

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Mohamed Khider - Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Ref :/2018



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم الهندسة الكهربائية
المرجع:/2018

Thèse présentée en vue de l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité : Génie Electrique

Option : Electrotechnique

Commande et Optimisation d'un Système Energétique Hybride (SEH): Application à l'Énergie Renouvelable

Présentée par:

Saïd KHOUDIRI

Soutenue publiquement le : 22 Novembre 2018

Devant le jury composé de messieurs :

TITAOUINE Abdenacer	Professeur	Président	Université de Biskra
BEN CHABANE Fateh	M.C.A	Rapporteur	Université de Biskra
BOUKEZZI Larbi	Professeur	Examineur	Université de Djelfa
BENAISSA Amar	M.C.A	Examineur	Université de Djelfa
YAHIA Khaled	M.C.A	Examineur	Université de Biskra

Remerciement

Au terme de ce travail de recherche, je tiens à exprimer en premier lieu mes gratitudes et mes profondes reconnaissances à Monsieur BENCHABANE Fateh, mon directeur de thèse, maître de conférences à l'université Mohamed Khider de Biskra. Je le remercie vivement pour leur disponibilité, pour ses qualités scientifiques et sa personnalité exceptionnelle et son encouragement permanent. J'ai pris un grand plaisir à travailler avec lui.

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements aux membres du jury pour l'honneur qu'ils m'ont fait d'examiner mes travaux. Je remercie monsieur TITAOUINE Abdenacer, professeur à l'université Mohamed Khider de Biskra, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter la présidence de mon jury de thèse.

J'exprime mes remerciements les plus sincères à monsieur BOUKEZZI Larbi, professeur à l'université de Djelfa, pour m'avoir fait l'honneur a accepté d'examiner ce travail, en l'enrichissant avec son expérience, son avis judicieux.

J'exprime particulièrement mes reconnaissances à monsieur BENAÏSSA Amar, maître de conférences à l'université de Djelfa, pour avoir aimablement accepté de prendre part au jury. Je le remercie pour son soutien aussi bien scientifique que moral.

Je voudrais remercier Monsieur YAHIA Khaled, Maître de conférences à l'université de Mohamed Khider de Biskra pour ses encouragements et leur bonne humeur et pour son appréciation de ce travail.

Ces remerciements ne peuvent s'achever, sans une pensée pour ma très chère famille: mes parents ,mon épouse, mes frères et sœurs, Al Hadja et Hicham qui m'ont toujours soutenu et encouragé dans ces longues études.

khoudiri. S

ملخص

العمل المقدم في هذه الأطروحة، يمثل دراسة لنظم الطاقة الهجينة SEH دون بطارية، من خلال تطبيقين مختلفين: الأول يمثل نموذج للأنظمة المحمولة ويتكون من خلايا وقود نوع PEMFC و مكثفات فائقة مع استعمال الموجات المتناوبة CMI معدلة السنوات، حيث تم التحكم في إدارة الطاقة داخل هذا النظام الهجين مع الحصول على جهد كهربائي ذو نوعية أفضل وذلك باستعمال المنظم PI والتعديل الهجين. التطبيق الثاني يتمثل في نظام هجين يتكون من مولد كهربائي GPV و خلايا وقود نوع SOFC مع استعمال الموجات معدلة السنوات نوع NPC من تبط الشبكة الكهربائية، حيث تمت دراسته في وضعين للشغيل: التحكم في وحدة الطاقة UPC و التحكم في تغذية التدفق FFC. لهذا تم اقتراح استراتيجية جديدة في إدارة الطاقة التي تعتمد على التحكم على أساس نظرية الانزلاق الكامل SMC في الأوقات المنفصلة مع التركيز على استقرار النظام، حيث أظهرت النتائج استجابة جيدة للنظام في ظل طريقة التحكم المعتمدة، ولمحسين النتائج قمنا باستخدام خوارزمية PSO (تحسين سرب الجسيمات) في الوضعين السابقين، النتائج المحصل عليها أظهرت تحسن في الاستجابة الديناميكية وتحسين استقلالية النظام باستعمال التحكم المقترح.

كلمات مفتاحية: نظم الطاقة الهجينة، خلايا وقود، مولد كهربائي، الموجات معدلة السنوات، مكثفات فائقة، نظرية الانزلاق الكامل، تحسين سرب الجسيمات

Résumé

Cette thèse présente une étude des systèmes énergétiques hybrides SEH, sans batterie de stockage à travers deux applications: la première application est embarquée et composée d'une pile à combustible PEMFC, de supercondensateurs, d'un onduleur multiniveaux en cascade (OMC), une commande à base d'un régulateur PI et une modulation hybride. Ce dernier a permis la gestion de puissance de ce système et l'obtention d'une tension alternative à la sortie d'un onduleur multiniveaux de meilleures qualités. La deuxième application présente un SEH composé d'un GPV/SOFC et d'un onduleur multiniveaux NPC lié aux réseaux. Cette application est étudiée en deux modes de fonctionnement UPC (Unit Power Control) et FFC (Feeder Flow Control). Ainsi, une nouvelle stratégie a été proposée pour la gestion de puissance et de commande à base de mode glissant intégral SMC en temps discret. Une attention particulière est réservée pour la démonstration de la stabilité du système et de la qualité de sa réponse. Comme amélioration de la commande précédente, nous avons proposé une optimisation par la méthode OEP (optimisation par essais particuliers) pour les deux modes étudiés. Les améliorations apportées concernent la réponse dynamique du système et également son autonomie.

Mots clés : SEH, PEMFC et SOFC, GPV, Supercondensateurs, Onduleurs multiniveaux, SMC, OEP

Abstract

This thesis presents a study of hybrid energy systems HES without battery through the study of two applications: the first one is an embedded system composed of PEM fuel cell, Supercapacitors and cascaded multilevel inverter CMI. A power management of this system is obtained with a good output alternative voltage using PI regulators with hybrid modulation, the second application present grid connected with HES composed of photovoltaic generator PVG/ SOFC and NPC multilevel inverter, studied in two modes of operation UPC (Unit Power Control) and FFC (Feeder Flow Control), for this a new power management strategy and command based on discrete time integral sliding mode SMC is proposed with particle attention on the demonstration of the stability and the quality of the system response under this control. As an improvement we proposed the optimization by PSO (Particle Swarm Optimization) of the previous command in the two modes. The obtained results showed the improvement of the dynamical response of the system and the improvement of its autonomy.

Keywords : HES, PEM and SOFC, PV, Supercapacitors, Multilevel inverter, SMC, PSO

TABLE DES MATIÈRES

Remerciements	
Nomenclatures et abréviation	
Introduction générale	1
Chapitre I	Etat de l'art sur les Systèmes Energétiques Hybrides (SEH)
I.1 Introduction	5
I.2 Sources des énergies renouvelables	5
I.2.1 Energie hydraulique	5
I.2.2 Energie éolienne	6
I.2.3 Energie Solaire " photovoltaïque "	6
I.2.4 Energie géothermie	7
I.2.5 Energie biomasse	7
I.3 Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde	8
I.4 Importance des énergies renouvelables en Algérie	9
I.4.1 Potentiel Solaire	11
I.4.2 Potentiel Eolien	12
I.5 Les piles à combustible "Fuel Cell"	12
I.5.1 Historique de la pile à combustible	12
I.5.2 Différents types des piles à combustibles	13
I.5.2.1 La pile alcaline (AFC)	13
I.5.2.2 Les piles à méthanol direct (DMFC)	13
I.5.2.3 Les piles à carbonate fondu (MCFC)	13
I.5.2.4 Les piles à oxydes solides (SOFC)	14
I.5.2.5 Les piles à acide phosphorique (PAFC)	14
I.5.2.6 Les piles à membranes échangeuses de protons (PEMFC)	14
I.5.3 Technologie de la pile à combustible (PEMFC)	16
I.5.3.1 Principe de fonctionnement	17
I.5.3.2 Caractéristique électrique de pile à combustible PEMFC	18
I.5.4 Technologie de la pile à combustible (SOFC)	20
I.5.4.1 Principe de fonctionnement	20
I.5.4.2 Structure et caractéristique de la pile SOFC	21
I.5.4.2.a Anode	21
I.5.4.2.b Cathode	21
I.5.4.2.c Electrolyte	21
I.5.4.2.d Interconnexion	21
I.5.4.3 Avantages et inconvénients des piles à combustibles	22
I.6 Eléments de stockage d'énergie	23
I.6.1 Les batteries électrochimiques	23
I.6.2 Les supercondensateurs	23
I.6.2.1 Les collecteurs de courant	24
I.6.2.2 Le séparateur	24
I.6.2.3 L'électrolyte	24

I.6.2.4 La matière active	25
I.6.2.5 Avantages	26
I.6.2.6 Inconvénients	26
I.6.3 Les volants d'inertie	26
I.7 Hybridation des sources renouvelables et conventionnelle	27
I.7.1 Système Energétique Hybride (SEH) : Eolien-Diesel (JED)	27
I.7.2 Système Energétique Hybride (SEH) : Eolien-Photovoltaïque (EPV)	28
I.7.3 Système Energétique Hybride (SEH) : Eolien-Pile à Combustible (EPAC)	29
I.7.4 Système Energétique Hybride (SEH) : Eolien-PV-Diesel-Stockage (EPVDS)	29
I.8 Classification des systèmes Energétiques Hybrides (SEH)	30
I.9 Conclusion	30
Chapitre II Modélisation et simulation des composantes du SEH	
II.1 Introduction	31
II.2 Structure des Systèmes Energétiques Hybrides (SEH)	31
II.2.1 Architecture du SEH à bus à (CC)	31
II.2.2 Architecture du SEH à bus à (CA)	32
II.3.3 Architecture du SEH à bus à (CC/CA)	33
II.3 Problématique de gestion d'énergie dans les (SEH)	34
II.4 Modélisation des éléments des (SEH) en mode autonome	35
II.4.1 Modèle d'une cellule photovoltaïque	35
II.4.1.a Modèle d'une cellule photovoltaïque à une diode	36
II.4.1.b Modèle d'une cellule photovoltaïque à deux diodes	39
II.4.2 Algorithmes de recherche du point de puissance maximale (MPPT)	42
II.4.2.a Algorithme "Perturb and Observe" (P&O)	43
II.4.2.b Algorithme " Hill Climbing"	44
II.4.2.c Algorithme " Conductance incrémentielle" (INC)	44
II.4.3 Modélisation simple des piles à combustible	46
II.4.3.a Modélisation dynamique de pile à combustible (PEMFC)	46
II.4.3.b Modélisation de pile à combustible (SOFC)	50
II.4.4 Modélisation des éléments de stockage d'énergie	55
II.4.4.a Modèle simple d'une batterie (Pb)	56
II.4.4.b Modèle d'un supercondensateur	57
II.4.5 Modélisation des convertisseurs (DC/DC)	58
II.4.5.a Hacheur (Buck-Boost)	58
II.4.5.b Hacheur (Boost)	59
II.4.6 Modélisation des convertisseurs (DC/AC)	62
II.4.6.a Modélisation de l'onduleur (NPC) à trois niveaux	62
II.4.6.b Modélisation d'un onduleur multiniveaux en cascade (CMI)	69
II.4.6.c Techniques MLI applique aux onduleurs Multiniveaux	70
II.5 Simulations et validation des modèles étudiés	71
II.6 Conclusion	82

Chapitre III	Commande d'un SEH dans une application autonome	
III.1	Introduction	84
III.2	Application d'un SEH dans les sites isolés et embarques	84
III.3	Topologie d'un onduleur multiniveaux en cascade (CMI)	85
III.3.1	Structure d'un onduleur asymétrique à sept niveaux	85
III.3.2	Stratégie de modulation hybride d'un onduleur asymétrique à sept niveaux	87
III.4	Description d'un SEH à base d'un (PEMFC/Supercondensateur)	87
III.5	Contrôle de tension du supercondensateur	90
III.5.1	Boucle de contrôle de tension du supercondensateur	90
III.6	Résultats de simulation	91
III.7	Conclusion	97
Chapitre IV	Gestion de puissance et optimisation d'un SEH relie aux réseaux	
IV.1	Introduction	99
IV.2	Principe de modes de glissement	99
IV.2.1	Commande par mode glissant	101
IV.2.1.a	Méthode de la commande équivalente	101
IV.2.1.b	Minimisation de chattering	103
IV.3	Étude de gestion de puissance d'un SEH à base de (PV-FC) relie au réseau	105
IV.3.1	Description du système énergétique hybride choisi	105
IV.3.2	Stratégie de gestion de puissance	107
IV.4	Commande par mode glissant appliquée à l'onduleur NPC à trois niveaux	107
IV.4.1	Modélisation de l'onduleur NPC dans le plan (d, q)	107
IV.4.2	Stratégie de la commande proposée	109
IV.4.3	Stabilité du contrôleur de mode glissant intégral proposé	111
IV.5	Simulations et résultats	112
IV.6	Simulation du système SEH sous des conditions météorologiques fixes	113
IV.6.1	Mode de commande d'unité de puissance (UPC)	113
IV.6.2	Mode de commande de flux du chargeur (FFC)	116
IV.7	Simulation du système SEH sous des conditions météorologiques variables	120
IV.7.1	Mode du Contrôle d'unité de puissance (UPC)	120
IV.7.2	Mode du contrôle de flux du chargeur (FFC)	125
IV.8	Optimisation de la gestion d'un système SEH à base de (PV-FC) relie au réseau	129
IV.8.1	Critères d'optimisation pour un SEH	129
IV.8.2	Optimisation de la commande par mode glissant proposé par PSO	130
IV.8.2.a	Optimisation par essaim de particules	130
IV.8.2.b	Application de PSO pour la sélection des gains du CMG	132
IV.9	Simulation de la commande optimisée	133
IV.9.1	Optimisation de la mode UPC	134
IV.9.2	Optimisation de la mode FFC	137
IV.10	Conclusion	141
	Conclusion Générale	142
	Annexes	
	Bibliographies	

NOMENCLATURES ET ABRÉVIATION

SEH	Systèmes Énergétiques Hybrides
ENR	Energies renouvelables
GPV	Générateur photovoltaïque
PAC	Pile à Combustible
PEMFC	Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
AFC	Alkaline Fuel Cell
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
EPV	Eolien Photovoltaïque
JED	Jumelage Eolien-Diesel
EPAC	Eolien-Pile à Combustible
EPVDS	Eolien-PV-Diesel-Stockage
CC/CA	Convertisseur de tension (Courant Continu/Courant Alternative)
PI	Proportionnel Integral
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
BCT	Boucle de Contrôle de la Tension
BCTC	Boucles de Contrôle de la Tension et du Courant
CMG	Commande par Mode de Glissement
NPC	Neutral Point Clamping
CMI	Cascaded Multilevel Inverter
PWM	Pulse Width Modulation
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsions
SVPWM	Space Vector Pulse Width Modulation
INC-MPPT	Incremental Conductance- Maximum Power Point Tracking
THD	Total Harmonic Distorsion
PLL	Phase Lock Loop
UPC	Unit Power Control
FFC	Feeder Flow Control
VSI	Voltage Source Inverter
LTI	Linear Time Invariant
SOC	State of Charge
PSO	Particle Swarm Optimisation
P_{H_2}	Pression partielle d'hydrogène (<i>Atm</i>)

P_{O_2}	Pression partielle d'oxygène (<i>Atm</i>)
P_{H_2O}	Pression d'eau partielle (<i>Atm</i>)
q_{H_2}	Débit molaire d'hydrogène (<i>Kmol/s</i>)
q_{O_2}	Débit molaire d'oxygène (<i>Kmol/s</i>)
T	Température absolue (<i>K</i>)
K_r	Constante = $996 \cdot 10^{-6}$ (<i>Kmol/ sA</i>)
τ_{H_2O}	Constante de temps d'eau (<i>s</i>)
F	Constante de Faraday= 96487 (<i>C/mol</i>)
r_{HO}	Rapport d'hydrogène à l'oxygène
T_f	Temps de réponse du processeur de carburant (<i>s</i>)
N	Nombre de cellules dans la pile
T_e	Temps de réponse électrique (<i>s</i>)
K_{H_2}	Valeur molaire constante pour l'hydrogène (<i>Kmol/s atm</i>)
K_{O_2}	Valeur molaire constante pour l'oxygène (<i>Kmol/s atm</i>)
K_{H_2O}	Valeur molaire constante pour l'eau (<i>Kmol/s atm</i>)
τ_{H_2}	Constante de temps d'hydrogène (<i>s</i>)
τ_{O_2}	Constante de temps d'oxygène (<i>s</i>)

LISTE DES FIGURES

Chapitre I

Figure (I.1). Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique	06
Figure (I.2). Principe de fonctionnement d'une Eolienne	06
Figure (I.3). Principe de fonctionnement d'énergie solaire	07
Figure (I.4). Principe de fonctionnement d'énergie géothermie	07
Figure (I.5). Principe de fonctionnement d'énergie biomasse	08
Figure (I.6). Électricité mondiale d'origine renouvelables en 2012	08
Figure (I.7). Production d'Électricité mondiale en 2012	09
Figure (I.8). Taux de croissance annuel moyen entre 2002-2012 mondiale	09
Figure (I.9). Objectifs du programme Algérien des Energies renouvelables	10
Figure (I.10). Prévission du programme Algérien des Energies renouvelables	11
Figure (I.11). Irradiation globale annuelle moyenne de l'Algérie (2002-2011)	11
Figure (I.12). Classification des Piles à combustibles	15
Figure (I.13). Applications des Piles à combustible	15
Figure (I.14). Structure de l'ensemble du "Stack" PAC (PEMFC)	16
Figure (I.15). Principe de fonctionnement d'une pile à combustible (PEMFC)	17
Figure (I.16). Schémas d'une pile à combustible	17
Figure (I.17). Caractéristique électrique d'une cellule de PAC	19
Figure (I.18). Schéma d'une pile à combustible (SOFC)	21
Figure (I.19). Schéma d'une pile SOFC tubulaire	22
Figure (I.20). Principe de fonctionnement d'une batterie	23
Figure (I.21). Schéma d'un supercondensateur chargé et déchargé	24
Figure (I.23). Structure d'un SEH : Eolien-Diesel (JED)	28
Figure (I.22). Structure d'un SEH : Eolien-Photovoltaïque (EPV)	28
Figure (I.24). Structure d'un SEH : Eolien-Pile à Combustible (EPAC)	29
Figure (I.25). Structure d'un SEH : Eolien-Photovoltaïque-Diesel (EPVDS)	29

Chapitre II

Figure (II.1). Architecture du (SEH) à bus à CC	32
Figure (II.2). Architecture du (SEH) à bus à CA	32
Figure (II.3). Architecture du (SEH) à bus à CC/CA	33
Figure (II.4). Caractéristique $I=f(V)$ d'une cellule PV	36
Figure (II.5). Circuit équivalent d'une cellule PV à une seul diode	36
Figure (II.6). Schéma électrique équivalent d'un GPV, modèle à une diode	39
Figure (II.7). Circuit équivalent d'une cellule PV à deux diodes	40
Figure (II.8). Schéma électrique du modèle deux diodes pour un (GPV)	41
Figure (II.9). Protection classique des GPV	41
Figure (II.10). Chaîne de conversion d'énergie solaire commande par MPPT	42
Figure (II.11). MPPT (P&O) en fonction de ΔV et ΔP	43
Figure (II.12). Courbe caractéristique $P = f(D)$	44
Figure (II.13). Algorithme Conductance Incrémentielle de l' MPPT,(INC- MPPT)	45
Figure (II.14). Modèle simple de pile à combustible	46
Figure (II.15). Modèle dynamique de la PEMFC	50
Figure (II.16). Courbe de polarisation théorique d'une pile SOFC	51
Figure (II.17). Modèle d'une cellule SOFC	52
Figure (II.18). Comportement du gaz dans la canal	53
Figure (II.19). Modèle dynamique de la pile SOFC	55
Figure (II.20). Modèle de la batterie (Pb)	56
Figure (II.21). Modèle d'un supercondensateur à partir de circuits RC en cascade	57

Figure (II.22). Modèle et circuit équivalent d'un supercondensateur	58
Figure (II.23). Circuit électrique du hacheur (Buck-Boost)	59
Figure (II.24). Circuit idéal du hacheur (Boost)	60
Figure (II.25). Boucle contrôle de la tension (BCT)	61
Figure (II.26). Boucle contrôle de la tension et du courant (BCTC)	62
Figure (II.27). Structure d'onduleur NPC à trois niveaux	63
Figure (II.28). Bras d'un onduleur NPC à trois niveaux	63
Figure (II.29). Interrupteur bidirectionnel (Transistor-Diode)	64
Figure (II.30). Les configurations possibles du fonctionnement d'un bras	65
Figure (II.31). Schémas d'un onduleur triphasé en cascade	71
Figure (II.32). Diagrammes des vecteurs d'espace d'un onduleur multiniveaux	71
Figure (II.33). Fonction de transfert de la batterie (Pb)	72
Figure (II.34). Simulation du générateur photovoltaïque	72
Figure (II.35). Caractéristiques d'un GPV: a- $I = f(V)$, b- $P = f(V)$	72
Figure (II.36). Simulation d'un GPV /Buck-Boost mode autonome avec (P&O-MPPT)	73
Figure (II.37). Schémas bloc de l'algorithme (P&O-MPPT)	73
Figure (II.38). Rapport cyclique (D) du GPV	74
Figure (II.39). Zoom du rapport cyclique (D)	74
Figure (II.40). Courant d'entrée de batterie	74
Figure (II.41). Courant de sortie de GPV	74
Figure (II.42). Tension de sortie du GPV	74
Figure (II.43). Courant de sortie de GPV	74
Figure (II.44). Puissance générer par le GPV	75
Figure (II.45). MPPT de GPV	75
Figure (II.46). Simulation d'un (GPV/ Buck-Boost) mode autonome avec (INC-MPPT)	75
Figure (II.47). Schémas bloc de l'algorithme utilisé (INC-MPPT)	75
Figure (II.48). Variation de température ($^{\circ}C$)	76
Figure (II.49). Variation l'éclairement (W/m^2)	76
Figure (II.50). Tension de sortie de GPV	77
Figure (II.51). Courant d'entre du batterie	77
Figure (II.52). Rapport cyclique (D)	77
Figure (II.53). Puissance générer par le GPV	77
Figure (II.54). Tension de sortie du GPV	77
Figure (II.55). Courant de sortie du GPV	77
Figure (II.56). INC -MPPT du GPV	78
Figure (II.57). Simulation d'une (PEMFC-Boost) en mode autonome	78
Figure (II.58). Schémas bloc de la pile PEMFC	79
Figure (II.59). Tension de sortie de PEMFC	79
Figure (II.60). Courant de sortie de PEMFC	79
Figure (II.61). Puissance génère par la PEMFC	79
Figure (II.62). Tension de sortie du Boost	79
Figure (II.63). Simulation d'une pile (SOFC-Boost) en mode autonome	80
Figure (II.64). Schémas bloc de la pile SOFC	80
Figure (II.65). Tension de sortie de SOFC	81
Figure (II.66). Courant de sortie de SOFC	81
Figure (II.67). Puissance génère par SOFC	81
Figure (II.68). Tension de sortie du Boost	81
Figure (II.69). Tension de sortie d'onduleur NPC ($m = 9$ et $r = 0.8$)	82
Figure (II.70). Tension de sortie d'onduleur NPC ($m=12$ et $r=0.8$)	82

Chapitre III

Figure (III.1). Topologie d'un onduleur en cascade (CMI) asymétrique à sept niveaux	86
Figure (III.2). Topologie des niveaux de sortie pour un CMI	86
Figure (III.3). Stratégie de modulation hybride d'un CMI	87
Figure (III.4). Configuration du système SEH étudié	88
Figure (III.5). Représentation du bloc de circuit hacheur Boost	89
Figure (III.6). Contrôle du pont principal en utilisant un niveau de comparaison V_{cm}	90
Figure (III.7). Régulation en boucle fermée pour chaque phase du CMI	91
Figure (III.8). Configuration étudiée (PEMFC-Supercond.-Boost-Onduleur)	91
Figure (III.9). Caractéristiques de PEMFC	92
Figure (III.10). Tension de sortie du boost qui alimente le pont H principale (zoom)	92
Figure (III.11). Tension de sortie du pont H principale de l'onduleur (avec zoom)	93
Figure (III.12). Tension de sortie du pont H auxiliaire de l'onduleur (avec zoom)	93
Figure (III.13). Zoom des tensions de sortie du pont H principale et auxiliaire ,et (i^*20)	93
Figure (III.14). Tensions simples (L-N) de sortie de l'onduleur (avec zoom)	94
Figure (III.15). Tensions composées (L-L) de sortie de l'onduleur (avec zoom)	94
Figure (III.16). Tensions de phases (a,b,c) des supercondensateurs du pont H auxiliaire	95
Figure (III.17). Zoom des tensions des supercondensateurs du pont H auxiliaire	95
Figure (III.18). Zoom des courants d'entrée des ponts principale et auxiliaire et de la composante alternative de tension de sortie du supercondensateur ($Vc1*20$)	96
Figure (III.19). Puissance instantanée du système SEH (PEMFC-Supercapa.-Charge)	96

Chapitre IV

Figure (IV.1). Trajectoire et mode de glissement non idéal	100
Figure (IV.2). Condition d'existence	103
Figure (IV.3). Structure du SEH étudié relié aux réseaux	105
Figure (IV.4). Structure du SEH étudié relié aux réseaux avec la commande proposé	106
Figure (IV.5.a). Courbe caractéristique, $P=f(V)$	113
Figure (IV.5.b). Courbe caractéristique, $I=f(P)$	113
Mode du Contrôle d'unité de puissance (UPC) à ($T=25^{\circ}C$ et $E=1000 W/m^2$) Constante	
Figure (IV.6). Pressions de (H_2, O_2 , et H_2O)	113
Figure (IV.7). Flux de H_2 et O_2	113
Figure (IV.8). Rapport cyclique (D)	114
Figure (IV.9). Tensions de sortie PV et SOFC	114
Figure (IV.10). Courants de sortie PV et SOFC	114
Figure (IV.11). Tension du bus CC (V)	114
Figure (IV.12). Tension des 1 ^{er} et 2 ^{ème} condensateurs d'entrée d'onduleur NPC	114
Figure (IV.13). Tension de sortie ($L-N$) d'onduleur NPC	114
Figure (IV.14). THD de le tension ($L-N$) d'onduleur NPC	115
Figure (IV.15). Tension de sortie ($L-L$) d'onduleur NPC	115
Figure (IV.16). Tension ($L-L$) du réseau (V)	115
Figure (IV.17). Courants de sortie d'onduleur NPC	115
Figure (IV.18). Courants de la charge (A)	115
Figure (IV.19). Courants du réseau (A)	115
Figure (IV.20). Puissance réactive du SEH, en ($KVAR$)	116
Figure (IV.21). Puissance active du système SEH, en (KW)	116
Mode du Contrôle d'unité de puissance (FFC) à ($T=25^{\circ}C$ et $E=1000 W/m^2$) Constante	
Figure (IV.22). Pressions de (H_2, O_2 , et H_2O)	117
Figure (IV.23). Flux de H_2 et O_2	117
Figure (IV.24). Rapport cyclique (D)	117
Figure (IV.25). Tension de sortie PV et SOFC	117
Figure (IV.26). Courants de sortie PV et SOFC	117

Figure (IV.27). Tension du bus CC (V)	117
Figure (IV.28). Tension des 1 ^{er} et 2 ^{ème} condensateurs d'entrée d'onduleur NPC	118
Figure (IV.29). Tension de sortie ($L-N$) d'onduleur NPC	118
Figure (IV.30). THD de le tension ($L-N$) d'onduleur NPC	118
Figure (IV.31). Tension de sortie ($L-L$) d'onduleur NPC	118
Figure (IV.32). THD de le tension ($L-L$) d'onduleur NPC	118
Figure (IV.33). Tension ($L-L$) du réseau (V)	118
Figure (IV.34). Courants de la charge (A)	119
Figure (IV.35). Courants du réseau (A)	119
Figure (IV.36). Puissance réactive du SEH, en ($KVAR$)	119
Figure (IV.37). Puissance active du système SEH, en (KW)	119
Mode du Contrôle d'unité de puissance (UPC) à (T et E) variables	
Figure (IV.38). Profil de température ($^{\circ}C$)	120
Figure (IV.39). Profil d'irradiation (W/m^2)	120
Figure (IV.40). Pressions de (H_2, O_2 , et H_2O)	121
Figure (IV.41). Flux de H_2 et O_2	121
Figure (IV.42). Rapport cyclique (D)	121
Figure (IV.43). Tensions de sortie PV et SOFC	121
Figure (IV.44). Courants de sortie PV et SOFC	121
Figure (IV.45). Tension du bus CC (V)	121
Figure (IV.46). Tension des 1 ^{er} et 2 ^{ème} condensateurs d'entrée d'onduleur NPC	122
Figure (IV.47). Tension de sortie ($L-N$) d'onduleur NPC	122
Figure (IV.48). THD de le tension ($L-N$) d'onduleur NPC	122
Figure (IV.49). Tension de sortie ($L-L$) d'onduleur NPC	122
Figure (IV.50). THD de le tension ($L-L$) d'onduleur NPC	122
Figure (IV.51). Tension ($L-L$) du réseau (V)	122
Figure (IV.52). Courants de la charge (A)	123
Figure (IV.53). Courants du réseau (A)	123
Figure (IV.54). Puissance active du système SEH, en (KW) (avec zoom)	123
Figure (IV.55). Puissance réactive du SEH, en ($KVAR$)	124
Mode du contrôle de flux du chargeur (FFC) à (T et E) variables	
Figure (IV.56). Pressions de (H_2, O_2 , et H_2O)	125
Figure (IV.57). Flux de H_2 et O_2	125
Figure (IV.58). Rapport cyclique (D)	125
Figure (IV.59). Tensions de sortie PV et SOFC, (V)	125
Figure (IV.60). Courants de sortie PV et SOFC, (A)	126
Figure (IV.61). Tension du bus CC (V)	126
Figure (IV.62). Tension des 1 ^{er} et 2 ^{ème} condensateurs d'entrée d'onduleur NPC	126
Figure (IV.63). Tension de sortie ($L-N$) d'onduleur NPC	126
Figure (IV.64). THD de le tension ($L-N$)	126
Figure (IV.65). Tension de sortie ($L-L$) d'onduleur NPC	126
Figure (IV.66). THD de le tension ($L-L$)	127
Figure (IV.67). Tension ($L-L$) du réseau (V)	127
Figure (IV.68). Courants de la charge (A)	127
Figure (IV.69). Courants du réseau (A)	127
Figure (IV.70). Puissance active du système SEH, en (KW)	127
Figure (IV.71). Puissance réactive du SEH, en ($KVAR$)	128
Optimisation de la mode UPC	
Figure (IV.72). Puissance de l'onduleur NPC	134
Figure (IV.73). Puissance de l'onduleur, Zoom 1	134
Figure (IV.74). Puissance de l'onduleur, Zoom 2	134
Figure (IV.75). Puissance de l'onduleur, Zoom 3	134

Figure (IV.76). Puissance du réseau	135
Figure (IV.77). Puissance du réseau, Zoom 1	135
Figure (IV.78). Puissance du réseau, Zoom 2	135
Figure (IV.79). Puissance du réseau, Zoom 3	135
Figure (IV.80). Puissance de la charge	135
Figure (IV.81). Puissance de la charge, Zoom 1	135
Figure (IV.82). Puissance de la charge, Zoom 2	136
Figure (IV.83). Puissance de la charge, Zoom 3	136
Figure (IV.84). Puissance du GPV	136
Figure (IV.85). Puissance de la SOFC	136
Figure (IV.86). Puissance de la SOFC, Zoom 1	136
Figure (IV.87). Puissance de la SOFC, Zoom 2	136
<i>Optimisation de la mode FFC</i>	
Figure (IV.88). Puissance de l'onduleur NPC	137
Figure (IV.89). Puissance de l'onduleur, Zoom 1	137
Figure (IV.90). Puissance de l'onduleur, Zoom 2	138
Figure (IV.91). Puissance de l'onduleur, Zoom 3	138
Figure (IV.92). Puissance du réseau	138
Figure (IV.93). Puissance du réseau, Zoom 1	138
Figure (IV.94). Puissance du réseau, Zoom 2	138
Figure (IV.95). Puissance du réseau, Zoom 3	138
Figure (IV.96). Puissance de la charge	139
Figure (IV.97). Puissance de la charge, Zoom 1	139
Figure (IV.98). Puissance de la charge, Zoom 2	139
Figure (IV.99). Puissance de la charge, Zoom 3	139
Figure (IV.100). Puissance de la charge, Zoom 4	139
Figure (IV.101). Puissance de la charge, Zoom 5	139
Figure (IV.102). Puissance du GPV	140
Figure (IV.103). Puissance de la SOFC	140
Figure (IV.104). Puissance de la SOFC, Zoom 1	140
Figure (IV.105). Puissance de la SOFC, Zoom 2	140

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre I

Tableau (I.1). Caractéristiques techniques des piles à combustible	15
Tableau (I.2). Familles de supercondensateurs	25
Tableau (I.3). Classification des Systèmes Énergétiques Hybrides (SEH)	30

Chapitre II

Tableau.(II.1). Les différentes technologies de cellule photovoltaïque	36
Tableau (II.2). Configurations possibles en fonction de V_K	66
Tableau (II.3). Commutation complémentaire des états de commutation	67

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Face à la diminution des ressources énergétiques et le risque d'épuisement des ressources fossiles traditionnelles actuelles (Hydrocarbures, Charbon...) et fissiles (Uranium), souvent avec un aspect environnemental indésirable. Ainsi, le monde s'intéresse de plus en plus à l'adoption de résolutions visant à réduire ses effets indésirables notamment les émissions des gaz à effet de serre. Avec la stratégie de l'Europe sur le climat et l'énergie à l'horizon de 2020 et le protocole de Kyoto, une prise de conscience accrue dans le domaine des énergies renouvelables est actuellement conduite, de la part des décideurs politiques et des usagers, pour atteindre une amélioration de l'efficacité énergétique [1]. En vue pour réduire la dépendance aux énergies fossiles, l'Algérie de sa part a adopté en 1999 la loi de la mise en œuvre de la politique nationale de maîtrise de l'énergie. Le but est l'utilisation rationnelle de l'énergie, du développement des énergies renouvelables et de la réduction de l'impact du système énergétique sur l'environnement. [2]

En raison de la demande mondiale croissante de l'énergie, il est devenu indispensable de trouver des alternatives énergétiques possédant les mêmes propriétés que les hydrocarbures en termes de stockage et de transport. Le soleil, les chutes d'eau, le vent et la biomasse sont des ressources alternatives naturelles qui peuvent générer de l'énergie électrique grâce aux différentes technologies disponibles. Ainsi, la combinaison des sources énergétiques renouvelables, comme le photovoltaïque, l'éolienne et les petites centrales hydroélectriques, sont devenues une solution attractive dans plusieurs situations [3].

En général, le terme Système Énergétique Hybride (SEH) indique les systèmes de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types des sources de manière à cumuler les avantages de chacun d'entre eux en tenant en compte des spécifications de chacun. Ces sources hybrides combinent une énergie spécifique très élevée et une puissance maximale disponible sur des durées appréciables. Aujourd'hui, l'utilisation des systèmes énergétiques hybrides (SEH) a progressé dans plusieurs secteurs industriels tels que les systèmes

embarqués (automobiles, avions, bateaux, ...) aussi pour l'alimentation des cités isolées ou même liées aux réseaux.

Parmi les sources énergétiques renouvelables disponibles, utilisées dans le cadre de la présente thèse, les générateurs photovoltaïques (GPV) et les éoliennes. Ces deux dernières sources possèdent une énergie spécifique très élevée par rapport à celle des piles à combustible (PAC), étudiées également dans cette thèse.

Les PAC permettent la conversion de l'énergie chimique en énergie électrique sans aucun processus thermique ou mécanique. Une PAC met en jeu la réaction d'oxydoréduction entre l'hydrogène et l'oxygène pour donner de l'électricité, de la chaleur et de l'eau [4]. Par rapport aux batteries, elles ont des propriétés physiques distinctes bien qu'elles fonctionnent généralement de façon similaire aux batteries. La différence principale entre les deux est qu'une PAC nécessite des réactives externes pour fournir de l'énergie contrairement à une batterie. De ce fait, alors qu'une batterie peut être déchargée, une PAC n'avait jamais à faire face à une telle situation. Un autre avantage, les PAC sont intrinsèquement modulaires, ce qui signifie qu'elles peuvent être configurées pour fonctionner dans une large gamme de puissance, de 0.025-50 MW [3]. Cependant, la puissance spécifique des PAC reste limitée (dizaines de $W.kg^{-1}$), et leur irréversibilité en courant interdit la récupération d'énergie. [5]

Un supercondensateur, comme élément de stockage auxiliaire lié à la PAC (source de puissance instantanée), peut être un bon choix grâce à leur puissance spécifique élevée par rapport aux autres batteries. Leur durée de vie et leur nombre de cycles de (charge/décharge) qui sont au moins 500 fois supérieur à celui des batteries. Néanmoins, leur densité d'énergie, inférieure de celle des batteries, est compatible avec une large gamme d'applications qui ont besoin de haute puissance instantanée pendant de courtes périodes de temps. C'est dans ce contexte que se situe la problématique de cette thèse concernant la gestion d'énergie à travers la commande et l'optimisation d'un (SEH) multi-sources. Pour résoudre cette problématique, nous avons divisé cette thèse en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, les principales sources des énergies renouvelables (ENR) sont présentées en premier lieu avant de donner un aperçu sur la production des énergies d'origine renouvelable dans le monde en montrant l'importance des ENR pour l'Algérie. Par la suite, une synthèse bibliographique des avantages et contraintes spécifiques des sources et d'organes de stockage comme les piles à combustible, les supercondensateurs et les batteries. Après avoir justifié l'intérêt et les caractéristiques des sources d'énergie de nature différente,

on introduit les différentes architectures d'hybridation des sources renouvelables utilisées à l'heure actuelle.

Dans le deuxième chapitre, dans un premier temps, nous nous intéressons d'abord à la modélisation des éléments des systèmes énergétiques hybrides (SEH) à savoir : le GPV, les piles à combustible précisément de type PEMFC (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell) et SOFC (Solid Oxide Fuel Cell). Ces dernières sont étudiées et comparées en termes de performances dynamiques pour des différentes applications et d'un pack de supercondensateurs. Ensuite, nous présentons une étude des algorithmes de maximisation de la puissance produite (MPPT) où des modèles pour chaque convertisseur (DC/DC) et multiniveaux (DC/AC) des modules contrôlés sont également présentés. Des résultats de simulations par Matlab/Simulink de ces éléments du SEH permettent de valider la modélisation en mode autonome.

Dans le troisième chapitre, nous présentons la première application de la commande d'un système SEH dans une application embarqué à base d'une hybridation (PEMFC/Supercondensateur). La pile se comporte comme une source principale et la supercondensateur comme une source auxiliaire. Le but, c'est le remplacement d'une batterie traditionnel par cette combinaison, pour réduire le poids dans cette application, et le développement d'un code qui permet la gestion d'énergie dans ce système et l'obtention d'une tension alternative multiniveaux de meilleure qualité à la sortie d'un onduleur multiniveaux en cascade. Ce chapitre se termine par la présentation et la discussion des résultats de simulations.

