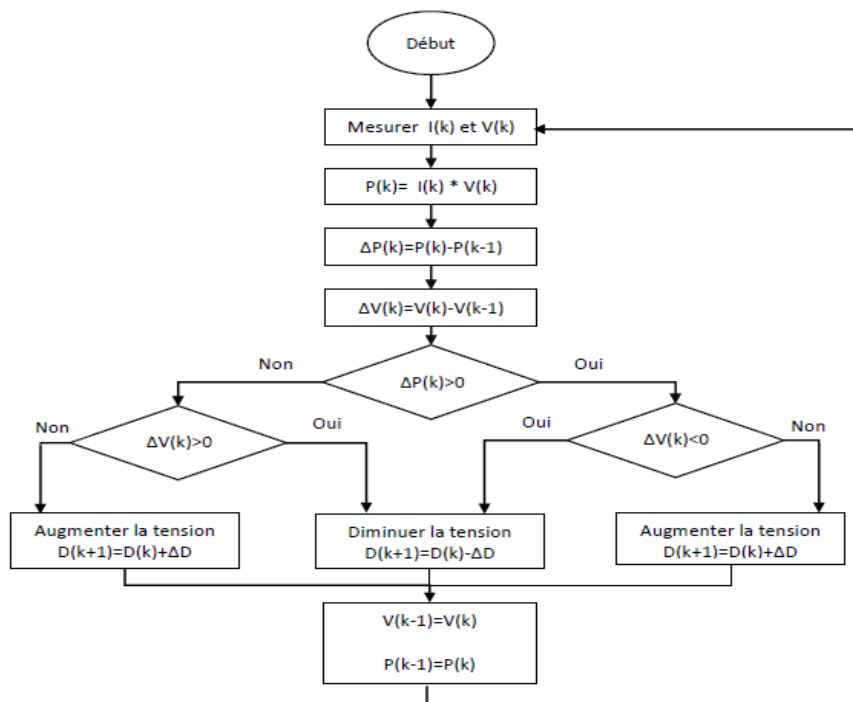


Fig. 3.12 Algorithme de la méthode P&O

Le fonctionnement de cet algorithme comprend trois étapes : la fuzzification, l'inférence et la Defuzzification .

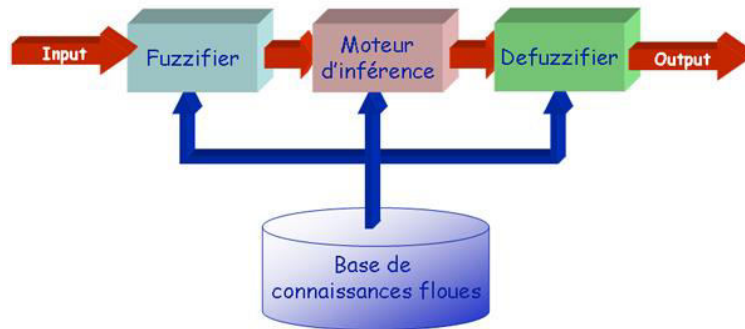


Fig. 3.14 Principe de la commande logique floue

La fuzzification permet de convertir les variables d'entrée physiques en variables linguistiques qui peuvent prendre les cinq valeurs suivantes:

NG: Négative Grand, NP: Négative petit, NM: Négative Moyen , Z: Zero, PP: Positive petit
PM: positive Moyen, PG: Positive Grand.

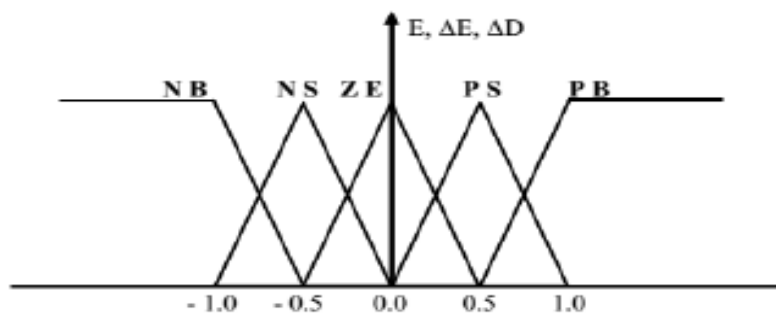


Fig. 3.15 Structure de base de la commande floue

Les deux paramètres d'entrée E et ΔE sont liés aux équations suivantes:

$$E(n) = \frac{p(n) - p(n-1)}{V(n) - V(n-1)} \quad (3.31)$$

$$CE(n) = E(n) - E(n-1) \quad (3.32)$$

Dans l'étape d'inférence, on prend des décisions. En effet, on établit des relations logiques entre les entrées et la sortie tout en définissant les règles d'appartenance (tableau 3.1) [7].

E \ CE	NG	NM	NP	Z	PP	PM	PG
NG	NG	NG	NG	NM	NM	NP	Z
NM	NG	NG	NM	NM	NP	Z	PP
NP	NG	NM	NM	NP	Z	PP	PM
Z	NM	NM	NP	Z	PP	PM	PM
PP	NM	NP	Z	PP	PM	PM	PG
PM	NP	Z	PP	PM	PM	PG	PG
PG	Z	PP	PM	PM	PG	PG	PG

Tableau 3.1 Règle d'inférence

- ✓ La defuzzification, consiste à convertir cette fois, une variable linguistique en variable numérique.

3.3.1.4 Algorithme à base de la mesure d'une fraction de la tension Voc

Cet algorithme est basé sur la relation linéaire entre la tension de circuit ouvert et la tension optimale donnée par l'équation suivante :

$$V_{MPP} = k_1 \times V_{oc} \quad (3.33)$$

Où k_1 est un facteur de tension dépendant des caractéristiques de la cellule PV et qui varie entre 0.73 et 0.8 [8].

Cependant, on doit mesurer tout d'abord la tension du circuit ouvert V_{oc} pour pouvoir déduire la tension optimale. Le principe de cette méthode est basé sur la comparaison entre la tension du panneau photovoltaïque réelle V_{PV} et la tension de référence V_{ref} (V_{MPP}). Le signal d'erreur est traité pour rendre $V = V_{ref}$.

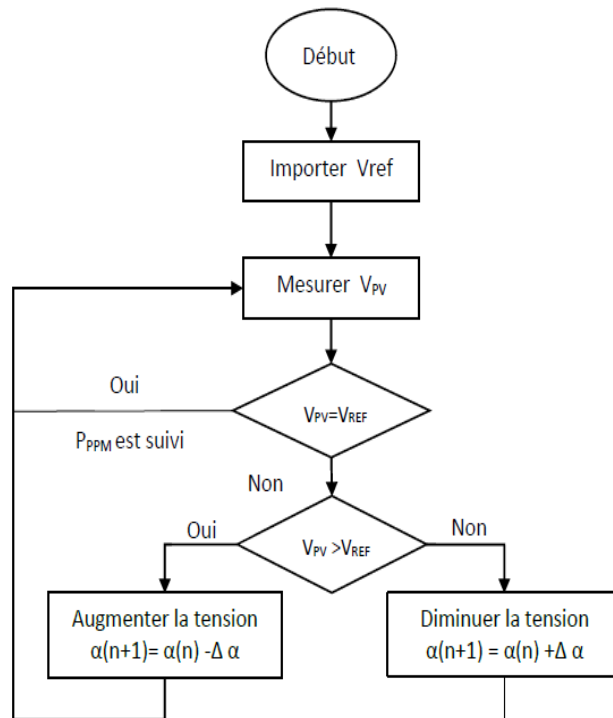


Fig. 3.16 Algorithme de la méthode Vco

- ✓ Cette méthode possède deux avantages: la rapidité de la réponse aux fluctuations et l'absence de variations en état stationnaire.

3.3.1.5 Approche du courant constant

La méthode du Courant constant également appelée la méthode de court-circuit est basée sur la mesure en temps réel du courant de court-circuit I_{cc} , et le courant optimal donné par la relation linéaire suivante:

$$I_{MPP} = k_2 \times I_{cc} \quad (3.34)$$

La constante k_2 est généralement comprise entre 0.78 et 0.92.

En effet, le point de fonctionnement optimal est obtenu en amenant le courant du panneau au courant optimal. Par conséquent, on change le rapport cyclique jusqu'à ce que le panneau atteigne la valeur optimale [9].

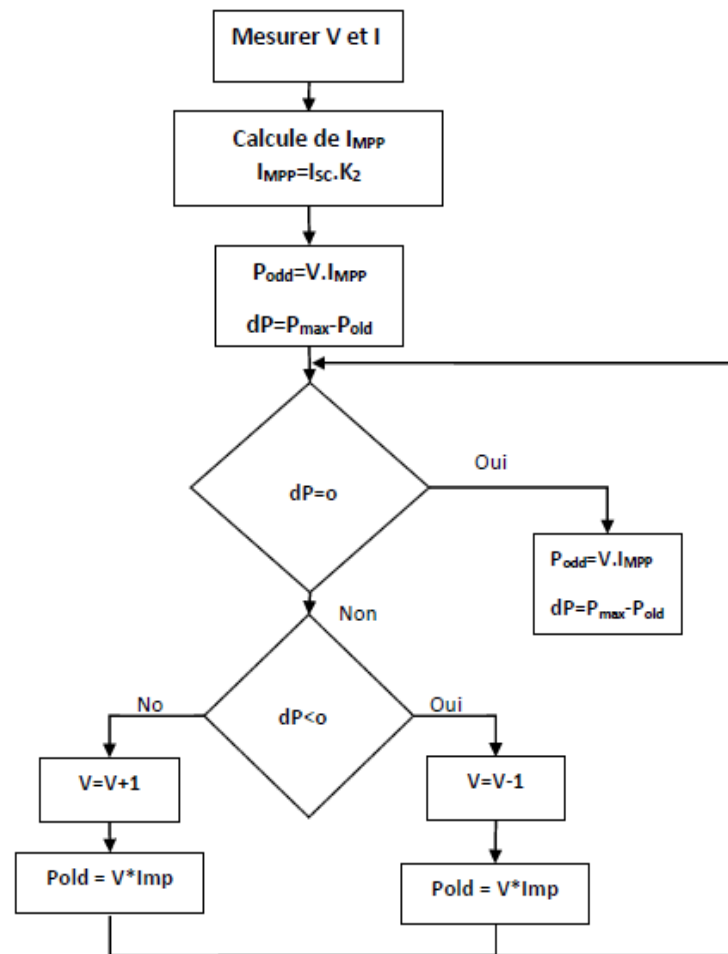


Fig. 3.17 Algorithme du constant courant

3.4 Hacheur pour un système photovoltaïque

La caractéristique I-V du générateur GPV dépend de plusieurs paramètres dont le niveau d'éclairement et la température de la cellule. De plus, le point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge qu'il alimente. Afin d'extraire en chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV, nous introduisons un étage d'adaptation qui permet de relier un générateur GPV à une charge de type continu (DC) avec un rendement de conversion très élevée. En effet, cet étage d'adaptation correspond à la modélisation des fonctions basiques idéalisées d'un convertisseur à découpage continu-continu (DC-DC).