Le dernier chapitre est consacré à l'étude et la commande d'un deuxième système hybride sans batterie en mode non-autonome. Il s'agit d'un système à deux sources renouvelables à base de (PV-SOFC). Ce système est étudié en deux modes de fonctionnement, un premier mode notée UPC (Unit Power Control) où la quantité de puissance à générer ne dépend pas de la charge locale du système, et le deuxième mode notée FFC (Feeder Flow Control) où le système ne génère que la puissance demande par la charge. Pour cela une nouvelle stratégie de gestion et de commande à base de mode glissant intégral en temps discret est élaborée avec une attention particulière sur la démonstration de stabilité et la qualité de réponse du système sous ce contrôle.

Comme amélioration, nous proposons une optimisation par la PSO (Partical Swarm Optimisation) de la commande des deux modes dont l'objectif est l'amélioration de la réponse dynamique du système et de son autonomie.

Ainsi, la qualité de la commande est validée par simulation sous Matlab/Simulink et à travers une étude comparative des deux modes optimisées et non-optimisé.

Enfin, nous présentons une conclusion générale, permettant de faire le bilan sur les travaux obtenus dans cette thèse, et les perspectives visant l'étude des systèmes énergétiques hybrides à moyennes et à fortes puissances.

Chapitre I

Etat de l'art sur les systèmes énergétiques hybrides (SEH)

CHAPITRE I

ETAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES ENERGETIQUES HYBRIDES (SEH)

I.1 Introduction

Une énergie renouvelable est une source d'énergie se renouvelant assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de temps humain. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués principalement l'énergie Solaire, éolienne, géothermique et hydraulique dans ce chapitre. Nous présentons une description détaillée sur les différentes sources des énergies renouvelables et montrons les dernières statistiques qui donnent le taux de croissance mondiale aux énergies renouvelables et nous avons examiné le potentiel important des énergies renouvelables qui peuvent être exploitées en Algérie dans l'avenir.

Le principal défaut des énergies renouvelables qu'elles dépendent entièrement des conditions climatiques qui sont souvent irrégulières, [1],[6] et très peu prévisibles. Une solution à ce problème est l'hybridation des types de source car les unes peuvent alors à certains moments fournir de l'énergie quand les autres sont à l'arrêt. Nous décrivons les différentes configurations des systèmes énergétiques hybrides (SEH) basée sur les principaux composants : PV, Éolienne, Piles à combustible et les accumulateurs.

I.2 Sources d'énergies renouvelables

I.2.1 Energie hydraulique

L'énergie électrique est produite par la transformation de l'énergie cinétique de l'eau en énergie électrique par l'intermédiaire d'une roue motrice relié avec un rotor d'une turbine selon la figure (I.1). La quantité d'énergie extraite de l'eau retenue derrière un barrage dépend du volume d'eau et de la hauteur de chute. Le bruit, l'impact sur la vie aquatique, des installations lourdes, et des sites limités pour l'exploitation sont ses principaux inconvénients. [6]

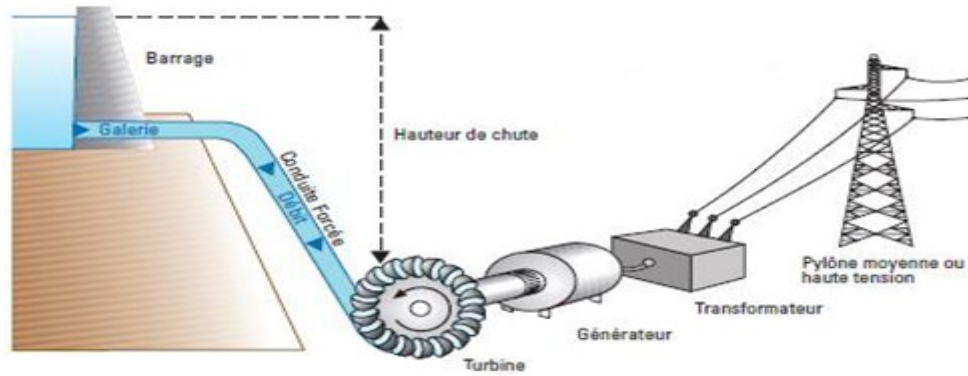


Figure (I.1) Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique [w2]

I.2.2 Energie éolienne

L'énergie éolienne consiste à utiliser l'énergie cinétique du vent par l'intermédiaire d'un rotor et de pales selon la figure (I.2). Les principaux avantages de cette source sont qu'elle est non polluante. Néanmoins l'énergie éolienne est intermittente, et l'installation de parc éolien engendre des impacts paysages et sonores. [6],[7]

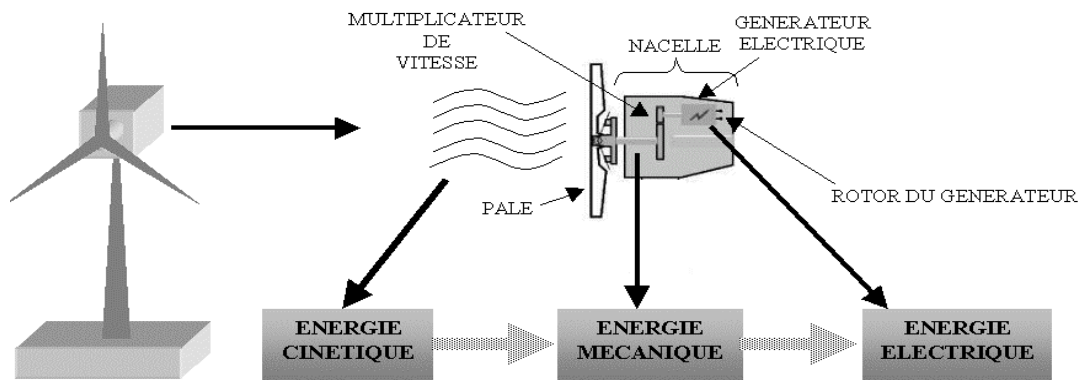


Figure (I.2) Principe de fonctionnement d'une Eolienne [w2]

I.2.3 Energie solaire " Photovoltaïque "

L'énergie photovoltaïque est basée sur l'effet photoélectrique à partir d'un rayonnement solaire d'après la figure (I.3). C'est une énergie « propre » puisque que la production énergétique à partir des modules (PV) n'engendre pas de Gaz à Effet de Serre (GES). Cette ressource a donc l'avantage d'être inépuisable et utilisable en tout point d'un territoire, celui-ci permet de créer un courant électrique continu. Mais, la quantité d'énergie est liée aux conditions climatiques et une surface considérable est nécessaire pour produire une grande quantité d'énergie car le rendement des panneaux (PV) est relativement faible (typiquement entre 10 et 18 %). [8],[9],[w3]

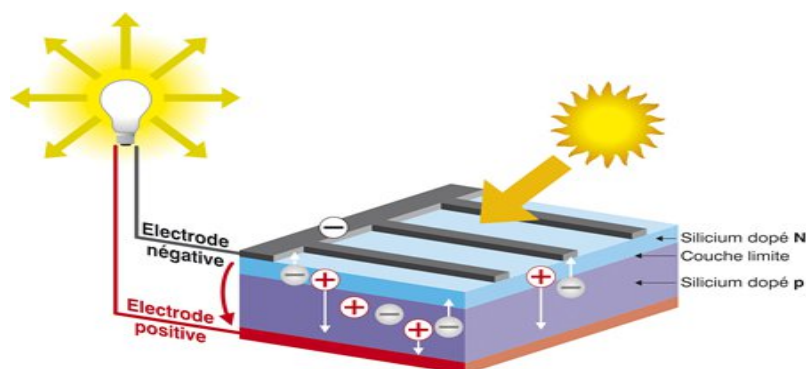


Figure (I.3) Principe de fonctionnement d'énergie solaire [w3]

I.2.4 Energie géothermie

La géothermie exploite le différentiel thermique de l'écorce terrestre pour en extraire de la chaleur utilisable par l'homme qui a étudié et exploiter ce phénomène d'augmentation de la température en fonction de la profondeur d'après la figure (I.4). L'exploitation de cette ressource consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous la forme du chauffage ou pour la transformer en électricité à l'aide de turbines. Cette ressource a l'avantage de préserver l'environnement puisque qu'elle est indépendante des conditions météorologiques. [1],[7]

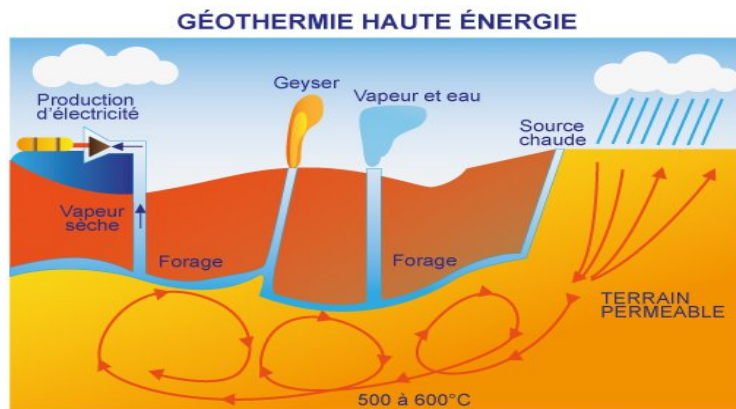


Figure (I.4) Principe de fonctionnement d'énergie géothermie [w3]

I.2.5 Energie biomasse

La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques pouvant se transformer en énergie. On entend par matière organique aussi bien les matières d'origine végétale (résidus alimentaires, bois, feuilles) selon la figure (I.5). La biomasse utilisée par l'homme dans le monde depuis qu'il maîtrise le feu, pour le chauffage et la cuisson surtout, mais essentiellement dans les pays peu industrialisés. Le problème le plus important est que la

biomasse n'est pas inépuisable. Quand on l'exploite biocarburants de biomasse de manière naturelle elle est peu menacée sur l'environnementaux. [1],[w2]

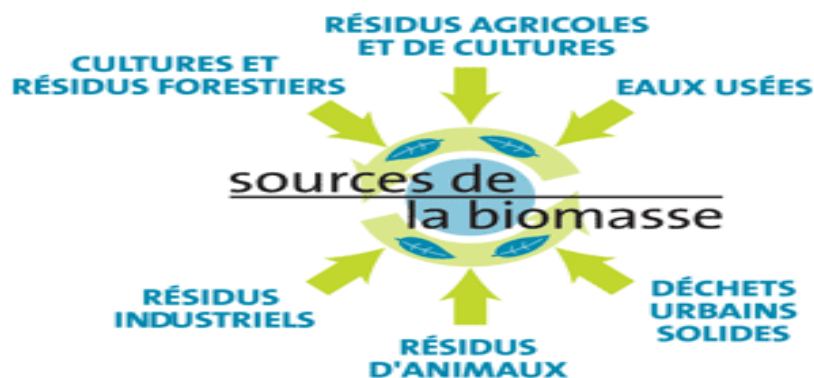


Figure (I.5) Principe de fonctionnement d'énergie biomasse

Regardons à présent les statistiques des énergies renouvelables dans la consommation totale de l'électricité mondiale.

I.3 Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde

Toute la consommation d'énergie destinée à satisfaire les divers besoins de l'homme en toutes formes d'énergies dites primaires qui sont soit épuisables (énergies fossiles comme le Charbon, le Pétrole, le Gaz naturel, mais aussi l'Uranium). La production d'électricité renouvelable a atteint 4699,2 *TWh* en 2012 dans le monde, franchissant nettement le seuil des 20 % de la production d'électricité mondiale (20,8 %) selon la figure (I.6). Les combustibles fossiles demeurent le noyau dur de la production d'électricité mondiale avec plus de deux tiers du total (68,1 % en 2012), et environ de (10,9 %) est d'origine nucléaire dans la figure (I.7). Les 0,2 % restants sont apportés par la combustion des déchets qualifiés non renouvelables. [9],[w3]

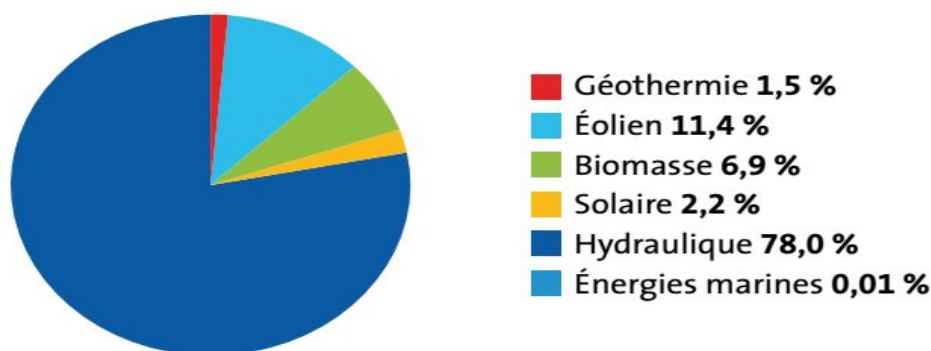


Figure (I.6) Électricité mondiale d'origines renouvelables en 2012, [w3]

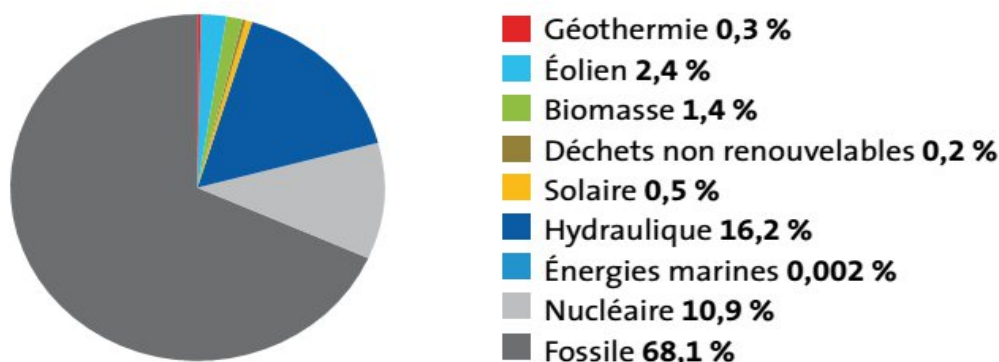


Figure (I.7) Production d'électricité mondiale en 2012, [w3]

La production brute d'électricité renouvelable, selon la figure (I.8) a augmenté de 1739 *TWh* entre 2002 et 2012, passant de 2960,1 *TWh* à 4699,2 *TWh*, soit une croissance annuelle moyenne de 4,7 %. Son rythme de croissance est supérieur à celui des combustibles fossiles (+3,9 % par an) en moyenne. [9],[w4]

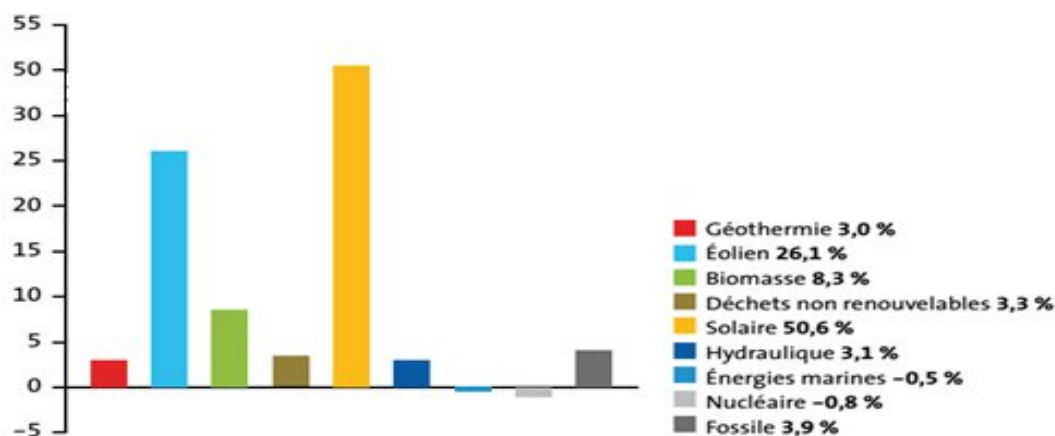


Figure (I.8) Taux de croissance annuel moyen entre 2002-2012 mondiale, [w4]

De manière globale, on peut expliquer ce retour en force de la production d'électricité renouvelable de deux manières : la forte augmentation de la production hydroélectrique en Asie et la confirmation de la mondialisation des autres filières renouvelables, en particulier le solaire, l'éolien et la biomasse. Parlons-nous maintenant brièvement du potentiel énorme des énergies renouvelables (en particulier celles solaires et éoliens) de l'Algérie.

I.4 Importance des énergies renouvelables en Algérie

La consommation actuelle de l'Algérie en énergie, obtenue essentiellement du gaz et du pétrole, est de 25 à 30 (*TWh* / Année), et pour le but d'économiser ses ressources en hydrocarbures notre pays développe la conception d'une stratégie intelligente de durable par la

diversification des ressources d'énergies renouvelables à savoir le gisement solaire exceptionnel qui couvre une superficie de 2.381.745 Km², avec plus de 3000 heures d'ensoleillement par an et l'existence d'un potentiel énergétique appréciable éolien et géothermique facilement mobilisable.[10],[11],[w1]

L'Algérie a mis en place une stratégie nationale de maîtrise de l'énergie adaptée à un contexte d'économie de marche c'est pour cela il est très important d'adapter l'exploitation des différentes sources d'énergie au nouveau contexte économique et politique mondiale. Le programme des énergies renouvelables dans sa version actualisée, consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent. Ainsi pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.[82],[w1]

L'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, Aussi Notre pays dispose d'une énergie thermo-solaire de plus de 169,44 TWh par an et de plus de 13,90 TWh/an d'énergie photovoltaïque d'après la figure (I.9). Le programme de développement des énergies renouvelables 2011-2030 adopté par le gouvernement en février 2011 permettra d'atteindre à l'horizon 2030 une part de renouvelables de près de 27% dans le bilan national de production d'électricité. La répartition de ce programme par filière technologique, se présente comme suit figure (I.10): [11],[w1]

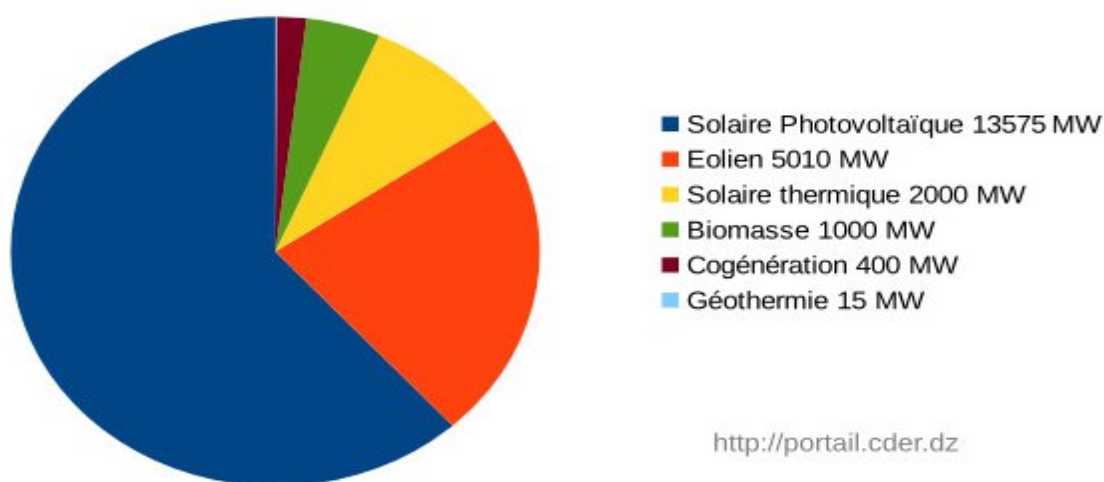


Figure (I.9) Objectifs du programme Algérien des ENR, [w1]

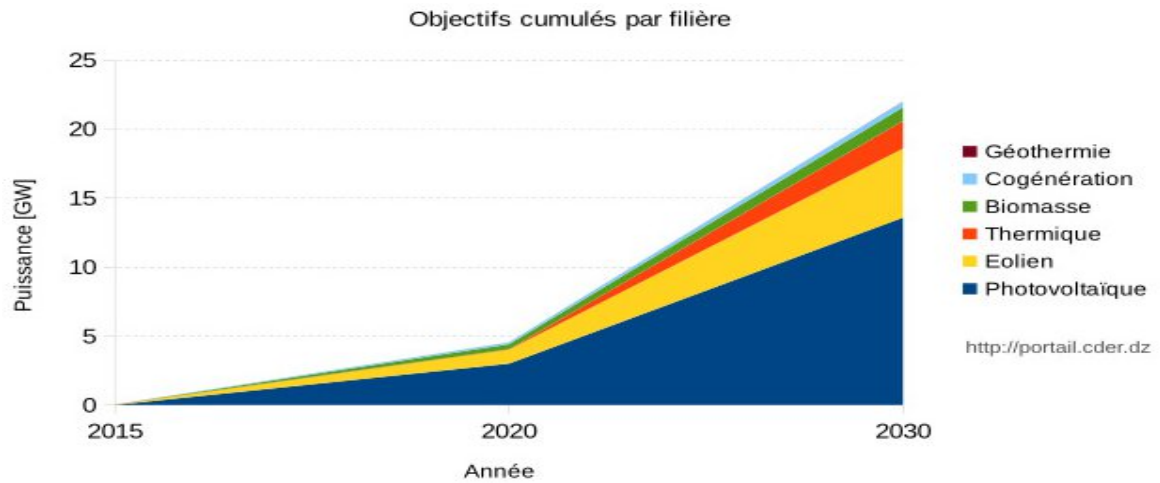


Figure (I.10) Prévision du programme Algérien des ENR, [w1]

I.4.1 Potentiel Solaire

Vue de sa localisation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara) d'après la figure (I.11). L'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de 1m² soit près de 3 KWh/m² au nord et dépasse 5,6 KWh/m² au Grand Sud (Tamenrasset). [10],[11]

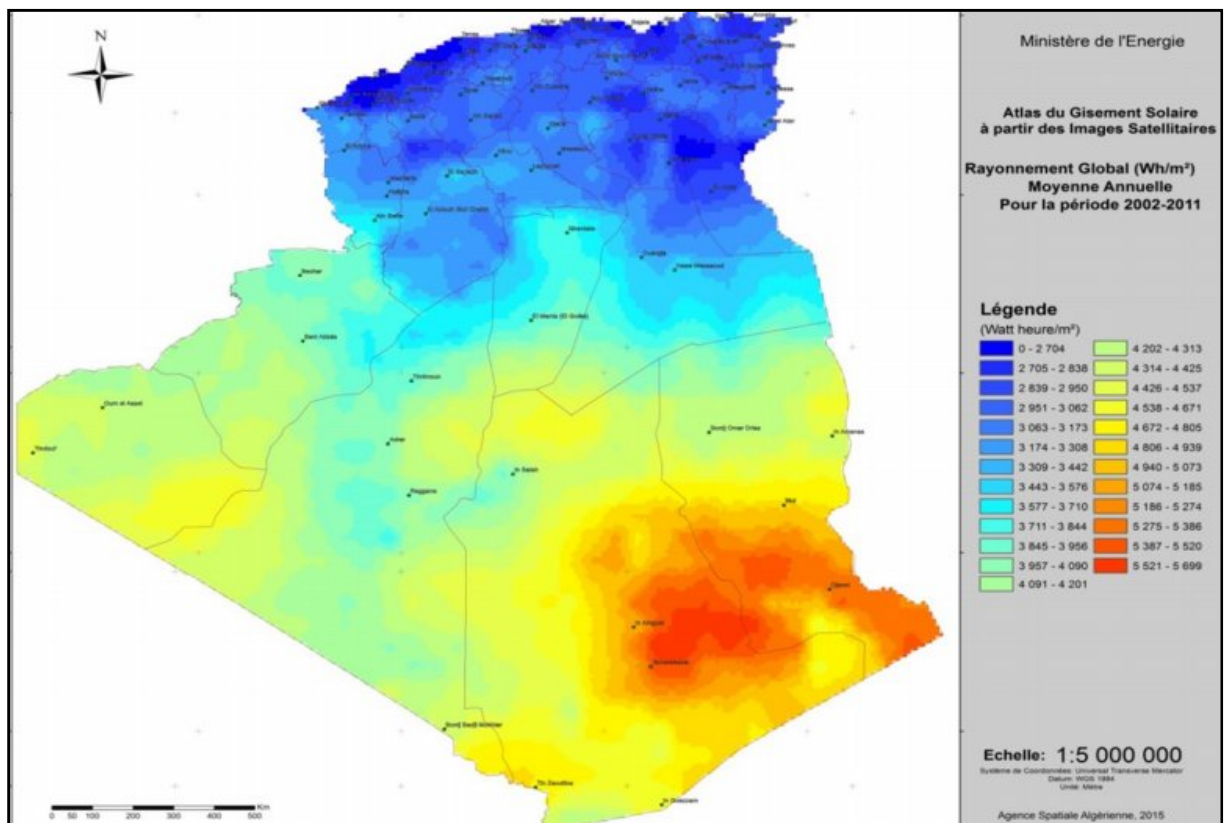


Figure (I.11) Irradiation globale directe annuelle moyenne de l'Algérie (2002-2011), [w1]

I.4.2 Potentiel Eolien

L'Algérie possède une topographie et un climat très diversifiés varie beaucoup d'un endroit à un autre. Le nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux avec une vitesse du vent moyenne (6 à 7 m/s) sur les hauts plateaux de Djelfa, El-Bayad, Biskra, M'Sila , représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien montre qu'il est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-Est, avec des vitesses supérieures à 7 m/s et qui dépassent la valeur de 8 m/s dans la région de Tamanrasset (In Amguel).[w1],[w3]

I.5 Les piles à combustible (PAC)

La perturbation de prix du baril de pétrole et la nécessité de réduire les émissions en gaz a effet de serre poussent les industriels à trouver de nouvelles solutions pour le futur. La production d'énergie "propre" en quantité suffisante pour alimenter un système électrique peut être réalisée par une Pile à Combustible (PAC). Une pile à combustible est un générateur qui convertit directement l'énergie interne d'un combustible en énergie électrique, en utilisant un procédé électrochimique [2]. Les piles à combustibles présentent de nombreux avantages : le rendement élevé, la faible pollution, la co-génération (pile à haute température), néanmoins, elles présentent certains points faibles : le coût élevé de fabrication, le volume pour le cas applications embarquées et la durée de vie. [2],[12],[13]

Cette partie, elle a présente d'une manière générale un résumé de l'histoire le principe de fonctionnement de pile a combustible ainsi que les différents types de piles a combustible seront détaillées, notamment qu'elle a étudié dans la suite de ce manuscrit (PEMFC: Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells, et SOFC : Solid Oxide Fuel Cells). [14],[15]

I.5.1 Historique de la pile à combustible " Fuel Cell "

C'est un peu avant 1840 que William Robert Grove a écrit l'histoire des piles a combustible qu'elle fonctionne à l'hydrogène et à l'oxygène, à basse température, avec des électrodes de platine et de l'acide sulfurique comme l'électrolyte. Depuis 1855, de nouveaux concepts à haute température, utilisant des électrolytes fondus, furent mis au point par W.W. Jacques qui a construit la deuxième pile à combustible de 1.5 KW. Après En 1959, pour la première fois de l'histoire, Harry Karl Ihrig, ingénieur chez ALLIS-CHALMERS a développé une pile a combustible d'une puissance de 15 KW pour la motorisation d'un tracteur.

Depuis les années 1970, de nombreux efforts de recherche ont été entrepris par de très grosses constructeurs de pile a combustible sont : SIEMENS, SULZER, BALLARD, HELION et AXANE. Plusieurs constructeurs d'automobiles commencent à s'intéresser à la pile a combustible tels que : MERCEDES-BENZ, TOYOTA, GENERAL MOTORS, FORD... [2],[16], [17]

I.5.2 Différents types des piles à combustibles

Le classement des piles à combustible se fait selon, la nature de l'électrolyte qui détermine la température de fonctionnement optimale. [12],[14],[18]

I.5.2.1 La pile alcaline (AFC)

Elle travaille à basse température (70 à 100 °C), à pression atmosphérique et elle nécessite la présence de catalyseurs « nobles: Or, Argent, Platine » à la cathode, mais peuvent s'en passer à l'anode. L'électrolyte est composée de potasse sous forme aqueuse et la pile doit être alimentée en gaz réactifs ne contenant ni (CO) (qui empoisonne les catalyseurs à base de platine), ni CO_2 , pour éviter toute consommation de l'électrolyte par précipitation des carbonates. [14]

I.5.2.2 Les piles à méthanol direct (DMFC)

Ce type de pile à combustible est alimenté directement en méthanol (CH_3OH). Le méthanol est en effet l'un des rares réactifs avec l'hydrogène (ainsi que le glycol, l'ammoniac ou l'hydrazine) qui ait des caractéristiques d'oxydation suffisamment intéressantes pour pouvoir être utilisé dans les piles à combustible fonctionnant à basse ou moyenne température L'avantage est le fait qu'elles fonctionnent directement au méthanol, un carburant certes toxique, mais liquide à température normale, actuellement produit à partir de gaz naturel.[12]

I.5.2.3 Les piles à carbonate fondu (MCFC)

Ces piles ont pour électrolyte des carbonates de lithium et de potassium fondus. Elles fonctionnent à haute température (entre 600 et 650 °C sous 1 à 6 atmosphères) et elles ont l'avantage d'avoir des rendements théoriques élevés et de pouvoir transformer directement un composé hydrogéné (reformage interne) tel qu'un hydrocarbure. Elles sont insensibles aux polluants, et peuvent même consommer du (CO) comme carburant. [14]

I.5.2.4 Les piles à oxydes solides (SOFC)

Ce sont celles qui travaillent à la plus haute température (de 800 °C à 1000 °C), cette chaleur dégagée peut être récupérée à un niveau de température suffisant pour envisager des utilisations industrielles et domestiques suffisantes.

Cette température est obligatoire pour permettre à l'électrolyte composé d'oxyde de zirconium ZrO_2 et d'Ytterbium Y_2O_3 de posséder une conductivité protonique suffisante. Aujourd'hui, les efforts de développement se concentrent sur la baisse de température de fonctionnement en dopant l'électrolyte d'autres composés. Les catalyseurs utilisés sont à base de nickel et d'oxydes et les combustibles admis sont très variés avec possibilité ou non de reformage interne. Les plus gros efforts de recherche sont destinés à cette pile car il est envisageable d'avoir des densités de puissance élevées et des rendements proches de 60 % en génération d'électricité. [19],[14]

I.5.2.5 Les piles à acide phosphorique (PAFC)

La PAFC est peu sensible au CO : la pile admet jusqu'à 1% en volume avec un électrolyte sous forme gélifiée, elles fonctionnent à une température entre (150 et 220 °C), pour des pressions allant jusqu'à 6 atmosphères. Le combustible le plus souvent utilisé est un mélange riche en hydrogène, issu du reformage du gaz naturel, au moyen des techniques conventionnelles.

I.5.2.6 Les piles à membranes échangeuses de protons (PEMFC)

Ce sont des piles à électrolyte polymère solide (pile à combustible à membrane d'échange de protons) , parfois appelées SPFC (Solid Polymer Fuel Cell), fonctionnant dès la température ambiante, mais avec des conditions optimales autour de 90 °C pour des pressions de 1 à 4 atmosphères. Elles sont très sensibles à la présence de CO qui doit être limitée à quelques *ppm*. Leurs principaux avantages sont des temps de démarrage quasiment instantanés avec la température ambiante. [16]

Les caractéristiques techniques de ces types de piles sont classés dans le tableau (I-1) et les figures (I.12) et (I.13) représentent une classification et application des piles à combustible selon la puissance et le rendement électrique.

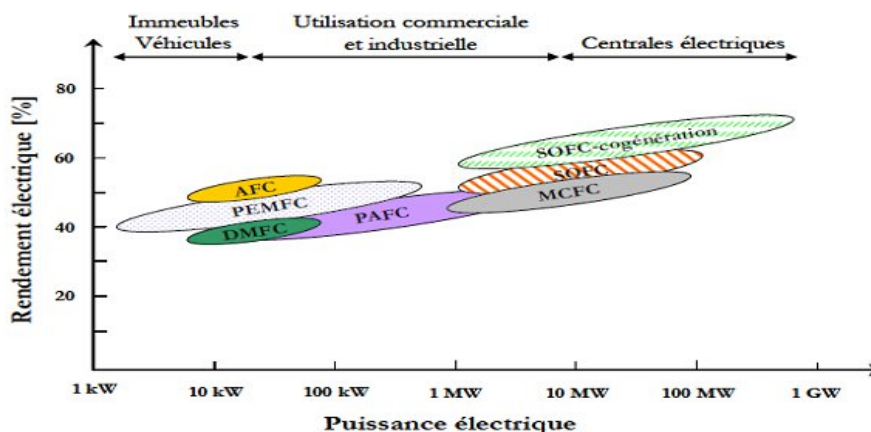


Figure (I.12) Classification des Piles à combustibles [2],[20]

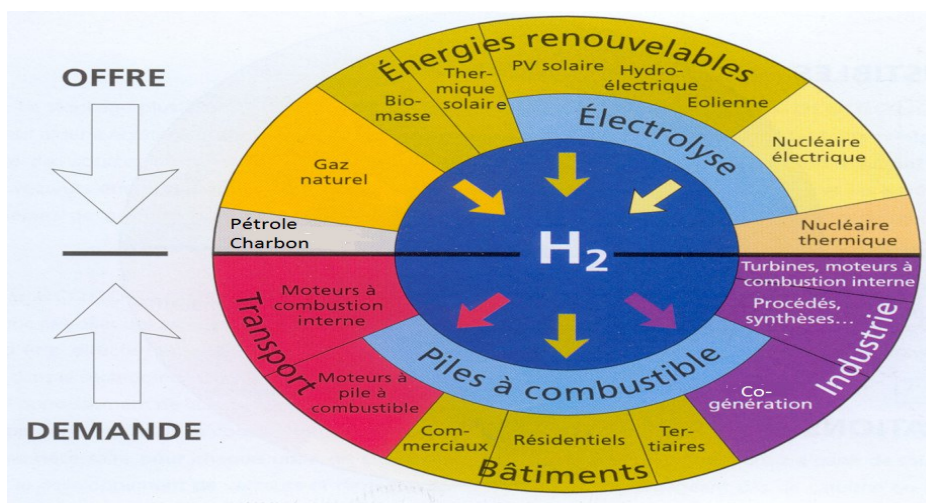


Figure (I.13) Applications des Piles à combustible. [16]

Tableau (I.1) Caractéristiques techniques des piles à combustible [2],[17]

Type	SOFC	MCFC	PAFC	PEMFC	AFC	DMFC
Electrolyte	ZrO_2/ Y_2O_3	$Li_2(K_2)CO_3$	H_3PO_4	Membrane	KOH	H_2SO_4
Température °C	800-1000	600-650	150-220	50-100	70-100	70
Combustibles possibles	CH_4, H_2, CO	H_2, CO, CH_4	H_2, CO	H_2	H_2	Méthanol
Puissances	1 KW à 10 MW	500 KW à 10 MW	250 KW à 10 MW	10 mW à 1 MW	1 à 100 KW	5 KW
Applications actuelles ou envisagées	Statiques, (Réseaux) Transport	Statiques, Bateaux	Statiques, Bateaux, Trains	Statiques, Transport, Spatial	Transport, Spatial	Statiques Transport

Dans le cadre de ce travail : on s'intéresse à PEMFC ,SOFC vu les applications qui vont être étudiées et les avantages de ces deux types.

I.5.3 Technologie de la pile à combustible (PEMFC)

Les piles PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) Echangeuse de proton fonctionnent à des températures relativement basses (entre l'ambient et 100°C) pour éviter l'évaporation de l'eau et donc une chute dans la conductivité ionique de la membrane et fonctionne à des pressions de 1 à 5 bars. Elles utilisent un électrolyte solide acide, le polymère d'acide sulfonique (Nafion) joue le rôle d'un conducteur de protons quand il est convenablement hydraté. La basse température permet un démarrage rapide, mais elle est sensible à l'empoisonnement du catalyseur par le monoxyde de carbone, aux problèmes d'humidité et demande une grande quantité de catalyseur en platine. [5],[21]

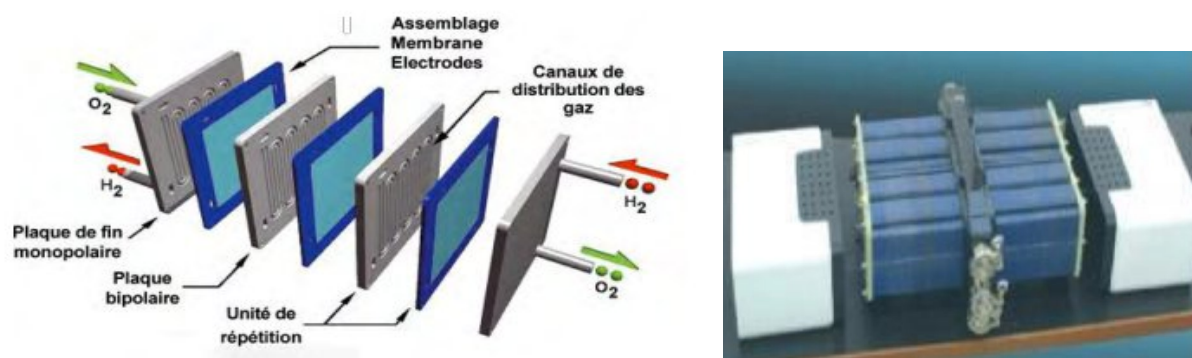


Figure (I.14) Structure de l'ensemble du "Stack" PAC (PEMFC). [16]

Une pile à combustible est constituée des trois principaux éléments suivants, selon la figure (I.14): [17],[20],[22]

- Anode qui est alimentée par un combustible (Hydrogène, Méthanol, ...etc.) ;
- Cathode qui est alimentée par un comburant (Oxygène) ;
- Electrolyte, solide ou liquide, qui sépare les deux électrodes, assure la diffusion des ions intermédiaires de la réaction d'oxydation du combustible.

La membrane constitue le cœur de la cellule élémentaire. La membrane est un électrolyte qui est perméable aux protons d'hydrogène H^+ et imperméable aux gaz. Elles sont exposées à un flux de gaz qui leur fournit l'apport en réducteur et en oxydant, l'hydrogène et l'oxygène. La tension obtenue avec une cellule élémentaire est inférieure à 1 V, ce qui est insuffisant pour la majorité des applications. Pour disposer d'une source de tension suffisamment élevée, plusieurs cellules sont assemblées en série pour former le cœur de la pile, appelé " Stack" de la PAC.