3.5 Convertisseur DC/AC (Onduleurs)

L'onduleur est un convertisseur DC/AC à découpage permettant de générer une tension alternative réglable en fréquence et en valeur efficace à partir d'une source de tension continue.

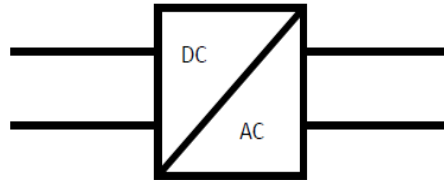


Fig.3.18 Symbole d'un convertisseur DC-AC

3.5.1 Les différents types d'onduleurs

Suivant leurs topologies, on distingue deux types d'onduleurs :

- Onduleur monophasé.
- Onduleur triphasé.
- Onduleur à plusieurs étages.

Les onduleurs sont des structures en pont constituées le plus souvent d'interrupteurs électroniques comme des IGBT (transistors de puissance).

Dans le cas standard, par un jeu de commutation commandée de manière appropriée, le plus souvent par MLI, l'énergie électrique continue fournie est modulée afin d'obtenir un signal alternatif à la fréquence du réseau.

Il existe de nombreux circuits électroniques qui permettent de réaliser la conversion d'énergie électrique :

- a-** Le montage le plus simple est composé de thyristors. Cette technologie était utilisée dans les premiers onduleurs PV (et est encore disponible en monophasé et triphasé). Peu cher, il présente cependant un courant de sortie plus ou moins rectangulaire induisant de la puissance réactive et des harmoniques qui affectent le rendement de l'onduleur et peuvent perturber le réseau.

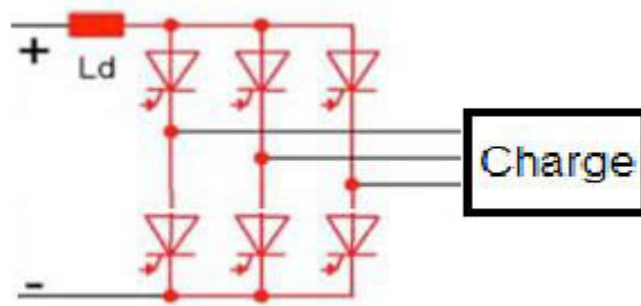


Fig.3.19 Circuit utilisant des thyristors.

b- La figure (3.20) présente un circuit composé d'un pont de transistors commandés par MLI, afin d'obtenir la fréquence industrielle de 50 Hz. Pour travailler sur une gamme de tensions d'entrée plus large, un convertisseur élévateur («boost») peut être rajouté (en vert) en entrée du pont. L'utilisation d'un convertisseur élévateur élargit la gamme de tensions MPP.

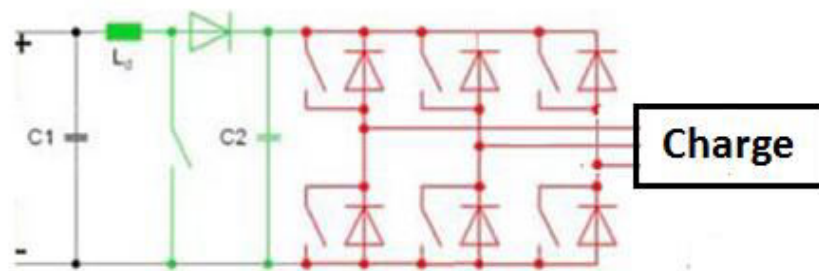


Fig.3.20 Circuit simple utilisant un pont de transistors.

3.5.1.1 Onduleur monophasé

Ce type d'onduleur délivrant en sa sortie une tension alternative monophasée, est généralement destinée aux alimentations de secours [10].

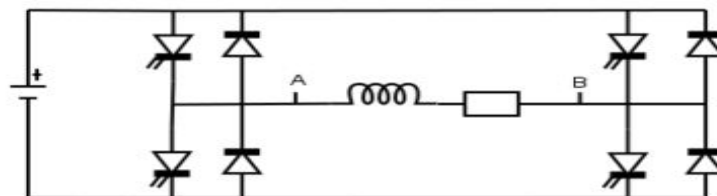


Fig.3.21 Schéma d'un onduleur monophasé.

Il existe deux classes d'onduleurs monophasés:

3.5.1.1.a Onduleur monophasé en demi pont

Il est constitué de deux interrupteurs de puissance notés K1 et K'1 à commande complémentaire et d'une source de tension E.

Chaque interrupteur possède une durée de conduction d'un demi-cycle (180°) qui correspond à la fréquence du signal de sortie requis.

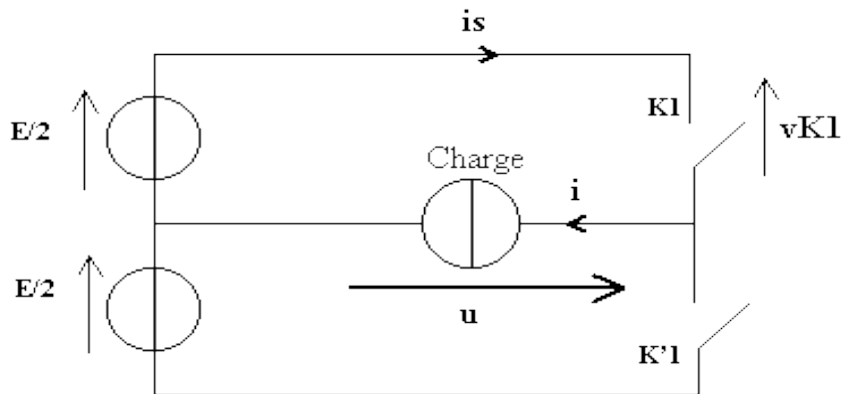


Fig.3.22 Schéma d'un onduleur monophasé en demi-pont.

3.5.1.1.b Onduleur monophasé en pont (pont H)

Ce type d'onduleur se compose de quatre interrupteurs de puissance notés K1, K2, K3 et K4 où leur fonctionnement est complémentaire. Autrement dit quand les deux interrupteurs K1 et K2, sont fermés simultanément, la tension aux bornes de la charge va prendre la valeur +E, sinon -E si les deux autres interrupteurs K3 et K4 sont fermés.

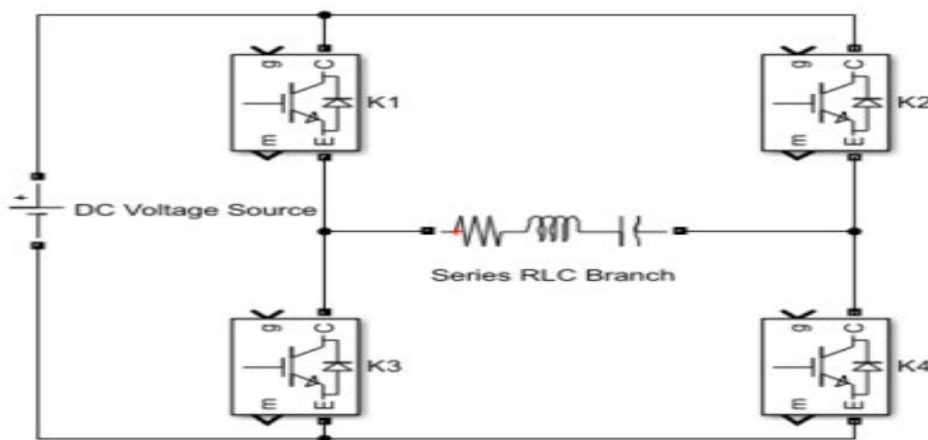


Fig.3.23 Onduleur monophasé en pont.

3.5.1.2 Onduleur triphasé

L'onduleur triphasé est constitué d'une source de tension continue DC et de six interrupteurs montés en pont, il peut être considéré comme étant trois onduleurs monophasés en demi-pont. Ce type d'onduleur est recommandé pour des applications de grande puissance.

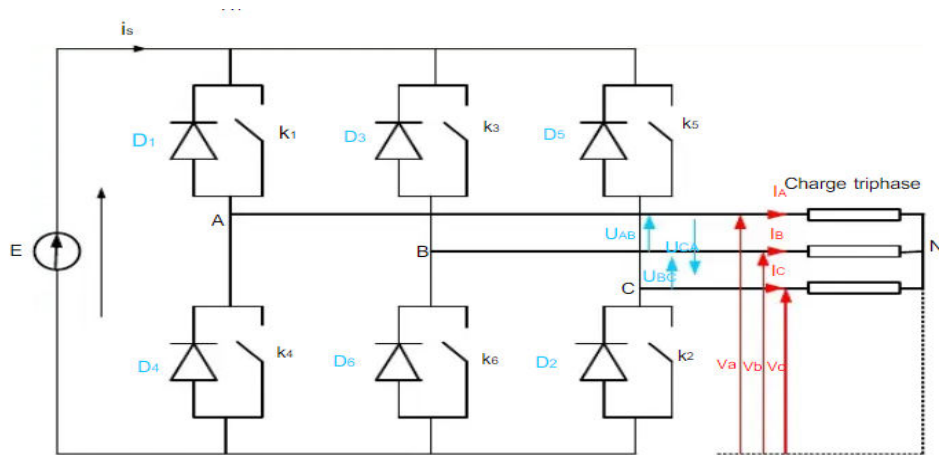


Fig.3.24 Onduleur triphasé

3.5.1.3 Onduleur à plusieurs étages

a- Pour adapter la tension de sortie du GPV à l'entrée de l'onduleur, on peut utiliser, à la place du hacheur Boost, un transformateur. Mais pour cela, il faut un onduleur entre le GPV et le transformateur du côté de l'entrée, puis du côté sortie, un redresseur entre le transformateur et l'onduleur. C'est alors un montage à 3 étages : transformateur haute fréquence (en bleu) qui adapte la tension d'entrée tout en réduisant le poids de l'onduleur. À sa sortie, le signal est alternatif. Un redresseur (en vert) permet alors de le convertir en continu. Le pont de sortie (rouge) permet par modulation d'amplitude de transformer ce signal continu en un signal alternatif sinusoïdal adapté à la fréquence industrielle.

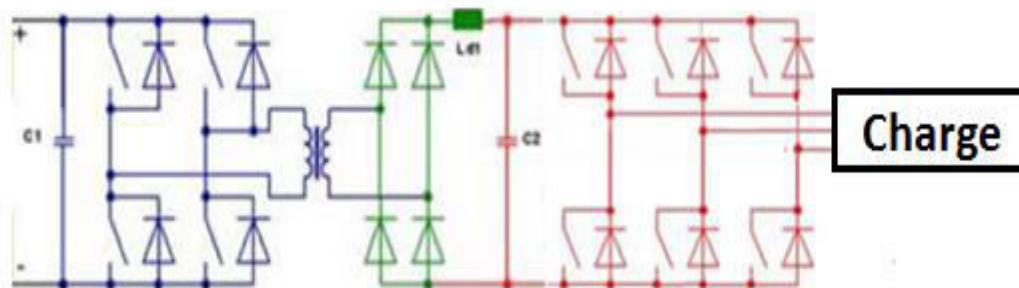


Fig.3.25 Circuit à 3 étages avec transformateur haute fréquence.

b- Le montage de la figure (3.26) est constitué de 4 étages. Ce circuit nécessite le contrôle de 9 interrupteurs. Il est composé d'un convertisseur abaisseur de tension, d'un montage dit «pushpull» suivi d'un redresseur, et d'un pont de sortie. La partie « convertisseur abaisseur + transformateur push pull » permet d'adapter la tension d'entrée. Elle permet à l'onduleur d'avoir une plus large gamme de tensions d'entrée, donc une plus grande flexibilité d'association avec les modules PV. Le redresseur « redresse » la tension en sortie du push pull, et le pont de sortie (rouge) permet par modulation d'amplitude de transformer ce signal continu en un signal alternatif sinusoïdal adapté à la fréquence industrielle.

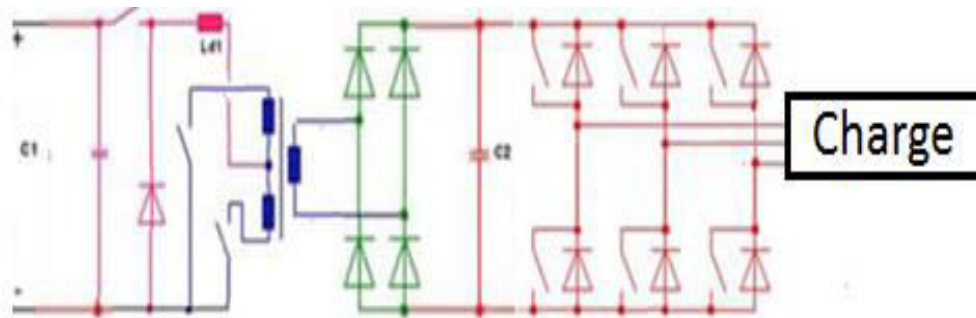


Fig. 3.26 Circuit à 4 étages avec montage push pull.

Tous les circuits présentés disposent en entrée, d'un condensateur C1 de forte capacité, qui a un rôle très important pour les onduleurs photovoltaïques dans le maintien d'un point de fonctionnement stable.

3.5.2 Commande d'un onduleur

Il existe plusieurs stratégies de commande d'onduleur comme :

- a- Commande pleine onde 180°.
- b- Commande décalée.
- c- Commande à modulation de largeur d'impulsion (MLI).

Le principe de fonctionnement change pour chacune de ces commandes, qui sont utilisées pour obtenir au niveau de la sortie une allure sinusoïdale.

a- Commande pleine onde (180°)

La tension générée par la stratégie (a) a une forme rectangulaire, sa décomposition en série de Fourier montre que cette forme d'onde est riche en harmoniques.

La décomposition en série de Fourier pour une commande 180° est donnée par la relation suivante:

$$V_{12} = \sum_{n=1,3,5}^{\infty} \frac{4V}{n\pi} \cos \frac{n\pi}{4} \sin \left(n \left(\omega t + \frac{\pi}{6} \right) \right) \quad (3.35)$$

Les tensions V_{23} et V_{31} sont décalées respectivement de 120° et de 240° par rapport à la tension V_{12} .

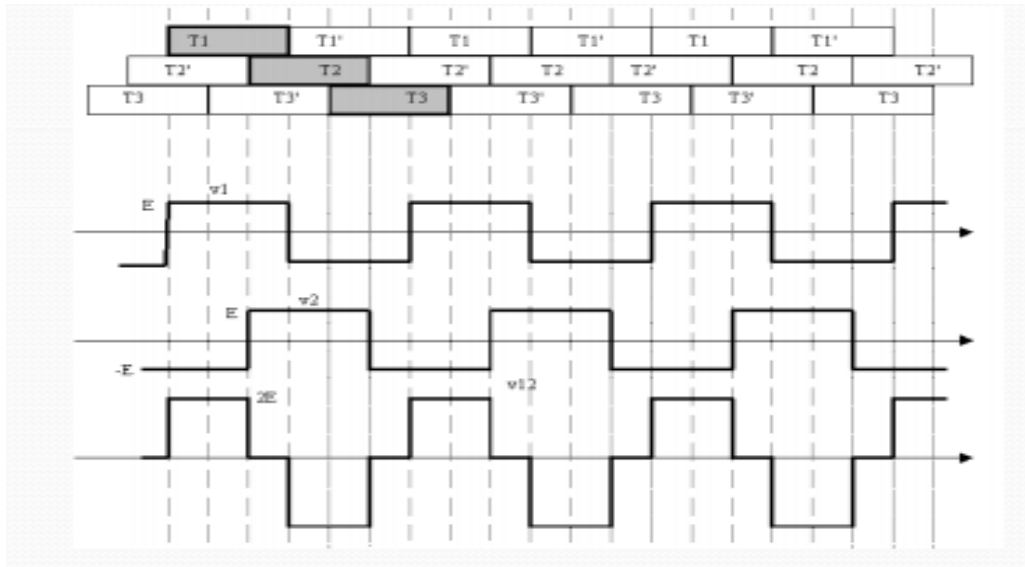


Fig.3.27 La forme de la tension composée V_{12}

b- Commande décalée

Ce type de commande permet d'obtenir une tension de sortie rectangulaire avec moins d'harmoniques.

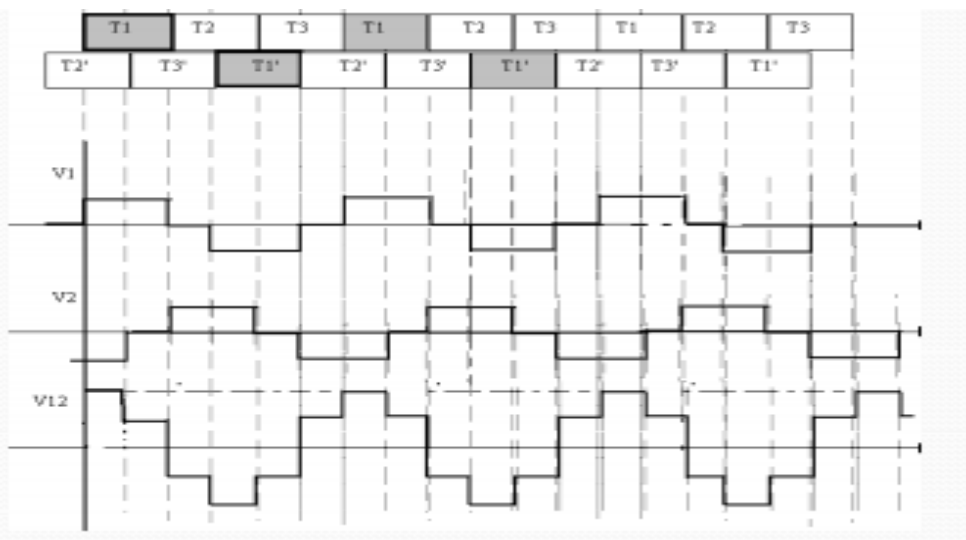


Fig. 3.28 La forme de la tension composée V_{12} .

c- Commande MLI

La commande MLI consiste à moduler une tension triangulaire V_p dite porteuse de fréquence f_p avec une tension sinusoïdale $v_m(t) = V_m \sin \omega t$ de fréquence $f = \frac{\omega}{2\pi}$ dont la fréquence f_p est très supérieure à f .

Les paramètres essentiels de la modulation de largeur d'impulsion (MLI) sont:

- La fréquence de modulation : f_p
- L'indice de modulation : $m = \frac{f_p}{f_r}$ ou f_r est la fréquence de la référence.
- Le coefficient de réglage en tension r : $r = \frac{A_r}{A_p}$ il permet de déterminer l'amplitude du fondamental de l'onde de modulation de largeur d'impulsion.

Avec:

A_r : Amplitude de la référence. A_p : Amplitude de la porteuse.

- La modulation est dite synchrone si « m » est un nombre entier cela conduit à une tension de sortie « U » qui se reproduit identiquement à elle-même tout les $T = \frac{1}{f}$.
- Pour le choix de « m », on doit tenir compte des pertes supplémentaires pendant les commutations d'un état à l'autre. Ces pertes sont proportionnelles à la fréquence de modulation c'est-à-dire si cette dernière augmente les pertes augmentent aussi.
- On ne pourra jamais fonctionner avec un rapport de réglage égal à « 1 », car il faut toujours laisser une durée suffisante aux intervalles de conduction et de blocage des interrupteurs d'un même bras.

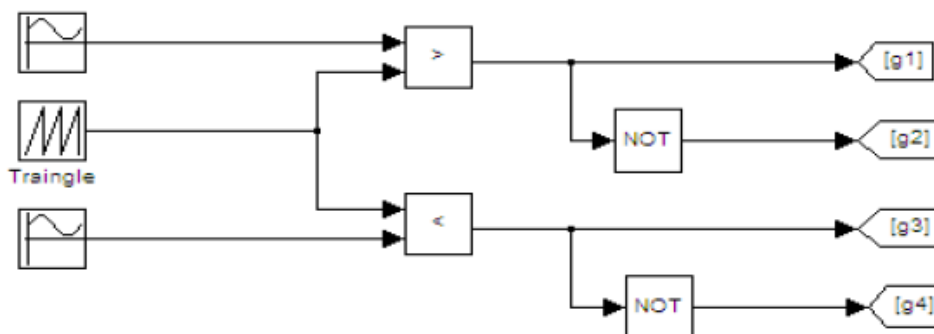


Fig.3.29 Simulation d'une commande MLI

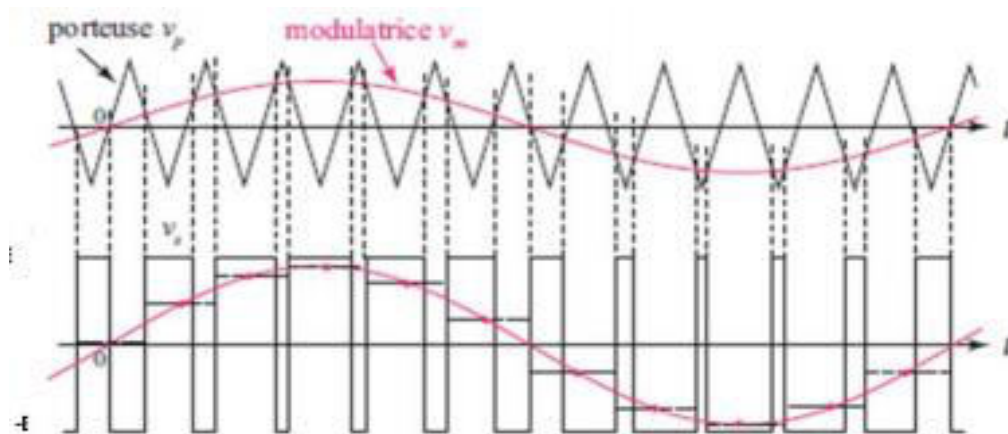


Fig.3.30 Commande MLI d'un onduleur triphasé.