I.5.3.1 Principe de fonctionnement

Chaque réaction produit de l'eau et libère deux électrons et de la chaleur, selon la figure (I.15). L'efficacité de l'hydrogène provient de sa grande réactivité électrochimique par rapport aux autres carburants, tels que les hydrocarbures ou les alcools. De la même manière, l'oxygène est l'oxydant le plus commun en raison de son abondance dans l'air. [5],[16],[17] Les équations chimiques d'oxydoréduction sont les suivantes :

- Oxydation à l'anode : $H_2 \rightarrow 2 H^+ + 2 e^-$
- Réduction à la cathode : $\frac{1}{2} O_2 + 2 H^+ + 2 e^- \rightarrow H_2 O$
- Réaction globale : $H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2 O + \text{Chaleur}$

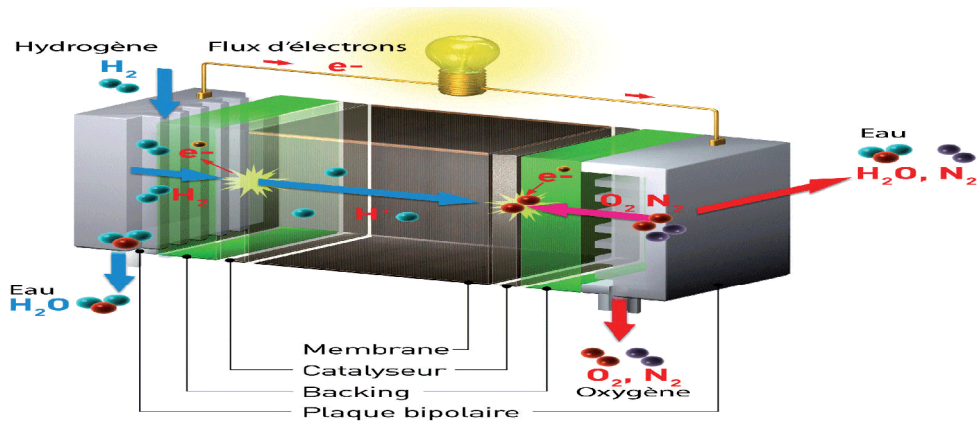


Figure (I.15) Principe de fonctionnement d'une pile à combustible (PEMFC).

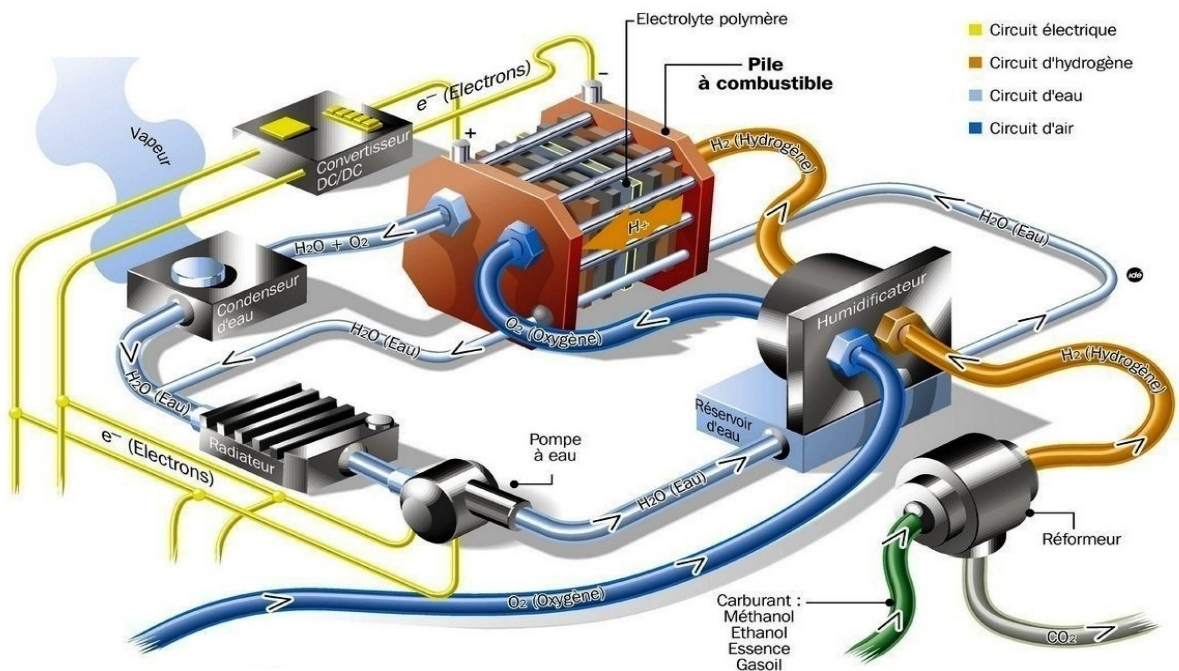


Figure (I.16) Schémas d'une pile à combustible. [5]

Pour un schéma d'une pile combustible, on distingue quatre principaux circuits dans la figure (I.16):

- Circuit d'hydrogène (circuit fermé) : il alimente l'anode en hydrogène gazeux. L'hydrogène non consommé à la sortie de la PAC peut être réinjecté à l'entrée de celle-ci par l'intermédiaire d'une pompe de recirculation.
- Circuit d'oxygène (circuit ouvert) : à la cathode, la pile est alimentée en oxygène injecté par un compresseur d'air. On trouve également des structures avec circuit air fermé et compresseur O_2 .
- Circuit d'eau : le débit d'air à la cathode draine l'eau produite par la réaction. Cette eau peut être utile pour diverses fonctions telles que l'humidification des membranes et le refroidissement.
- Le circuit de refroidissement : il représente une partie essentielle du système PAC. Il permet de maintenir la température de fonctionnement.

Enfin, l'électricité est produite par les deux électrons libérés par la molécule d'hydrogène, lors de l'oxydation de l'anode. Les protons d'hydrogène H^+ traversent la membrane séparant l'anode de la cathode et se recombinent à la cathode avec les électrons et les atomes d'oxygène et les seuls produits secondaires de la réaction sont de l'eau et de la chaleur. [5],[20],[22]

I.5.3.2 Caractéristique électrique de pile à combustible PEMFC

i. Caractéristique électrique

Définissant sur la figure (I.17), la caractéristique Tension (V) en fonction de la densité du (I) et le rendement énergétique (représenté sur l'échelle de droite), appelée encore " courbe de polarisation ". La génération d'une tension du PAC elle est en fonction de la taille de la surface active de la PAC et le nombre de cellules avec la tension maximale d'une cellule en série environ $1 V$. Le point de fonctionnement nominal d'une cellule est généralement pris autour du point marqué V_N sur la courbe de polarisation.

Généralement on limite la tension entre 0,4 a 0,5 V (correspond le point de puissance maximale). La tension au niveau de la cellule élémentaire chute en fonction du courant débité à cause des pertes. Les pertes proviennent principalement de trois origines : zone d'activation, zone ohmique et zone de concentration, d'après le figure (I.17). [17],[22]

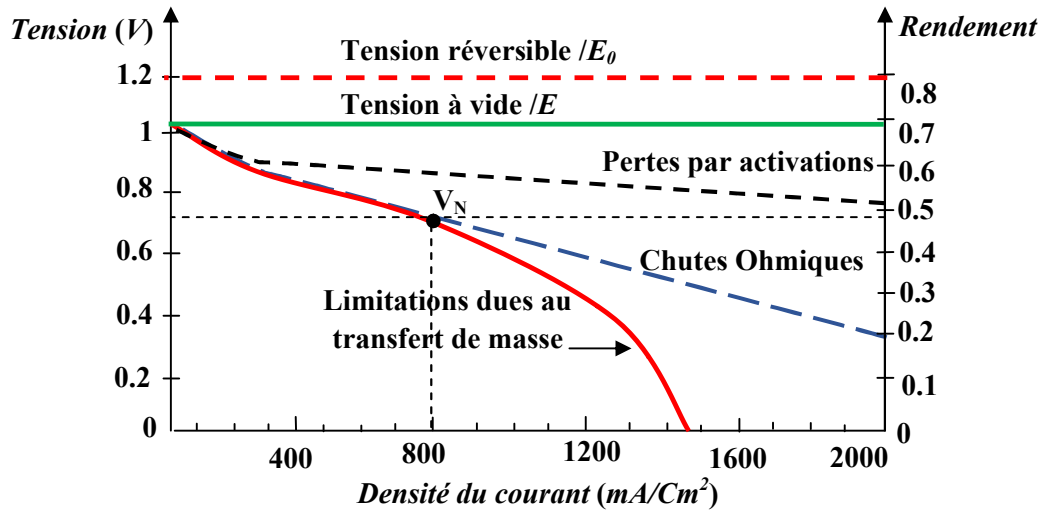


Figure (I.17) Courbe de polarisation d'une cellule de PAC [2],[16]

ii. Caractéristiques rendement de la PAC

Les pertes de puissance induites par la consommation électrique des composants auxiliaires affectent le rendement global du système. Alors que la PAC convertit l'énergie chimique en énergie électrique avec un rendement maximal d'environ 70%.

Une augmentation du nombre de cellules engendre des difficultés pour l'alimentation en gaz et la gestion thermique nécessitant des modifications de l'architecture du Stack.

Le dimensionnement d'un Stack de pile à combustible commence par la puissance électrique qu'il doit délivrer. Ensuite, une combinaison judicieuse du courant et de la tension doit être trouvée pour dimensionner le nombre de cellules et leur surface. Une cellule délivre une tension d'environ 0,6 V au point nominal. Pour un fonctionnement avec de l'air, on peut s'attendre à une densité de courant correspondante de l'ordre de 0,5 à 1 A.cm⁻².

Le courant électrique produit par la pile est continu, il est donc souvent nécessaire selon l'application de placer en aval de la pile un onduleur permettant la transformation du courant continu en un courant alternatif. [17],[22]

Pour une approche d'électrotechnicien, une tension élevée est toujours souhaitable. Mais, la stabilité mécanique et des problèmes d'équilibre entre les cellules ne permettent pas de construire à l'heure actuelle un Stack avec plus d'une centaine de cellules. La tension obtenue ne peut donc pas dépasser 70 V. Les surfaces maîtrisables des cellules peuvent atteindre 1000 cm², donc un courant de 1000 A.

Le choix des matériaux est plus important pour prendre en considération les problèmes de résistivité. Les vis et les joints d'étanchéité doivent assurer une bonne isolation pour éviter des courts circuits entre cellules. Tandis que les plaques terminales doivent être très conductrices pour évacuer le courant produit.

Pour la fiabilité de fonctionnement et la durée de vie les objectifs sont quelques milliers d'heures pour l'automobile contre 40 000 h ou plus pour les applications stationnaires. Plusieurs systèmes PEMFC de Plug Power ayant une puissance électrique de 5 KW ont fonctionné environ 12 000 h, aussi les piles SOFC de Siemens a fonctionné environ 17 000 h.

I.5.4 Technologie de la pile à combustible SOFC

La pile à électrolyte solide SOFC sont le plus prometteur avec une fonctionnement à haute température de 700 et 1000°C permet la cogénération, la pile SOFC ressemble en tout point à celui d'une pile classique, à l'exception que l'on utilise deux gaz comme réactifs, ainsi que des électrolytes solides. [12],[26], [2],[14]

I.5.4.1 Principe de fonctionnement

On considère que le CO entre seulement dans la réaction du gaz à l'eau pour produire le H₂. La réaction d'oxydation du CO n'est pas prise en compte en cas de mélange de gaz, les réactions électrochimiques dans le site catalytiques de l'anode et cathode les suivantes: [2]

Anode : Oxydation de l'hydrogène : $H_2 + O^{-2} \rightarrow H_2O + 2e^{-}$

Réaction de gaz a l'eau : $CO + H_2O \rightarrow H_2 + CO_2$

Cathode : Réduction de l'oxydation: $\frac{1}{2}O_2 + 2e^{-} \rightarrow O^{-2}$

Réaction globale : $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$

La technologie de conception de pile SOFC réservée à des applications ne nécessitant pas des démarrages rapides car température de fonctionnement élevée favorise également une dégradation plus rapide des matériaux, et un temps de démarrage long donc il est nécessaire de monter en température le système dans sa plage de fonctionnement avant de pouvoir produire la puissance électrique. [12],[14],[23]

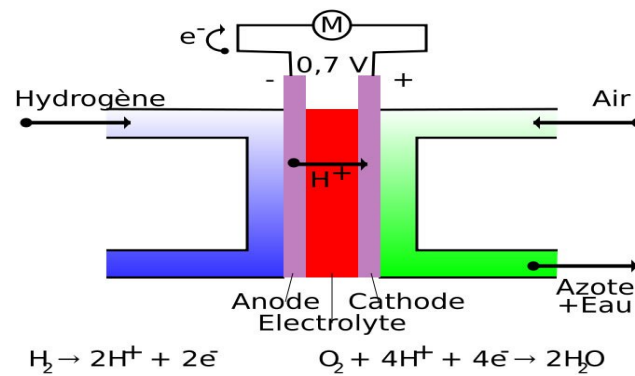


Figure (I.18) Schéma d'une pile à combustible (SOFC)

I.5.4.2 Structure et caractéristiques de la pile SOFC

Il existe deux structures possibles pour les SOFC fonctionne par :

I.5.4.2.1 Anode

Pour la construction de l'onde on utilise un matériau dite cermet (mélange de YSZ (Yttria Stabilized Zirconia) et de Nickel poreux), il présente une bonne activité catalytique et est bon marché. Le mélange (Nickel-YSZ) fonctionne à des températures proches de 500°C. [2],[26]

I.5.4.2.2 Cathode

Le matériau le plus utilisé à la cathode est un manganite de lanthane dopée au strontium. Les matériaux de la cathode fonctionnent en conditions très oxydantes (Air ou Oxygène + haute température), ceux qui obligatoirement pour utiliser de matériaux nobles (oxydes semi-conducteurs, oxydes métalliques conducteurs). [2],[12],[26]

I.5.4.2.3 Electrolyte

Caractérise la pile SOFC et doit être un bon conducteur ionique pour les ions O^{2-} avec de bonnes résistances chimique et mécanique. L'électrolyte généralement utilisé est composé de Zircone Yttriée (YSZ). La Zircone Yttriée est très stable dans les milieux oxydant et réducteur et présente une conductivité ionique aux alentours de 0.02 Scm^{-1} à 800°C et 0.1 Scm^{-1} à 1000°C. La conductivité ionique est assurée par la mobilité de l'oxygène à travers des lacunes anioniques de la Zircone Yttriée. [2],[12],[14],[26]

I.5.4.2.4 Interconnexion

Les interconnexions dans la pile SOFC généralement à base de chrome et doivent jouer le rôle du collecteur de courant et aussi assurer l'étanchéité. Les interconnexions doivent avoir

une bonne résistance en milieu oxydant et réducteur à cause de la température élevée de fonctionnement. [12], [26], [2]. Autre structure cylindrique où tubulaire de SOFC où l'oxygène passe dans un tuyau, les bords du tuyau sont la cathode, selon la figure (I.19). Une couche supérieure sert d'électrolyte. Celle-ci est aussi recouverte d'une autre couche : l'anode. Autour des tuyaux se trouve de l'hydrogène.

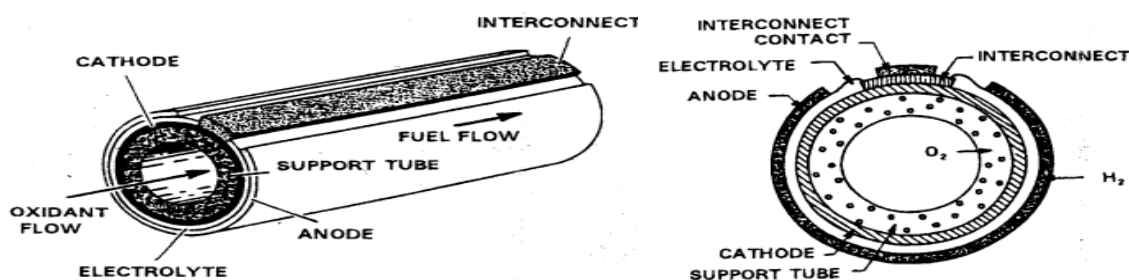


Figure (I.19) Schéma d'une pile SOFC tubulaire. [19]

I.5.4.3 Avantages et inconvénients des piles à combustibles

a. Avantages

Le développement de la filière d'hydrogène pour les piles à combustible présente une solution pour la production d'électricité stationnaire et embarquée, grâce aux avantages des PAC qui sont :

- Un bon rendement électrique (le rendement électrique varie en général entre 20 % et 65 %) pour la pile seule. Il faut cependant tenir compte du système complet avec tous les auxiliaires : échangeurs, compresseurs, reformeur, pompes... etc.
- Une architecture modulaire et compacte.
- Une faible émission de polluants en fonction du combustible utilisé.
- La densité énergétique volumétrique de l'hydrogène est plus intéressante à l'état liquide ou comprimé (700 bars) pour la pile SOFC à températures plus élevées les émissions négligeables devant les centrales électriques conventionnelles.

b. Inconvénients

Le prix des piles par exemple pour les applications automobiles est presque 50 à 100 fois supérieur à celui des moteurs à combustion interne.

- Disponibilité insuffisante de l'hydrogène; – Gestion thermique délicate ;
- Coût trop élevé de production et de maintenance.

I.6 Eléments de stockage de l'énergie

I.6.1 Les batteries électrochimiques

La batterie, est un système de stockage électrochimique, c'est-à-dire qu'elle convertit de l'énergie chimique en énergie électrique (et inversement pour la recharge), et sert à garantir la puissance demandée par la charge électrique sans interruption du fonctionnement du système. Elle est essentielle pour tout système électrique autonome, utile au démarrage des moteurs et des groupes auxiliaires de puissance. [5],[25]

Actuellement, les batteries plomb et (lithium-ion) sont parmi les solutions les plus répandues pour alimenter en électricité de nombreux produits industriels, car elles possèdent des caractéristiques très avantageuses en termes de coût, de rendement et les batteries Lithium utilisé particulièrement pour les véhicules électriques grâce à ça grande capacité et très fortes densités énergétiques et une énergie massique importante $120 - 200 \text{ Wh/kg}$. [5]

La batterie Li-ion qui est composée d'un ensemble de batteries plus petites, appelées des cellules. Possèdent une **électrode positive** et une **électrode négative** appelées respectivement la **cathode** et l'**anode**. L'espace entre la cathode et l'anode est rempli par un **électrolyte** qui est un milieu liquide ou solide permettant la conduction ionique, selon la figure (I.20). La technologie au plomb est la technologie la plus commune dans le domaine de l'automobile et déjà utilisée pour les batteries des véhicules conventionnels. [5],[17],[25]

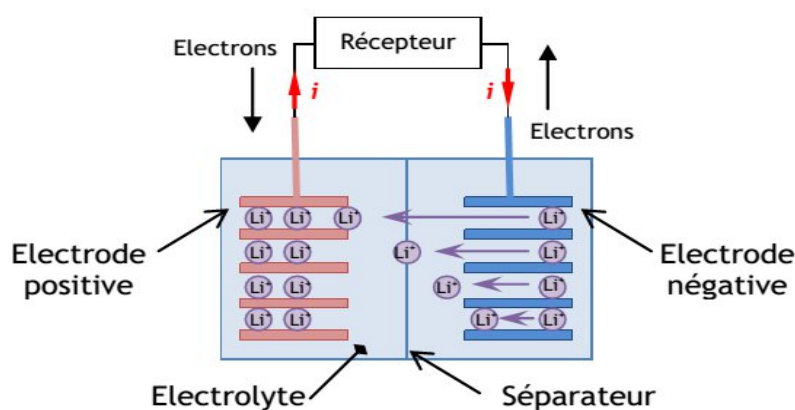


Figure (I.20) Principe de fonctionnement d'une batterie. [28]

I.6.2 Les supercondensateurs

Dite aussi condensateur à double couche possèdent une forte densité de puissance avec des durées de vie très importantes mais de faible densité énergétique. Des recherches sont menées afin de mettre au point des supercondensateurs avec des densités énergétiques semblables à celles des batteries lithium-ion (155 Wh/kg). [5],[24],[26]

Un supercondensateur est capable de stocker de l'énergie directement sous la forme d'un champ électrostatique, contrairement au fonctionnement d'une batterie basée sur des réactions chimiques, ainsi qu'elle peut se recharger 10.000 fois plus vite qu'une batterie et générer une puissance extrêmement élevée en un temps très court. [26],[27]

Un supercondensateur est constitué de quatre éléments principaux : les collecteurs de courant, la matière active, le séparateur et l'électrolyte, indiqué dans la figure (I.21) ci-dessous.

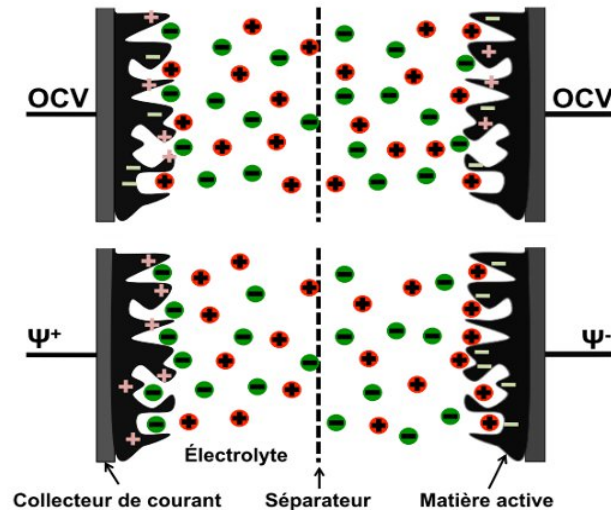


Figure (I.21) Schéma d'un supercondensateur chargé et déchargé. [w6]

Ces éléments sont assemblés pour former une cellule électrochimique complète et les collecteurs de courant sont reliés à un circuit électrique externe. [27],[29]

I.6.2.1 Les collecteurs de courant

Forme le lien entre la matière active et le circuit électrique extérieur. Leur fonction est de collecter efficacement les charges développées au niveau de la matière active.

I.6.2.2 Le séparateur

Utilisé pour éviter les courts-circuits dans le système en isolant électroniquement les deux électrodes, ce séparateur doit tout de même laisser passer les ions de l'électrolyte.

I.6.2.3 L'électrolyte

Il peut s'agir d'un solvant contenant des ions dissous (électrolyte aqueux ou organique) ou d'un liquide ionique pur, sans solvant. Les liquides ioniques sont très onéreux, donc encore très peu utilisés.

I.6.2.4 La matière active

C'est l'interface électrode / électrolyte qui est à la base du stockage de l'énergie dans les condensateurs à double couche électrochimique où les supercondensateurs, représentent le matériau poreux de l'électrode sur laquelle les ions sont adsorber.

Le principe de fonctionnement du supercondensateur résume en deux phases d'après la figure (I.21) : au début lorsqu'aucune différence de potentiel n'est pas appliquée aux bornes du super condensateur, les ions adsorber par attraction sur les électrodes sans discrimination particulière entre les anions et les cations. Puis quand une différence de potentiel non nulle n'est pas appliquée, les ions absorbent sélectivement sur l'électrode positive et sur l'électrode négative. On trouve ces supercondensateurs notamment dans le domaine des transports ferroviaires et les bus électriques de transport urbain [SUP.2016]. Le tableau (I.2) présente les classifications des supercondensateurs : [17][5]

Tableau (I.2) Familles de supercondensateurs. [17]

Electrode	Charbon actif		Matériau métallique	Polymère conducteur
Electrolyte	Acide Sulfurique	Electrolyte organique	Electrolyte organique	
Moyen de stockage	Energie stockée dans la double couche		Double couche +processus faradiques réversibles	
Energie massique ($Wh.Kg^{-1}$)	0.2 à 1.1	2 à 4.2	2.7 à 5.5	11
Puissance massique ($KW.Kg^{-1}$)	1 à 10	0 à 1	10 à 100	100
Capacité massique ($F.g^{-1}$)	120 à 180	60 à 100	/	200 à 400
Tension (V)	0.8 à 1.2	2 à 3	0.8 à 1.2	2.5

Selon les littératures [24],[26],[28],[89] les avantages et inconvénients des supercondensateurs par rapport aux batteries dans les applications industrielles sont les suivants:

I.6.2.5 Avantages

- La durée de vie des supercondensateurs presque illimitée : est considérée 1000 fois plus importante que celle des batteries.
- Pour les supercondensateurs les résistances série sont faibles : grâce à cette propriété pendant la charge et la décharge, les pertes deviennent plus faibles que pour les batteries.
- La densité de puissance est élevée des supercondensateurs: correspondant à plusieurs fois celles des batteries.
- Dynamique plus rapide : les supercondensateurs peuvent supporter en charge ou en décharge des variations rapides de régime de fonctionnement.

I.6.2.6 Inconvénients

Les inconvénients d'utilisation des supercondensateurs par rapport aux batteries sont :

- Le prix des supercondensateurs est plus élevé que celui des batteries.
- La densité d'énergie est plus faible (entre 10% à 20%) pour les supercondensateurs par rapport aux batteries.
- Un équilibrage de tension est exigé si plus de trois supercondensateurs sont reliés en série.

I.6.3 Les volants d'inertie

Le volant d'inertie (FLYWHEEL) stocke l'énergie sous forme d'énergie cinétique de rotation. Cette masse est mise en rotation autour d'un axe, fixe en général et enfermée dans une enceinte de protection. Elle est reliée à un moteur/générateur électrique qui permet de convertir l'énergie cinétique en électricité et inversement [26],[32]. En phase de stockage, le moteur convertit l'énergie électrique entrante en énergie cinétique, ce qui augmente la vitesse de rotation de la masse. En phase stationnaire, c'est-à-dire de conservation de l'énergie, la vitesse de rotation de la masse doit être maintenue constante. La dernière phase de déstockage ou de restitution, le générateur convertit l'énergie mécanique en électricité, freinant ainsi la masse.

I.7 Hybridation des sources renouvelables et conventionnelle

La combinaison de plusieurs sources renouvelables et classiques, généralement des générateurs diesels, permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité.

L'association de ces deux types de sources permet d'obtenir une production électrique continue. Les SEH travaillent généralement en mode autonome pour alimenter sans interruption une maison, un bâtiment, mais également connectés au réseau électrique réseaux souvent utilisés dans les régions isolées. [1],[6],[7]

Du point de vue technique et économique les systèmes SEH représentent une solution technologique nouvelles présentent un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif. [6],[5],[17]

Le but d'un SEH est d'assurer l'énergie demandée par la charge et si possible, de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie. Le bon choix de la stratégie de fonctionnement et le dimensionnement des composants du SEH permettant d'évaluer ses performances ainsi que le rendement et la durée de vie face aux problèmes de maintenance (dégradation des batteries, l'endommagement des démarreurs diesel..etc.). [1],[6],[7]

Les principaux facteurs du dimensionnement d'un système SEH sont : les conditions environnementales du site (Température, Éclairement, Humidité, vitesse du vent), les ressources financières, le profil de charge, les préférences et les demandes du client. Il existe plusieurs logiciels de dimensionnement pour l'analyse et la comparaison des différentes combinaisons possibles des sources utilisées dans les SEH pour le but d'optimiser les systèmes hybrides, parmi ces logiciel on peut cite : HOMER, SOLSIM, RAPSIM...etc.

Des différentes études [6],[7], portaient sur la combinaison des sources d'énergie et l'exécution des systèmes hybrides avec les systèmes de stockage comme les batteries et supercondensateur, ces combinaisons on peut donner quelques exemples dans la partie suivante.

I.7.1 Système Energétique Hybride (SEH) "Éolien-Diesel JED"

Le jumelage Éolien-Diesel (JED) d'après la figure (I.22) représente une solution intéressante pour l'électrification des consommateurs dans les sites isolés, c'est une technique

de génération d'énergie électrique en utilisant en parallèle une ou plusieurs éoliennes avec un ou plusieurs groupes diesel. De plus, en ajoutant un système de régulation performant qui maintient les groupes diesel au-dessus de leur puissance minimum de bon fonctionnement, l'intégration de l'éolienne permettra d'optimiser et économie du carburant. [6],[7]

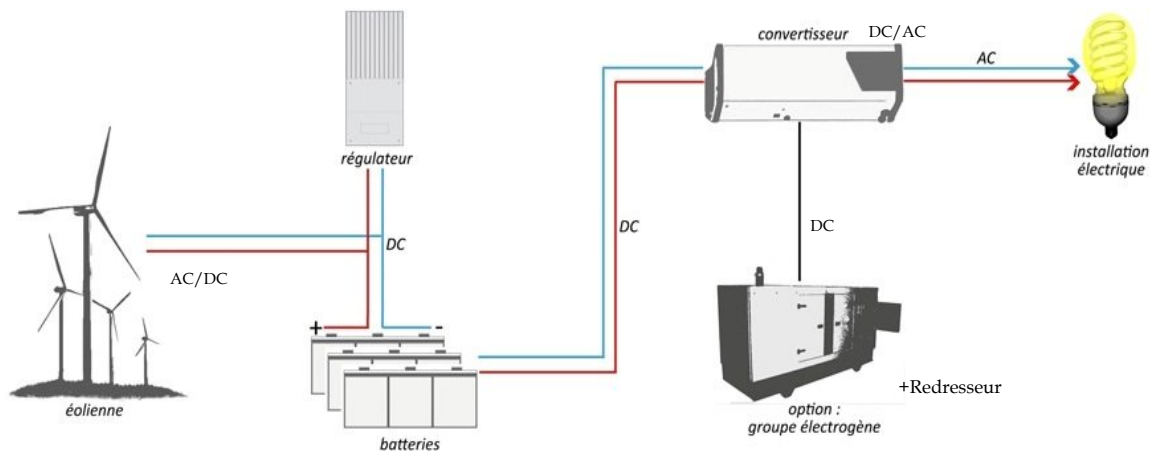


Figure (I.22) Structure d'un SEH : jumelage Eolien-Diesel (JED). [w7]

I.7.2 Système Energétique Hybride (SEH) "Eolien-Photovoltaïque EPV"

Le système hybride éolien Photovoltaïque (EPV) selon la figure (I.23) demeure relativement simple du point de vue de la gestion d'énergie via des contrôleurs dédiés à chaque module éolien et PV connecte en un lien CC auquel les batteries sont branchées. Pour les besoins des charges AC, un onduleur conditionnera l'électricité du CC au CA à la tension et à la fréquence requise. [6],[7]

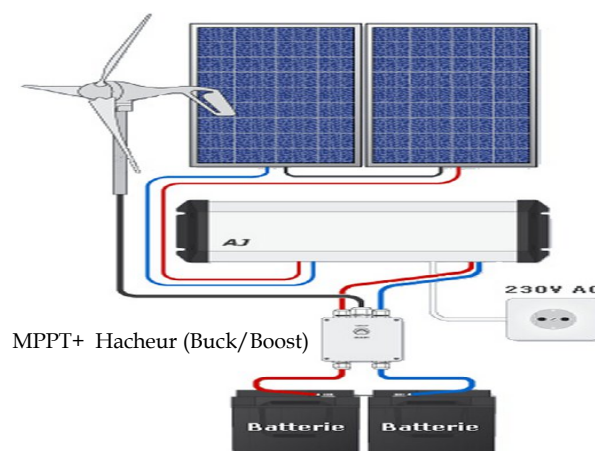


Figure (I.23) Structure d'un SEH : Eolien-Photovoltaïque (EPV). [6]

I.7.3 Système Energétique Hybride (SEH) "Eolien-Pile à Combustible EPAC"

Le système (EPAC) montre dans la figure (I.24) a été proposé comme une solution dans le cas de lieux isolés où il est difficile ou même coûteux d'installer des lignes électriques (montagne ou île). Néanmoins l'utilisation des piles à combustible/hydrogène, sont pénalisées par le coût très élevé, la durée de vie insuffisante et le mauvais rendement énergétique. [6]

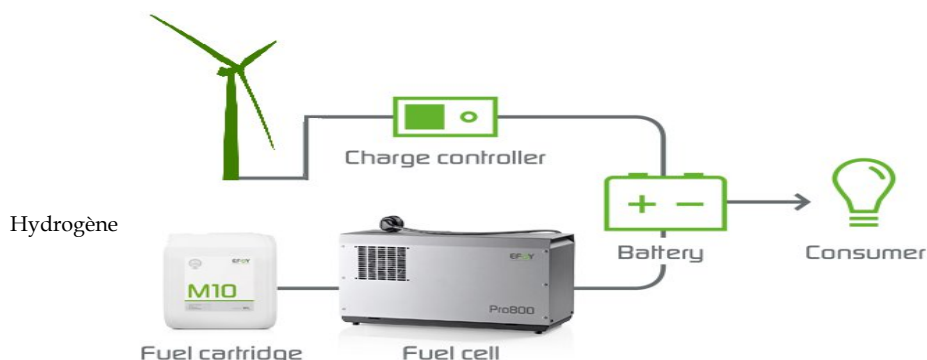


Figure (I.24) Structure d'un SEH : Eolien-Pile à Combustible (EPAC). [w7]

I.7.4 Système Energétique Hybride (SEH) "Eolien-PV-Diesel-Stockage (EPVDS)"

Ce système (EPVDS) représente dans la figure (I.25) dédiée à la production d'énergie et de bonnes perspectives et larges applications surtout dans les régions venteuses où chaudes et ils représentent une solution rentable pour assurer les besoins en énergie des régions éloignées. Ce système hybride peut assurer par exemple l'alimentation des cellules 4G d'opérateurs mobiles dans les sites isolés. [6],[7]

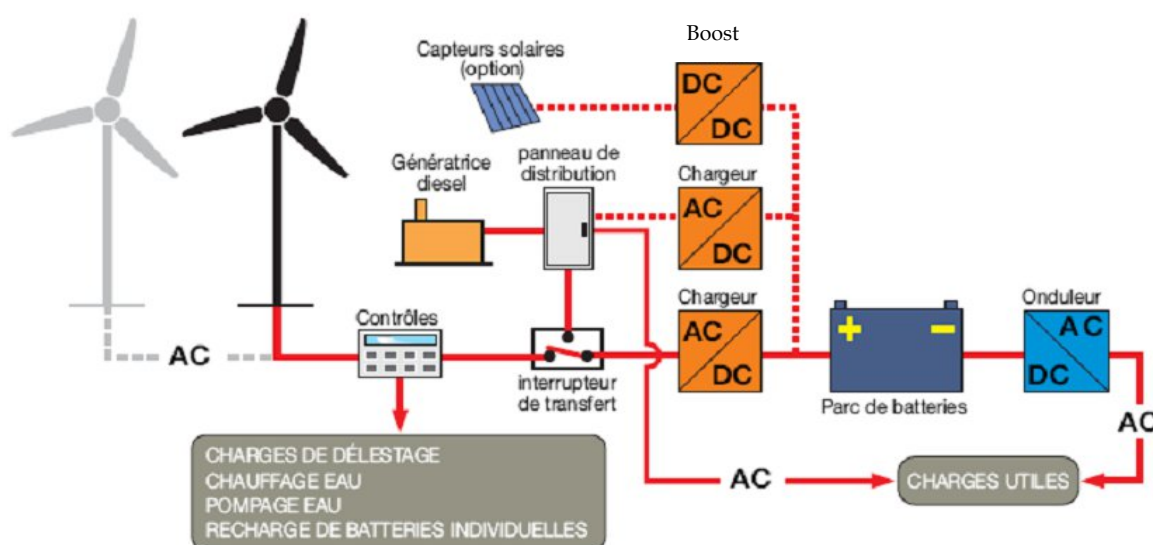


Figure (I.25) Structure d'un SEH : Eolien-Photovoltaïque-Diesel (EPVDS). [6]

I.8 Classification des systèmes énergétiques hybrides SEH

Un classement par gamme de puissance, selon le tableau (I.3) liée aux applications des systèmes énergétiques hybrides qui sont trop vastes à cause des multiples structures. [6], [7]

Tableau (I.3) Classification des SEH. [6],[17]

Puissance du SEH (KW)	Applications industrielles embarquées
Faible puissance $< 5 KW$	Système autonome: pompage d'eau, Stations télécom.
P moyenne (10-250) KW	Micro-réseaux isolés, alimentation d'un village isolé
Grande puissance $> 500 KW$	Grand réseaux isolés

I.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une description générale des différentes sources d'énergie d'origine renouvelable à savoir l'énergie hydraulique, solaire, éolienne, biomasse et géothermique..etc. Les principes de fonctionnement des sources d'énergie sont présentés pour évaluer le comportement d'un système hybride électrique. Ceci a permis d'introduire les systèmes d'énergie hybride, de les définir et de montrer leur intérêt en rappelant le contexte du potentiel des énergies renouvelables en Algérie. Nous avons constaté que le dimensionnement optimal et la modélisation des différentes composantes du SEH sont nécessaires une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite. Ainsi, le chapitre suivant sera consacré à la modélisation et à la simulation des composantes du SEH.

Chapitre II

Modélisation et Simulation des Composantes d'un SEH

CHAPITRE II

MODELISATION ET SIMULATION DES COMPOSANTES D'UN SEH

II.1 Introduction

Les systèmes énergétiques hybride multi-sources constituent des solutions attractives dans les applications de production d'énergie de petite et moyenne puissance. En effet, ces systèmes génèrent peu de perturbation environnementale grâce à l'utilisation des énergies renouvelables propres. Dans ce chapitre, on va discuter des différentes configurations du SEH base de l'association des sources renouvelables et conventionnel tel que : les générateurs photovoltaïque (GPV), piles à combustible (PAC), Diesel, Éolienne.. Avec les éléments de stockage d'énergie (batteries, supercondensateur) et les convertisseurs statiques afin de former une architecture optimale utilisable dans les sites isolés et qui a la possibilité de se relier au réseau [20],[35]. Néanmoins, le système SEH peut, devient complexe et nécessite le choix d'une bonne gestion d'énergie entre les différents organes constituant le système [3],[31],[33],[34]

II.2 Structure des Systèmes Energétiques Hybrides

Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus [6], [30]: un bus où un système de distribution à CC pour les sources, les charges à CC et les batteries, et un bus à CA pour les générateurs à CA pour le système de distribution. Un SEH peut contenir aussi des charges auxiliaires (charge optionnelle, charge différée, charge de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique.

II.2.1 Architecture du SEH à bus à CC

Les composantes du SEH reliant au bus continu donnée par la figure (II.1) ci-dessous. Les générateurs et les systèmes de stockage sont connectés en série avec l'onduleur qui doit alimenter les charges à CA à partir du bus à CC et doit suivre la consigne fixée pour

l'amplitude et la fréquence. Les batteries et l'onduleur sont dimensionnés pour alimenter des pics de charge. La puissance à délivrer peut être contrôlée par la commande du courant d'excitation de la partie électrique du générateur diesel ou en incorporant un régulateur de charge dans les sources d'énergie renouvelable [1],[6],[33]

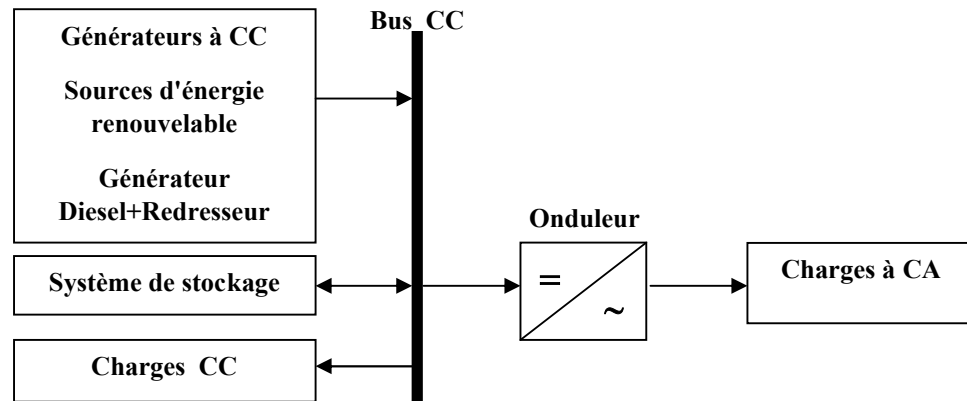


Figure (II.1) Architecture des (SEH) à bus à CC. [6]

Néanmoins, cette architecture a des avantages et des inconvénients qui sont les suivantes :

- a. Avantages :** La connexion de toutes les sources sur un bus à CC simplifie le système de commande. Le générateur diesel peut être dimensionné de façon optimale et de fonctionner à puissance nominale pendant le processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge de 75-85%.
- b. Inconvénients :** Le rendement du SEH dans ce cas est faible, car une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs.