3.6 Onduleur pour un système photovoltaïque

L'onduleur est un dispositif essentiel dans un système photovoltaïque permettant de convertir le courant continu produit par les panneaux photovoltaïques en courant alternatif aux normes du réseau.

La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système. En effet, le générateur PV (ensemble de modules PV) a une courbe caractéristique I-V non linéaire. Pour un éclairement et une température donnés, la tension en circuit ouvert ou à forte charge est à peu près constante (assimilable à une source de tension), tandis qu'en court-circuit ou à faible charge le courant est pratiquement constant (source de courant). Le générateur n'est alors ni vraiment une source de tension ni vraiment une source de courant non plus.

La tension de circuit ouvert est sensible à la température et diminue quand la température augmente. Le courant de court-circuit est quant à lui proportionnel à l'éclairement : augmente si l'éclairement augmente.

Le MPP se situe au milieu de la caractéristique. En régime permanent établi, la tension et le courant du capteur sont considérés comme constants.

L'onduleur présente plusieurs avantages:

- Il possède une très bonne dynamique.
- Il fournit des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitudes variables où fixes.
- Le contrôle du courant instantané avec une grande précision.

- Une compensation de la chute de tension des semi-conducteurs.
- Une compensation de la tension du bus continu et des variations de la tension de sortie.

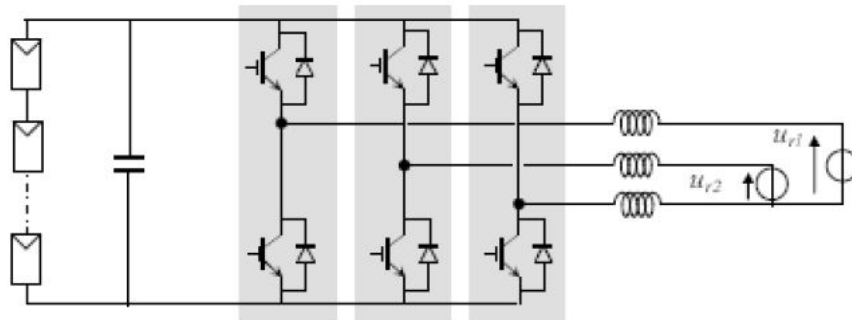


Fig.3.31 Onduleur pour un système photovoltaïque.

3.6.1 Les critères de choix d'un onduleur

- La puissance de l'onduleur doit être supérieure ou égale à la puissance des charges.
- Le rendement de l'onduleur doit varier entre 0.90% et 0.95%.
- La tension d'entrée en courant continu de l'onduleur doit être capable de supporter la tension de la batterie ainsi que celle des panneaux solaires. La tension de sortie doit correspondre à 220/230V, soit celle des appareils utilisés.
- L'onduleur doit avoir un fonctionnement fiable.
- Le prix.

3.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons détaillé une partie essentielle de toute installation électrique, qui est l'interface de l'électronique de puissance. Ainsi, les convertisseurs utilisés dans les systèmes photovoltaïques, ont fait sujet des titres de ce chapitre, avec leurs différents types de commandes.

Références et Bibliographie

[1] BOUCHAKER Amir , BENBRINIS Mouad « Structure et Commande d'une installation photovoltaïque en site isolé », mémoire de master, Université BADJI MOKHTAR ANNABA 2018.

[2] BERREZZEK Farid, «Etude des Différentes Techniques de Commande des Onduleurs à MLI Associés à une Machine Asynchrone», mémoire de magister, Université BADJI MOKHTAR ANNABA 2006.

[3] TAHRAOUI Ibrahim, HALIL Amine, «Dimensionnement et Etude d'une installation photovoltaïque pour une habitation domestique», mémoire de master, Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen 2016/2017.

[4] https://www.cder.dz/vlib/bulletin/pdf/bulletin_020_05.pdf .

[5] BOUKHLIFA Hamza « Dimensionnement technique d'une installation photovoltaïque de 300kw », mémoire de master, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES 2017.

Chapitre 4

Gestion et Dimensionnement du système

4.1 Introduction

La valorisation de l'énergie solaire, et l'encouragement de la transition vers les énergies renouvelables, sont parmi les objectifs de notre projet. Afin de pouvoir les réaliser, nous proposons un approvisionnement en électricité 100% propre et renouvelable, pour une auberge de jeune sur la wilaya d'Annaba.

Nous allons donc, dans ce chapitre, introduire l'architecture choisie pour le système, et dimensionner tout ses composants, et enfin présenter la modélisation de l'installation complète.

4.2 Architecture du système

Notre projet consiste à alimenter une auberge de jeune à partir d'une source photovoltaïque, avec une pile à combustible comme source secondaire. L'hydrogène alimentant la pile, est produit au moyen d'un électrolyseur fonctionnant également par énergie photovoltaïque. La nuit, lorsque le GPV ne fonctionne pas, c'est la pile à combustible qui prend le relais.

Dans la figure (4.1), un organigramme de l'installation complète est présenté :

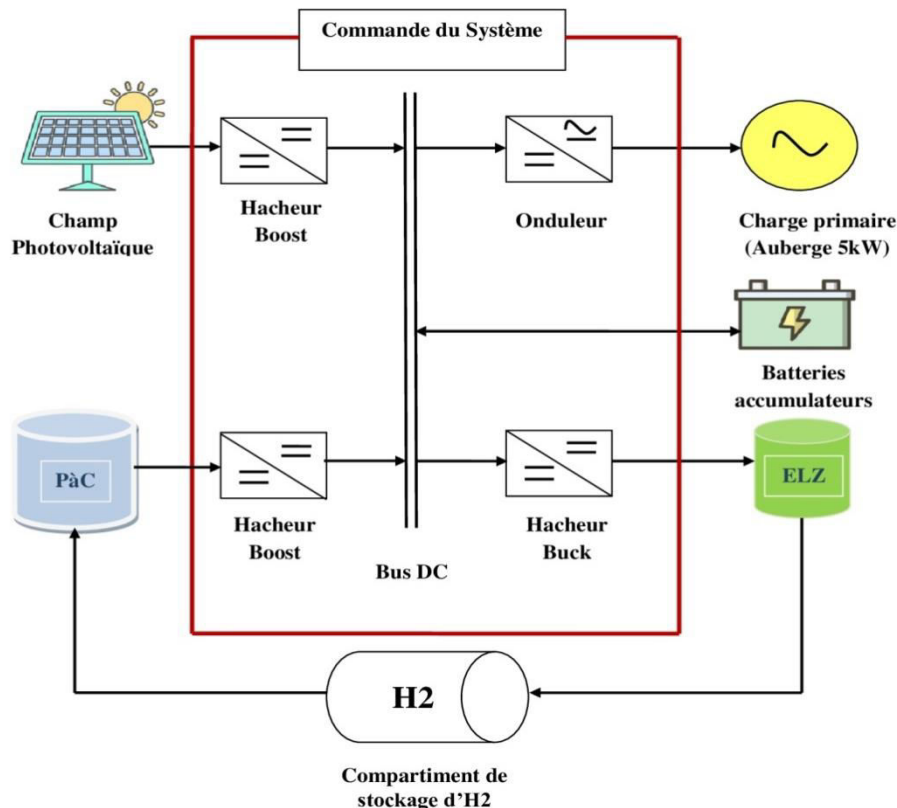


Fig.4.1 Organigramme de l'installation PV/PàC

- Cette architecture choisie pour notre système assurera un bon rendement, avec un cout moindre ainsi qu'une meilleure disponibilité.
- Tous les éléments du système sont connectés à un bus DC, car cette liaison est plus fiable, et évitera l'utilisation d'un onduleur du coté du GPV et de le PàC, ce qui causera moins de pertes.
- On a supposé que la PàC est dotée de sa propre batterie de démarrage, afin d'éviter le convertisseur Buck-Boost.
- Les batteries seront dimensionnées pour une tension proche de celle du bus DC, afin d'éviter l'utilisation du convertisseur entre les deux, et pour qu'elles servent également à maintenir la tension du bus.

4.3 Gestion du système

La gestion de notre système repose sur le choix d'un mode de fonctionnement qui tiendra compte des points suivants :

- Le profil de la charge, c'est-à-dire, la puissance consommée par la charge durant 24h (voir paragraphe **4.4.2.1 Figure 4.3**).
- La puissance produite par le GPV, qui dépend du diagramme solaire du mois le plus défavorable (**Figure 1.7**).
- La continuité d'alimentation de la charge.
- La préservation de la durée de vie des éléments du système, notamment la PàC et les batteries.

4.3.1 Fonctionnement du système

- Le générateur photovoltaïque (source principale), assurera l'alimentation de l'auberge, la charge des batteries, et le fonctionnement de l'électrolyseur et auxiliaires du système, pendant la journée. Et la pile à combustible va répondre aux besoins électriques de l'auberge pendant la nuit, sans fonctionnement de l'électrolyseur.
- Les batteries accumulateurs, sont considérées comme source de secours, et un appoint aux GPV quand l'éclairement est insuffisant pendant la journée. Elles seront directement connectées au bus DC, lui assurant une tension stable, et pour plus de sécurité, elles seront dimensionnées pour une autonomie de 3 jours, alimentant un circuit particulier de l'auberge (essentiellement l'éclairage), dans les cas très rares d'arrêt et du générateur PV et de la pile à combustible.

- Lorsque la consommation n'est pas à son maximum, le surplus de production va servir à : Charger les batteries en premier, si celles-ci sont à plus de 60% de décharge. Ensuite faire fonctionner l'électrolyseur (jamais au même temps que la pile à combustible). Ce qui fait que ces deux derniers éléments ne vont pas être comptabilisés dans les besoins journaliers. Donc le GPV ainsi que la PàC, vont être dimensionnés pour une charge égale aux besoins de l'auberge.
- La PàC ne fonctionnera que pendant la nuit, afin d'avoir qu'un seul démarrage/arrêt, et ainsi bien la préserver.

La figure (4.2) représente l'organigramme de fonctionnement qui sera nécessaire au contrôleur du système :

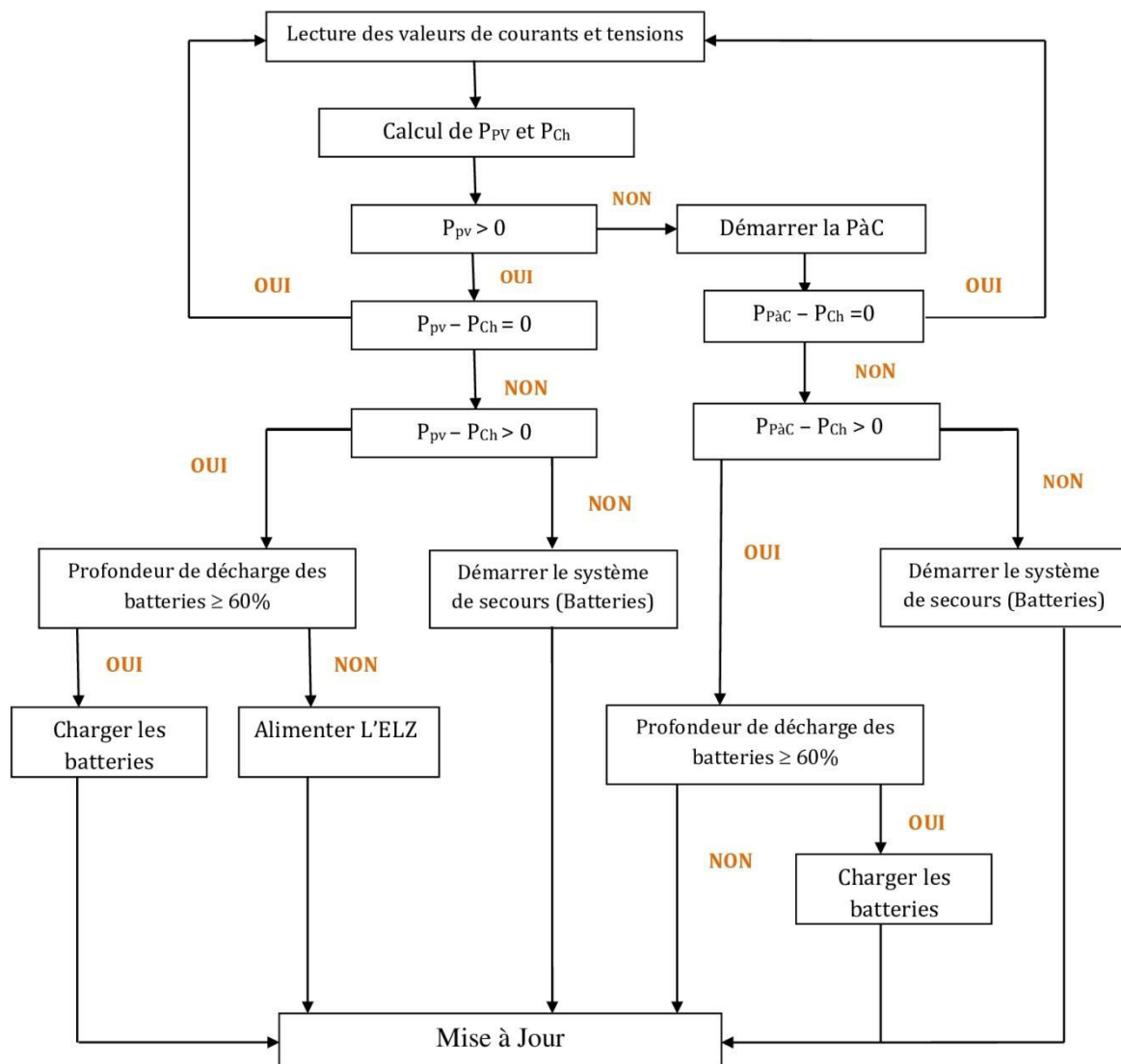


Fig.4.2 Organigramme de fonctionnement du système

4.4 Dimensionnement des éléments du système

4.4.1 Dimensionnement de l'onduleur et du BUS DC

Nous allons alimenter l'auberge en triphasée 380V. Ce sera donc la tension de sortie de l'onduleur. Sa tension d'entrée, est déterminée par ce calcul : sachant que la tension simple correspondante à 380V est 220V, on aura :

$$U_c = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} V_{\max} = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} V\sqrt{2} = 1.17 * V = 1.17 * 220 = 257.4 V$$

Par la suite on tient compte des chutes de tension liées aux pertes dans le câblage, ainsi que le rendement de l'onduleur, qu'on estimera à 0,86.

$$\text{On aura : } U_c = \frac{257.4}{0.86} = 299.3 V .$$

Si on choisit une tension DC du bus continu proche de la tension d'entrée nécessaire à l'onduleur de telle sorte que sa tension de sortie soit 380 triphasée, on aura un rendement élevé de l'onduleur et on évitera l'utilisation d'un hacheur. Nous choisissons donc une tension de **300V (VDC)**. Après le coefficient de réglage, la gamme de tension d'entrée de l'onduleur nous permettra de régler la tension de sortie au mieux.

4.4.2 Dimensionnement du générateur PV

L'installation d'un champ photovoltaïque, repose principalement, sur l'évaluation de certains paramètres, afin de connaître le nombre de panneaux nécessaire pour la production, leur connexion, et les dimensions des câbles de liaisons. Cette évaluation se fait en deux essentielles étapes :

- Evaluation des besoins journaliers.
- Evaluation de l'ensoleillement du site.

Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement d'un système PV:

a) La méthode de la probabilité d'erreur dans la consommation

Cette méthode permet d'optimiser le dimensionnement d'un système dans des conditions complexes (fluctuation saisonnières de l'irradiation, ciel couvert-nuageux,...etc.) grâce à un logiciel adaptateur. L'inconvénient de cette méthode est qu'il faut connaître les radiations pour un nombre d'années très grand (10 ans minimum).

b) La méthode du mois le plus défavorable

Cette méthode consiste à estimer l'énergie récupérable pour une période critique d'un mois, appelé le mois le plus défavorable. Ce mois correspond au mois pendant lequel la valeur de l'irradiation moyenne mensuelle est la plus faible de l'année ou dans certains pays la période d'hivers est rude.

c) La méthode de la moyenne annuelle

Cette méthode est très proche de celle du mois le plus défavorable. Elle utilise aussi, l'irradiation journalière en (kWh/m²/jr), pour une durée d'une année.

4.4.2.1 Evaluation des besoins

Cette évaluation, consiste à savoir pour quelle puissance un générateur PV sera dimensionné. En calculant l'énergie journalière consommée (Wh) par l'utilisateur, qui est l'auberge de jeunesse, qui dans le cas de l'architecture de fonctionnement choisie pour notre système, sera la seule charge considérée.

Appareils	Nombre	Puissance unitaire (W)	durée d'utilisation quotidienne (h)	Puissance (W)	Energie (Wh)
Tubes fluos	2	18	8	36	288
Lampes fluo Ext.	2	20	2	40	80
Lampes fluo Salle resto	2	20	4	40	160
Lampes fluo Etage	2	20	2	40	80
Lampe fluo Annexe	1	20	1	20	20
lampe fluo WC	1	20	3	20	60
lampe fluo-Douche	1	20	2	20	40
lampe fluo Hall douche	1	20	2	20	40
Total1				236	768
PC Portable	4	80	2	320	640
Téléphone portable	6	5	2	30	60
TV	1	160	10	160	1600
Mag »toqope	1	25	4	25	100
Ventilateur	4	25	4	100	400
seche ch	2	750	0,5	1500	750
Total2				2035	3550
Congélateur 1	1	110	4	110	440
Congélateur 2	1	110	12	110	1320
Congélateur 3	1	90	24	90	2160

Total3				310	3920
Micro-onde	1	700	1	700	700
Spot fluo resto	1	30	1	30	30
lave vaisselle	1	800	1	800	800
Machine à laver	1	750	0,5	750	375
Total4				2280	2355
Totaux				4961	10593

Tableau 4.1 Besoins journaliers de l'auberge

- ✓ Après avoir fait ce calcul, nous déduisons que le dimensionnement de l'installation PV se fera pour une charge de 4961W (5kW environ).

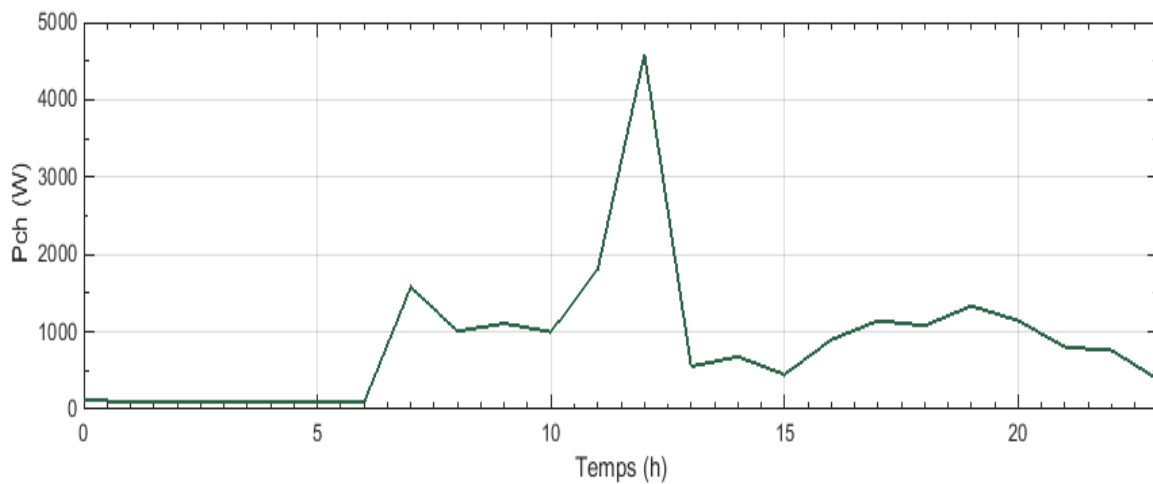


Fig.4.3 Profil de la charge $P_{ch} = f(t)$

- ✓ Après étude de la consommation, nous remarquons que le pique de consommation, est entre 11h et 13h. Cela convient très bien à notre installation, car le pique de la production du GPV est à cette même période de la journée.

4.4.2.2 Evaluation de l'ensoleillement du site

Comme Il a été précédemment expliqué dans le Chapitre1, les données d'ensoleillement peuvent être estimées par des calculs, or le moyen le plus fiable est la mesure sur site. On peut également les obtenir à partir de la carte de l'ensoleillement de la région ou encore au niveau de la station météo la plus proche de la zone.

Dans le cas de notre projet, nous avons utilisé les données calculés sur la plateforme du CDER (**Figure 1.8**), en choisissant un jour représentatif pour chaque mois, et par la suite le mois le plus défavorable en éclairement, comme référence (méthode du mois le plus défavorable). Le 14 Décembre est le jour où l'éclairement est le moins intense (**figure 1.7**).