II.2.2 Architecture du SEH à bus à CA

Selon la figure (II.2) ci-dessous toutes les sources de productions sont reliées au bus CA via des convertisseurs qui peuvent fixer la fréquence de bus. Ces structures peuvent être utilisées pour l'alimentation de tous les consommateurs électriques, y compris dans les régions rurales. Cette structure a des avantages et des inconvénients aussi : [1],[6],[33]

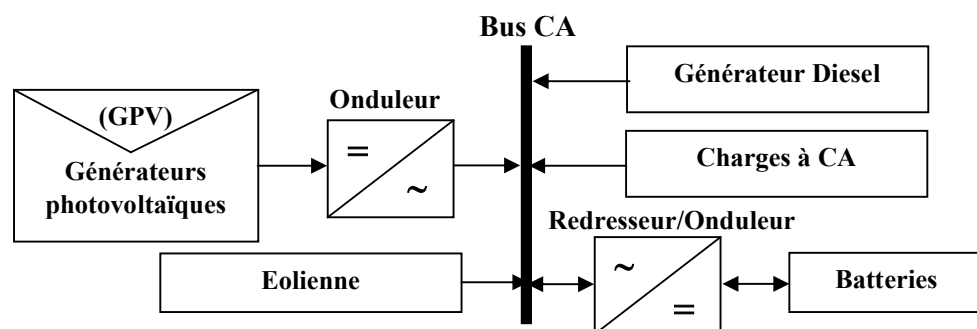


Figure (II.2) Architecture des (SEH) à bus à CA. [6]

a. Avantages : Une grande capacité d'augmenter ou de réduire la tension à l'aide d'un transformateur, on peut utiliser aussi la fréquence comme moyen de contrôle. Découplage des différentes sources de production, ce qui permet d'agir de façon plus efficace.

b. Inconvénients : Les pertes au niveau des convertisseurs et de batterie provoquer une perte de certain quantité de puissance du système globale. La connexion avec le même bus à CA conduire à des difficultés dans le contrôle et la gestion des puissances.

II.2.3 Architecture du SEH à bus à CC/CA

Les deux bus de la figure (II.3) peut être réalisée par l'intermédiaire de l'électronique de puissance : (onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels), un système de stockage et des charges, Dans cette architecture, les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du générateur diesel (GD) et de l'onduleur. Quand il y a un surplus d'énergie de la part du générateur diesel, il peut aussi charger les batteries (fonctionner en redresseur). [1],[6],[33]

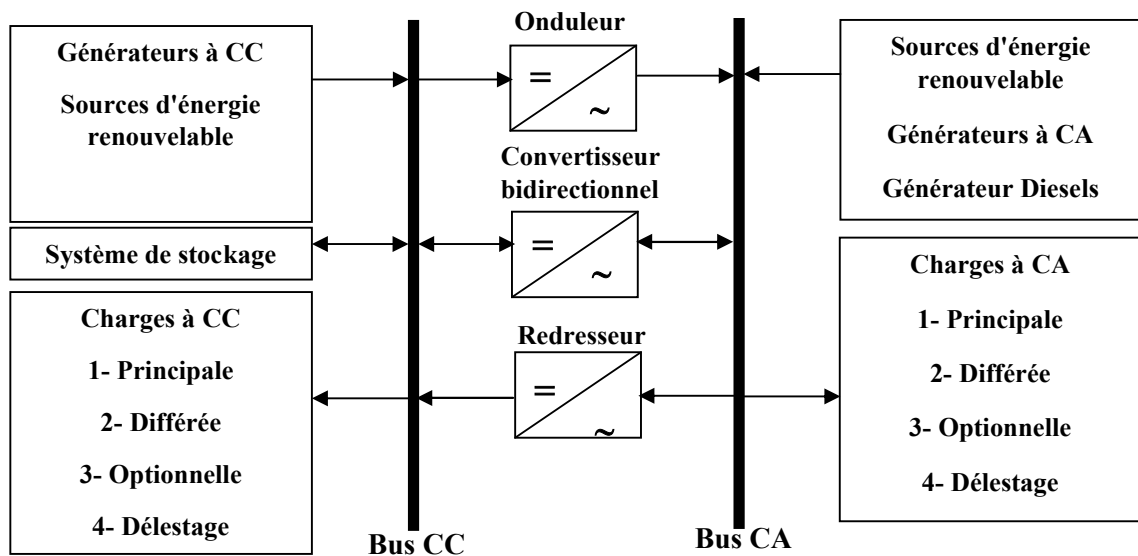


Figure (II.3) Architecture des (SEH) à bus à CC/CA . [6]

L'onduleur bidirectionnel peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé. Pour les applications ayant une puissance en dessous 100 KW , la connexion mixte, bus à CA, et bus à CC, avec des batteries de stockage, est très répandue. Les avantages et les inconvénients du système SEH à bus à CC/CA sont :

a. Avantages : les deux sources peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge. La possibilité de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur sans affecter la capacité du système d'alimenter les pics de charge.

b. Inconvénients : l'onduleur doit être capable de fonctionner en autonome et non-autonome en synchronisant les tensions en sortie avec les tensions en sortie du GD.

Pour notre application nous avons basé sur l'architecture à bus à CC grâce à ces avantages tels que la facilité de contrôle pour cela, on prend cette configuration comme un choix dans notre système SEH. De plus, nous considérons le cas où toutes les sources disponibles sont renouvelables.

II.3 Problématique de gestion d'énergie dans les SEH

L'hybridation exige un dimensionnement laborieux préalable basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergies renouvelables du site d'implantation à l'amont. Dans la plupart des régions isolées, le générateur diesel est la source principale d'énergie électrique. Pour ces régions, le prix d'extension du réseau électrique est prohibitif et le prix du combustible augmente radicalement avec l'isolement. La baisse continue des prix des générateurs basés sur l'énergie renouvelable et la fiabilité croissante de ces systèmes ont mené à une plus grande utilisation des sources d'énergie renouvelable pour la génération d'énergie électrique dans les régions isolées. [6],[7],[31]

Dans le cas d'un usage en site isolé, dont l'alimentation est généralement assurée par des groupes électrogènes diesels, le carburant est généralement plus cher, car il faut prévoir des coûts de transport additionnel vers ces endroits isolés, parfois difficilement accessibles.

Cependant, l'utilisation de l'énergie renouvelable est liée à la variabilité climatique des ressources pour cela la solution à retenir pour les cités isolées aient certainement le couplage entre plusieurs sources. [1],[6],[35]

Le terme " qualité de l'énergie électrique " fait référence à la stabilité de la tension, à la stabilité de la fréquence du réseau et à l'absence, dans le réseau électrique, de différents phénomènes électriques (les harmoniques et le flicker). La plupart des mesures et définitions utilisées dans les normes sont basées sur l'analyse de la fréquence et de la tension. La norme européenne EN50160 inclut des recommandations pour les valeurs de la tension des réseaux isolés autonome. [6],[33]

II.4 Modélisation des éléments du SEH en mode autonome

On peut distinguer deux familles de systèmes de génération d'énergie. Les systèmes autonomes (qui n'ont pas besoin d'être raccordés à un réseau pour être opérationnels) ou non autonomes dite reliée aux réseaux (qui ont besoin d'être raccordés à un réseau pour être opérationnels). Le système qui nous intéresse regroupe une source de production d'énergie électrique renouvelable (panneaux Photovoltaïque), une pile à combustible associés à des batteries de stockage d'énergie qui sont ici obligatoires pour servir de réserve tampon entre les puissances produites et demandées. Elles sont à dimensionner en fonction de la durée d'autonomie qu'elles sont censées pouvoir couvrir seule face à la consommation de l'habitation et des ressources financières. [6],[7],[27],[31]

Nous allons d'abord étudier les différents composants utilisables dans l'architecture globale du système énergétique hybride choisi.

II.4.1 Modèle d'une cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque assure la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique, la cellule est constituée de deux couches minces (N et P) d'un semi-conducteur sont dopées différemment. Pour la couche N , c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche P c'est un déficit d'électrons. Sous l'effet d'un rayonnement lumineux incident l'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (N), leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. [7],[8]

Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches de semi conducteur, les cellules les plus répandues à présent sont à base de silicium (différence de potentiel de $0,6 V$). Un panneau solaire photovoltaïque, produit typiquement une puissance de $1,3 W$ pour une surface de $100 cm^2$. Pour produire plus de puissance, des cellules solaires identiques sont assemblées pour former un module solaire (ou panneau photovoltaïque). La mise en série de plusieurs cellules solaires somme les tensions.

Technologie	Rendement typique
Monocristallin	12- 15
Polycristallin	11-14
Couche mince : Amorphe	6-7

Tableau (II.1) Les différentes technologies des cellules photovoltaïques

La caractéristique $I = f(V)$ typique d'une cellule photovoltaïque est illustrée dans la figure (II.4). On peut définir plusieurs points remarquables. V_{co} et I_{cc} représentent la tension du circuit ouvert et le courant du court-circuit de la cellule photovoltaïque. On peut aussi y distinguer un point de puissance maximale : MPPT (Maximum Power Point Tracking) obtenu pour une tension et un courant optimaux : V_{opt} , I_{opt} (où aussi V_{mpp} , I_{mpp}) et qui correspond au point cherché par les algorithmes de type MPPT. [27],[35]

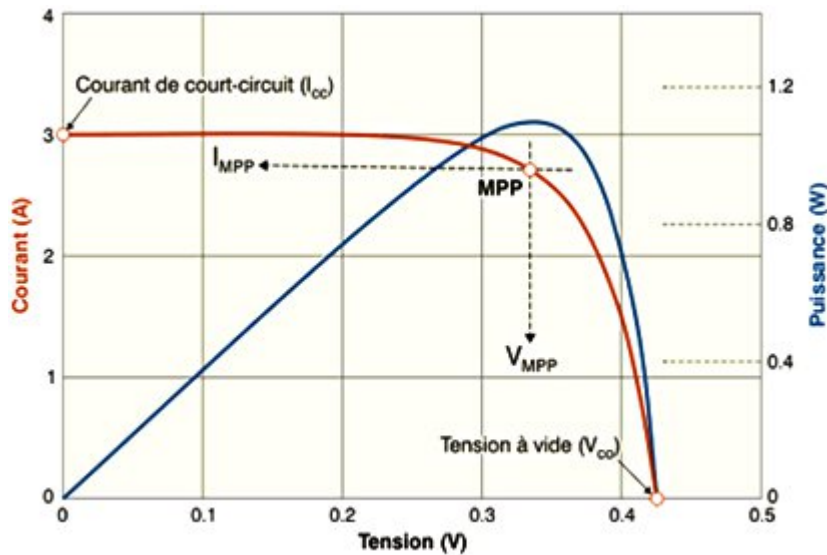


Figure (II.4) Caractéristique $I = f(V)$ d'une cellule PV. [33]

C'est au point de puissance maximale défini par $(I_{mp} \cdot U_{mp})$ que l'on exploite au mieux la puissance crête installée. Dans la littérature [8],[33],[37] plusieurs modèles basés sur la description mathématique des circuits équivalents les principaux ce sont les modèles à une et à deux diodes.

II.4.1.a Modèle d'une cellule photovoltaïque à une diode

Le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque à une seule diode donnée par la figure (II.5):

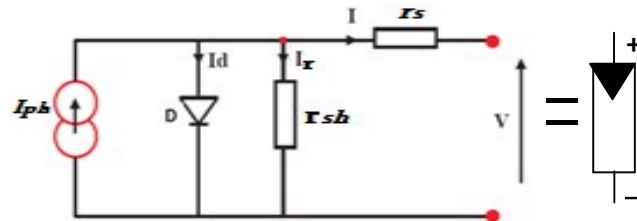


Figure (II.5) Circuit équivalent d'une cellule PV à une seule diode

Le courant de la photopile a comme expression: [8],[33],[37]

$$I = I_{ph} - I_d - I_r \tag{II.1}$$

Avec :

$$I_{ph} = I_{sc} \left(\frac{E_s}{1000} \right) \tag{II.2}$$

L'expression (II.2) représente le photo-courant proportionnel à l'éclairement, mais correspond aussi au courant de court-circuit, aussi nous avons l'expression du courant I_d :

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{q(V+r_s I)}{n_j K T_j}} - 1 \right) \quad (\text{II.3})$$

Avec : $V = n_j \cdot K \cdot T_j / q$ est la potentielle thermodynamique égale 25.7 (mV) à 25 °C.

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode;

q : Charge de l'électron = $1.6 \cdot 10^{-19}$ (C);

K : Constante de Boltzmann = $1.38 \cdot 10^{-23}$ (J/K);

n_j : Facteur d'idéalité de la photopile (en pratique varie de 1 à 5);

T_j : Température de jonction en (K) (dans les littératures nommées T_C);

La température des panneaux T_j , est évaluée à partir des données d'ensoleillement E_s et de la température ambiante T_a , par la formule suivante :

$$T_j = T_a + E_s \left(\frac{NOCT-20}{800} \right) \quad (\text{II.4})$$

La valeur $NOCT$ est le "Nominal Operating Cell Temperature ", un paramètre fourni par le constructeur des panneaux solaires. Classiquement, nous prenons : $NOCT = 43$ (°C).

La composante I_r c'est le courant délivré par la résistance shunt donner par :

$$I_r = \left(\frac{V+r_s I}{r_{sh}} \right) \quad (\text{II.5})$$

r_s : résistance série (petit environ 1 Ω) ; r_{sh} : résistance parallèle ($>10^3 \Omega$)

On remplace chaque terme de l'équation (II.1) par son expression. Ainsi, en statique le comportement d'une cellule PV a constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante :

$$I = I_{sc} \left(\frac{E_s}{1000} \right) - I_0 \left(e^{\frac{q(V+r_s I)}{n_j K T_j}} - 1 \right) - \left(\frac{V+r_s I}{r_{sh}} \right) \quad (\text{II.6})$$

Il est nécessaire de déterminer les paramètres externes qui pouvant être déterminés à partir des courbes $I = f(V)$ ou de l'équation caractéristique (II.6). Les paramètres les plus usuels sont les suivants :

a. Détermination du courant de court-circuit (I_{CC})

Dans le cas idéal (r_s nulle, r_{sh} infini) ce courant confond avec le photo-courant I_{ph} . Dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation (II.6), on obtient :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{r_s I_{cc}}{V_T}} - 1 \right) - \left(\frac{r_s I_{cc}}{r_{sh}} \right) \quad (\text{II.7})$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme $I_0 \left(e^{\frac{r_s I_{cc}}{V_T}} - 1 \right)$ devant I_{ph} .

L'expression approchée du courant de court-circuit est alors celle donnée par l'expression :

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{1+r_s/r_{sh}} \quad (\text{II.8})$$

Pour le silicium, $I_{cc} = 30 \text{ (mA/cm}^2\text{)}$, sous un éclairement maximal.

b. Détermination de la tension de circuit ouvert (V_{co})

Son expression est déduite de l'expression suivante :

$$I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{co}}{V_T}} - 1 \right) - \left(\frac{V_{co}}{r_{sh}} \right) = 0 \quad (\text{II.9})$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à : $V_{co} = V_T \cdot \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right)$. Pour une photopile au silicium, cette tension vaut 0,55 à 0,6 (V).

c. Détermination de Puissance optimale (P_M) et facteur de forme (FF)

La puissance utile maximale $P_M = V_M \cdot I_M$ s'obtient en optimisant le produit (I_M et V_M) soit :

$$\frac{I_M}{V_M} = - \left(\frac{dI}{dV} \right) M \quad (\text{II.10})$$

Le facteur de forme (dit : facteur de courbe ou remplissage (Fill Factor)), défini par l'équation :

$$FF = \frac{V_M \cdot I_M}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (\text{II.11})$$

Ce facteur montre la déviation de la courbe $I = f(V)$ par rapport à un rectangle (de longueur V_{co} et de largeur I_{cc}) correspondant à la photopile idéal.

Les valeurs de I_M et V_M s'obtiennent à partir des équations (II.6) et (II.9). Pour cela, on distingue deux cas :

Cas 1: $r_{sh} \rightarrow \infty$: La dérivation mène la résolution de l'équation non linéaire en I_M par une méthode numérique, et permet par suite le calcul de V_M .

Cas 2: $r_s \rightarrow \infty$ La dérivation mène la résolution de l'équation non linéaire en V_M , en utilisant encore une méthode numérique.

d. Détermination du rendement

La puissance est nulle lors d'un court-circuit ainsi qu'en circuit ouvert, puis cette puissance devient maximum sur le même graphique la caractéristique $I = f(V)$. Le point de fonctionnement optimal correspond au point de tangence des deux courbes de la figure (II.4). On peut définir le rendement comme le rapport entre puissance réelle produite par le champ

photovoltaïque et est la véritable puissance maximale qui doit produire par le GPV sous les conditions de rayonnement solaire et températures données. [2],[8],[13]

Chaque groupe de panneau est une association (série/parallèle) de $n_s \cdot n_p$ cellule élémentaires ; n_s étant le nombre des cellules en série sur une branche et n_p le nombre de branches en parallèle.

Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons le GPV, selon figure (II.6) suivante:

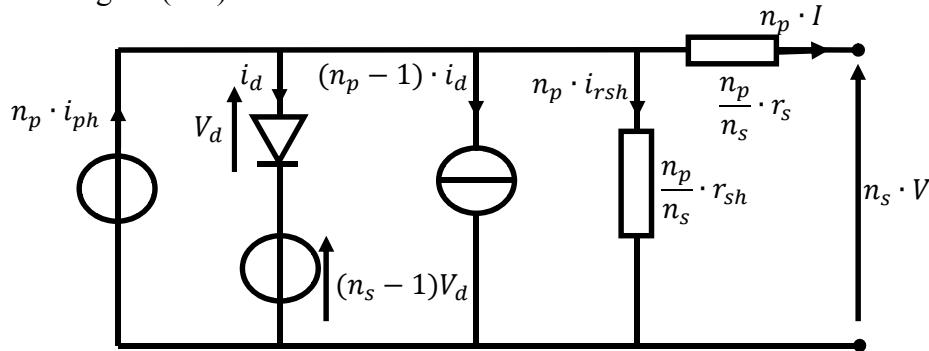


Figure (II.6) Schéma électrique équivalent d'un GPV, modèle à une diode

$$\begin{aligned}
 I_{ph} &= n_p \cdot i_{ph} & ; & & V_d &= n_s \cdot v_d \\
 I_G &= n_p \cdot i & ; & & V_G &= n_s \cdot v \\
 I_d &= n_p \cdot i_d & ; & & R_S &= \frac{n_s}{n_p} r_s \\
 I_r &= n_p \cdot i_{rsh} & ; & & R_{Sh} &= \frac{n_s}{n_p} r_{sh}
 \end{aligned}
 \tag{II.12}$$

Ce modèle compte deux variables d'entrée : éclairage dans le plan des panneaux (W/m^2) et température de jonctions des cellules ($^{\circ}C$) et deux variables de sorties I_G et V_G .

Nous avons alors l'équation caractéristique pour un GPV déduite du schéma électrique équivalent de la figure (II.3) .

$$I_G = I_{ph} - I_d - I_r
 \tag{II.13}$$

Nous obtenons au final, une fonction implicite de la forme ($I_G = f(I_G, V_G, E_s, T_J)$) contenant sept paramètres à déterminer.

II.4.1.b Modèle d'une cellule photovoltaïque à deux diodes

D'après la littérature les mesures en temps réel sur les cellules PV dans des conditions environnementales de fonctionnement montrent le besoin de modèles plus sophistiqués. Toute en pend en considération la résistance interne du dispositif.

Ceci mène au "modèle de deux diodes" largement répondu [8],[35],[37]. Le modèle deux diodes d'une cellule PV, est représenté par la figure (II.7) ci-dessous :

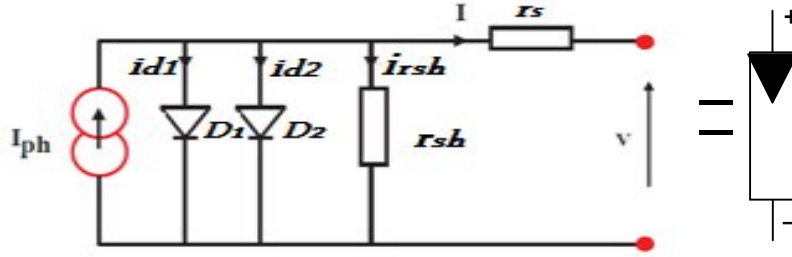


Figure (II.7) Circuit équivalent d'une cellule PV à deux diodes

On va s'intéresser à ce modèle vu qu'il est relativement proche du modèle réel, en même temps qu'il est de mise en œuvre assez simple. La figure (II.4) est une représentation du modèle mathématique pour la caractéristique courant-tension donnée par l'équation (II.14) :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left(e^{\frac{q(V+r_s I)}{n_1 K T}} - 1 \right) - I_{s2} \left(e^{\frac{q(V+r_s I)}{n_2 K T}} - 1 \right) - \frac{(V+r_s I)}{r_{sh}} \quad (II.14)$$

Où : I_{s1} et I_{s2} sont les courants de saturation des diodes et (n_1, n_2) leurs facteurs de pureté. Le photo-courant $I_{ph.Max}$ est atteint à un ensoleillement maximum.

On à :

$$I_{ph} = S_i \cdot I_{ph.Max} \quad (II.15)$$

Où : S_i le pourcentage d'ensoleillement.

Il est évident, d'après l'équation (II.14), que la caractéristique $I = f(V)$ dépend fortement de l'insolation et de la température. La dépendance de la température est encore amplifiée par les propriétés du photo-courant et les courants de saturation inverse des diodes [32] données par :

$$I_{ph}(T) = I_{ph}|_{(T=298.K)} [1 + (T - 298.K) \cdot (5 \cdot 10^{-4})] \quad (II.16)$$

$$I_{s1} = K_1 \cdot T^3 \cdot e^{-\frac{E_g}{K \cdot T}} \quad (II.17)$$

$$I_{s2} = K_2 \cdot T^{\frac{5}{2}} \cdot e^{-\frac{E_g}{K \cdot T}} \quad (II.18)$$

Avec : $K_1 = 1.2 [A/Cm^2 \cdot K^3]$ et $K_2 = 2.9 \cdot 10^5 [A/Cm^2 \cdot K^3]$

E_g : Étant la bande d'énergie du semi-conducteur.

Mais dans les systèmes photovoltaïques, les cellules sont combinées des rangées de pile solaire reliant un certain nombre des cellules en série. La considération du modèle du circuit équivalent ci-dessus, mène à l'équation régissant le fonctionnement d'une rangée de cellules photovoltaïques (généralement appelée panneau solaire ou une rangée solaire) avec ns cellules photovoltaïques raccordées en série.

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left(e^{\frac{q(V+n_s I R_S)}{n_s n_1 K T}} - 1 \right) - I_{s2} \left(e^{\frac{q(V+n_s I R_S)}{n_s n_2 K T}} - 1 \right) - \left(\frac{V+n_s I R_S}{n_s R_{sh}} \right) \quad (II.19)$$

Ces panneaux peuvent encore être arrangés en série ou en parallèle jusqu'à aboutir à la tension et au courant, désirés pour le système.

La figure (II.8) donne le schéma électrique du "Modèle à deux diodes " pour un groupe de GPV

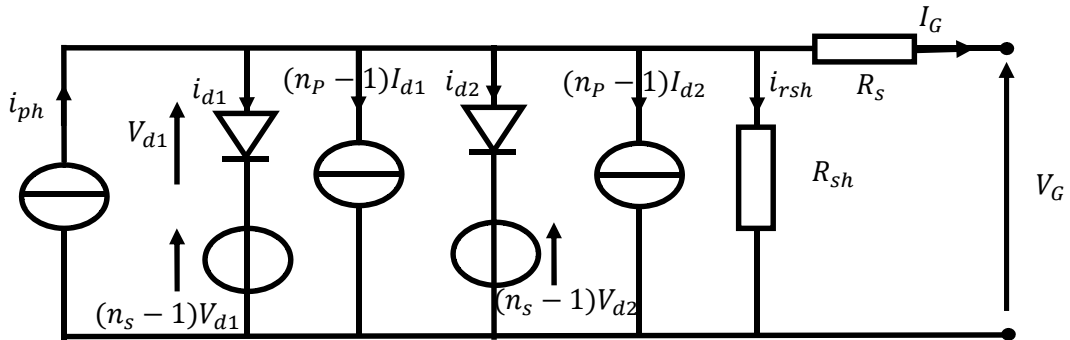


Figure (II.8) Schéma électrique du modèle GPV à deux diodes.

Nous obtenons le courant I_G sous forme d'une équation à huit paramètres qu'il faut les déterminer.

$$I_G = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_r \quad (II.20)$$

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque. La connexion en série des cellules permet d'augmenter facilement la tension de l'ensemble, tandis que la mise en parallèle permettent d'accroître le courant. Le câblage (série / parallèle) est donc utilisé pour obtenir globalement un GPV aux caractéristiques souhaitées [35]. Pour la protection des GPV il existe deux types de protections classiques qui sont utilisés dans les installations, selon la figure (II.9) : [8],[33]

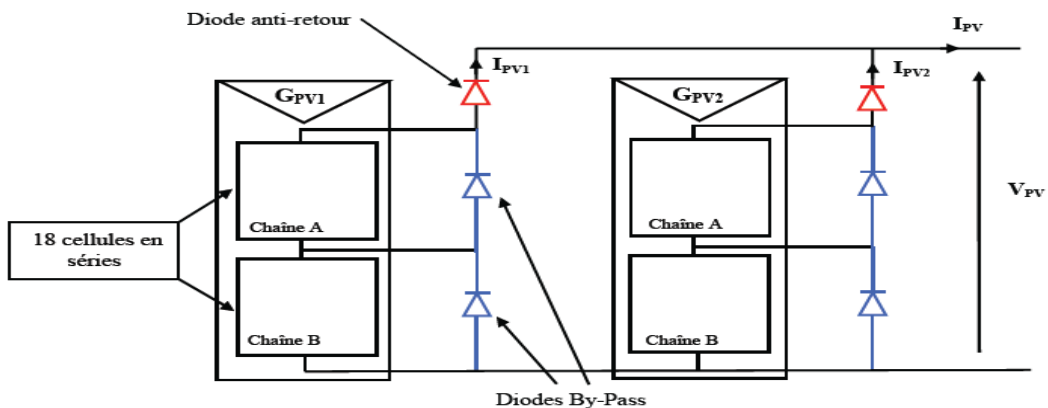


Figure (II.9) Protection classique des GPV

Par diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV, ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, où même lorsqu'une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, cas d'une batterie durant la nuit. [33]

Également, par les diodes by-pass qui peut isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées.

II.4.2 Algorithmes de recherche du point de puissance maximale

La plupart des installations (PV) sont destinées à des sites isolés, aussi la puissance délivrée par les panneaux (PV) dépend de l'éclairement, de la température et de la tension aux bornes convertisseur statique (I_{pv} et V_{pv}). Ce dernier commandé par une MPPT comme la montre dans la figure (II.10). La commande MPPT fait varier le rapport cyclique (D ou α) du convertisseur statique en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du convertisseur statique (I_{pv} et V_{pv}) de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit maximale à ses bornes. [2],[37],[38]

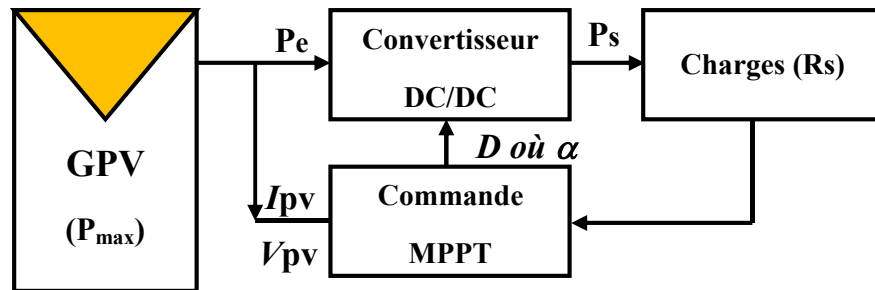


Figure (II.10) Chaîne de conversion d'énergie solaire commandée par MPPT

Plusieurs techniques de commande sont développées et adaptées à un système (PV) [37],[38],[39], ces techniques sont différentes entre eux par leur complexité, nombre de capteurs requis, la vitesse de convergence, coût, rendement et domaine d'application.

Un suiveur de point de puissance maximum (MPPT) est un convertisseur continu-continu à rendement élevé qui fonctionne comme charge électrique optimale pour une cellule PV, plus généralement pour un module solaire et convertit la puissance une tension ou un courant qui est plus approprié quelle que soit la charge pour laquelle le système est conçu. Les cellules photovoltaïques ont un seul point de fonctionnement où les valeurs du courant (I) et de

la tension (V) de la cellule ont le résultat de leur produit [37], le point de puissance maximum.

Ces valeurs correspondent à une résistance particulière telle que montre par la loi d'Ohm qui est égale à V/I . Une cellule photovoltaïque a une fonction exponentielle entre le courant et la tension et le point de puissance maximum (MPP) se produit au coude de la courbe, où la résistance est égale à $(V/I = -dV/dI)$. Les suiveurs du point de puissance maximum utilisent un certain type de circuit ou de logique de commande pour rechercher ce point et pour permettre ainsi au circuit du convertisseur d'extraire la puissance maximum disponible dans une cellule photovoltaïque.

De nombreux algorithmes MPPT (Maximum Power Point Tracking) ont été proposés dans les littératures [35],[37],[38],[39],[41], tels que :

- 1– Perturbation et observation (Perturbe & Observe) ;
- 2– Algorithme " Hill Climbing";
- 3– Conductance incrémentielle (INC);

II.4.2.a Algorithme "Perturb and Observe"

L'algorithme (P&O), consiste à incrémenter, selon un pas positif ou négatif pour fixer la tension de référence des panneaux, pour "perturber" le système et d'observer, si la puissance photovoltaïque croît cela signifie que la référence évolue dans le bon sens, selon la figure (II.11), et le pas continu à être ajouté à la référence avec le même signe. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que nous avons dépassé le PPM donc nous avons besoin de décrémenter la tension et le pas est changé de signe pour retrouver une puissance croissante. [37],[38],[39]

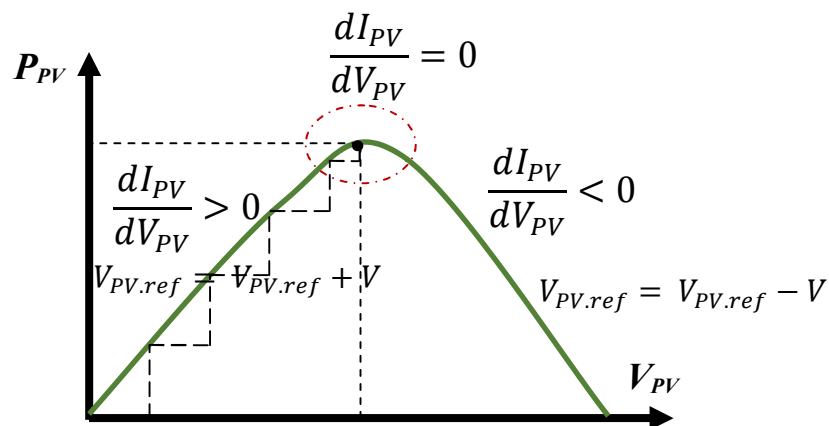


Figure (II.11) MPPT (P&O) en fonction de ΔV et ΔP .

II.4.2.b Algorithme " Hill Climbing"

Cet algorithme est basé sur la relation entre la puissance (P) et le rapport cyclique (D) montre comme dans la figure (II.12) ci-dessous.

La puissance (P) variable correspond à deux signes positives et négatives, selon le signe de la pente $\frac{\Delta P}{\Delta D}$ et la variation du rapport cyclique (ΔD) de l'hacheur cette fois directement assurant le contrôle des panneaux ayant été incrémenté ou décrétementé jusqu'au $\frac{\Delta P}{\Delta D} = 0$ le système atteint sa puissance maximale. [28],[39]

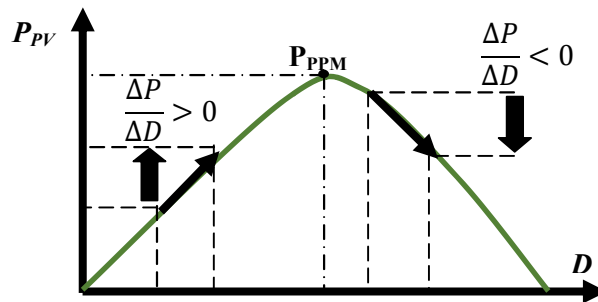


Figure (II.12) Courbe caractéristique $P = f(D)$

II.4.2.c Algorithme de Conductance incrémentielle (INC)

Cet algorithme est basé sur l'approximation suivante :

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (\text{II.21})$$

D'après la courbe $I = f(V)$ des panneaux (PV), lorsque le point de fonctionnement optimal est à droite du point (MPPT), nous avons $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < \frac{I_{PV}}{V_{PV}}$. Néanmoins, si le point de fonctionnement optimal est à gauche du PPM, nous avons $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > \frac{I_{PV}}{V_{PV}}$. Ainsi Le PPM peut être suivi en comparant la conductance instantanée $\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ à la conductance incrémentées $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}}$.

Le signe qu'il indique $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} - \frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ le sens correct de la perturbation pour atteindre le point de puissance maximale dans ce cas la perturbation est s'arrête.

Ce dernier est maintenant plus utilisé en raison de sa simplicité par rapport à d'autres méthodes comme la méthode à base floue par exemple et sa bonne performance dans des conditions atmosphériques en évolution rapide par rapport à l'algorithme P & O ,on utilise un modèle de MPPT à base de l'algorithme de conductance incrémentée (INC-MPPT) donné par la figure (II.13) ci-dessous :

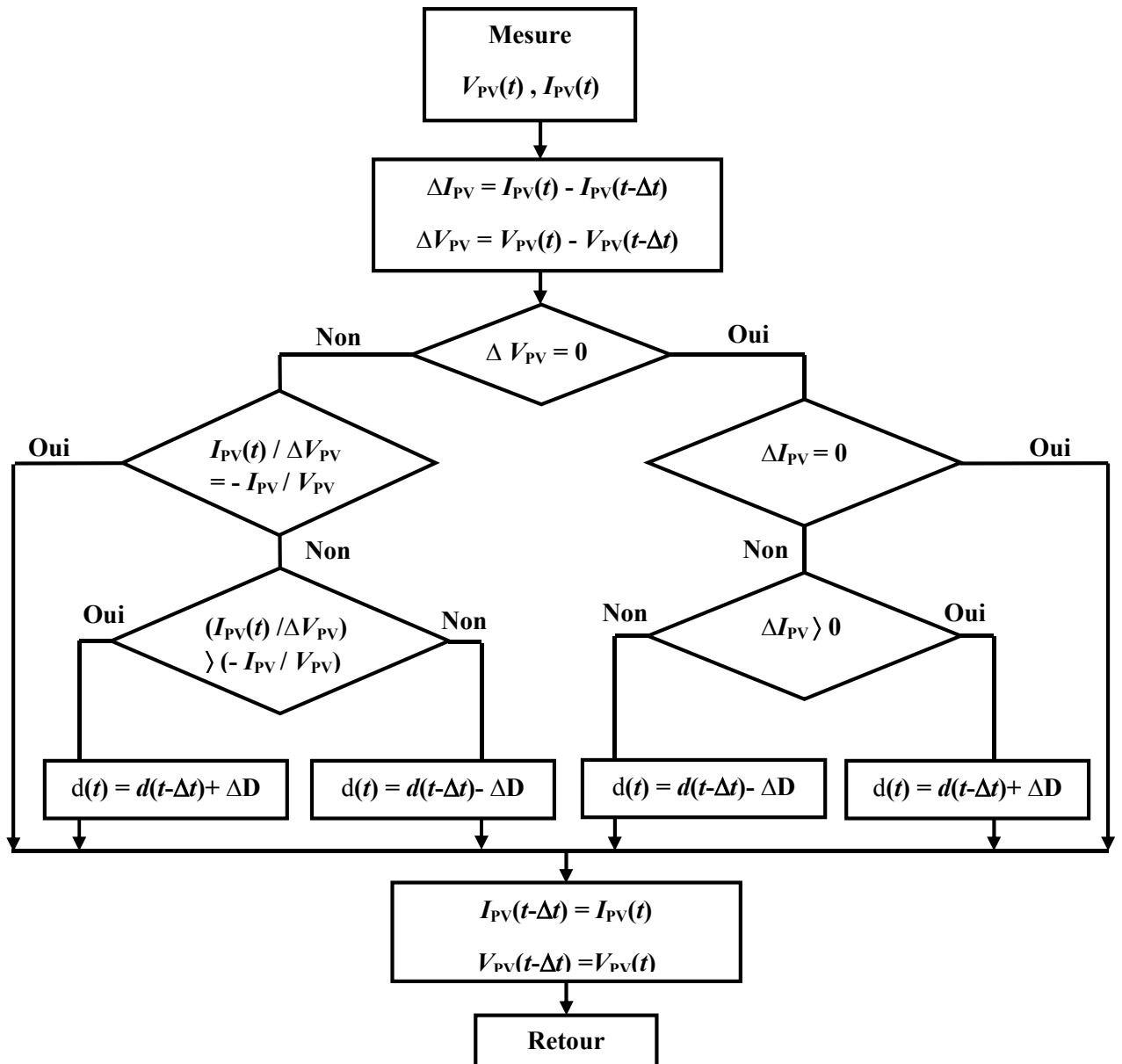


Figure (II.13) Algorithme de Conductance incrémentielle (INC- MPPT)

On peut définir l'efficacité de l'MPPT par l'équation suivante :

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int_0^t P_{MPPT}(t)}{P_{Max}(t)} \quad (II.22)$$

Où : P_{MPPT} est la puissance actuelle produite par le champ photovoltaïque sous le contrôle du (MPPT), ainsi P_{max} est la véritable puissance maximale qui doit produire le GPV sous les conditions de rayonnement solaire et températures pour un site donné.

II.4.3 Modélisation simple des piles à combustible

Pour une pile à combustible, plusieurs modèles peuvent être développés, selon le type et l'objectif recherché [5],[13],[18];[19],[22],[28].

Le modèle doit être simple, précis et doit permettre de prédire le comportement électrique tant en régime statique qu'en régime dynamique. Le modèle le plus simple, peut-être un modèle de type entrée-sortie (circuit équivalent, par exemple) qui permettrait la description du comportement de la pile à combustible dans son environnement.

La plus simple représentation de la pile à combustible sous la forme d'un modèle électrique consiste à mettre une source de tension continue en série avec une impédance (Z_{pile}) contient une capacité de double couche C_{CD} et une résistance R_T qui caractérise les phénomènes de transfert de charges aux électrodes. La résistance R_M représente la membrane et les différentes résistances de contact, selon la figure (II.14). En négligeant bien sûr les phénomènes de diffusion.