4.4.2.3 Inclinaison des panneaux

On peut concevoir de trois façons de collecter l'énergie solaire à l'aide des panneaux photovoltaïques.

- La première méthode consiste à orienter Les panneaux perpendiculairement aux rayons solaires à l'aide d'un système de poursuite automatique du soleil. Une idée serait de changer manuellement l'orientation des panneaux à chaque saison, vers une direction où l'intensité du rayonnement sera maximale.
- La manière la plus pratique est d'orienter une fois pour toute, vers une direction pour laquelle l'énergie totale collectée dans l'année est maximale (en tenant compte de l'écart entre le maximum et le minimum d'énergie reçue par les modules).
- Un autre type pratique de choix de l'inclinaison est d'utiliser :

Latitude	Inclinaison
$\varphi < 10^\circ$	$\beta = 10^\circ$
$10^\circ < \varphi < 30^\circ$	$\beta = \varphi$
$30^\circ < \varphi < 40^\circ$	$\beta = \varphi + 10^\circ$
$\varphi > 40^\circ$	$\beta = \varphi + 15^\circ$

4.4.2.4 Calculs et résultats du dimensionnement

➤ Détermination de l'énergie à produire par le GPV

En utilisant la formule (4.1) : $E_{pv} = \frac{E_c}{K}$ (4.1)

Où : E_{pv} : l'énergie produite par le GPV (Wh/jr). E_c : l'énergie totale consommée (Wh/jr).

K : Le coefficient correcteur (relatif à l'incertitude météorologique, saisons, point de fonctionnement rarement optimal, baisse des caractéristiques des modules, les pertes dans les raccordements, vieillissement et salissure, rendement du régulateur qui est généralement égale à 0.95, rendement de charge et décharge de la batterie 0.8 à 0.9, pertes dans les câbles de connexion). Sa valeur théorique est comprise entre 0.55 et 0.75, mais en pratique la moyenne utilisée pour le système avec batterie est de 0.65.

$$E_{pv} = \frac{10593}{0.65} = 16297 \text{ Wh}$$

➤ **Calcul de la puissance crête totale du GPV**

Pour une irradiation $I_r = 5820 \text{ Wh/m}^2$ (correspondante au 14 Décembre, le jour le plus défavorable du mois le plus défavorable pour un plan incliné de 46.9°).

$$P_{pv} = \frac{E_{pv}}{I_r/1000} = \frac{16297}{5.820} = \mathbf{2800 \text{ Wc}} . \quad (4.2)$$

Où : 1000 (W/m^2) est l'éclairement des STC (standard test conditions) (Chapite1, paragraphe (1.3.4)).

➤ **Choix de la tension de fonctionnement, et du type de panneaux**

L tension choisie pour notre installation est de 300 V (VDC).

Le panneau choisi est : **VICTRON polycristallin 115 Wc**

Les tableaux (4.2) et (4.3) résume les caractéristiques électriques et mécaniques du module PV :

Puissance nominale (Wc)	115
Tension en circuit ouvert (Vco) (V)	22.73
Courant de court-circuit (Isc) (A)	6.56
Tension mpp Vmpp (V)	18.9
Courant mpp Impp (A)	6.08
Tension maximale du système VDC ((V)	1000
Facteur de température de puissance ($\%/^\circ\text{C}$)	-0.45
Facteur de température de voltage ($\%/^\circ\text{C}$)	+0.35
Facteur de température de courant ($\%/^\circ\text{C}$)	-0.04

Tableau 4.2 Caractéristiques électriques du panneau

Nombre de cellules couplées en série	36
Dimensions module	1015 x 668 x 30 mm
Poids	8 kg
Température de fonctionnement	-40°C à $+85^\circ\text{C}$
Boite de raccordement	PV-LH0808
Longueur des câbles	900 mm
Cadre	Aluminium
Charge de surface maximale	200 kg/m²

Tableau 4.3 Caractéristiques mécaniques

➤ **Détermination du nombre de modules à installer**

Le nombre de modules se calcule par la relation (4.3) :

$$N_m = P_{pv} / P_{N,u} = 2800 / 115 = 24.3 \quad (4.3) \quad \text{Nous allons utiliser 24 panneaux.}$$

$P_{N,u}$: puissance nominale unitaire.

Nous allons opter pour une connexion de : **12 modules en série, et 2 strings en parallèle,**

Ce qui donnera : une tension : $V_{pv} = 226.8 \text{ V}$, et un courant : $I_{pv} = 12.16 \text{ A}$.

4.4.3 Dimensionnement de la pile à combustible

La PàC doit avoir une puissance de 5kW. Pour cela nous allons augmenter la tension et le courant, en associant des cellules en série et en ajustant leur surface. (Comme il a été expliqué dans le chapitre 2).

Puissance de la PàC	5 kW
Tension d'une cellule unitaire	0.6 V
Densité de courant d'une cellule unitaire	0.6 A/cm²
Nombre de cellules en série	30
Surface active	232 cm²
Tension d'un stack	18 V
Courant débité par la PàC	139.2 A
Nombre de stacks	2 stacks en série
Tension de la PàC	36 V

Tableau 4.4 caractéristique de la PàC

4.4.4 Dimensionnement des batteries

Nous allons utiliser des batteries à Plomb-acide de 24V, et une capacité de 60Ah.

Pour minimiser les pertes et pour un système plus économique, nous avons préféré d'éviter le convertisseur entre les batteries et le bus DC. Ceci nous amènera à dimensionner les batteries, de façon à ce que leur tension soit proche de celle du bus.

$$V_{bat} = \frac{300}{24} = 12.5 \quad \text{Nous allons donc utiliser } \mathbf{13 \text{ batteries en série.}}$$

Pour des raisons de sécurité nous voulons assurer une autonomie de 3 jours pour une partie de la charge.

- Avec une profondeur de décharge de 60%, et un rendement énergétique de 80%, nous aurons :

$$E_j = \frac{60 \times 13 \times 24 \times 0.6 \times 0.8}{3} = 2995.2 \text{ Wh}$$

- Les batteries pourront assurer **2995.2 Wh** des besoins journaliers pendant 3 jours.

4.4.5 Dimensionnement de l'électrolyseur

En ce qui concerne notre projet nous allons nous intéresser seulement à la puissance que l'électrolyseur va consommer.

En fonction de la puissance générée par le GPV ainsi que la consommation journalière (figure4.3), l'électrolyseur devra consommer une puissance qui ne dépassera les 3kW.

4.5 Modélisation du système

La modélisation de ce type de système, peut présenter certaines complications, à cause de la diversité de ses éléments, et notamment l'interfaçage d'électronique de puissance.

Afin de réaliser un modèle simple, des hypothèses de simplifications sont mises, en particulier par rapport aux dynamiques des différents éléments.

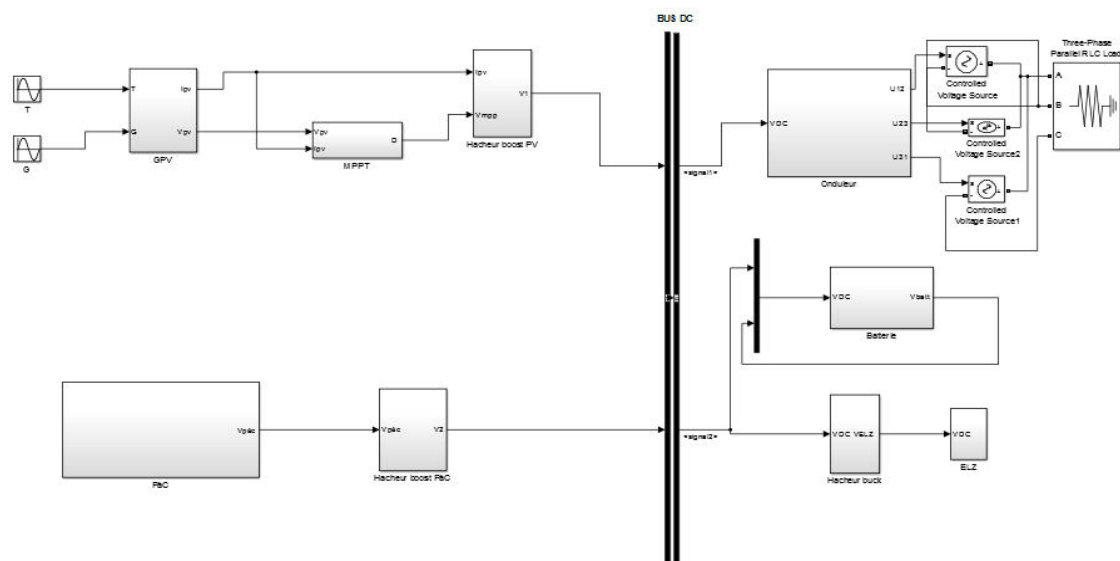


Fig.4.4 Modèle du système GPV/PàC (Matlab Simulink)

4.5.1 Modélisation du générateur PV

D'après les relations citées dans le chapitre 1 nous avons réalisé la modélisation dynamique du GPV sur MATLAB.

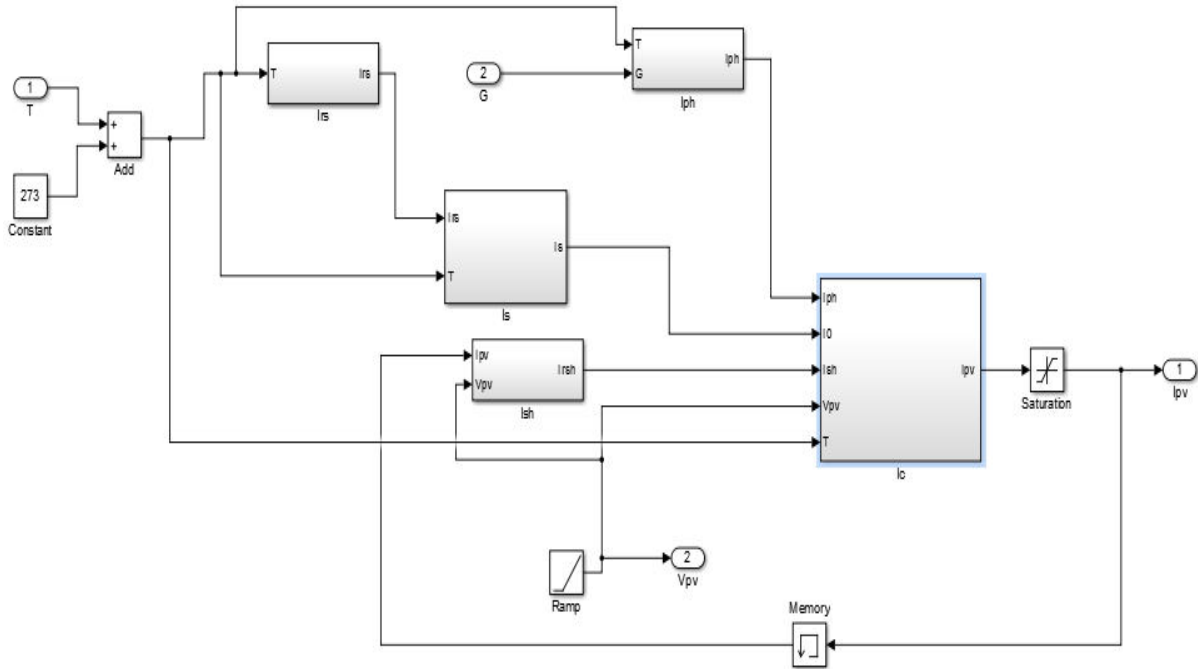


Fig.4.5 Modèle du GPV (Matlab Simulink)

➤ Le bloc du courant de la résistance série I_{Rs} :

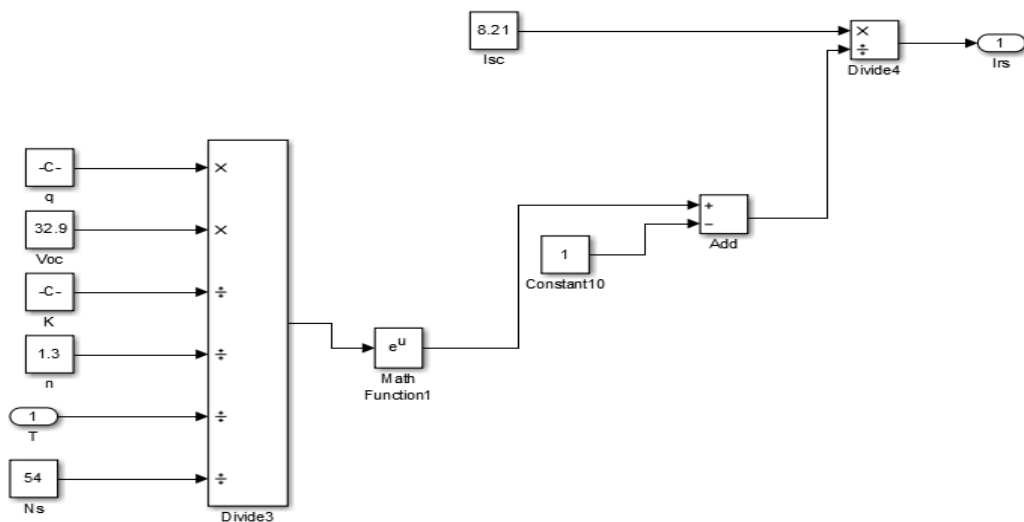


Fig.4.6 Modèle du courant de la résistance série I_{Rs}

➤ Le bloc du photo courant I_{ph} :

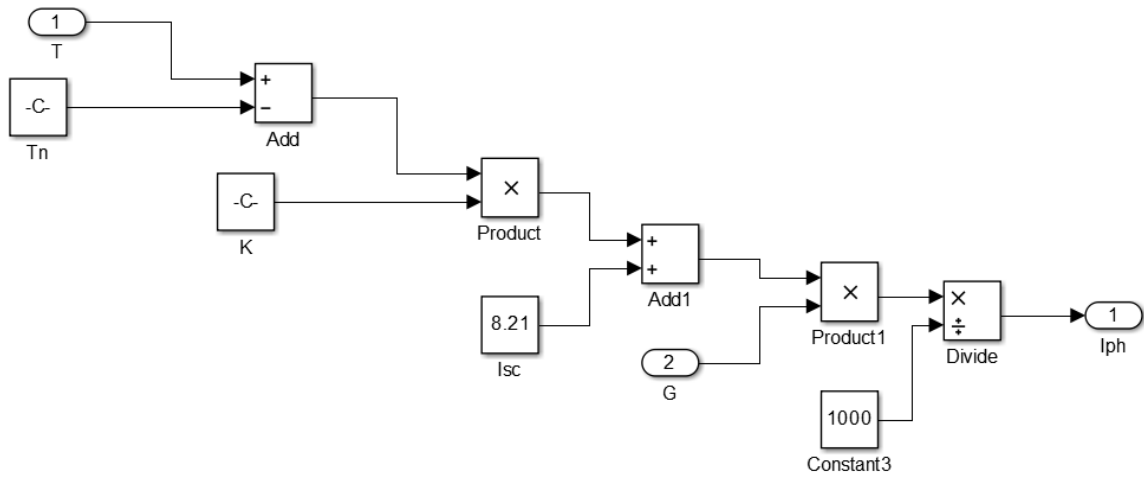


Fig.4.7 Modèle du Photo courant I_{ph}

➤ Le bloc du courant de saturation I_s :

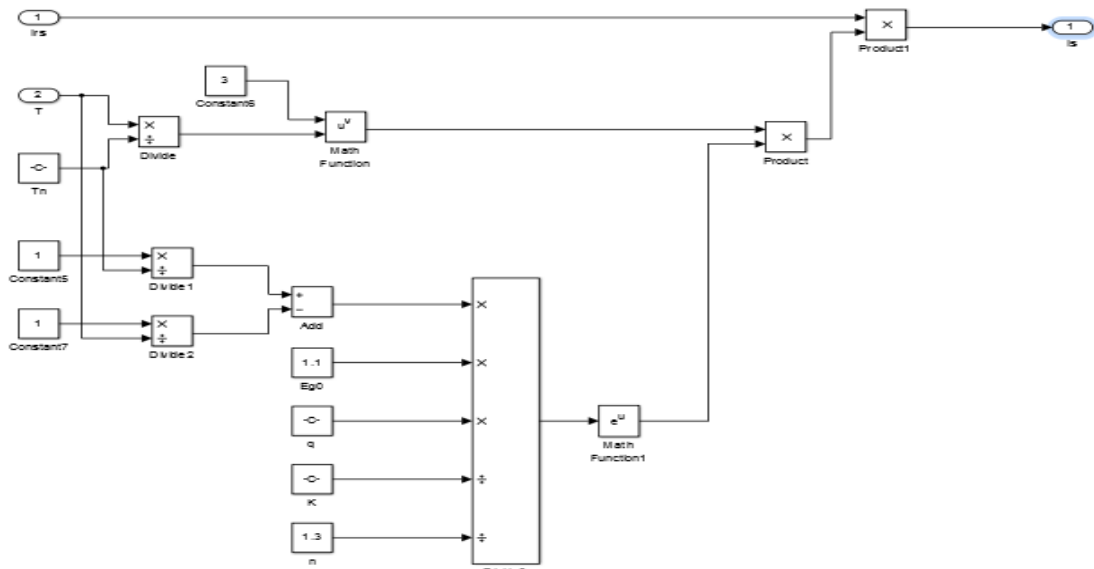


Fig.4.8 Modèle du courant de saturation I_s

➤ Le bloc du courant de la résistance shunt R_{sh} :

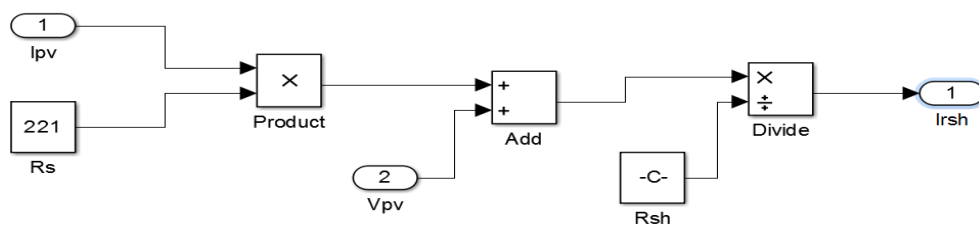


Fig.4.9 Modèle du courant de la résistance shunt I_{Rsh}

➤ Le bloc du courant du GPV I_{pv} :

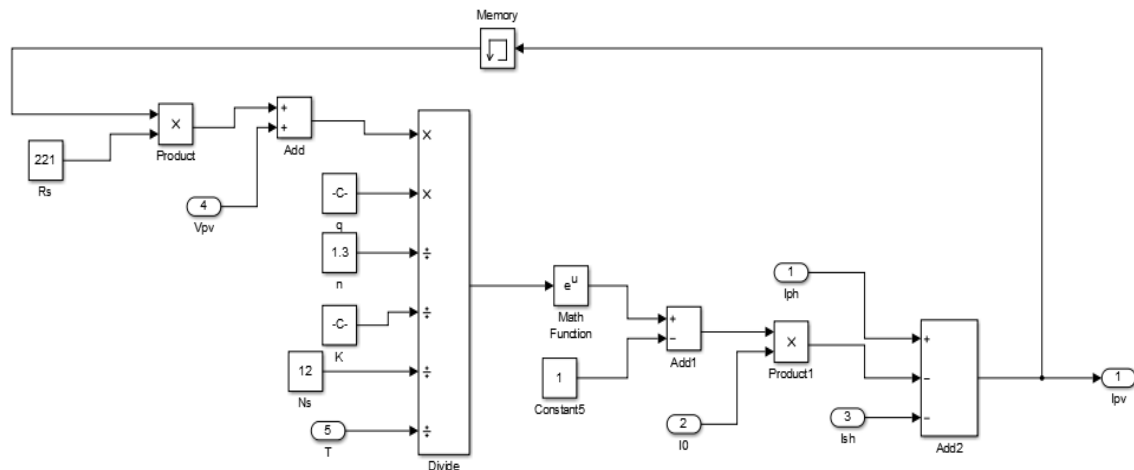


Fig.4.10 Modèle du courant du GPV I_{pv}

4.5.2 Modélisation de la pile à combustible

Il existe différents modèles de la PàC, en fonction de leur mode de conception ou de leur mode d'utilisation. La PEMFC possède plusieurs modèles : hydraulique, thermique, ... statique, dynamique. Il existe aussi le modèle électrochimique, qui est très complexes prenant en compte la distribution des gaz (pression, débit et température), les différents coefficients de transferts de chaleur ou encore la répartition des réactifs. C'est le cas pour le modèle électrochimique d'Amphlett.

Dans le cas de notre projet, c'est le modèle électrique qui nous intéresse. Ce modèle doit être capable de calculer les grandeurs de sortie et leurs variations. Ces grandeurs électriques sont dépendantes de la puissance de la pile et de la charge connectée. Il sera basé sur la caractéristique I-V, et applicable à une cellule ainsi qu'à un stack. Il tiendra compte de la FEM produite et du maximum des chutes de tension dans l'électrolyte, les électrodes,...

Nous allons donc nous baser sur une hypothèse qui considère que la réaction anodique est beaucoup plus rapide que la réaction cathodique dans le cas d'une pile alimentée avec de l'hydrogène pur et de l'oxygène extrait de l'air. Cette réaction est ralentie par la faible concentration de l'oxygène dans l'air. Les phénomènes de transfert au niveau de l'anode peuvent donc être négligés [1]. Les chutes ohmiques sont représentées par des résistances linéaires, et le condensateur représente la couche de charge dans l'interface électrode/électrolyte.