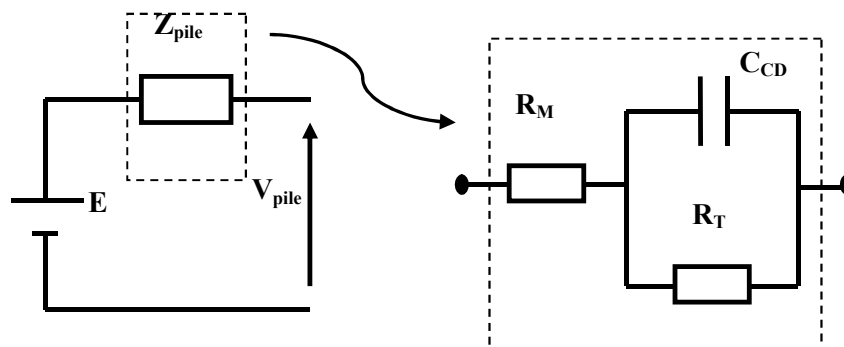


Figure (II.14) Modèle simple de pile à combustible. [22]

II.4.3.a Modélisation dynamique de pile à combustible PEMFC

Il existe un grand nombre de modèles de PEMFC, qui ont généralement chacun leurs propres spécificités et utilités, suivant les phénomènes étudiés. Un modèle utilisé est d'un PEMFC qui est basé sur des relations entre la tension de sortie et les pressions partielles de l'oxygène, l'hydrogène et de l'eau.

Pour la modélisation de PEMFC on prend en considération les hypothèses suivantes : [5],[22],[22],[41],[42]

- Les gaz utilisés pour les réactions chimiques sont du O_2 pur et du H_2 pur ;
- Modélisation choisie uni-dimensionnelle;
- Les pertes de charge sont considérées comme négligeables et seuls les pertes ohmiques et les pertes d'activations seront prises en compte ;

- L'équation de Nernst est appliquée permet de déterminer la tension aux bornes de la PAC.
- La température considère constante;
- Les chutes de pression sont négligeables;
- Le rapport entre les pressions à l'intérieur et l'extérieur des canaux transportant le gaz;
- Le vieillissement des cellules électrochimiques n'été pas considère.

a. Détermination des pressions partielles

L'équation principale des gaz est parfaits donne par l'expression suivante :

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad (\text{II.23})$$

Avec : V le volume du canal anodique et cathodique.

n le nombre de moles de l'élément considère dans le canal de l'anode où dans la cathode.

T la température absolue en (degré *Kelvin*).

R Constante des gaz.

Nous appliquons le dérivé de l'équation (II.24) pour trouver l'équation de pression de H_2 :

$$\frac{dP_{H_2}}{dt} = \frac{RT}{V_{an}} \cdot q_{H_2} \quad (\text{II.24})$$

D'où : q_{H_2} le débit molaire de l'hydrogène

D'autre part, débit molaire q_{H_2} il est divisé en trois composantes qui sont les suivantes:

- Le débit injecté dans la pile $q_{H_2}^{In}$;
- Le débit qui participe à la réaction chimique $q_{H_2}^r$ transforme par des relations électrochimiques en courant; [2]
- Le débit excédent qui sort de la pile: $q_{H_2}^{Out}$.

Donc, l'équation (II.24) peut s'exprimer de la façon suivante:

$$\frac{V_{an}}{R \cdot T} \cdot \frac{dP_{H_2}}{dt} = (q_{H_2}^{In} - q_{H_2}^{Out} - q_{H_2}^r) \quad (\text{II.25})$$

Maintenant on donne l'équation [43]qui exprime le débit participant à la réaction chimique:

$$q_{H_2}^r = \frac{N_0}{2F} \cdot I = 2K_r \cdot I \quad (\text{II.26})$$

Où : N_0 le nombre des cellules en série ;

K_r une constante introduite pour des raisons de modélisation ;

I est le courant de la PAC génère;

F est la constante de faraday = 96 490 C/mol ;

Le débit $q_{H_2}^{Out}$ sortant de l'anode est exprimé en fonction de la pression à l'intérieur de l'électrode. Mais le rapport entre les pressions à l'intérieur et l'extérieur du canal est grand pour poser que l'orifice (un seul) étouffé et la caractéristique suivante pour certaines valeurs de la température ont été varié, selon l'équation suivante : [42],[43]

$$\frac{W}{P} = K \cdot \sqrt{M} \quad (II.27)$$

D'où : W représente le débit massique (Kg/s) ;

K constante de la valve de la surface de l'orifice ($\sqrt{Kmol/g \text{ Atm. } S}$)

P représente la pression à l'intérieur du canal.

De plus, l'expression de la pression $q_{H_2}^{Out}$ par rapport à la pression de l'hydrogène :

$$\frac{q_{H_2}^{Out}}{P_{H_2}} = \frac{K_{an}}{\sqrt{M_{H_2}}} = K_{H_2} \quad (II.28)$$

Avec : K_{H_2} représente constante de valve.

Lorsqu'on tenant en compte les deux équations (II.27) et (II.29) on trouve :

$$\frac{dP_{H_2}}{dt} = \frac{R \cdot T}{V_{an}} \cdot (q_{H_2}^{In} - K_{H_2} \cdot P_{H_2} - 2K_r \cdot I) \quad (II.29)$$

En introduisant l'opérateur de Laplace, on aura l'équation suivante :

$$\frac{V_{an}}{R \cdot T} \cdot P_{H_2} \cdot S + K_{H_2} \cdot P_{H_2} = q_{H_2}^{In} - 2K_r \cdot I \quad (II.30)$$

$$\text{Alors : } K_{H_2} \cdot P_{H_2} \cdot \left(1 + \frac{V_{an}}{R \cdot T \cdot K_{H_2}} \cdot S\right) = q_{H_2}^{In} - 2K_r \cdot I \quad (II.31)$$

En pose : $\tau_{H_2} = \frac{V_{an}}{R \cdot T \cdot K_{H_2}}$, on aura l'équation suivante :

$$P_{H_2} = \frac{(1/K_{H_2})}{1 + \tau_{H_2} \cdot S} \cdot (q_{H_2}^{In} - 2K_r \cdot I) \quad (II.32)$$

De même manière, on détermine les expressions des pressions partielles de l'oxygène et l'eau :

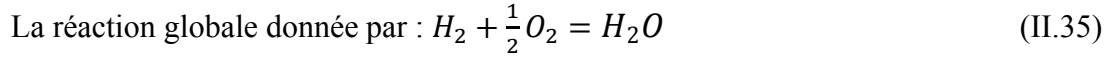
$$P_{O_2} = \frac{(1/K_{O_2})}{1 + \tau_{O_2} \cdot S} \cdot (q_{O_2}^{In} - K_r \cdot I) \quad (II.33)$$

$$P_{H_2O} = \frac{(1/K_{O_2})}{1 + \tau_{H_2O} \cdot S} \cdot (2K_r \cdot I) \quad (II.34)$$

b. Examen du fonctionnement optimale de la PEMFC

Il est très important d'analyser le fonctionnement optimale de la PEMFC en trois examens : [42]

- Rapport entre les débits des réactants



On remarque que le rapport stoechiométrique est entre (2 à 1), un excès de O_2 été toujours considère afin d'accepter une réaction complète que possible.

Le débit d'oxygène peut être contrôlé par la commande du compresseur d'air, un rapport d'équilibre doit être maintenu entre les deux débits:

$$q_{O_2}^{In} = \left(\frac{1}{r_{H-O}} \right) \cdot q_{H_2}^{In} \quad \text{avec } r_{H-O} = 1.168 \quad (\text{II.36})$$

- Rapport entre le débit hydrogène et le courant de la pile

L'équation qui représente la relation entre le courant générer par la PAC été proportionnel au débit d'hydrogène qui y entre, donnée par :

$$N_0 \cdot I = 2F \cdot q_{H_2}^r \quad (\text{II.37})$$

Une autre caractéristique importante pour les piles c'est l'utilisation du carburant qui est le rapport entre le débit participant à la réaction chimique et le débit injecte.

$$U_f = \frac{q_{H_2}^r}{q_{H_2}^{In}} = \frac{q_{H_2}^{In} - q_{H_2}^{Out}}{q_{H_2}^{In}} \quad (\text{II.38})$$

L'utilisation du carburant est comprise entre deux limites :

Cas 1 : $U_f \geq 90 \%$ cela peut interpréter par une -sur utilisation de fuel, ce qui peut entraîner un manque de carburant et cause un dommage permanent de la PAC.

Cas 2 : $U_f \leq 70 \%$ la tension des cellules s'accroîtraient rapidement.

Entre ces deux cas il y a un point optimal pour l'utilisation du carburant, lorsque :

$$U_f = 85 \% \quad \text{avec} \quad q_{H_2}^{ref} = \frac{2K_r \cdot I_{CF}}{U_{Opt}} \quad (\text{II.39})$$

- Contraintes de sécurité

Pour éviter tous les incidents indésirables, une limitation secondaire est imposée sur le débit d'hydrogène en limitant le courant de la pile entre les deux limites d'utilisation du carburant, on utilise l'équation suivante : [41],[BEN.2014]

$$\left(\frac{0.8 \cdot q_{H_2}^{In}}{2K_r} \right) \leq I_{CF} \leq \left(\frac{0.9 \cdot q_{H_2}^{In}}{2K_r} \right) \quad (\text{II.40})$$

Finalement le schéma bloc de la PEMFC est donnée par la figure (II.15) ci-dessous :

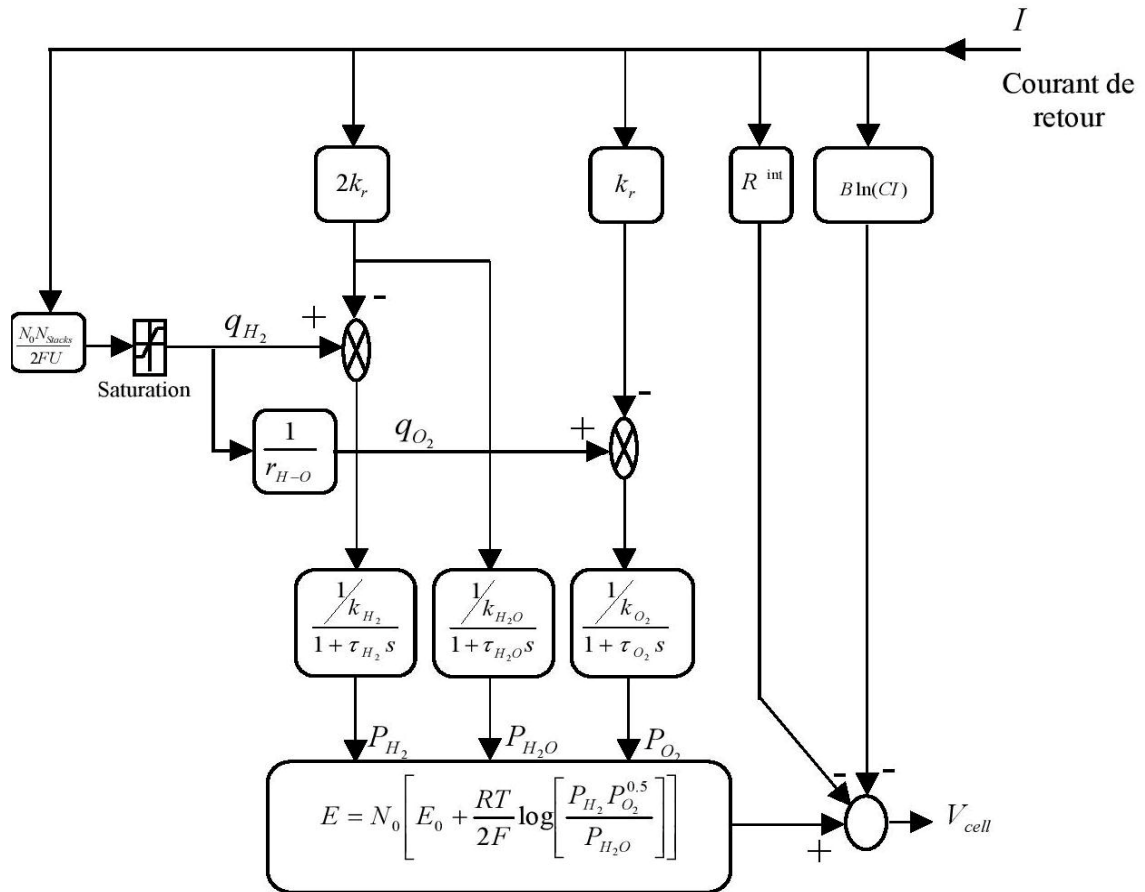


Figure (II.15) Modèle dynamique de la PEMFC

II.4.3.b Modélisation de pile à combustible SOFC

La technologie des piles SOFC est basée essentiellement sur l'utilisation d'un électrolyte solide (ex. électrolyte en céramique) et fonctionne à une température élevée. Le modèle électrique d'une pile SOFC sert à calculer la tension de la pile, il est basé sur l'équation de Nernst et le calcul des différentes tensions. Pour la modélisation de SOFC globale on considère que le comportement thermique d'une cellule est similaire à celle d'un seul Stack.

Les transferts thermiques par conduction, convection et rayonnement sont pris en compte. En raison de dynamiques très différentes, la modélisation se fait en deux étapes, la première étape est la modélisation thermique dont la dynamique est lente. Les températures des éléments (anode, cathode, électrolyte...) sont introduites comme entrées du modèle électrique. [22],[23],[43]

Le modèle SOFC a été implémenté sur Matlab/Simulink, consiste principalement en un sous-modèle thermodynamique et un sous-modèle électrochimique basée sur ses propriétés thermodynamique et électrochimique et sur les lois de conservation de masse et d'énergie est présenté avec la mise en évidence de ses caractéristiques électriques.

Dans la modélisation le potentiel réversible théorique de chaque cellule de pile est calculé par l'équation de Nernst, cette tension est en fonction de la température de fonctionnement et des pressions partielles des éléments chimiques.

Le potentiel de la pile modifie par autres sources d'irréversibilité : l'énergie d'activation de la réaction, les surtensions ohmiques. Cela implique que la tension de pile en charge est donc inférieure à la tension de Nernst. [2],[22],[23]

La courbe suivante présente dans la figure (II.16) montre les trois zones des surtensions :

- *Zone 1*: à faible densité courant, les surtensions d'activation sont les plus influentes.
- *Zone 2*: est une zone linéaire où les surtensions ohmiques sont prépondérantes.
- *Zone 3*: à forte densité de courant, les surtensions de concentration sont les pertes majeures.

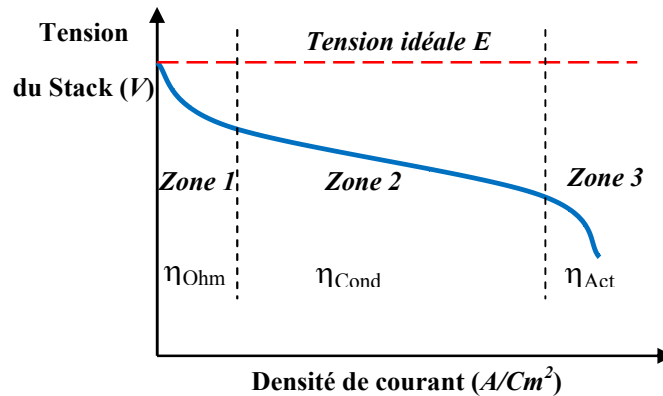


Figure (II.16) Courbe de polarisation théorique d'une pile SOFC

Par conséquent, la tension de la pile donnée par l'expression : [2],[23]

$$U_{Pile} = N_{Cell} \cdot (E - \eta_{Ohm} - \eta_{Cond} - \eta_{Act}) \quad (II.41)$$

Avec : E : Le potentiel de Nernst ;

U_{pile} est la tension de pile (V);

N_{Cell} : Le nombre de cellules ;

η_{Ohm} , η_{Cond} , η_{Act} : Les surtensions Ohmiques, de Concentration et d'Activation.

Afin de simplifier l'analyse, on prend en considération les hypothèses suivantes : [22],[23]

- L'électrolyte conducteur et gaz idéaux.
- Le modèle utilisé étant monodimensionnel;
- Les pressions partielles de H_2 et O_2 décroissent uniformément le long de l'anode, en même temps la pression partielle de vapeur d'eau croît uniformément lors du fonctionnement normal.

– Pour le modèle thermique la zone de combustion n'est pas modélisée, l'air et le combustible sont supposés être préchauffés.

D'après la figure (II.17), des pressions partielles de (O_2 , H_2 et H_2O) à l'anode et à la cathode et leurs valeurs effectives sur les sites de réactions exprimées en termes de paramètres de fonctionnement opérationnel de la pile à combustible (température, combustible, pression de la cathode et l'anode pour calculer la tension de sortie de la SOFC).

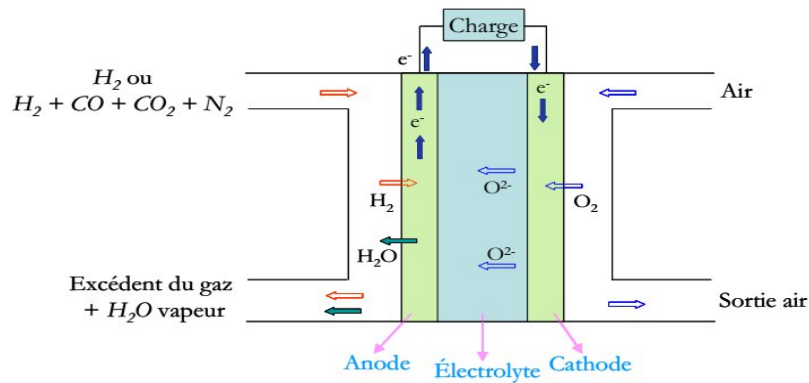


Figure (II.17) Modèle d'une cellule SOFC. [23]

Lorsque le courant de charge est en cours d'élaboration, H_2 et O_2 diffuse à travers les électrodes poreuses pour atteindre les sites de réaction, et le réactif H_2O sera diffusé à l'anode. En conséquence, des gradients de pressions partielles de H_2 , O_2 et H_2O seront formés graduellement le long des canaux de l'anode et la cathode lorsque la pile à combustible est sous charge. [2],[23]

a. Calcul des pressions partielles

Pour calculer les pressions partielles, on donne l'exemple d'Hydrogène [23], [44]:

$$P_{H_2} \cdot V_{an} = n_{H_2} \cdot R \cdot T \quad (II.42)$$

Où : n_{H_2} est le nombre d'atomes d'hydrogène dans le canal anodique.

V_{an} est le volume de l'anode.

R : Constante molaire universelle des gaz parfaits égale $8.3143 \text{ J}/(\text{mol.K})$

T : Température de gaz (K)

Dans le cas de la variation de nombre de moles existant dans le volume anodique, la variation de la pression s'écrit sous la forme suivante :

$$\frac{dP_{H_2}}{dt} = \frac{R \cdot T}{V_{an}} \cdot \Delta n_{H_2} \quad (II.43)$$

Soit : Δn_{H_2} le débit molaire de l'hydrogène (mol/s)

Cette variation est liée au débit molaire injecté $N_{H_2}^{in}$ à l'entrer de la pile, le débit du combustible qui participe à la réaction chimique $N_{H_2}^r$ et le débit du combustible qui sort de la pile $N_{H_2}^0$:

$$\Delta n_{H_2} = (N_{H_2}^{in} - N_{H_2}^0 - N_{H_2}^r) \quad (\text{II.44})$$

Alors :

$$\frac{dP_{H_2}}{dt} = \frac{R \cdot T}{V_{an}} \cdot (N_{H_2}^{in} - N_{H_2}^0 - N_{H_2}^r) \quad (\text{II.45})$$

Conformément aux relations électrochimiques [23],[43],[44] le débit de H_2 ou de O_2 qui participent à la réaction peut être calculé en fonction du courant traversant la pile "Stack":

$$N_{H_2}^r = \frac{N_0 \cdot I}{2F} = 2K_r \cdot I \quad (\text{II.46})$$

Où : $K_r = \frac{N_0}{4F}$ est une constante définie pour simplifier le modèle;

N_0 est le nombre des cellules en série ;

F est la constante de faraday = 96 490 C/mol ;

On doit exprimer le débit molaire d'hydrogène qui sort de l'anode en fonction de sa pression à l'intérieur d'électrode [23],[43],[44]. Par conséquent, on prend le cas général d'un orifice considéré étouffé, ce qui est montré à la figure (II.18), alimenté avec une mixture de gaz ayant la masse molaire moyen M (Kg/Kmol).

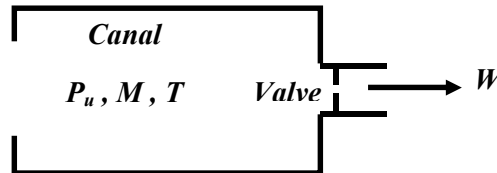


Figure (II.18) Comportement du gaz dans un canal

Cette valve présente la caractéristique suivante pour une certaine valeur de la température T :

$$\frac{W}{P_u} = K\sqrt{M} \quad (\text{II.47})$$

Où : P_u est la pression à l'intérieur du canal (atm)

W le débit de masse (Kg/s).

K est la constante de la valve qui dépend principalement de la surface d'orifice on ($Kmol.Kg(atm.s)$). Cela nous permet d'exprimer le débit molaire d'hydrogène qui sort de l'anode $N_{H_2}^0$ en fonction de la pression à l'intérieur d'électrode P_{H_2} par la relation suivante :

$$N_{H_2}^0 = K_{H_2} \cdot P_{H_2} \quad (\text{II.48})$$

Alors, la relation (II.45) devient :

$$\frac{dP_{H_2}}{dt} = \frac{R \cdot T}{V_{an}} \cdot (N_{H_2}^{in} - K_{H_2} \cdot P_{H_2} - 2K_r \cdot I) \quad (II.49)$$

L'application de la transformée de Laplace à l'équation (II.49) nous permet d'obtenir:

$$P_{H_2}(S) = \frac{1/K_{H_2}}{1+(V_{an}/R \cdot T \cdot K_{H_2}) \cdot S} \cdot \left(N_{H_2}^{in} - \frac{2N_0 \cdot I}{4F} \right) \quad (II.50)$$

On posant : $\tau_{H_2} = (V_{an}/R \cdot T \cdot K_{H_2})$ il vient :

$$P_{H_2}(S) = \frac{1/K_{H_2}}{(1+\tau_{H_2} \cdot S)} \cdot \left(N_{H_2}^{in} - \frac{2N_0 \cdot I}{4F} \right) \quad (II.51)$$

Nous suivons les mêmes étapes pour le cas d' O_2 et de H_2O , nous obtenons :

$$P_{O_2}(S) = \frac{1/K_{O_2}}{(1+\tau_{O_2} \cdot S)} \cdot \left(N_{O_2}^{in} - \frac{2N_0 \cdot I}{4F} \right) \quad (II.52)$$

$$P_{H_2O}(S) = \frac{1/K_{H_2O}}{(1+\tau_{H_2O} \cdot S)} \cdot \left(\frac{2N_0 \cdot I}{4F} \right) \quad (II.53)$$

Où :

$$\tau_{O_2} = (V_{Cathode}/R \cdot T \cdot K_{O_2}) \quad (II.54)$$

$$\tau_{H_2O} = (V_{an}/R \cdot T \cdot K_{H_2O}) \quad (II.55)$$

b. Rapport optimal entre les débits des réactants

Le rapport stœchiométrique entre le H_2 et le O_2 entre 1 et 2, donc l'oxygène est toujours fourni en excès afin de permettre la réaction la plus complète avec l'hydrogène. Pour maintenir la différence de pressions en dessous 4 KPa en conditions normales [22],[23],[43]. Il faut que le rapport r_{H_2O} entre les débits d' H_2 et d' O_2 soit environ 1,145

Pour conserver ce rapport, le débit de O_2 est contrôlé indirectement par l'action sur la vitesse du compresseur d'air. Le temps de réponse de la boucle de réglage de la vitesse du compresseur est très faible par rapport aux constantes de temps qui interviennent dans la description du processus négligé par la suite.

$$N_{O_2}^{in} = (1/r_{H_2O}) \cdot N_{H_2}^{in} \quad (II.56)$$

De l'équation (II.41), la tension de la pile s'écrit comme suivant :

$$U_{Pile} = N_0 \cdot \left(E^0 + \frac{R \cdot T}{nF} \log \left(\frac{P_{O_2}^{0.5}(S) \cdot P_{H_2}(S)}{P_{H_2O}(S)} \right) - \frac{R \cdot T}{nF} \ln(1 - (i/i_1)) - \frac{R \cdot T}{\alpha_c \cdot nF} \log(i/i_0) - \alpha \cdot \exp \left(\beta \cdot \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \right) \right) \quad (II.57)$$

Le système des équations précédentes (II.51), (II.52) (II.53) et (II.57) permettent d'obtenir le schéma bloc du modèle dynamique de la SOFC comme le montre la figure (II.19):

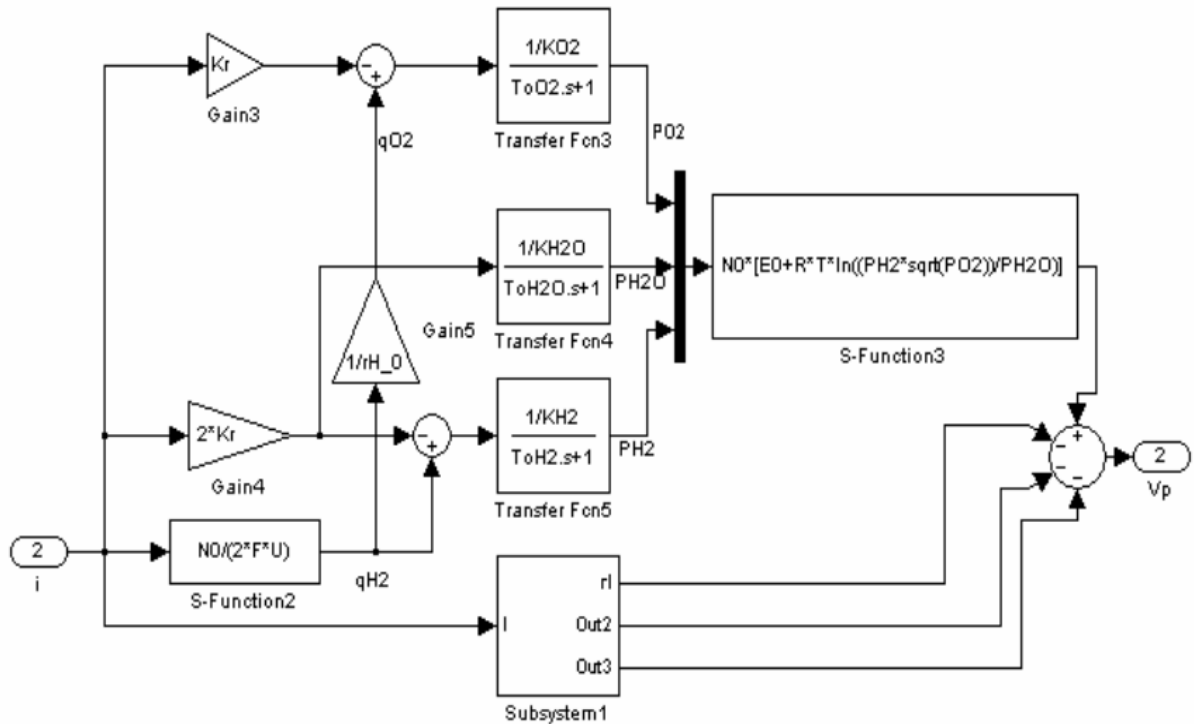


Figure (II.19) Modèle dynamique de la pile SOFC

II.4.4 Modélisation des éléments de stockage d'énergie

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires sont en général de type Plomb-Acide (*Pb*). Les batteries Cadmium-Nickel (*NiCd*) ne sont que rarement utilisées, car leur prix est beaucoup plus élevé.

II.4.4.a Modèle simple d'une batterie (plomb-Acide)

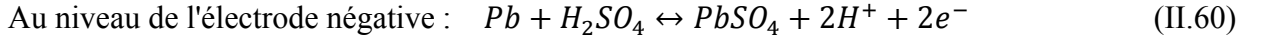
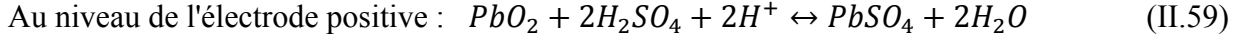
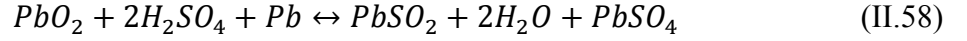
Dans les systèmes hybrides isolés, des batteries sont souvent utilisées pour garantir l'équilibre production/consommation et pour lisser les variations de puissance. La capacité énergétique de la batterie (en *Wh*) dépend des quantités et de la nature des éléments chimiques compris dans la cellule.

- L'anode est l'électrode à laquelle l'oxydation (perte d'un ou plusieurs électrons) se produit et à partir de laquelle les électrons vont alimenter le circuit extérieur (la charge).

- La cathode est l'électrode à laquelle se produit la réduction (gain d'un ou plusieurs électrons); les électrons revenant de la charge arrivent sur cette électrode.

En décharge, l'anode est la borne négative de la batterie est la cathode la borne positive. Par contre, en charge, l'électrode négative est la cathode et l'électrode positive est l'anode, les électrons circulant alors dans le sens inverse.

Chaque cellule de batterie plomb fourni une tension moyenne de $2V$. La réaction globale dans la batterie donnée par les équations électrochimiques suivantes :



Pour la modélisation on représente une batterie par le circuit électrique suivant:

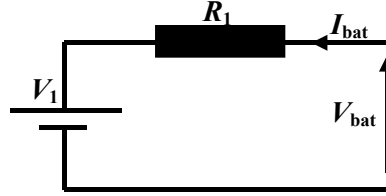


Figure (II.20) Modèle de la batterie (Pb).

$$\text{La tension aux bornes de la batterie donnée par : } V_{bat} = V_1 + I_{bat} \cdot R_1 \quad (II.61)$$

a. Mode de charge : [2],[24]

$$V_{ch} = V_1 = (2 + 0.148 + SOC(t)) \cdot n_S \quad (II.62)$$

$$R_{ch} = R_1 = \frac{0.758}{SOC_m} + \frac{[0.1309/(1.06-SOC(t))]}{SOC_m} \cdot n_S \quad (II.63)$$

Avec : $SOC(t)$ l'état de charge actuelle (%).

b. Mode de décharge : [2],[24]

$$V_{ch} = V_1 = (2 + 0.148 + SOC(t)) \cdot n_S \quad (II.64)$$

$$R_{dch} = R_1 = \frac{0.19}{SOC_m} + \frac{[0.1037/(SOC(t)-0.14)]}{SOC_m} \cdot n_S \quad (II.65)$$

En calculant la valeur de l'incrément de SOC dans un différentiel de temps en tenant compte de l'auto-décharge et l'efficacité de décharge de charge. Pour cela le plus important dans cette partie c'est d'estimer la valeur de $SOC(t)$ par l'équation suivante :

$$SOC(1 + dt) = SOC(t) \cdot (1 - D \cdot dt/3600) + K \cdot (V_{bat} \cdot I_{bat} - R \cdot I_{bat}^2) \cdot dt/3600 \quad (II.66)$$

Le temps il fait supposer avoir des unités des seconds certains termes doivent être divisés par 3600 afin que les SOC ayant été en Wh . Cette valeur peut être modifiée pour compenser les unités de temps de minutes (60), heures (1), ou tout autre accroissement (*divisions / heure*).

$$SOC(1 + dt) = SOC(t) \cdot (1 - D \cdot dt/60) + K \cdot (V_{bat} \cdot I_{bat} - R \cdot I_{bat}^2) \cdot dt/60 \quad (II.67)$$

Enfin par l'intégration de l'équation précédente, on trouve $SOC(t)$:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \int_{t-1}^t \frac{(K \cdot V_1 + I_{bat})}{60 \cdot SOC_m} - \frac{SOC(t-1)}{60} \cdot D dt \quad (II.68)$$

II.4.4.b Modèle d'un supercondensateur

La technologie des supercondensateurs a été choisie dans notre travail, plusieurs modélisations peuvent les caractériser. Un supercondensateur peut être modélisé par une succession de circuits RC (R_{SSC} et C_{SSI} ; $i=1 \dots n$) en cascade, en série avec une inductance L_{SSC} . [24],[28]

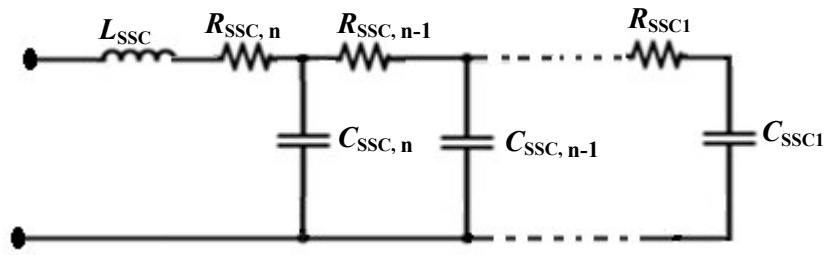


Figure (II.21) Modèle d'un supercondensateur à partir de circuits RC en cascade. [28]

Un banc de N_{SSC} supercondensateur en série aussi modélisé par une capacité (C_{SSC}/ N_{SSC}) en série avec une résistance ($N_{SSC} \times R_{SSC}$). De plus, l'impédance d'un banc de composants identiques en série. La pulsation électrique (ω_e) du circuit considéré donnée par l'équation suivante :

$$Z_{SC} = N_{SSC} \cdot \left(R_{SSC} + \frac{1}{j \cdot \omega_e \cdot C_{SSC}} \right) \quad (II.69)$$

Le modèle précédent de l'application SEH à base d'un GPV peut être représenté une capacité C_{PSC} en parallèle avec une résistance ($R_{PSC}=1/ Y_{SC}$), alors l'impédance devient:

$$Z_{SC} = N_{SSC} \cdot \left(\frac{-j + \omega_e \cdot R_{SSC} \cdot C_{SSC}}{\omega_e \cdot C_{SSC}} \right) = \frac{R_{PSC}}{j \cdot R_{PSC} \cdot C_{PSC} \cdot \omega_e + 1} \quad (II.70)$$

$$= \frac{R_{PSC} - j \cdot R_{PSC}^2 \cdot C_{PSC} \cdot \omega_e}{(R_{PSC} \cdot C_{PSC} \cdot \omega_e)^2 + 1} \quad (II.71)$$

La résolution de l'équation précédente permet de déduire C_{PSC} et R_{PSC} :

$$N_{SSC} \cdot R_{SSC} \cdot C_{PSC}^2 \cdot \omega_e^2 \cdot R_{PSC}^2 - R_P + N_{SSC} = 0 \quad (II.72)$$

$$N_{SSC} \cdot R_{PSC}^2 \cdot \omega_e^2 \cdot C_{PSC}^2 - R_{PSC}^2 \cdot C_{SSC} \cdot \omega_e^2 \cdot C_{PSC} + N_{SSC} = 0 \quad (II.73)$$

Dans ce cas Le modèle équivalent d'un supercondensateur est représenté la figure (II.22) suivante :

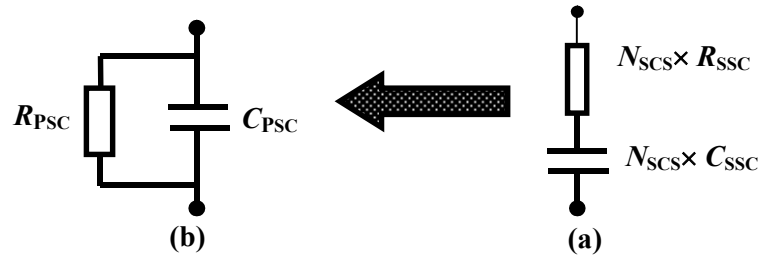


Figure (II.22) Modèle et circuit équivalent d'un supercondensateur: (a) avec résistance série (R_{SSC}), (b) avec résistance parallèle (R_{PSC})

La procédure de charge et la décharge en fonction du temps donnée par :

$$V_{sc\ Charge}(t) = V_{sc\ max} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{sc}}}\right) \quad \text{et} \quad V_{sc\ Décharge}(t) = e^{-\frac{t}{\tau_{sc}}} \quad (\text{II.74})$$

Où : τ_{sc} : la constante de temps = $R_{SSC} \times C_{SSC}$

$V_{SC\ max}$: la tension maximale $2,5\ V \times N_{SSC} = 2,5\ V \times 96 = 240\ V$

II.4.5 Modélisation des convertisseurs (DC/DC)

Dans un système énergétique hybride composé de sources continues, les hacheurs contrôlent la puissance et la tension de sortie. Les hacheurs sont des convertisseurs (DC/DC) permettent d'obtenir une tension fixe ou variable à partir d'une tension continue quelconque.

La tension continue de départ peut être la tension de sortie d'un PAC, un supercondensateur, une batterie, ou un système photovoltaïque. Il existe trois types d'hacheurs non isolés : hacheur élévateur (Boost), Hacheur abaisseur (Buck), et hacheur abaisseur-élévateur (Buck-Boost). Dans ce chapitre, on s'intéresse particulièrement à l'exemple des hacheurs de type Boost, qui sont souvent utilisés pour contrôler la sortie des sources d'énergies continues dans les (SEH). [33],[37]

Cette partie est subdivisée en deux parties : au début une aperçu de fonctionnement d'hacheur élévateur, puis nous expliquons son modèle et ses modes de contrôle.

II.4.5.a Hacheur (Buck-Boost)

Dans ce convertisseur (Buck-Boost), d'après la figure (II.23), la tension peut être augmentée ou diminuée selon le mode de commutation. Cependant, La tension de sortie est de signe opposé à la tension d'entrée [33],[37]. Lorsque le transistor est sur la position (ON) le courant dans l'inductance augmente, l'énergie est stockée, et La tension à travers l'inductance est renversée et

l'énergie stockée se transfère vers la charge via la diode dans le cas inverse où le commutateur tourne sur la position (*OFF*). La tension aux bornes de la charge en conduction continue donnée par l'équation suivante:

$$V_S = \frac{\alpha}{1-\alpha} V_i \tag{II.75}$$

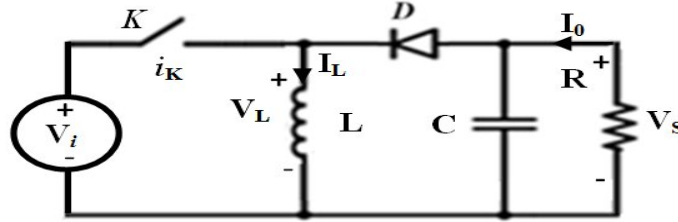


Figure (II.23) Circuit électrique du hacheur (Buck/Boost)

II.4.5.b Hacheur Boost

Le schéma d'un hacheur Boost est représenté dans la figure (II.24):

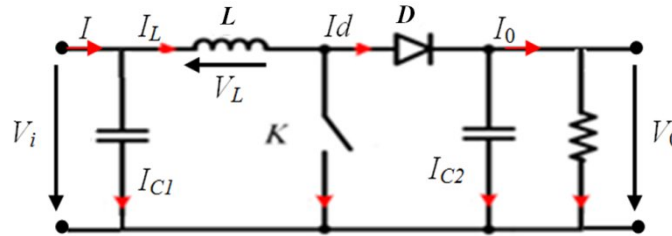


Figure (II.24) Circuit idéal d'un hacheur Boost

– À $t \in [0, \alpha T_K]$ commutateur K est fermé : le courant dans l'inductance croît progressivement, emmagasinant de l'énergie au fur et à mesure, jusqu'à la fin de cette première période.

$$\begin{aligned} i_{C1}(t) &= C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \\ i_{C2}(t) &= C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = -i_0(t) \\ v_L(t) &= L \frac{di_L(t)}{dt} = v_i(t) \end{aligned} \tag{II.76}$$

– À $t \in [\alpha T_K, T_K]$ commutateur K est ouvert: elle génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge à travers la diode d'où les équations ci-dessous:

$$\begin{aligned} i_{C1}(t) &= C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \\ i_{C2}(t) &= C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \\ v_L(t) &= L \frac{di_L(t)}{dt} = v_i(t) - v_0(t) \end{aligned} \tag{II.77}$$

L'approximation d'ondulation simplifier les équations (II.77), pour obtenir :

$$\begin{aligned} i_{C1} &= I - I_L \quad ; \quad i_{C1} = -I_0 \\ i_{C2} &= I - I_L \quad ; \quad i_{C2} = I_L - I_0 \\ v_L &= V_i - V_0 \quad ; \quad v_L = V_i \end{aligned} \quad (\text{II.78})$$

Pour trouver les valeurs moyennes i_{C1}, i_{C2} et V_i pendant toute la période T_K , nous utilisons l'équation :

$$x(t) = 1/T_S \int_t^{t+T_S} x(\tau) d\tau = \frac{1}{T} \left[\int_t^{t+\alpha T_S} x|_{[0, \alpha T_S]}(\tau) d\tau + \int_{t+\alpha T_S}^{t+T_S} x|_{[\alpha T_S, T_S]}(\tau) d\tau \right] \quad (\text{II.79})$$

En régime permanent les valeurs moyennes :

$$\begin{aligned} \langle i_{C1}(t) \rangle &= \alpha(I - I_i) + \alpha'(I - I_L) = 0 \\ \langle i_{C2}(t) \rangle &= \alpha(-I_0) + \alpha'(I_L - I_0) = 0 \\ \langle v_L(t) \rangle &= \alpha V_i + \alpha'(V_i - V_0) = 0 \end{aligned} \quad (\text{II.80})$$

Avec $\alpha = 1 - \alpha'$ on peut simplifier les équations comme suit :

$$I = I_L \quad ; \quad I_0 = \alpha' I_L \quad ; \quad V_i = \alpha' V_0 \quad (\text{II.81})$$

Enfin, on peut exprime le rapport de conversion $M(\alpha)$ sous la forme :

$$M(\alpha) = \frac{V_0}{V_i} = \frac{V_0}{\alpha'} = \frac{1}{1-\alpha} \quad (\text{II.82})$$

Les convertisseurs Boost sont souvent utilisés pour des applications de faibles puissances comme les dispositifs d'éclairage portatifs, ils peuvent aussi livre des tensions plus élevées pour les applications de fortes puissances [33],[37]. Les hacheurs Boost peut fonctionner en deux modes : le mode de conduction continue (mode MCC) où le courant traversant l'inductance (I_L) ne s'annule jamais. Pour le deuxième mode de conduction discontinue (mode MCD) le courant (I_L) égal à zéro durant une partie de la période de découpage.

Dans le but de stabiliser cette tension de sortie, il existe deux stratégies de commande, une première stratégie centrée autour de boucle de contrôle de la tension (BCT) et la seconde à construire deux boucles de contrôle de la tension et du courant (BCTC). [24]

En général, on a deux techniques plus répandue pour la commande des convertisseurs DC/DC :

– **Technique linéaire** : consiste utilisée des correcteurs linéaires (PI ou PID) elle a été utilise de nombreuses applications. Ces contrôleurs sont conçus en utilisant un petit modèle signal autour d'un point d'équilibre nominal, cette approche de contrôle donne des résultats satisfaisants.

– **Technique non linéaire (NL)** : consiste à appliquer un mécanisme de commande NL par commande mode de glissement (CMG) par exemple, largement utilisé dans les convertisseurs de puissance de par ses propriétés de stabilité, de robustesse et de bande passante élevée.

Cette technique consiste à amener la trajectoire d'état du système considéré vers une surface de commutation où une logique de commutation adaptée la fera osciller de part et d'autre de celle-ci jusqu'à convergence vers le point d'équilibre situé sur cette surface. Son principal inconvénient est de générer des signaux de commande à fréquence variable. Néanmoins, ce dernier peut devenir fixe par l'utilisation de MLI. Pour notre travail on utilise un hacheur Boost pour la gestion d'énergie d'un système énergétique hybride.

a. Contrôle de tension de sortie de la source par boucle (BCT)

Cette boucle BCT la plus simple et la plus utilisée elle suit les variations de tension de sortie et ajuste le rapport cyclique. En conséquence, le système de contrôle génère le rapport cyclique du signal de commande de l'interrupteur en regardant la différence entre la tension de sortie et sa consigne d'après la figure (II.25).

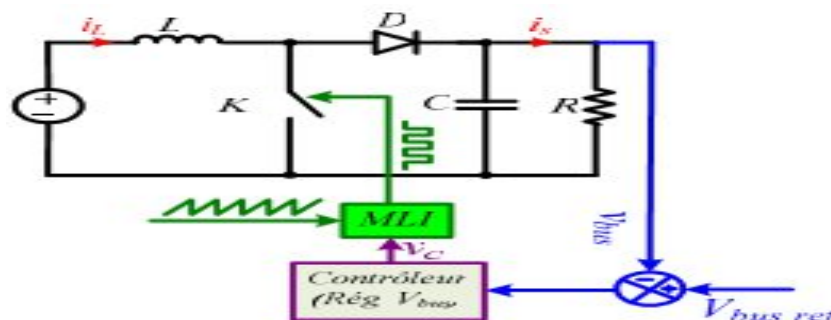


Figure (II.25) Boucle contrôle de la tension (BCT). [24]

Néanmoins, les inconvénients de la BCT : est le fait que, tout changement dans la source d'énergie ou la charge est perçue après un changement de la tension de sortie et compensé par la boucle de tension. Il y a alors un retard inévitable lors de perturbations en régime transitoire qui se traduisent souvent par des surintensités importantes dans l'hacheur. Cet inconvénient interdit l'usage pour les applications de fortes puissances où la maîtrise du courant inductif est obligatoire. [24],[33],[37]

b. Contrôle de tension et du courant de sortie de la source par boucle (BCTC)

Le contrôle en boucle (BCTC) muni par deux boucles la première de tension (boucle externe lente) fournit la référence à la boucle deuxième de courant (boucle interne rapide) comme montre dans la figure (II.26). L'utilisation d'une boucle de contrôle du courant permet de parfaitement maîtriser la référence de courant et donc le courant même pendant les phases

transitoires (sous réserve d'utiliser un régulateur de courant à haut performance dynamique). Ce mode de contrôle est généralement utilisé en moyenne et forte puissances. [24],[33],[37]

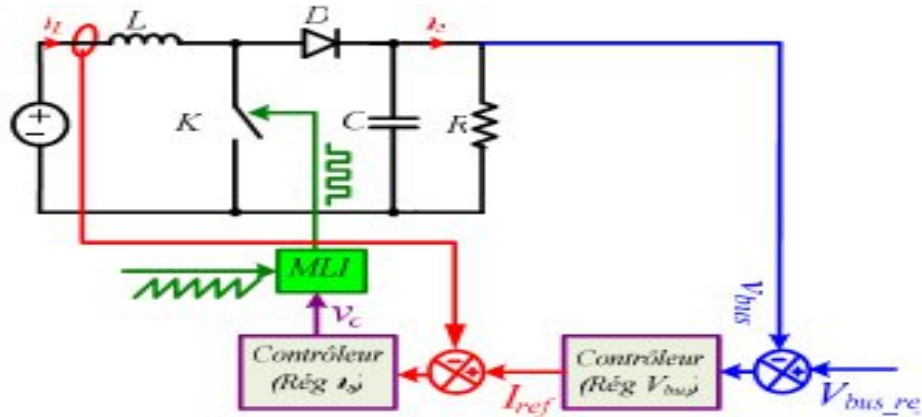


Figure (II.26) Boucle contrôle de la tension et du courant (BCTC). [24]

II.4.6 Modélisation des convertisseurs (DC/AC)

L'intégration des convertisseurs multiniveaux dans les installations industrielles ont été motivées par des avantages énergétiques de ce dernier tel que : la diminution des pertes de puissance et la réduction du volume des filtres (si nécessaires). La réduction très significative du taux de distorsion harmonique du courant puis l'amélioration du facteur de puissance, la réduction des contraintes électriques aux bornes des interrupteurs statiques.

Pendant, parmi les inconvénients, par exemple : le nombre élevé de composants électriques, la nécessité d'équilibrer les tensions aux bornes des condensateurs du bus barre continu. En effet, il existe plusieurs topologies des onduleurs multiniveaux, nous choisissons deux topologies (NPC et Cascade) qui utilisée surtout dans les applications étudiée par la suite [45],[46],[47],[48]

II.4.6.a Onduleur (NPC) à trois niveaux

Cette sous-section est consacrée à la modélisation et le fonctionnement de l'onduleur NPC (Neutral Point Clamping) à trois niveaux. Les onduleurs multiniveaux permettent de monter en puissance, donc ils sont plus adaptés aux applications de fortes puissances. [45],[46],[48],[49]

Ceci ce fait par l'augmentation du nombre des niveaux de tension générés par l'onduleur imposée sur chaque période des commutations judicieusement placées de manière à faire varier la valeur du fondamental de la tension de sortie tout en minimisant le contenu harmonique.

L'onduleur triphasé à trois niveaux à structure NPC à point milieu est composé de trois bras symétriques, chaque bras est constitué de quatre paires (Diode/Transistor) qui constituent par des interrupteurs bidirectionnels en courant commandable à l'amorçage et au blocage, et deux diodes médianes notées DD_{K0} et DD_{K1} permettant d'avoir le niveau zéro de la tension de sortie de l'onduleur V_{KM} . La figure (II.27) représente la structure de l'onduleur NPC à trois niveaux caractérisé par : [45],[46],[48],[49]

- Les tensions continus d'entrée U_{c1} , U_{c2} ;
- Les tensions alternatives de sortie V_A , V_B , V_C ;
- Les courants de sortie i_1 , i_2 , i_3 .
- Les courants i_{D0} , i_{D1} et i_{D2} fixent le sens de transfert d'énergie (Transistor/Diode).

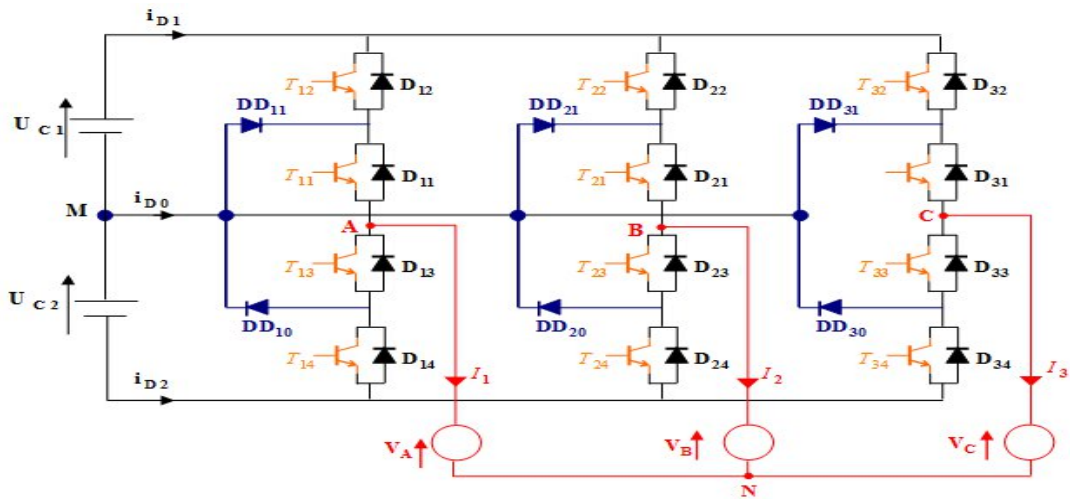


Figure (II.27). Structure d'onduleur NPC à trois niveaux

a. Modélisation d'un bras de l'onduleur NPC à trois niveaux

Grace à la symétrie de structure d'onduleur NPC à trois niveaux, nous étudions la modélisation par bras, d'après la figure (II.28). Sans a priori sur la commande, ensuite, on peut déduire le modèle complet de l'onduleur. [50]

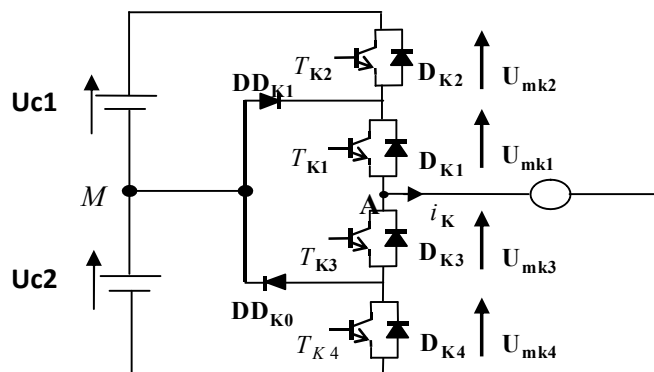


Figure (II.28) Bras d'un onduleur NPC à trois niveaux

Chaque paire (Transistor-Diode) est présentée par un seul interrupteur bidirectionnel (TD_{KS}) selon la figure (II.29).

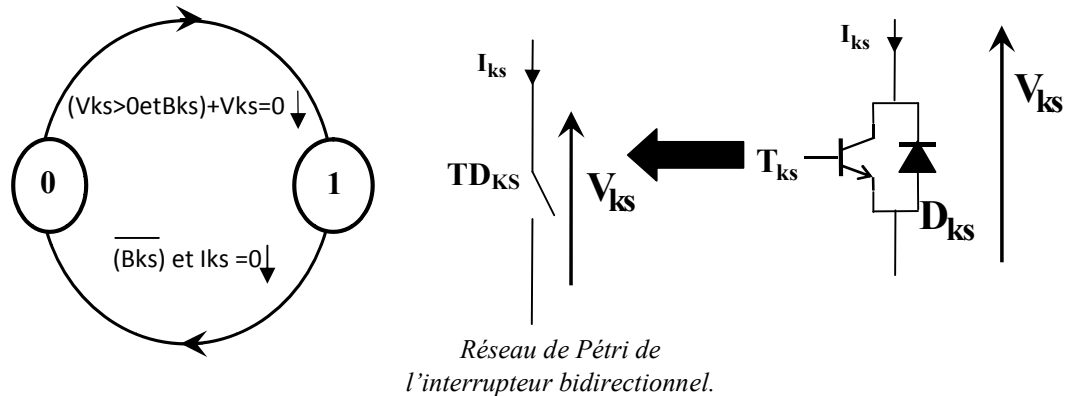


Figure (II.29) Interrupteur bidirectionnel (Transistor-Diode)

Le réseau de Pétri décrit le fonctionnement dynamique de l'interrupteur dans le cas idéal comme un élément énergiquement neutre (puissance instantanée supposée toujours nulle). L'ouverture et la fermeture des interrupteurs dépendent de :

- La commande externe B_{KS} (ordre d'amorçage où de blocage des TD_{KS}).
- Une commande interne définie par les signes des courants du bras et des tensions TD_{KS} .

Un convertisseur est dit en mode commandable si les transitions entre ses différentes configurations dépendent uniquement de la commande externe (commande des bases des semi-conducteurs) et non plus des commandes internes (grandeurs électriques).

Pour la modélisation d'un onduleur (NPC) à trois niveaux, on a opte les hypothèses suivantes :

- Le système triphasé est équilibré.
- La chute de tension aux bornes des semi-conducteurs est supposée faible devant U_c .

b. Fonctionnement d'un bras d'onduleur (NPC) à trois niveaux

Une analyse topologique d'un bras d'onduleur NPC à trois niveaux montre cinq configurations possibles de (C_0 à C_4) selon la figure (II.30). On utilise la tension V_{AM} qui est totalement définie par l'état des quatre interrupteurs par bras pour décrire les différentes séquences de fonctionnement de l'onduleur NPC à trois niveaux : [46],[47]

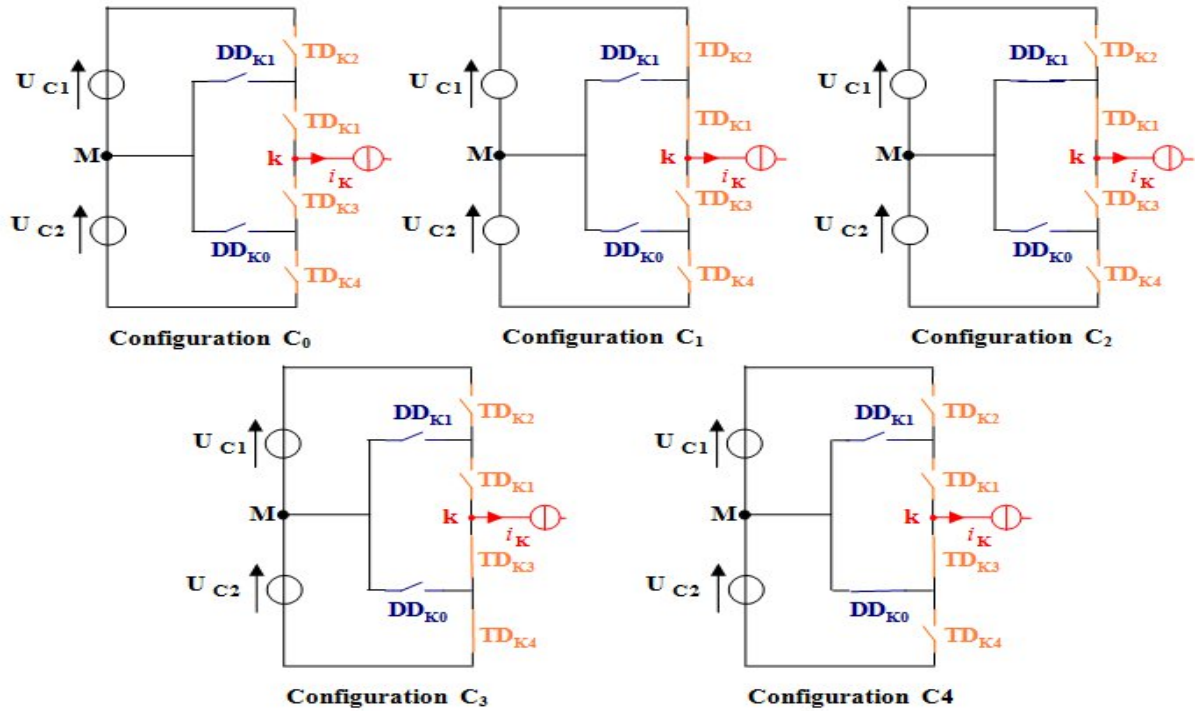


Figure (II.30) Les configurations possibles du fonctionnement d'un bras

Le tableau (II.2) donne les configurations possibles en fonction de V_K (nœud K du bras K):

Configurations possibles	Grandeur caractéristique
C_0	$I_K = 0$
C_1	$V_K = + U_{C1}$
C_2	$V_K = 0$
C_3	$V_K = - U_{C2}$
C_4	$V_K = 0$

Tableau (II.2) Configurations possibles en fonction de V_K

Chaque bras est équivalent à un interrupteur permettant d'obtenir en sortie trois niveaux de tension U_{C1} , 0 et $-U_{C2}$. Les trois niveaux peuvent être générés par les quatre états suivants :

- État (1) : Quand TD_{K1} et TD_{K2} sont fermés, les diodes DD_{K0} et DD_{K1} ne conduisent pas et la phase est connectée au potentiel positif du circuit de bras, donc la tension sera $U_{C1}+U_{C2}=2 \cdot U_C$
- État (2) : Quand TD_{K1} et TD_{K3} sont fermés, et par conséquent TD_{K2} et TD_{K4} sont bloqués, la phase est connectée au point milieu "M", ainsi les diodes DD_{K1} et DD_{K0} indépendamment du signe du courant, cela permet de générer le niveau Zéro (Nome: Neutral Point Clamped)
- État (3) : Quand TD_{K3} et TD_{K4} sont fermés, les diodes DD_{K1} et DD_{K0} ne conduisent pas et la phase est connectée avec la potentielle négative du bras .Ainsi, l'onduleur génère l'état minimum ($2 \cdot U_C$)

– État (4) (où l'état interdit) : Quand TD_{K2} et TD_{K4} sont fermés, est par conséquent TD_{K1} et TD_{K3} sont Bloqués, cet état est indéfini est donc interdit dans le fonctionnement normal de l'onduleur.

On définit la commande complémentaire suivante : $B_{K1} = \bar{B}_{K4}$; $B_{K2} = \bar{B}_{K3}$ (II.83)

D'où : B_{KS} est le signal de commande du transistor T_{KS} du bras (K)

Le tableau (II.3) résume les tensions possibles de sortie et les éléments conducteurs pour chaque état de commutation du bras.

Etat de commutation				Tension de sortie	Eléments conducteurs	
B_{K1}	B_{K2}	B_{K3}	B_{K4}		$I > 0$	$I < 0$
1	1	0	0	$\pm U_C$	TD_{K1} et TD_{K2}	DD_{K0} et DD_{K1}
1	0	1	0	$\pm (U_C/2)$	DD_{K1} et TD_{K2}	DD_{K0} et TD_{K1}
0	0	1	1	0	DD_{K0} et DD_{K1}	TD_{K3} et TD_{K4}
0	1	0	1		Etat indéfini	

Tableau (II.3) Commutation complémentaire des états de commutation d'interrupteurs

c. Fonctions de connexion des interrupteurs d'onduleur NPC

On définit la fonction de connexion comme étant une fonction qui décrit l'état de chaque interrupteur TD_{KS} (Ouvert ou ferme) ,d'après cette fonction :

$$\begin{cases} F_{KS} = 1 & \text{si } TD_{KS} \text{ fermé} \\ F_{KS} = 0 & \text{si } TD_{KS} \text{ ouverte} \end{cases} \quad (\text{II.84})$$

En traduisant la commande complémentaire par les fonctions de connexion des interrupteurs du bras K ($K=1, 2$ et 3), on trouve :

$$F_{K1} = 1 - F_{K4} \quad \text{et} \quad F_{K2} = 1 - F_{K3} \quad (\text{II.85})$$

La commande complémentaire pour les trois bras est exprimée par ces fonctions :

$$\begin{aligned} F_{11} &= 1 - F_{14} \quad \text{et} \quad F_{12} = 1 - F_{13} \\ F_{21} &= 1 - F_{24} \quad \text{et} \quad F_{22} = 1 - F_{23} \\ F_{31} &= 1 - F_{34} \quad \text{et} \quad F_{32} = 1 - F_{33} \end{aligned} \quad (\text{II.86})$$

Puis, dans la deuxième étape, on définit une fonction F_{Km}^b de connexion d'un demi-bras.

$$m = \begin{cases} 0 & \text{pour le demi-bras du bas} \\ 1 & \text{pour le demi-bras du haut} \end{cases}$$

Au moyen des fonctions de connexion des interrupteurs on exprime les fonctions de connexion des demi-bras par les fonctions :

$$F_{K1}^b = F_{K1} \cdot F_{K2} \quad \text{et} \quad F_{K0}^b = F_{K3} \cdot F_{K4} \quad (\text{II.87})$$

D'où la fonction de connexion du demi-bras $F_{Km}^b = 1$ dans le cas où les deux interrupteurs du demi-bras sont fermés, et $F_{Km}^b = 0$ dans le cas contraire.

d. Fonctions de conversion des tensions

On désigne V_A, V_B, V_C les tensions simples aux bornes de chaque phase de la charge, et V_{AM}, V_{BM} et V_{CM} les tensions de phase par rapport au point milieu "M" côté de l'alimentation continue d'onduleur. Les tensions simples sont données par le système suivant :

$$\begin{cases} V_{AM} = F_{11} \cdot F_{12} \cdot V_{C1} - F_{13} \cdot F_{14} \cdot V_{C2} \\ V_{BM} = F_{21} \cdot F_{22} \cdot V_{C1} - F_{23} \cdot F_{24} \cdot V_{C2} \\ V_{CM} = F_{31} \cdot F_{32} \cdot V_{C1} - F_{33} \cdot F_{34} \cdot V_{C2} \end{cases} \quad (\text{II.88})$$

En introduisant les fonctions de connexion des demi-bras de l'équation (II.87), on aura :

$$\begin{cases} V_{AM} = F_{11}^b \cdot V_{C1} - F_{10}^b \cdot V_{C2} \\ V_{BM} = F_{21}^b \cdot V_{C1} - F_{20}^b \cdot V_{C2} \\ V_{CM} = F_{31}^b \cdot V_{C1} - F_{30}^b \cdot V_{C2} \end{cases} \quad (\text{II.89})$$

D'où les tensions composées données par :

$$\begin{aligned} U_{AB} &= V_{AM} - V_{BM} = (F_{11}F_{12} - F_{21}F_{22}) \cdot U_{C1} - (F_{13}F_{14} - F_{23}F_{24}) \cdot U_{C2} \\ U_{BC} &= V_{BM} - V_{CM} = (F_{21}F_{22} - F_{31}F_{32}) \cdot U_{C1} - (F_{21}F_{24} - F_{33}F_{34}) \cdot U_{C2} \\ U_{CA} &= V_{CM} - V_{AM} = (F_{31}F_{32} - F_{11}F_{12}) \cdot U_{C1} - (F_{33}F_{34} - F_{13}F_{14}) \cdot U_{C2} \end{aligned} \quad (\text{II.90})$$

Pour le système triphasé équilibré, les tensions simples du récepteur :

$$V_{AN} = V_A = \frac{U_{AB} - U_{CA}}{3} ; \quad V_{BN} = V_B = \frac{U_{BC} - U_{AB}}{3} ; \quad V_{CN} = V_C = \frac{U_{CA} - U_{BC}}{3} \quad (\text{II.91})$$

Enfin le système matriciel exprimant ces tensions composées sont :

$$\begin{bmatrix} U_{AB} \\ U_{BC} \\ U_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} F_{11}^b \\ F_{21}^b \\ F_{31}^b \end{bmatrix} \cdot U_{C1} - \begin{bmatrix} F_{10}^b \\ F_{20}^b \\ F_{30}^b \end{bmatrix} \cdot U_{C2} \right\} \quad (\text{II.92})$$

Puis on peut déduire les tensions simples comme :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} F_{11}^b \\ F_{21}^b \\ F_{31}^b \end{bmatrix} \cdot U_{C1} - \begin{bmatrix} F_{10}^b \\ F_{20}^b \\ F_{30}^b \end{bmatrix} \cdot U_{C2} \right\} \quad (\text{II.93})$$

e. Fonctions de conversion des courants

On peut écrire la relation donnant les courants d'entrée (i_{d1} , i_{d2}) en fonction des courants i_1 , i_2 et i_3 de charge en utilisant de même façon les fonctions de connexion des interrupteurs :

$$\begin{cases} i_{d1} = F_{11} \cdot F_{12} \cdot i_1 + F_{21} \cdot F_{22} \cdot i_2 + F_{31} \cdot F_{32} \cdot i_3 \\ i_{d2} = F_{13} \cdot F_{14} \cdot i_1 + F_{23} \cdot F_{24} \cdot i_2 + F_{33} \cdot F_{34} \cdot i_3 \end{cases} \quad (\text{II.94})$$

Même courant d'entrée (i_{d1} , i_{d2}) en fonction de connexion des demi-bras: [BEN.2006]

$$\begin{cases} i_{d1} = F_{11}^b \cdot i_1 + F_{21}^b \cdot i_2 + F_{31}^b \cdot i_3 \\ i_{d2} = F_{10}^b \cdot i_1 + F_{20}^b \cdot i_2 + F_{30}^b \cdot i_3 \end{cases} \quad (\text{II.95})$$

Cette relation explique que le comportement de l'onduleur NPC à trois niveaux, comme si le courant i_{d1} était le courant d'entrée de l'onduleur à deux niveaux (de haut), et pour le courant i_{d2} d'entrée de l'onduleur à deux niveaux (du bas). Cependant, le courant i_{d0} est lié aux courants de charge par cette relation :

$$i_{d0} = F_{11} \cdot F_{13} \cdot i_1 + F_{21} \cdot F_{23} \cdot i_2 + F_{31} \cdot F_{33} \cdot i_3$$

(II.96)

En remplaçant les équations (II.94) et (II.95), dans l'équation (II.96) on trouve i_{d0} :

$$i_{d0} = i_1 + i_2 + i_3 - i_{d1} - i_{d2} \quad (\text{II.97})$$

Avec :
$$i_{d0} = (1 - F_{11}^b - F_{10}^b) \cdot i_1 + (1 - F_{21}^b - F_{20}^b) \cdot i_2 + (1 - F_{31}^b - F_{30}^b) \cdot i_3 \quad (\text{II.98})$$

On définit la matrice de conversion des tensions simples qui nous permettent de déduire le vecteur des grandeurs internes : $[V_A \ V_B \ V_C \ i_{d1} \ i_{d2} \ i_{d0}]^T$ et $[U_{AB} \ U_{BC} \ U_{CA} \ i_{d1} \ i_{d2} \ i_{d0}]^T$, fonction du vecteur $[U_{c1} \ U_{c2} \ i_1 \ i_2 \ i_3]^T$.

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ i_{d1} \\ i_{d2} \\ i_{d0} \end{bmatrix} = [N(t)] \cdot \begin{bmatrix} U_{c1} \\ U_{c2} \\ i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.99})$$

D'où :

$$[N(t)] = \begin{bmatrix} \frac{2F_{11}^b - F_{21}^b - F_{31}^b}{3} & -\left(\frac{2F_{10}^b - F_{20}^b - F_{30}^b}{3}\right) & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-F_{11}^b + 2F_{21}^b - F_{31}^b}{3} & -\left(\frac{-F_{10}^b + 2F_{20}^b - F_{30}^b}{3}\right) & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-F_{11}^b - F_{21}^b + 2F_{31}^b}{3} & -\left(\frac{-F_{10}^b - F_{20}^b + 2F_{30}^b}{3}\right) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & F_{11}^b & F_{21}^b & F_{31}^b \\ 0 & 0 & F_{10}^b & F_{20}^b & F_{30}^b \\ 0 & 0 & (1 - F_{11}^b - F_{10}^b) & (1 - F_{21}^b - F_{20}^b) & (1 - F_{31}^b - F_{30}^b) \end{bmatrix}$$

De la même façon que nous pouvons obtenir la matrice de conversion des tensions composées :

$$\begin{bmatrix} U_{AB} \\ U_{BC} \\ U_{CA} \\ i_{d1} \\ i_{d2} \\ i_{d0} \end{bmatrix} = [M(t)] \cdot \begin{bmatrix} U_{C1} \\ U_{C2} \\ i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.100})$$

D'où :

$$[M(t)] = \begin{bmatrix} (F_{11}^b - F_{21}^b) & -(F_{10}^b - F_{20}^b) & 0 & 0 & 0 \\ (F_{21}^b - F_{31}^b) & -(F_{10}^b - F_{20}^b) & 0 & 0 & 0 \\ (F_{31}^b - F_{11}^b) & -(F_{10}^b - F_{20}^b) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & F_{11}^b & F_{21}^b & F_{31}^b \\ 0 & 0 & F_{10}^b & F_{20}^b & F_{30}^b \\ 0 & 0 & (1 - F_{11}^b - F_{10}^b) & (1 - F_{21}^b - F_{20}^b) & (1 - F_{31}^b - F_{30}^b) \end{bmatrix}$$

II.4.6.b Onduleur Multiveaux en cascade

Un convertisseur multiniveaux en cascade (CMI : Cascaded Multilevel Inverter) est constitué de plusieurs convertisseurs monophasés en pont H en topologie série, la figure (II.31) représente une topologie de CMI à cinq niveaux symétriques dans chaque phase les ponts H sont connectés en série telle que l'onde de la tension synthétisée est la somme des tensions de sortie. Un des avantages principales de cette topologie est la facilité de maintenance, et d'accroître le nombre de niveau de tension et de puissance du convertisseur. Mais ceci aux prix de grands nombres de tensions continus isolés exigées pour chaque pont. [45],[46]

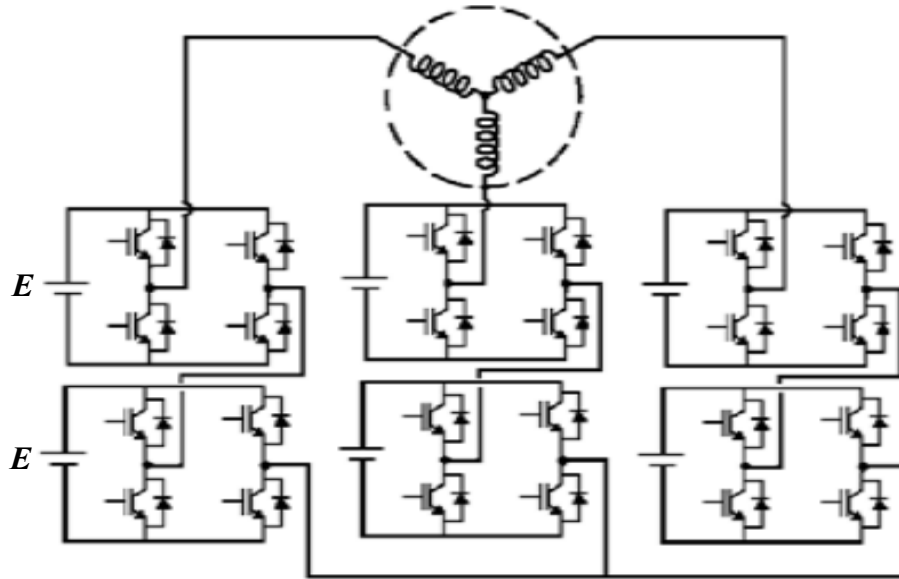


Figure (II.31) Schémas d'un onduleur à cinq niveaux en cascade symétriques. [46]

Le nombre des niveaux de tension (m) de sortie dans un CMI est défini par l'équation:

$$m = 2 \cdot S + 1 \quad (\text{II.101})$$

Où : S représente le nombre des sources DC isolées.

Néanmoins, on peut augmenter davantage le nombre de niveaux de tension par l'utilisation des sources continus non-égaux.