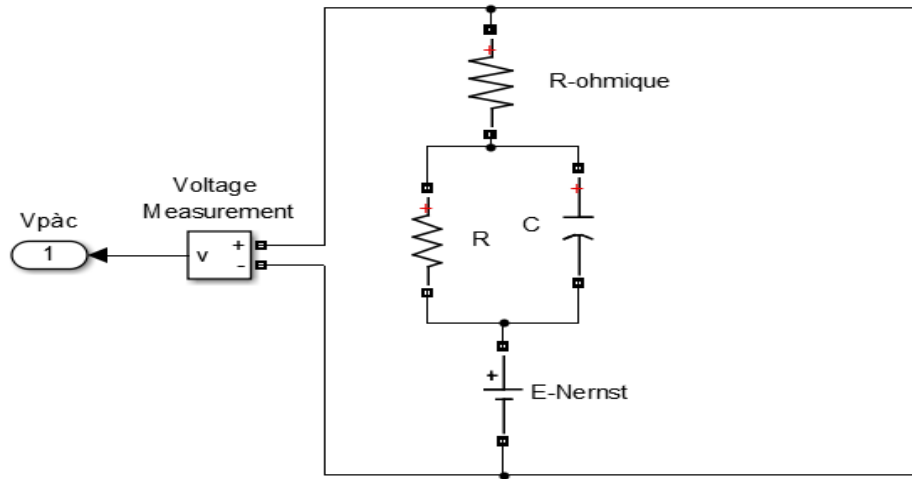


Fig.4.11 Modèle de la PEMFC

4.5.3 Modélisation des batteries

Le modèle électrique simple comprend une FEM (E_0) modélisant la tension à vide de la batterie, un condensateur modélisant la capacité interne de la batterie (C_b) et une résistance interne (R_S).

Nous avons en état de décharge :

$$V_{batt} = E_0 - R_S \cdot i - V_{Cb} \quad (4.4)$$

Nous avons en état de charge :

$$V_{batt} = E_0 + R_S \cdot i - V_{Cb} \quad (4.5)$$

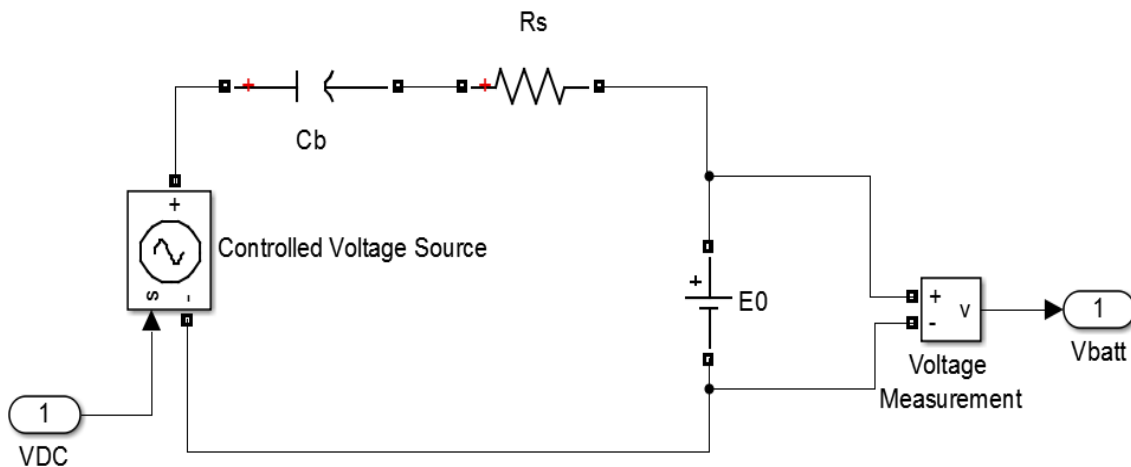


Fig.4.12 Modèle de la batterie

4.5.4 Modélisation de l'électrolyseur

Dans le cas de notre projet, on va seulement s'intéresser au modèle électrique, qui sera tout simplement : $V = E_0 - RI$ (4.6)

La chute de tension est produite principalement par l'électrolyte. Les chutes ohmiques sont représentées par des résistances linéaires.

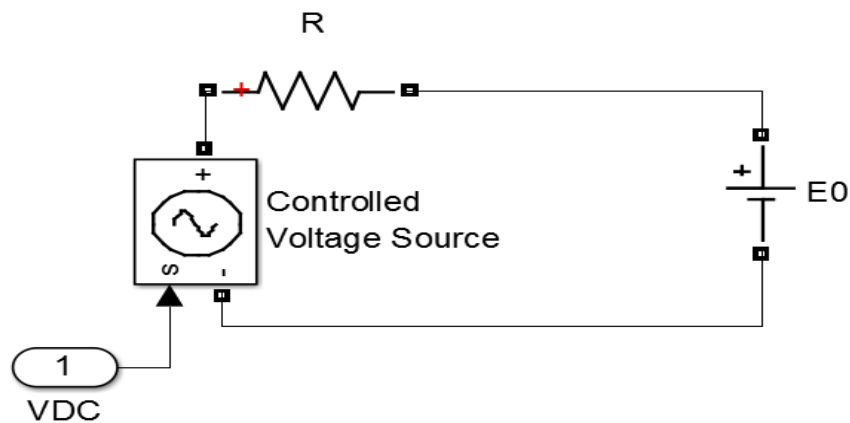


Fig.4.13 Modèle de l'électrolyseur

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé une architecture, et une gestion de fonctionnement du système GPV/PàC, de façon à ce qu'il assure un approvisionnement continu des besoins du consommateur, tout en étant le plus écologique possible, avec un coût économique.

En suite, nous avons dimensionné tous les éléments de l'installation, en tenant compte de la consommation journalière de l'auberge, ainsi que tous les besoins électriques des auxiliaires du système.

En fin, nous avons présenté la modélisation de l'ensemble du système, ainsi que celles de chaque élément le constituant, en nous basant sur des hypothèses simplificatrices.

Références et Bibliographie

[1] Idris Sadli. Modélisation par impédance d'une pile à combustible PEM pour utilisation en électronique de puissance. Autre [cond-mat.other]. Institut National Polytechnique de Lorraine, 2006. Français. NNT : 2006INPL091Nff. tel-01752782.

Conclusions Générales et Perspectives

Conclusions Générales et Perspectives

L'Algérie étant l'un des pays les plus ensoleillés au monde, il est clair que notre avenir énergétique doit être basé sur l'énergie solaire. Le photovoltaïque non polluant, de moins en moins cher, ayant une durée de vie de l'installation dépassant la vingtaine d'années, se positionne comme étant le système de production électrique le plus attrayant notamment pour les consommateurs isolés du réseau électrique ou voulant être indépendant énergétiquement.

Cependant l'intermittence des énergies renouvelables en général, nécessite de trouver des moyens de stockage efficaces et respectant l'environnement. Pour cela nous nous sommes intéressés dans ce sujet de projet de fin d'études à un système autonome PV/PàC/électrolyseur qui permet de stocker de l'électricité par l'intermédiaire d'un stockage sous forme de gaz. Pour des raisons de sûreté de fonctionnement nous avons utilisé quand même les batteries.

Pour réaliser une étude de modélisation et dimensionnement de ce système, nous avons présenté de ce PFE ses différentes composantes à savoir : le rayonnement solaire qui est la source primaire ; les panneaux photovoltaïques, en passant par l'effet photovoltaïque, les différentes filières ; les convertisseurs de l'énergie électrique indispensables à l'adaptation entre les différentes sources de production et la charge (consommateur) ; la commande de ces convertisseurs pour tirer le maximum d'énergie des panneaux photovoltaïques ; les piles à combustibles ; l'électrolyseur ; les batteries. L'étude de chaque composant est indispensable pour en connaître les caractéristiques électriques et savoir comment l'utiliser, quand est-ce que il vaut mieux l'utiliser par rapport aux autres sources et par rapport aux fluctuations de la charge. Tout cela dans un objectif d'optimisation du système, d'assurance d'une alimentation sans interruption du consommateur, tout en veillant à permettre à chaque élément de production de travailler dans des conditions qui lui garantissent la plus longue durée de vie possible.

Par conséquent, pour atteindre cet objectif d'optimisation de ce système multi sources, il nous a été nécessaire de proposer une architecture qui permet l'assemblage de tous les éléments : sources de production, éléments de stockage et charge, en les réunissant dans un même montage électrique, malgré toutes les différences de caractéristiques électriques, possibilité de démarrage de production, capacité de stockage, système DC/AC, fluctuations de charge... Cette architecture doit être efficace, avec adaptation de tension et sans court-circuit éventuel.

Ensuite, toujours dans cet objectif d'optimisation, il nous a été indispensable de produire un organigramme qui nous permet la gestion adéquate du système. Toujours en raison de l'intermittence de l'énergie primaire du générateur photovoltaïque que nous avons choisi comme source principale, trois cotés de ce système sont à prendre en charge par cet organigramme de gestion d'une façon bien réfléchie, à savoir :

- a) l'utilisation des sources secondaires (la PàC) ou de stockage (les batteries) pour la production de l'énergie électrique ;
- b) la recharge des batteries et/ou la production de l'hydrogène ;
- c) l'alimentation du consommateur en s'adaptant à son profil de charge.

Ce n'est qu'après avoir réalisé ce travail que nous nous sommes penchés sur le dimensionnement du système qui tient en compte de l'architecture et de la gestion proposées. Nous avons réalisé un travail de modélisation du système élément par élément. Puis ces modèles des éléments sont réunis dans un modèle d'ensemble autour d'un BUS DC.

En perspectives nous proposons l'intégration de l'étude et du dimensionnement de l'hydrogène ; de la considération chiffrée des coûts de production de l'ensemble du système en fonction de la durée de vie de chaque élément ; la réalisation d'un banc d'essai ; l'étude des phénomènes transitoires liés à la connexion de plusieurs composants électriques ; optimisation d'un modèle complet du système en utilisant l'apport des résultats expérimentaux réalisés sur le banc d'essai ; étude comparative des deux ou plusieurs architectures et/ou gestions différentes ; étude de la performance du système sans batteries ; l'étude de la possibilité de couplage de plusieurs appareils de génération et de conversion d'énergie, en terme de rendement, de fiabilité, de durabilité et de modularité du système intégré.

Finalement, ce travail nous a permis de bien connaître les systèmes multi sources de production de l'énergie électrique par les énergies renouvelables ; la mise en évidence de la nécessité de connaître parfaitement chaque élément du système pour pouvoir l'intégrer dans une architecture adéquate ; la nécessité de définir une gestion automatisée du système qui assure l'alimentation sans interruption du consommateur et de la prise en charge de la fluctuation de sa demande, tout en veillant à la durée de vie de chaque élément.