II.4.6.c Technique MLI applique aux onduleurs multiniveaux

Le choix d'une stratégie de modulation peut s'effectuer en fonction des performances du système étudié. Le rôle de la fonction de modulation est de déterminer les instants de commutation et les ordres de commande logique des interrupteurs de l'onduleur afin d'obtenir une séquence de commutation de ces derniers. Il existe plusieurs techniques MLI et les plus connues sont : [45],[46],[47]

a- Modulation à largeur d'impulsion classique

Cette technique consiste à contrôler l'onduleur de tension, elle est composée d'impulsions dont la largeur dépend des choix effectués pour la stratégie de modulation. Son principe est facile est basé sur une comparaison, pour chaque bras, entre un signal de référence à faible fréquence et un signal à fréquence élevée triangulaire "dent de scie" la porteuse. La fréquence de la porteuse définit la fréquence de découpage, et les points d'intersection entre la modulante et la porteuse correspondent aux instants de commutation au moment de quel l'onduleur change d'état.

b- Modulation SVPWM (Space Vector Pulse Width Modulation)

Dans cette section technique de modulation les tensions de sortie sont présentées dans le plan ($\alpha\beta$) dans la figure (II.32), les vecteurs de l'espace correspondant aux états de commutation de l'onduleur pour un onduleur NPC à trois niveaux, ces 19 vecteurs spatiaux correspondent les 27 états de commutation de l'onduleur. [45],[46],[47],[51]

La projection de ces vecteurs sur le plan ($\alpha\beta$) forme un hexagone à deux couches centré à l'origine du plan ($\alpha\beta$). Les vecteurs avec zéro tension sont situés à l'origine du plan. Les états de commutation sont représentés les combinaisons par (0, 1 et 2) qui désignent les états de commutation correspondant. Le vecteur demande V_{ref} , est la somme géométrique des trois vecteurs (V_1, V_2, V_3) choisies, multipliée par leur durée de commutateur (d_1, d_2, d_3) et la somme de durée de commutateur doit être égale une période T . C'est une technique numérique où les ordres de commutations des interrupteurs de l'onduleur sont déterminés par un algorithme et sont calculés analytiquement à travers les équations mathématiques :

$$V_1d_1 + V_2d_2 + V_3d_3 = V_{ref}T \tag{II.102}$$

$$d_1 + d_2 + d_3 = T \tag{II.103}$$

$$V_{ref} = |V_{ref}|e^{j\theta} ; \theta = \angle V_{ref} \tag{II.104}$$

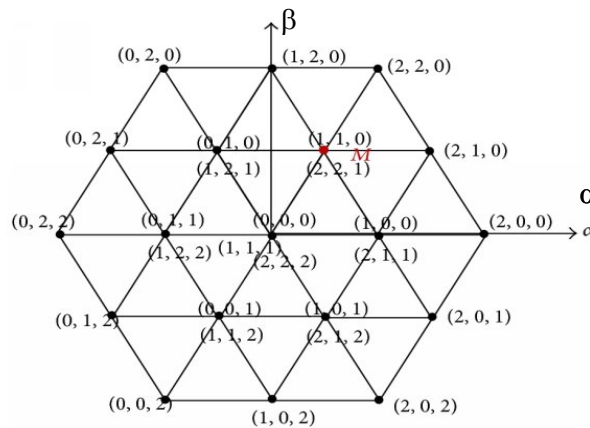


Figure (II.32) Diagrammes des vecteurs d'espace d'un onduleur multiniveaux.[36]

II.5 Simulations et validation des modèles étudiés

II.5.1 Validation du modèle de générateur photovoltaïque (GPV)

La figure ci-dessous représente le schéma bloc de simulation de GPV (Modèle à une seule diode), sous l'environnement Matlab/Simulink en mode autonome le système étudié est de ($P=25\text{ KW}$ à $V=500\text{ V}$) qui charge une batterie de type Pb dont la fonction de transfert est :

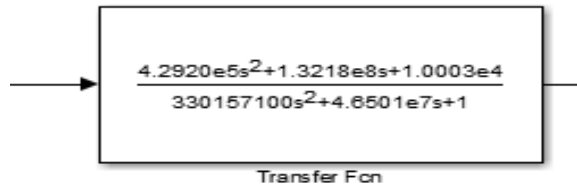


Figure (II.33) Fonction de transfert de la batterie [40]

À travers un convertisseur DC/DC Buck-Boost sous des conditions atmosphériques variables en utilisant avec deux algorithmes MPPT : (P&O) et (INC-MPPT)

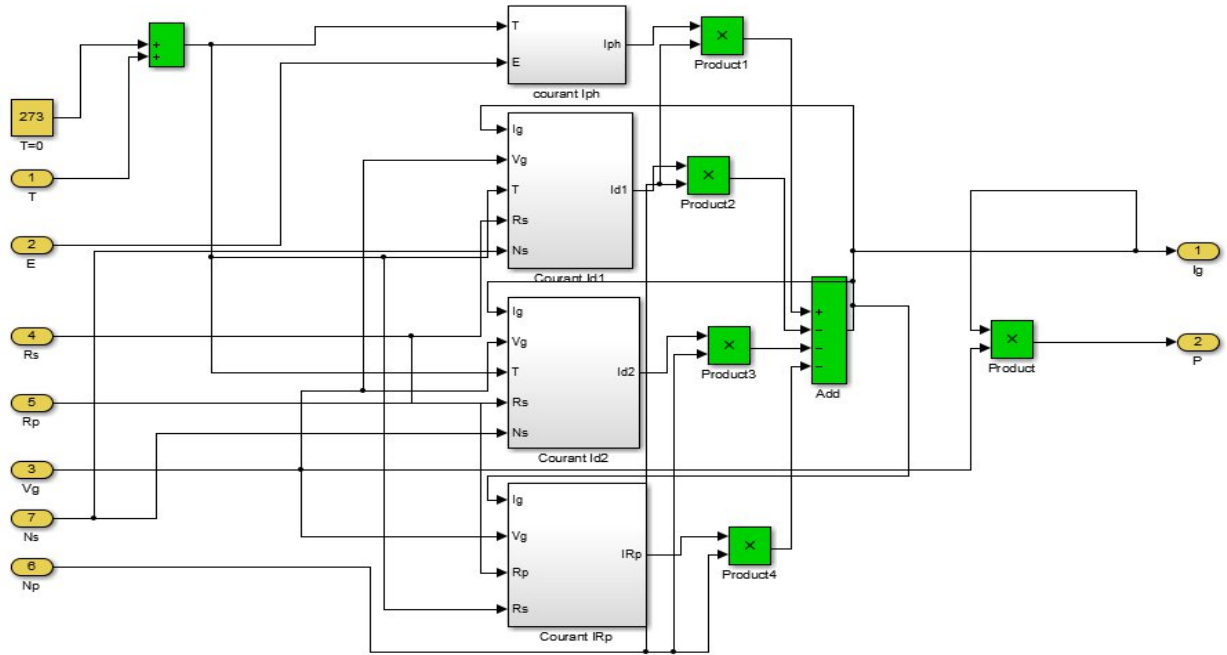


Figure (II.34) Simulation du générateur photovoltaïque

Les résultats de simulation $I = f(V)$ et $P = f(V)$ à travers la figure (II.35) permet de voir le comportement de GPV en fonction de l'ensoleillement et de la température ambiante :

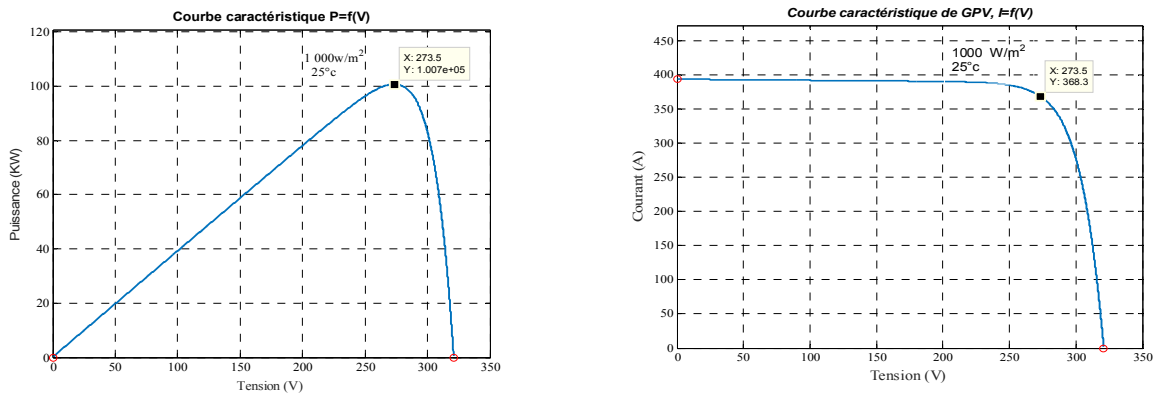


Figure (II.35) Caractéristiques d'un GPV: $I = f(V)$ et $P = f(V)$

II.5.2 Validation du modèle : GPV/(Buck-Boost) commande avec P&O-MPPT

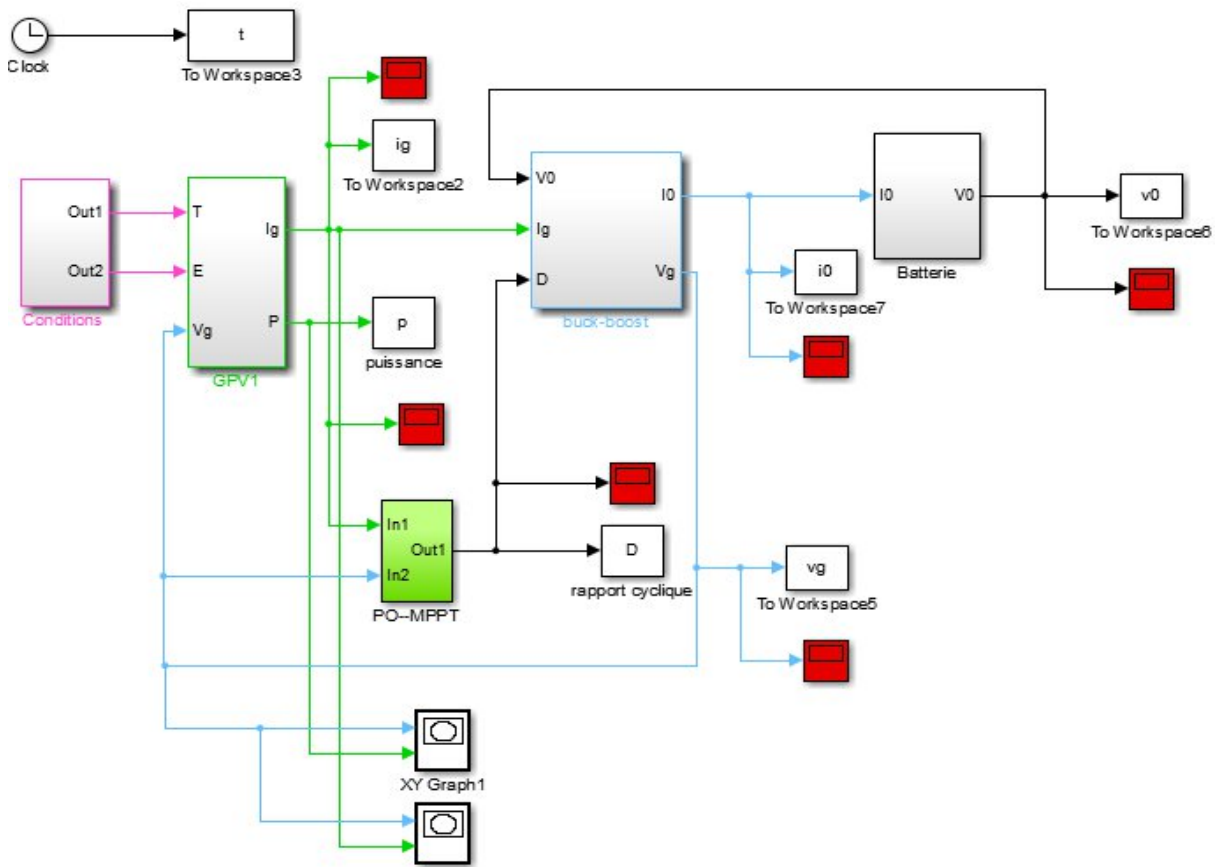


Figure (II.36) Simulation d'un GPV /Buck-Boost en mode autonome avec P&O-MPPT

Le schéma bloc de l'algorithm (P&O-MPPT) et la suivante :

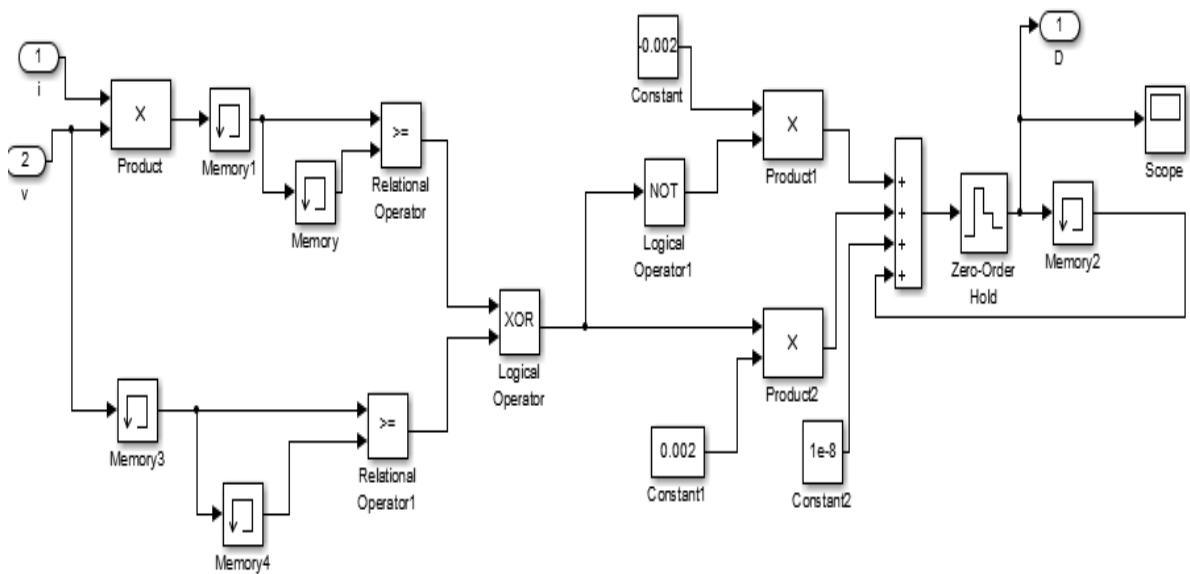


Figure (II.37) Schémas bloc de l'algorithm (P&O-MPPT)

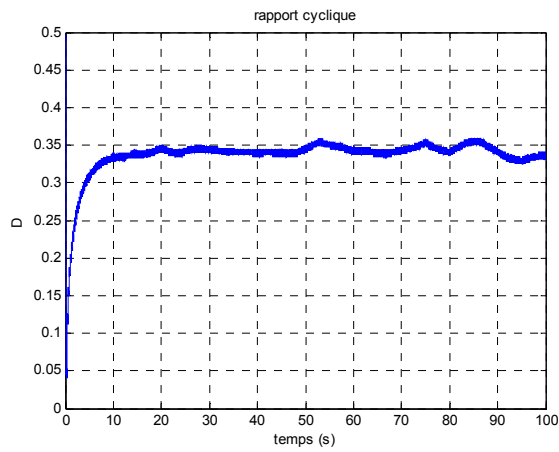


Figure (II.38) Rapport cyclique (D) du GPV

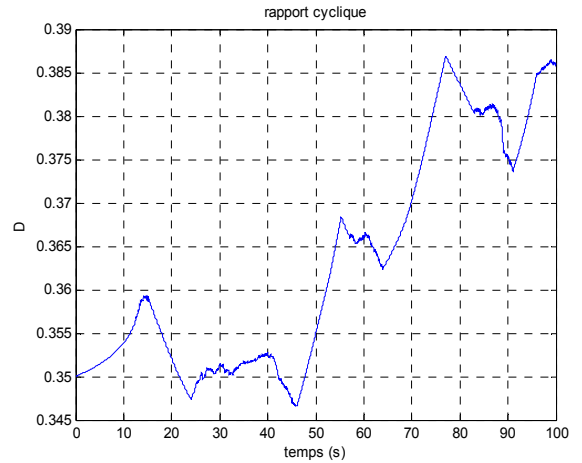


Figure (II.39) Zoom du rapport cyclique (D)

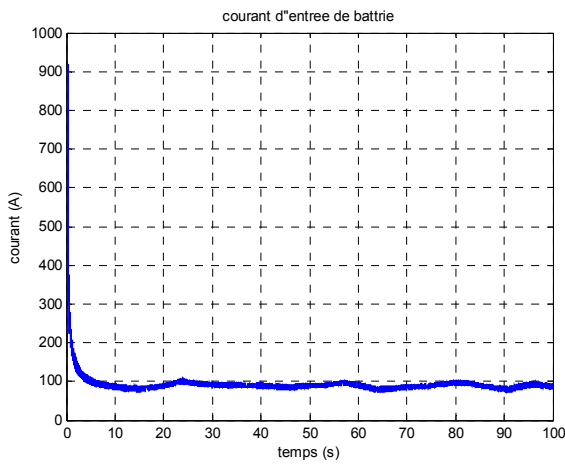


Figure (II.40) Courant d'entrée de batterie

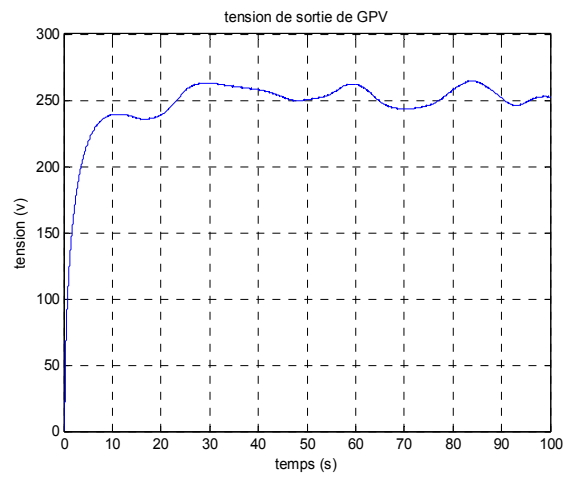


Figure (II.41) Tension de sortie du GPV

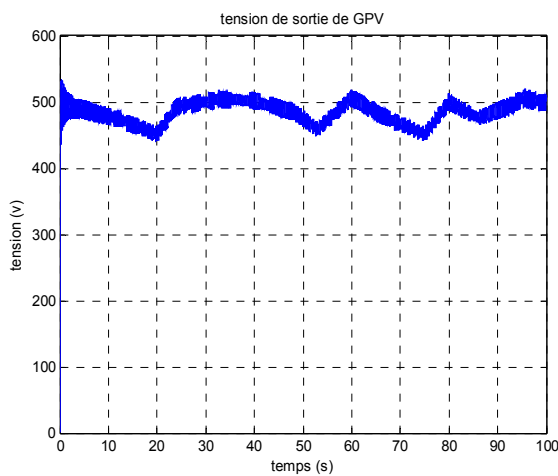


Figure (II.42) Tension de sortie du GPV

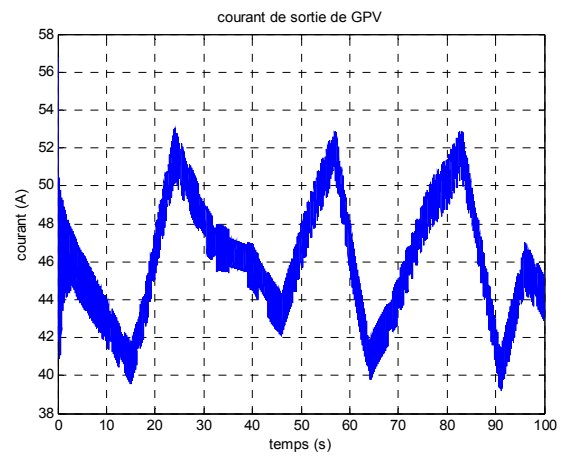


Figure (II.43) Courant de sortie du GPV

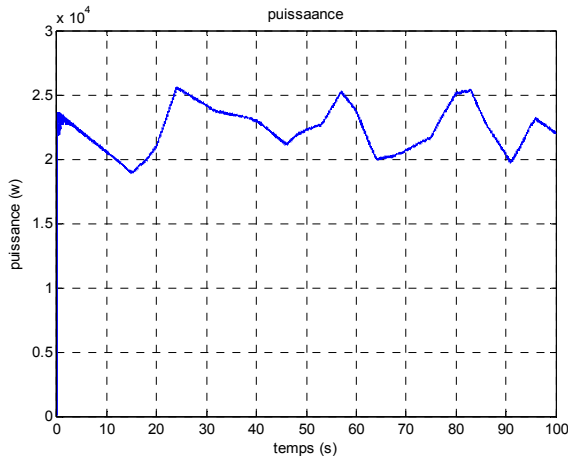


Figure (II.44) Puissance générée par le GPV

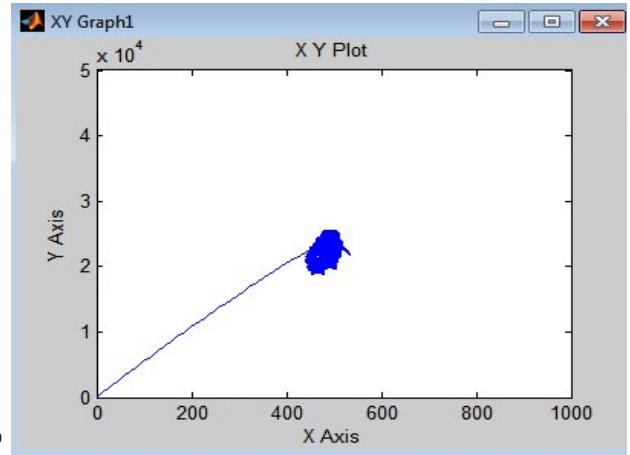


Figure (II.45) MPPT du GPV

II.5.3 Validation du modèle : (Photovoltaïque/Buck-Boost) commande avec INC-MPPT

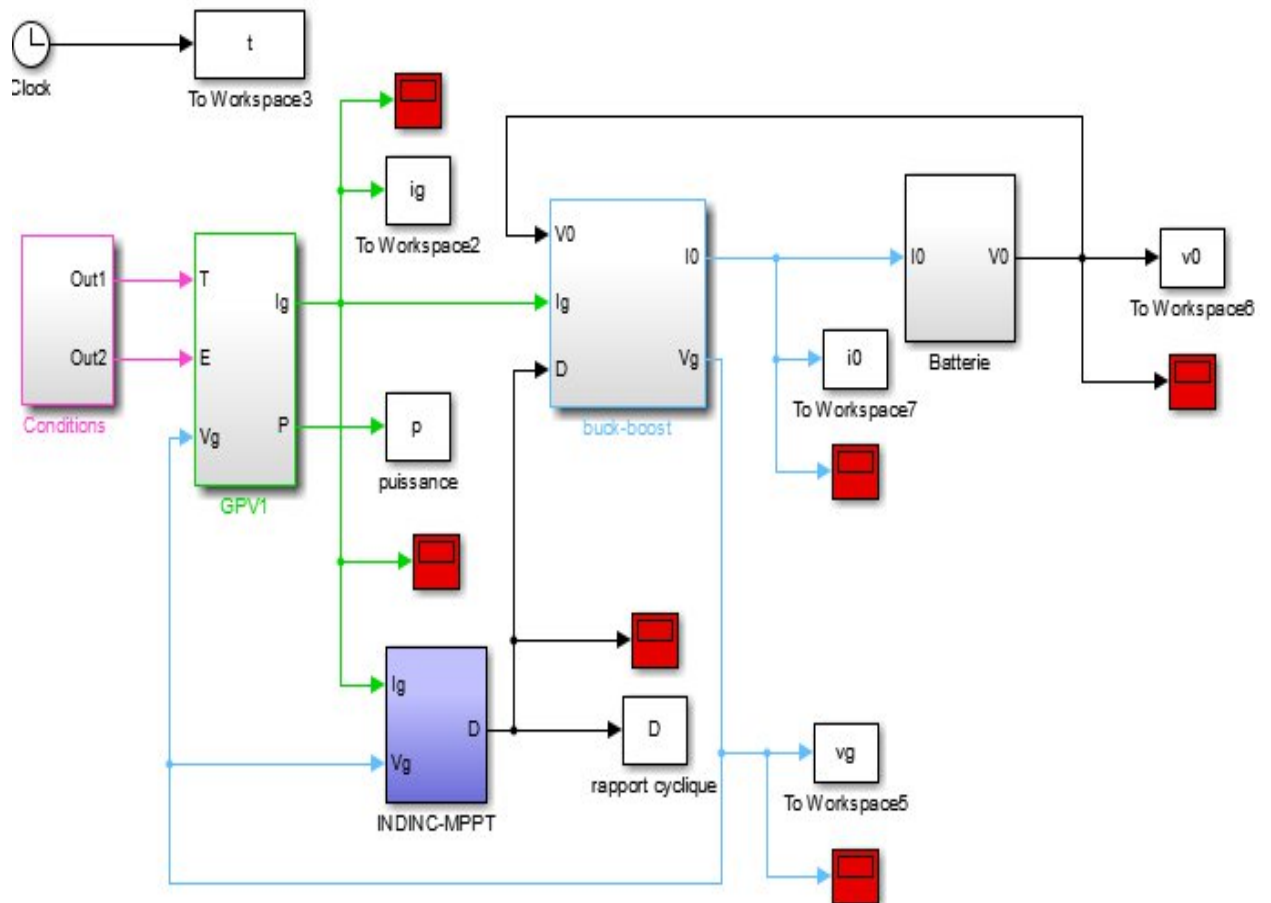


Figure (II.46) Simulation d'un (GPV / Buck-Boost) en mode autonome avec INC-MPPT

L'algorithme utilise INC-MPPT donnée par le schéma bloc suivant :

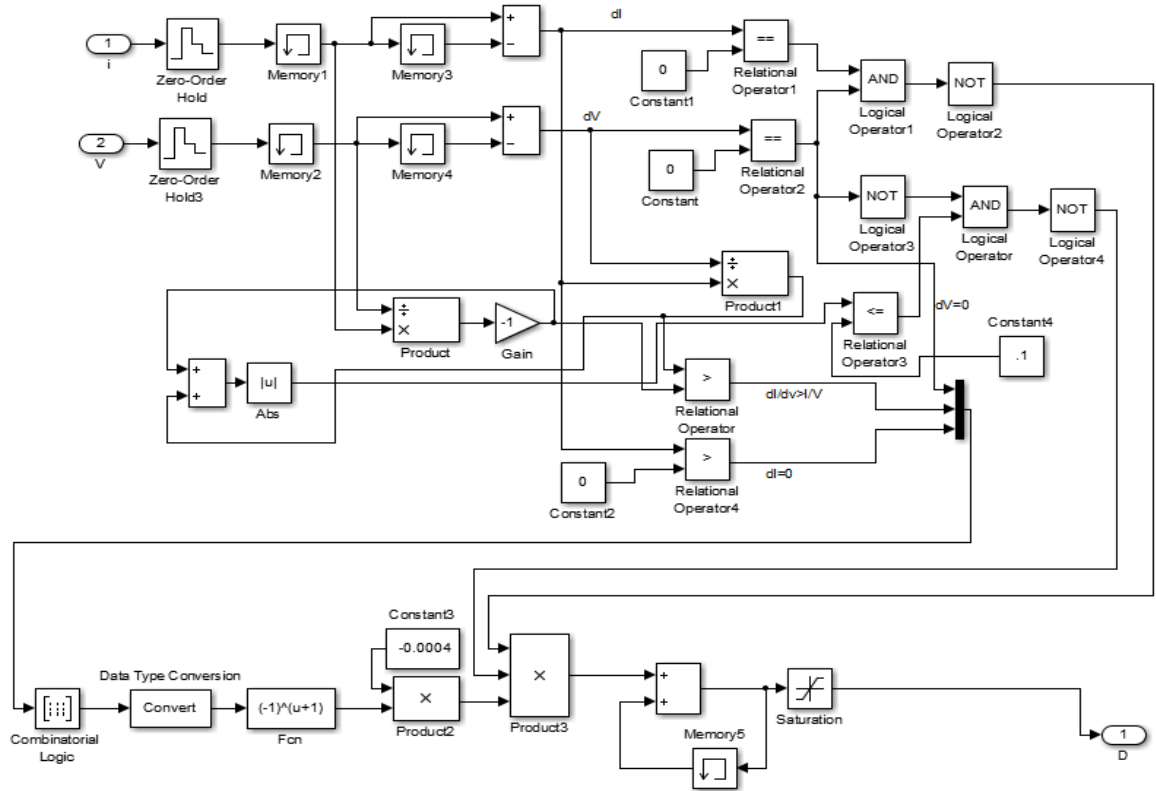


Figure (II.47) Schémas bloc de l'algorithme utilisé INC-MPPT

Le profil des conditions de fonctionnement aléatoire (température et éclairement) est représenté par les figures (II.48) et (II.49) :

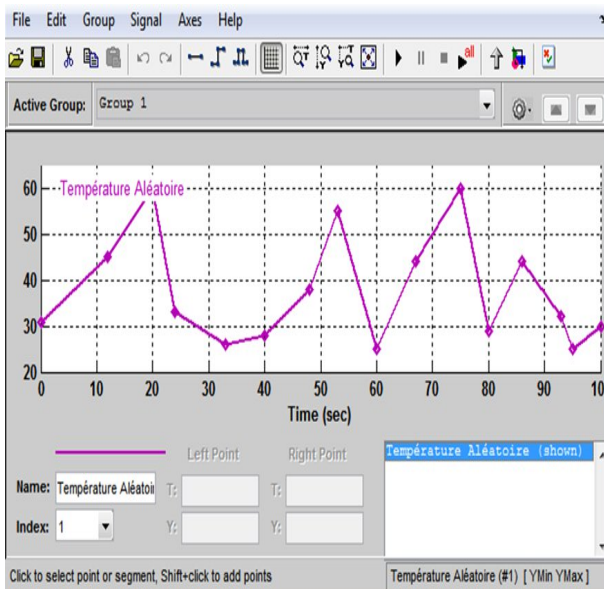


Figure (II.48) Variation de température T ($^{\circ}C$)

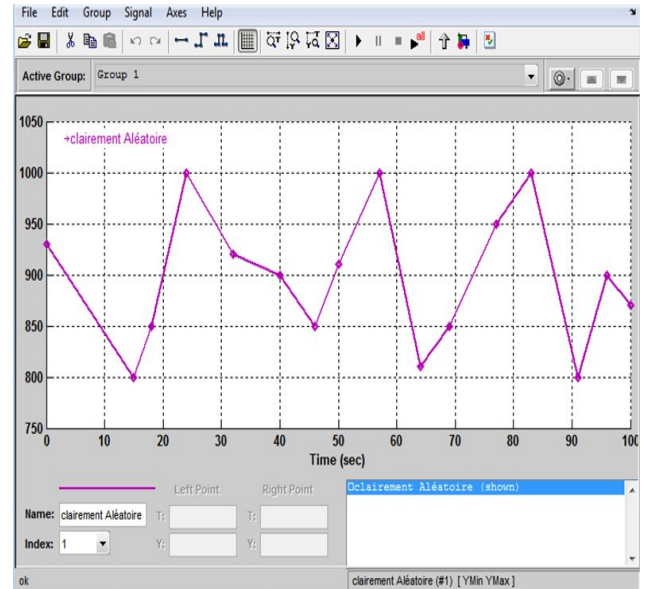


Figure (II.49) Variation l'éclairement E (W/m^2)

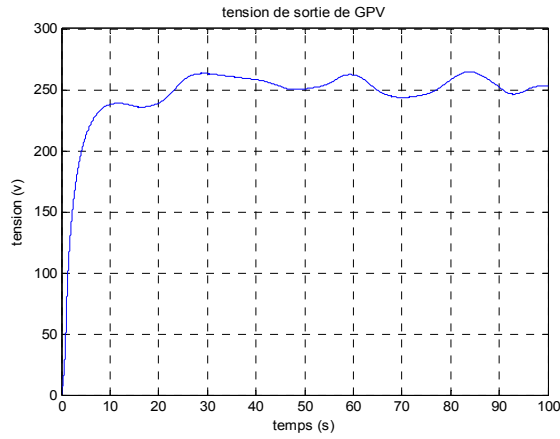


Figure (II.50) Tension de sortie du GPV

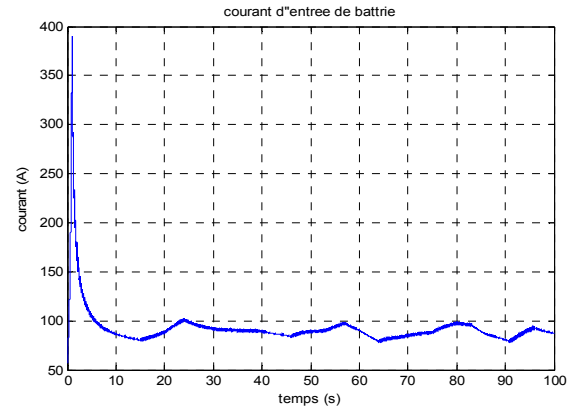


Figure (II.51) Courant d'entre de batterie

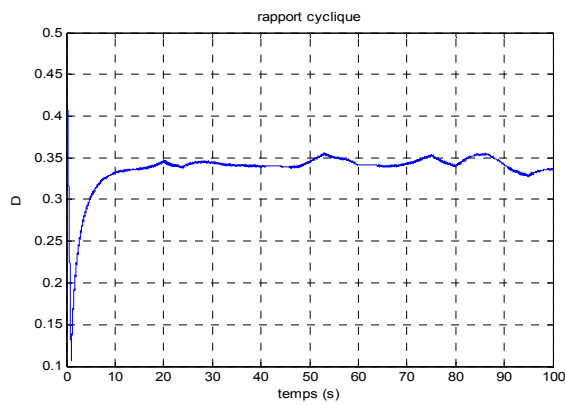


Figure (II.52) Rapport cyclique (D)

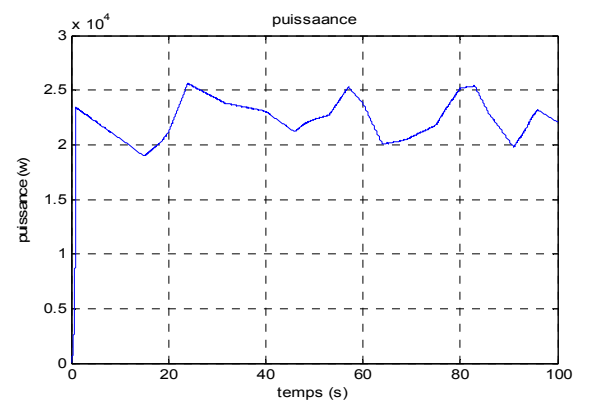


Figure (II.53) Puissance générée par le GPV

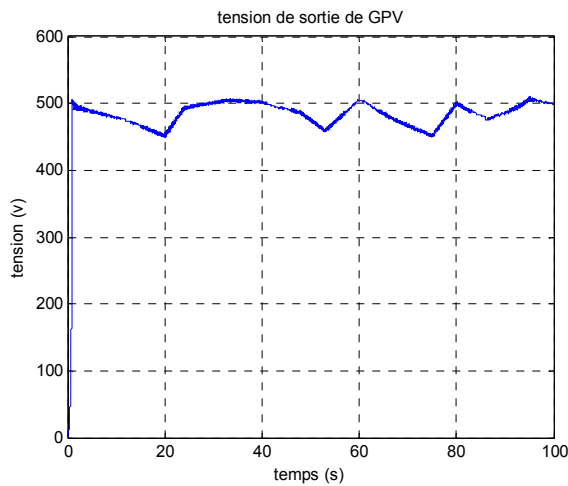


Figure (II.54) Tension de sortie du GPV

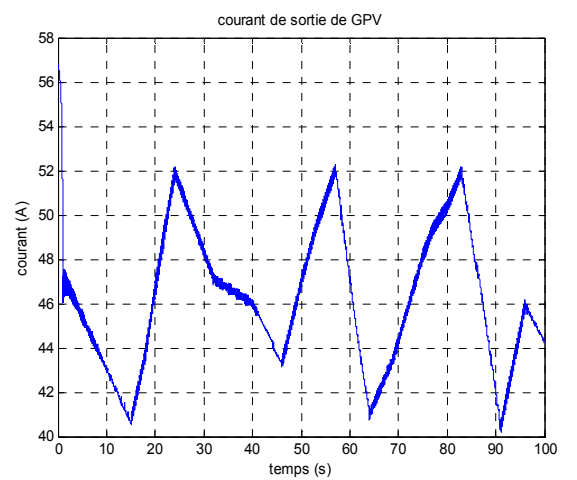


Figure (II.55) Courant de sortie du GPV

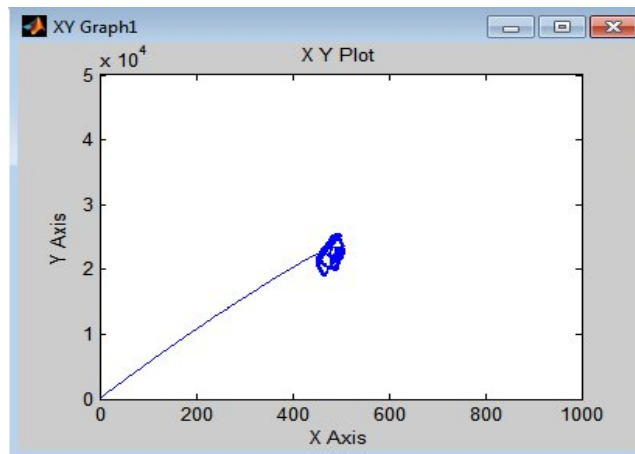


Figure (II.56) INC -MPPT du GPV

II.5.3 Validation du modèle : (PEMFC/ Boost) en mode autonome

Pour valider le modèle de pile PEMFC on propose ici de simuler le comportement du système PEMFC -Buck en mode autonome, les paramètres de la pile PEMFC a été définie dans [Annexe], le schéma bloc de simulation est la suivante :

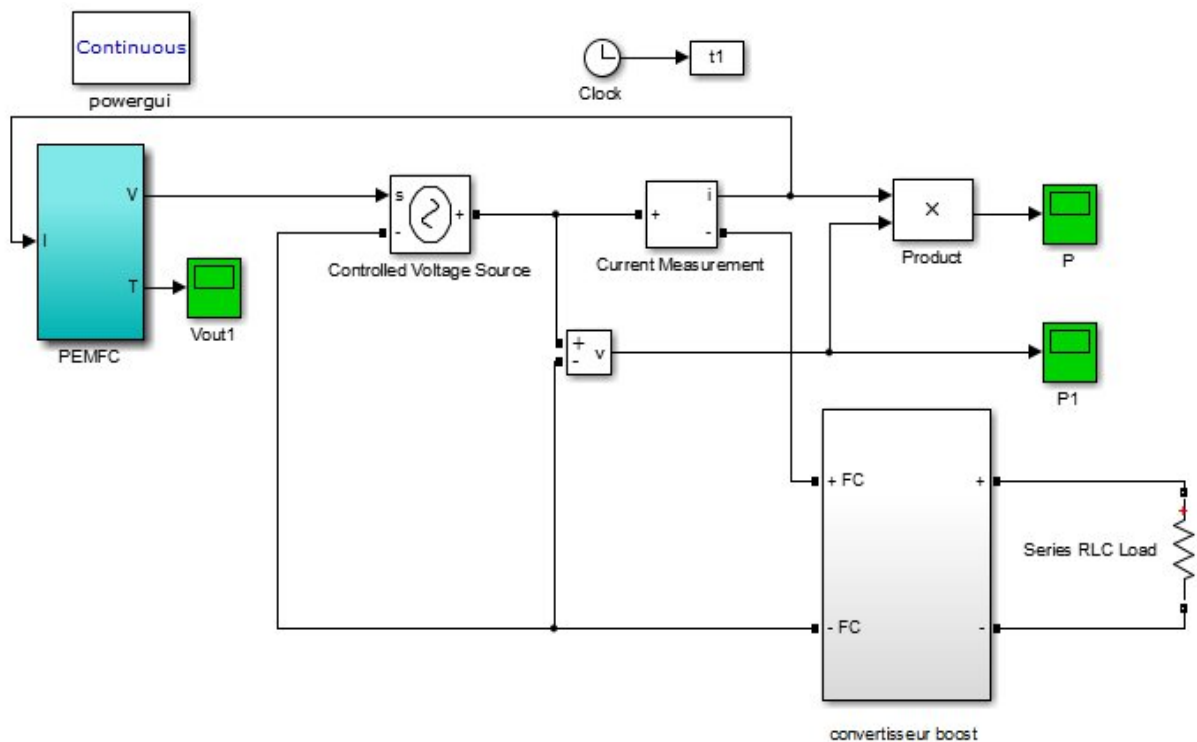


Figure (II.57) Simulation d'une pile PEMFC avec un hacheur Boost en mode autonome

Le schéma bloc du modèle de la pile PEMFC donnée par :

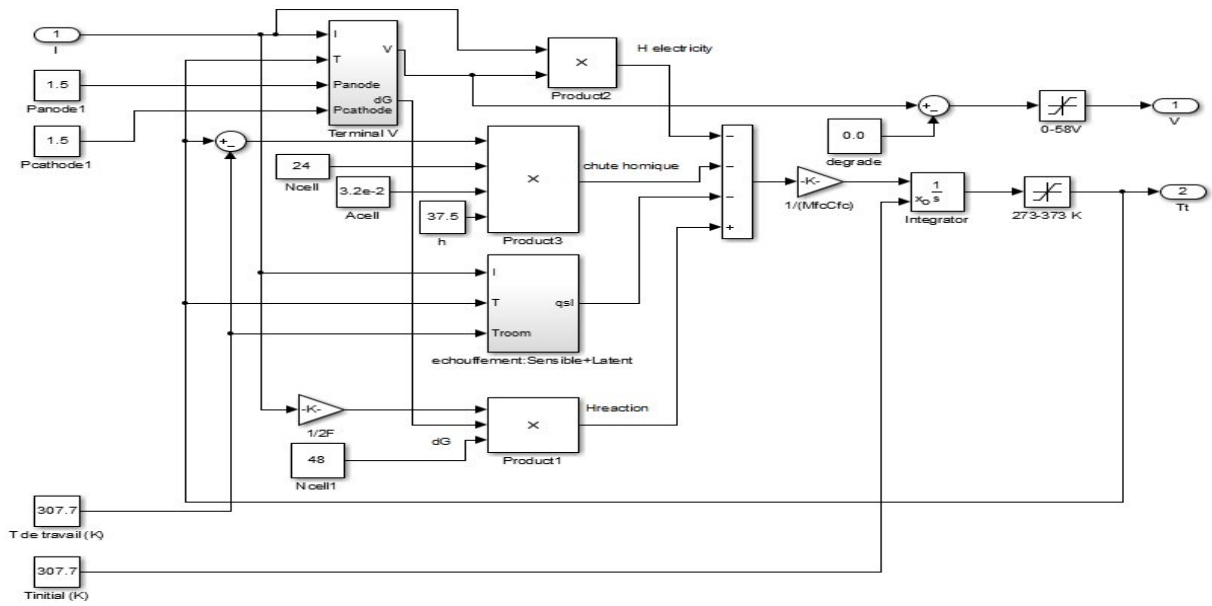


Figure (II.58) Schémas bloc de la PEMFC

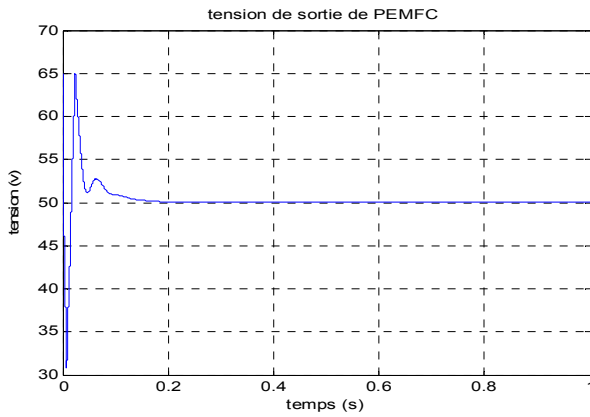


Figure (II.59) Tension de sortie de PEMFC

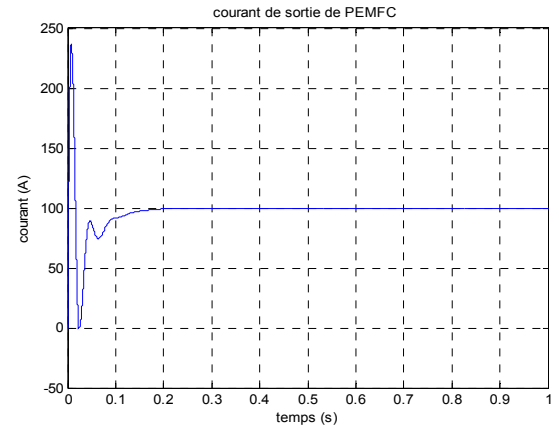


Figure (II.60) Courant de sortie de PEMFC

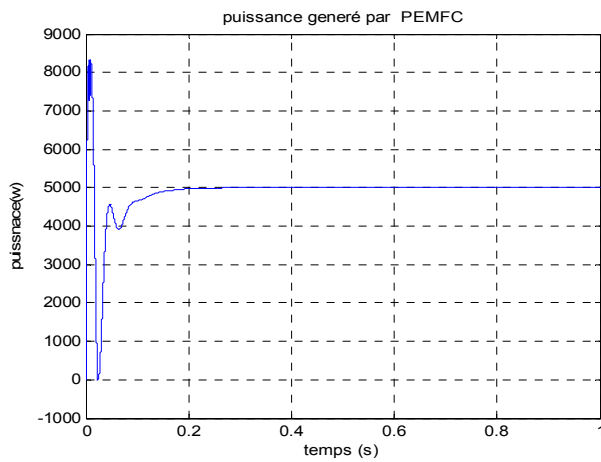


Figure (II.61) Puissance générée par la PEMFC

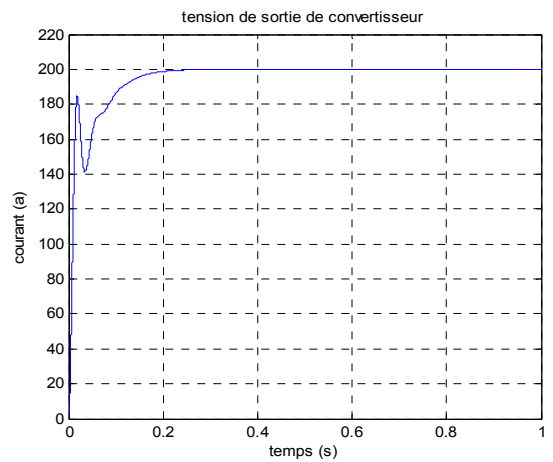


Figure (II.62) Tension de sortie du Boost

À partir de ces résultats, on remarque que la pile fonctionne en point de fonctionnement nominal ($I=100\text{ A}$, $V=50\text{ V}$) la puissance générée dans ce cas est de 5 KW , grâce au convertisseur Boost la tension développée par le système (PEMFC+Boost) a augmenté à une référence de 200 V .

II.5.4 Validation du modèle : (SOFC/ Boost)

Pour valider le sous modèle de la pile SOFC à une charge résistive R de 50 KW à travers un convertisseur DC/DC Boost est contrôlé en mode tension, le schéma de simulation est donné par :

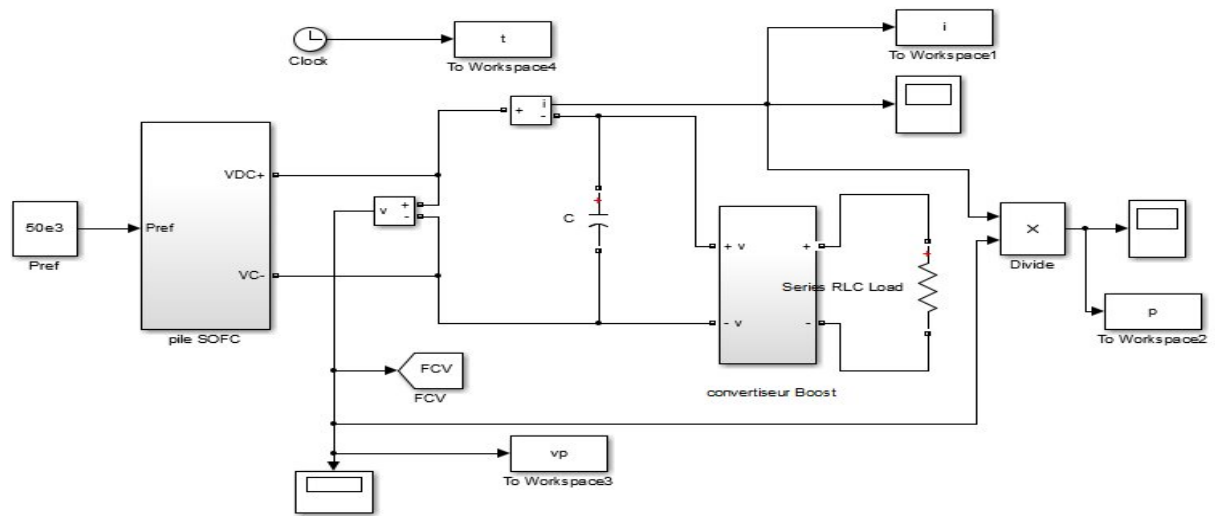


Figure (II.63) Simulation d'une pile SOFC-Boost en mode autonome

Le bloc de simulation du modèle de la pile SOFC donnée par le schéma suivant :

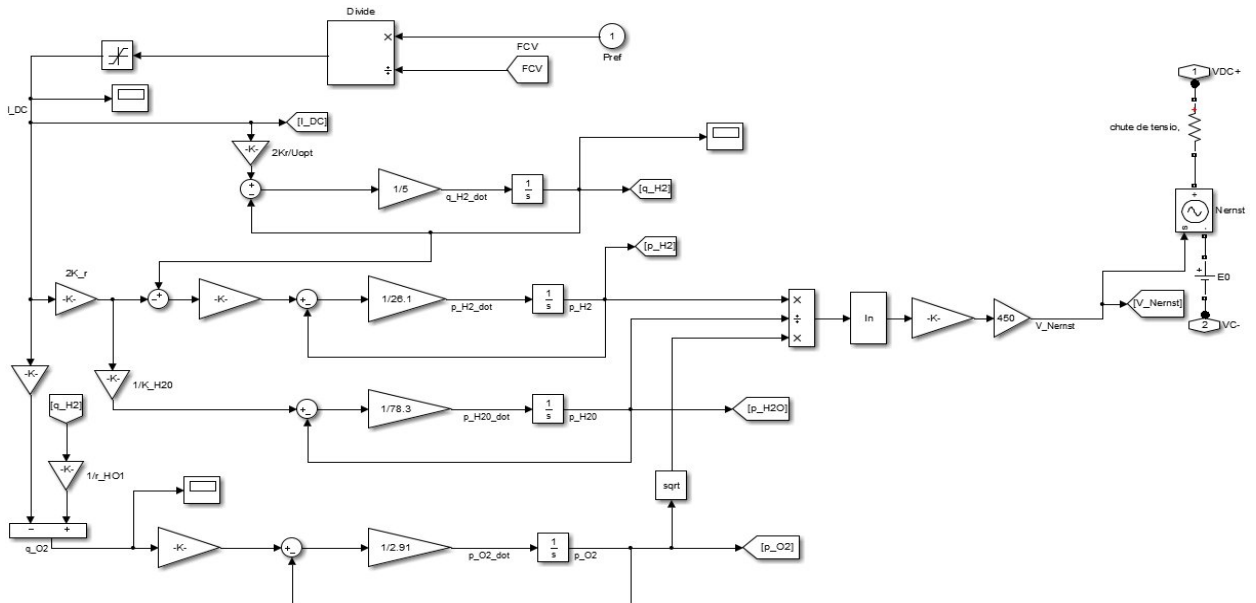


Figure (II.64) Schéma bloc de la SOFC

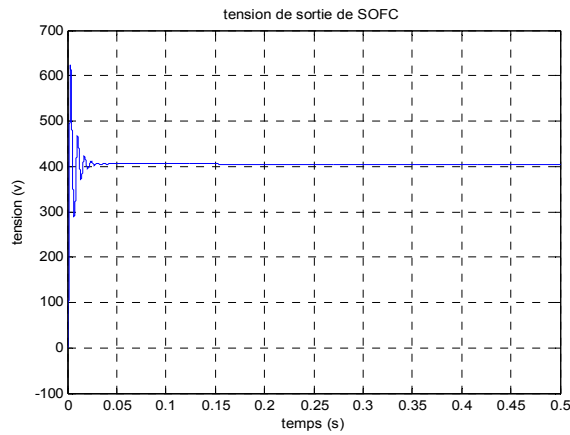


Figure (II.65) Tension de sortie de SOFC

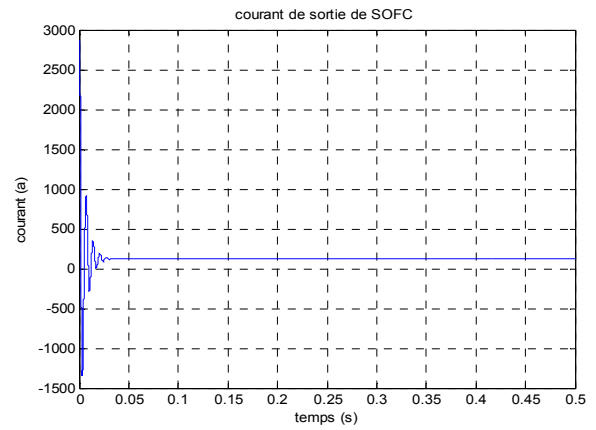


Figure (II.66) Courant de sortie de SOFC

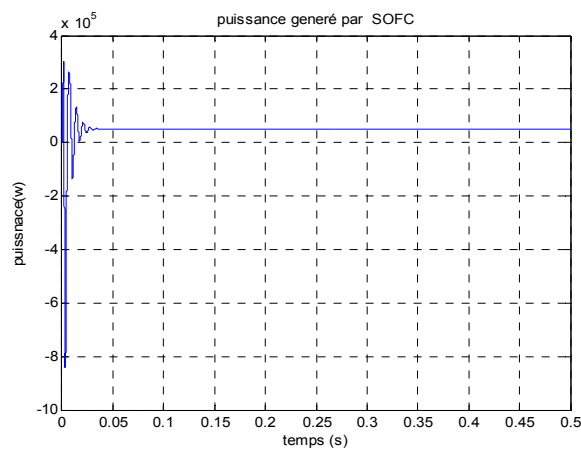


Figure (II.67) Puissance générée par SOFC

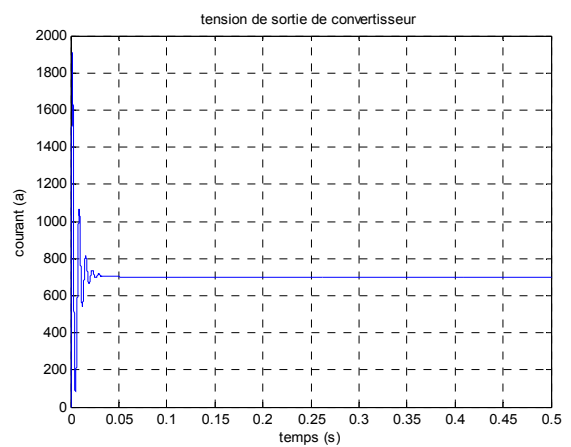


Figure (II.68) Tension de sortie du Boost

Les résultats de simulations montreront que la puissance générée par la pile (SOFC) est égale à la puissance de référence de 50 KW en régime permanent. Par ailleurs, l'existence de convertisseur Boost permet d'augmenter la tension générée par la pile à la tension de référence qui est égale à 700 V dans ce cas.

II.5.5 Validation du modèle d'onduleur (NPC) à trois niveaux

Les résultats de simulation de convertisseur NPC démontrent que V_a ne possède que des harmoniques impaires pour toutes les valeurs de "m" ainsi l'augmentation de l'indice de modulation "m" permet de pousser les harmoniques vers des fréquences élevées, qui sont faciles pour le filtrage.

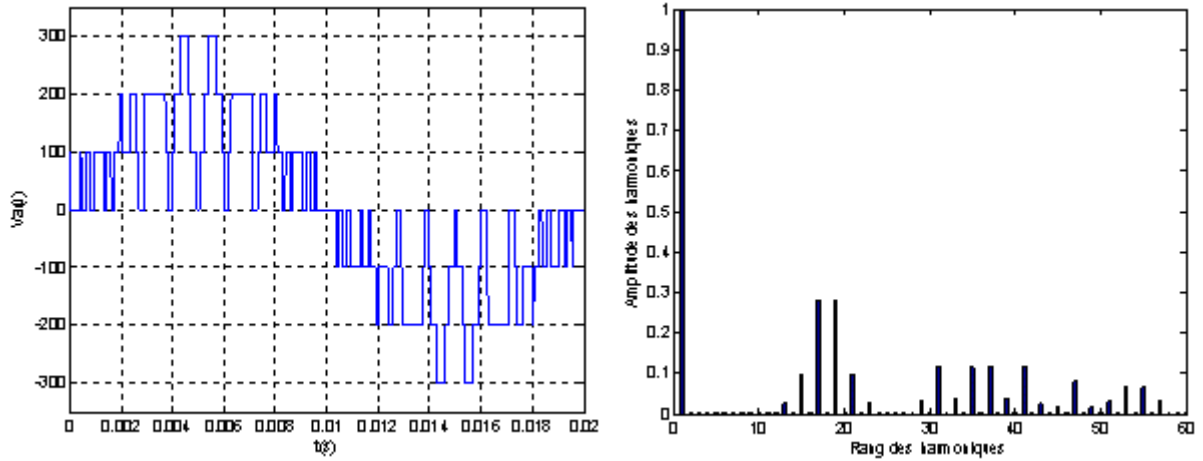


Figure (II.69) Tension de sortie d'onduleur NPC et Spectres d'harmoniques commandée par stratégie Tringulo-Sinusoidale MLI à deux porteuses $m = 9$ et $r = 0.8$

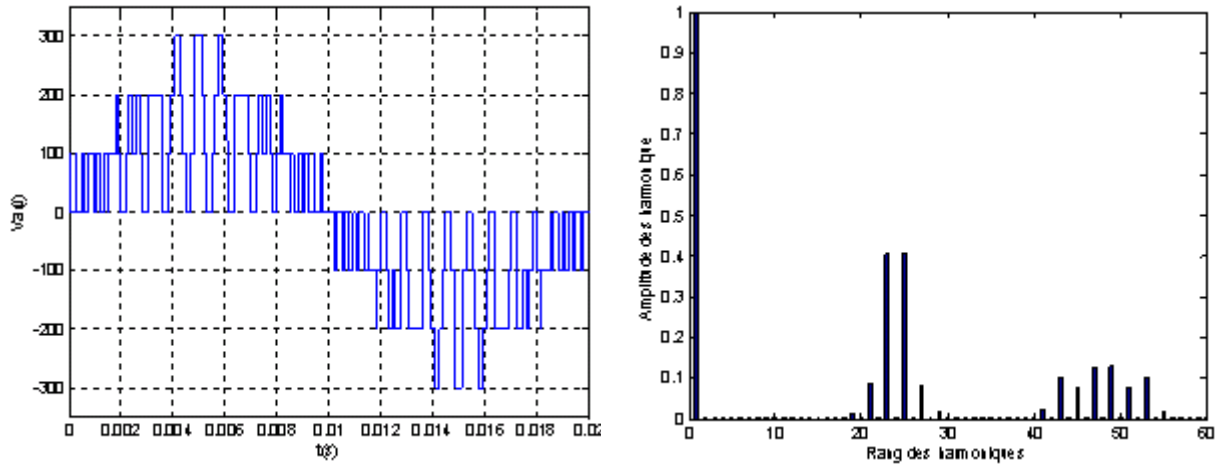


Figure (II.70) Tension de sortie d'onduleur NPC et Spectres d'harmoniques commandée par stratégie Tringulo-Sinusoidale MLI à deux porteuses $m=12$ et $r=0.8$

II.6 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté les architectures existantes des systèmes de production d'électricité base sur les énergies renouvelables. Ces différentes structures des SEH à bus à (CC) où (CA) et hybride en mode (CC/CA) nécessite une stratégie de commande et de gestion de l'énergie. Pour cela, nous avons présenté le dimensionnement et la modélisation des sources renouvelables qui seront utilisés par la suite comme les (GPV) et les piles à combustible, associées à un convertisseur statique (DC/DC) où un onduleur (DC/AC) avec une charge.

Puisque nous visons la gestion d'énergie dans les SEH, nous avons étudié aussi les stratégies de contrôle permettant la maximisation de l'énergie à chaque instant par l'algorithme P&O et INC -MPPT. Il a été conclu que ce dernier peut être utilisé par la suite des travaux.

Ensuite, nous avons étudié et modélisons deux types de piles à combustibles (PEMFC et SOFC) pour proposer des structures simples d'hybridation et discuter les possibilités des solutions de gestion de puissance et de commande signalant que les structures sont non-linéaire ce qui exige l'utilisation des structures de commande bien adoptées par la suite.

Chapitre III

Commande d'un SEH dans une Application Autonome

CHAPITRE III

COMMANDE D'UN SEH DANS UNE APPLICATION AUTONOME

III.1 INTRODUCTION

Les systèmes énergétiques hybrides (SEH) sont devenus très importantes, en particulier dans les applications stationnaires où embarquer, l'association de plusieurs sources d'énergie représente l'alternative qui repose sur la complémentarité des caractéristiques de ces sources en vue de gagner certains avantages sur le plan des performances surtout dans les applications de tractions appliquées par exemple dans les véhicules hybrides. Le but, c'est de gérer la distribution de l'énergie, et accroître leur autonomie tout en minimisant la consommation du carburant. [5],[6],[52]

III.2 Application d'un SEH dans les sites isolés et embarqués

Aujourd'hui, l'électrification est un enjeu considérable dans le développement et augmente la qualité de la vie des êtres humains. Cependant, il y a des populations vivantes dans des zones rurales sans accès à l'électricité, car des lignes électriques doivent être installées sur des milliers de kilomètres pour alimenter des habitations éparses peut être très difficiles d'accès s'ils sont dans les montagnes en pleine forêt où sur une île par exemple, aussi le coût de revient et les pertes en ligne peuvent devenir un obstacle radical. Alors, dans ces conditions deux solutions alternatives proposées : la première consiste à la génération des sites isolés comme dans le cas par exemple l'autonomie énergétique d'une ferme, des générateurs Diesel ou des piles à combustible peuvent être utilisés pour le lissage de la production. Mais le consommateur, c'est lui qui doit fournir en combustible. [6],[28]

La deuxième alternative, c'est la génération en Microréseau permet d'alimenter une région peu peuplée cas d'un petit village, les consommateurs à alimenter entre eux assurant l'autonomie énergétique, mais sans connexion avec le réseau principal. Les différents types de

génération doivent être définis plus précisément pour pouvoir préciser les architectures envisageables.[6],[18],[28]

En effet, la production photovoltaïque variée selon les conditions météorologiques, et selon les saisons, elle peut également être variable à court terme les jours de présence des nuages dans ce cas, il est nécessaire d'ajouter une deuxième source d'énergie comme la (PEMFC), l'association des deux sources permettant d'augmenter les chances qu'au moins une des sources soit productive pendant la journée. Ceci est vrai aussi pour les applications embarquées.

D'autre part, les pics de production correspondent rarement aux pics de consommation, il est donc nécessaire d'ajouter au système SEH des unités de stockage pour servir une cohérence entre la production et la demande. Malheureusement en raison de la réponse lente des piles à combustible, ainsi pour améliorer le comportement des SEH en régime transitoire, il est nécessaire d'ajouter une autre source d'énergie électrique rapide comme le supercondensateur, c'est l'objectif de ce chapitre.

Nous savons très bien que d'après les littératures [6],[18],[28],[29] les supercondensateurs ont une forte puissance spécifique et une faible énergie spécifique (le contraire des batteries). Ils possèdent de plus une durée de vie de l'ordre de 100 000 cycles de charge-décharge, en plus elles peuvent considérer comme une solution viable pour absorber ou fournir les pics de puissance néfastes aux batteries dans le but de pouvoir assurer une bonne gestion de l'énergie des SEH.

III.3 Topologie d'un Onduleur Multiniveaux en Cascade (CMI)

III.3.1 Structure d'un onduleur asymétrique à sept niveaux

La figure (III.1) présente la topologie d'un onduleur asymétrique à sept niveaux composé par la connexion en série de cellules de puissance chacun contient un onduleur en pont H et une source de courant continu isolée. Si l'amplitude de toutes les sources de courants continus sont égaux, l'onduleur s'appelait symétrique [49],[53]. Sinon, si au moins une des sources présentes une amplitude différente, il sera appelé asymétrique. Dans le cas d'un onduleur avec deux sources de courant continu dans chaque phase, si ($V_1 = 2E$ et $V_2 = E$), alors, la tension de sortie de l'onduleur aura sept niveaux.

Et si ($V_1 = 3E$ et $V_2 = E$), alors, le convertisseur présentera neuf niveaux, ce qui peut réduire le nombre de ponts H qui conduisent à moins de nombres de semi-conducteurs, de

volume et de coûts avec la même qualité de tension de sortie et moins de vecteurs de tension redondants par rapport à l'onduleur CMI symétrique.

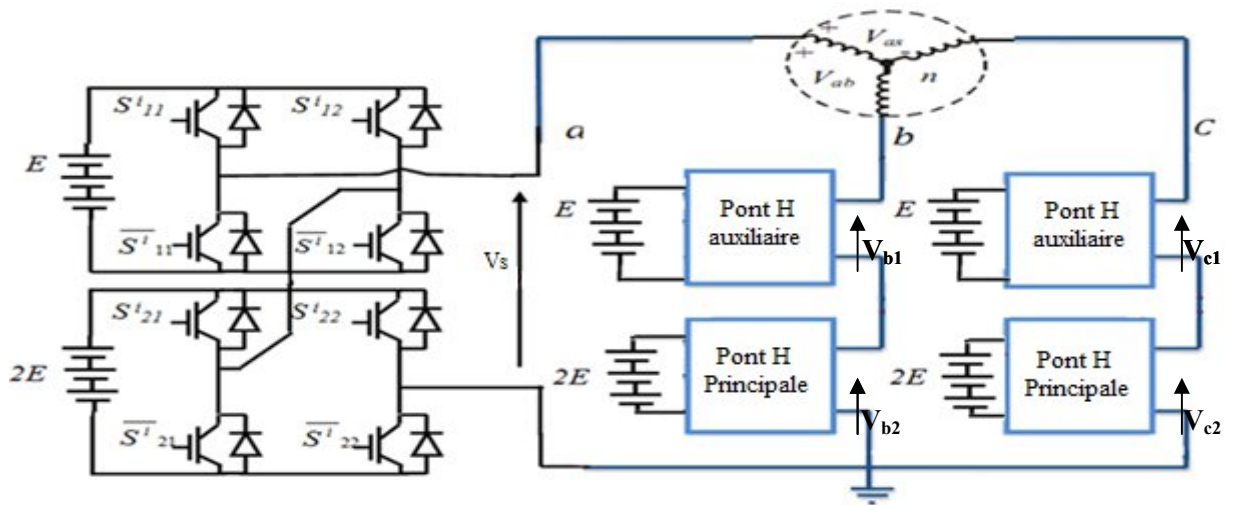


Figure (III.1) Topologie d'un onduleur en cascade asymétrique à sept niveaux

En général, l'onduleur asymétrique génère $(2^{m+1} - 1 = n)$ niveaux, et $(3n \cdot (n-1)+1 = V)$ des différents vecteurs de tension, avec (n) est le nombre de niveaux et (m) est le nombre de ponts H. Dans ce cas, $m = 2$ qui donnent $(2^{2+1} - 1 = n = 7)$ niveaux et $V = 127$ vecteurs de tension. La figure (III.2) résume les niveaux de sortie pour un onduleur asymétrique à sept niveaux.

Soit : V_{ij} la tension de sortie d'un pont avec $i \in (a,b,c)$ phases, $j \in (1,2)$ le pont de l'onduleur.

Les ponts dans un bras sont connectés en série, les tensions de phases donc données par :

$$V_{in} = V_{i1} + V_{i2} = (S^i_{11} - S^i_{12}) \cdot E + (S^i_{21} - S^i_{22}) \cdot 2E = C_i \cdot E \quad (III.1)$$

Avec S^i_{jk} : représente l'état logique des intercepteurs de la cellule k du pont j

$$C_i = (S^i_{11} - S^i_{12}) + 2 \cdot (S^i_{21} - S^i_{22}) \quad (III.2)$$

A partir des valeurs de V_{i1} et V_{i2} , on déduit la topologie des niveaux de sortie de l'onduleur :

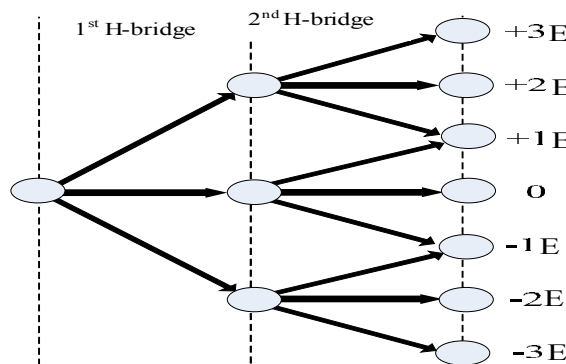


Figure (III.2) Topologie des niveaux de sortie pour un onduleur en Cascade à sept niveaux

III.3.2 Stratégie de modulation hybride d'un onduleur asymétrique à sept niveaux

La stratégie de modulation hybride proposée dans la figure (III.3), est basée sur l'idée de combiner deux types de modulation. Le premier type est la modulation fondamentale utilisée pour moduler la forme d'onde de tension de référence de l'onduleur par le 1^{er} pont principal H de l'onduleur.

La différence entre la tension obtenue et la tension de référence est utilisée comme tension de référence pour le 2^{ème} pont auxiliaire H et modulée à l'aide d'un MLI à haute fréquence. La figure (III.3) ci-dessous, illustre ce concept qui peut être facilement étendu à tout autre CMI de niveaux plus élevée.

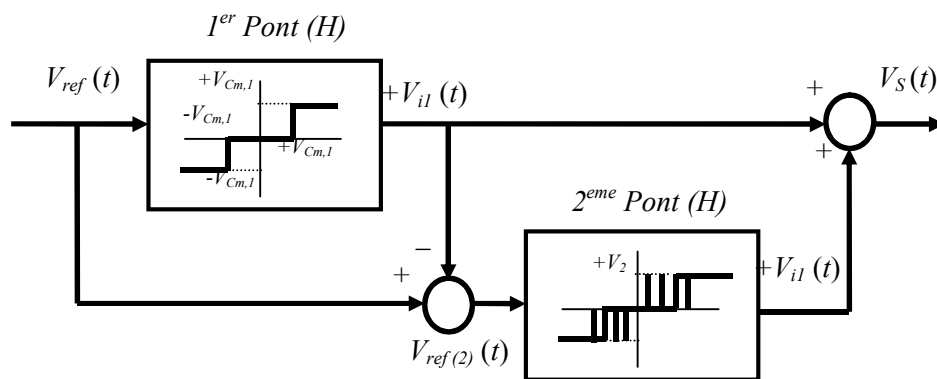


Figure (III.3) Stratégie de modulation hybride d'un onduleur multiniveaux en Cascade

III.4 Description d'un SEH à base d'un : (PEMFC-Supercondensateur)

Le système considéré présente une alimentation hybride d'un CMI asymétrique à sept niveaux, basé sur une hybridation entre les piles à combustible (PEMFC) et des supercondensateurs. Une technique de commande permettant d'obtenir un niveau de tension souhaité stable avec l'utilisation d'une seule pile à combustible PEM à chaque phase de l'onduleur, conduisant à des tensions et courants de performances élevées avec un nombre réduit de sources de courant continu isolées et de piles à combustible PEMFC. [54],[55],[56]

La structure de l'onduleur Multiniveaux en cascade avec des sources continues séparées est devenue progressivement plus populaire ces dernières années en raison des avantages des formes d'onde de haute qualité de puissance, de faibles pertes de commutation, de ces compétences à haute tension. Il ne nécessite aucune diode clamp, et nécessite le moins de composants par rapport à d'autres structures [47],[57],[59]

Cependant, cette structure présente l'inconvénient de nécessiter des sources de courant continu indépendantes. Dans [53], un schéma d'un CMI avec une seule source de courant continu a été proposé avec le même nombre de niveaux de tension et de performances qu'un onduleur traditionnel [48] afin de réduire le nombre d'étages de puissance (AC-DC). Néanmoins, la structure proposée utilise des batteries traditionnelles qui la rendent moins attrayante dans les applications automobiles à cause d'autonomie de réduction et les systèmes d'énergie renouvelable [5],[52],[55]

Dans le présent chapitre, l'élimination des contraintes des batteries conventionnelles et des convertisseurs (AC-DC) nécessaire lors de chargement de batteries à partir du réseau se fait à travers l'utilisation de supercondensateurs et une pile à combustible PEM combinée avec un convertisseur (DC-DC) Boost commandé afin d'obtenir la tension désirée fixe.

Ce chapitre est subdivisé en quatre parties : dans la première partie, un onduleur multiniveaux asymétrique cascade à sept niveaux avec sa stratégie de modulation. La deuxième partie est dédiée à la modélisation de la pile à combustible PEM avec un convertisseur Boost et sa méthode de commande. La troisième partie est consacrée à la présentation de la commande de tension de supercondensateur pour ajuster les sept niveaux désirés avec un taux de distorsion harmonique (THD) réduite des tensions de sortie. Les résultats de simulations ces interprétations données dans la quatrième partie.

Nous proposons de modifier le système précédent dans la figure (III.1), on modifiant l'alimentation DC (batteries) du système par une combinaison (PEMFC-Supercondensateur-Onduleur en Cascade à sept niveaux-Charge), nous aurons la figure (III.4) suivante :

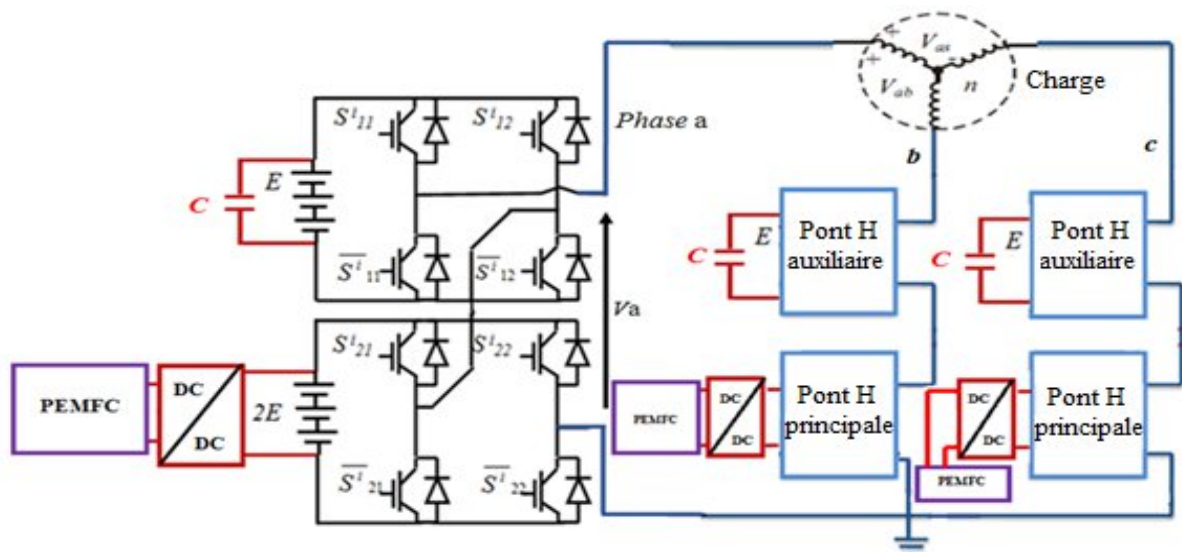


Figure (III.4) Configuration du système SEH étudié

a. Modèle et commande d'une pile PEMFC

Nous avons utilisé le modèle mathématique de la PEMFC, les équations (II.34), (II.35) et (II.36) du deuxième chapitre :

$$P_{O_2} = \frac{(1/K_{H_2})}{1+\tau_{H_2} \cdot S} \cdot (q_{H_2}^{In} - 2K_r \cdot I) \tag{III.3}$$

$$P_{H_2} = \frac{(1/K_{O_2})}{1+\tau_{O_2} \cdot S} \cdot (q_{O_2}^{In} - K_r \cdot I) \tag{III.4}$$

$$P_{H_2O} = \frac{(1/K_{O_2})}{1+\tau_{H_2O} \cdot S} \cdot (K_r \cdot I) \tag{III.5}$$

b. Modèle du convertisseur (DC-DC) Boost

La figure (III.5) présentée le circuit utilisé du convertisseur Boost afin d'obtenir la tension (DC) nécessaire continue fixe pour le pont principal de l'onduleur : [33],[59]

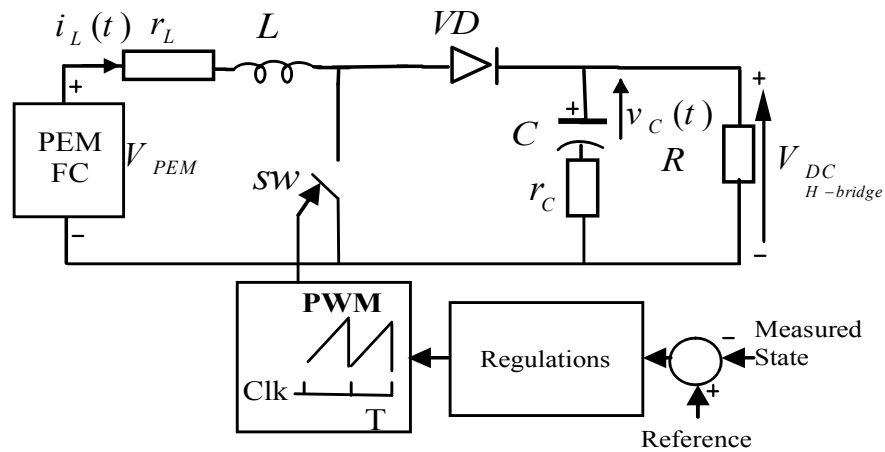


Figure (III.5) Représentation du bloc de circuit hacheur-Boost

Dans l'espace d'état, le modèle de convertisseur donnée par :

$$\dot{X}(t) = AX(t) + B V_{PEM} \tag{III.6}$$

Où : $X(t) = [i_L, V_c]^T$ est le vecteur d'état, A et B sont les matrices du système :

$$A = \begin{bmatrix} \frac{-1}{C \cdot (R+r_c)} & \frac{R}{L \cdot (R+r_c)} \cdot (1-D) \\ \frac{R}{L \cdot (R+r_c)} \cdot (1-D) & \frac{-1}{L} \cdot \left(r_L + \frac{R \cdot r_c}{R+r_c} \right) \end{bmatrix} ; \quad B = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{L} \end{bmatrix} \tag{III.7}$$

Où : D le rapport cyclique de commutation ;

$(r_L$ et r_C) sont les résistances internes des éléments du convertisseur Boost.

La tension continue V_{DC} est contrôlée par un contrôleur (PI). Ces paramètres (k_p et k_i) sont calculés en utilisant une analyse en fréquence sur la fonction de transfert en boucle ouverte du convertisseur.

III.5 Contrôle de tension du supercondensateur

Dans la topologie d'un (CMI) avec une seule source de courant continu, les batteries traditionnelles dans le pont auxiliaire de l'onduleur (source $1E$) et leurs convertisseurs (AC-DC) sont remplacés par un supercondensateur.

En effet, la commande de la tension du supercondensateur n'est pas simple en raison de la circulation tri-directionnelle de puissance (entre le pont principal et auxiliaire de l'onduleur) et la charge en application autonome, ainsi que le réseau si l'onduleur est connecté aux réseaux.

III.5.1 Boucle de contrôle de la tension du supercondensateur

La méthode de contrôle proposée est basée sur la modification de modulation hybride en ajustant la durée de marche et arrêt du pont principal de CMI (source $2E$). Un contrôleur PI est capable d'obtenir une commande rapide de la tension du supercondensateur en ajustant la puissance active et réactive que l'onduleur principal peut injecter dans la charge. [24],[59]

Le déplacement de la durée (marche- arrêt) peut donner ou attirer une puissance réactive qui peut être utilisée pour charger ou décharger le supercondensateur dans le pont H auxiliaire de l'onduleur. Ceci se fait via la technique (MLI-hybride) selon les figures (III.6) et (III.7) suivantes :

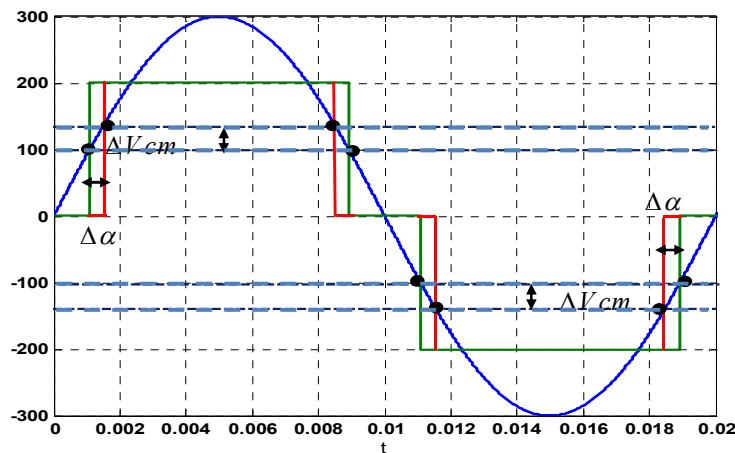


Figure (III.6) Contrôle du pont principal en utilisant un niveau de comparaison V_{cm}

La commande de la tension du supercondensateur est effectuée par un réglage d'angle ($\Delta\alpha$) donné par le contrôleur (PI) et agit directement sur la variation du niveau de comparaison noté V_{cm} qui commande la marche et l'arrêt de l'onduleur principal.

La régulation en boucle fermée dans chaque phase est donnée par la figure (III.7) :

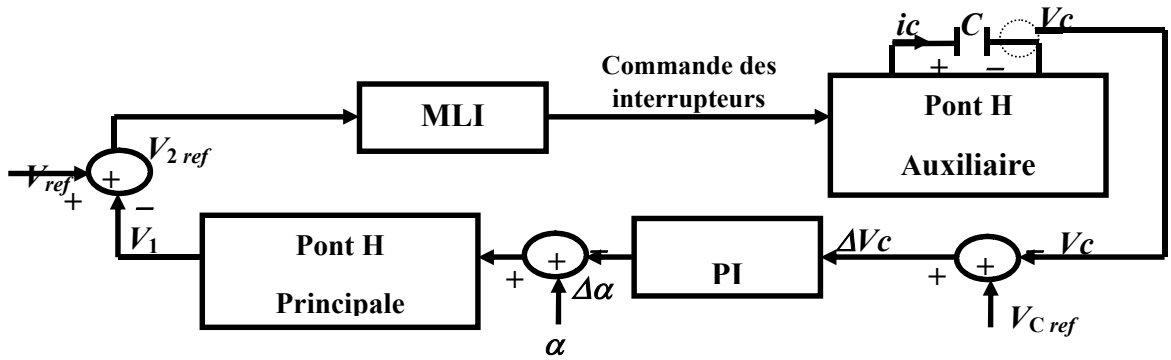


Figure (III.7) Régulation en boucle fermée pour chaque phase du CMI

Enfin, la configuration modifiée de l'onduleur à sept niveaux asymétriques avec son bloc de contrôle donnée par la figure (III.8) :

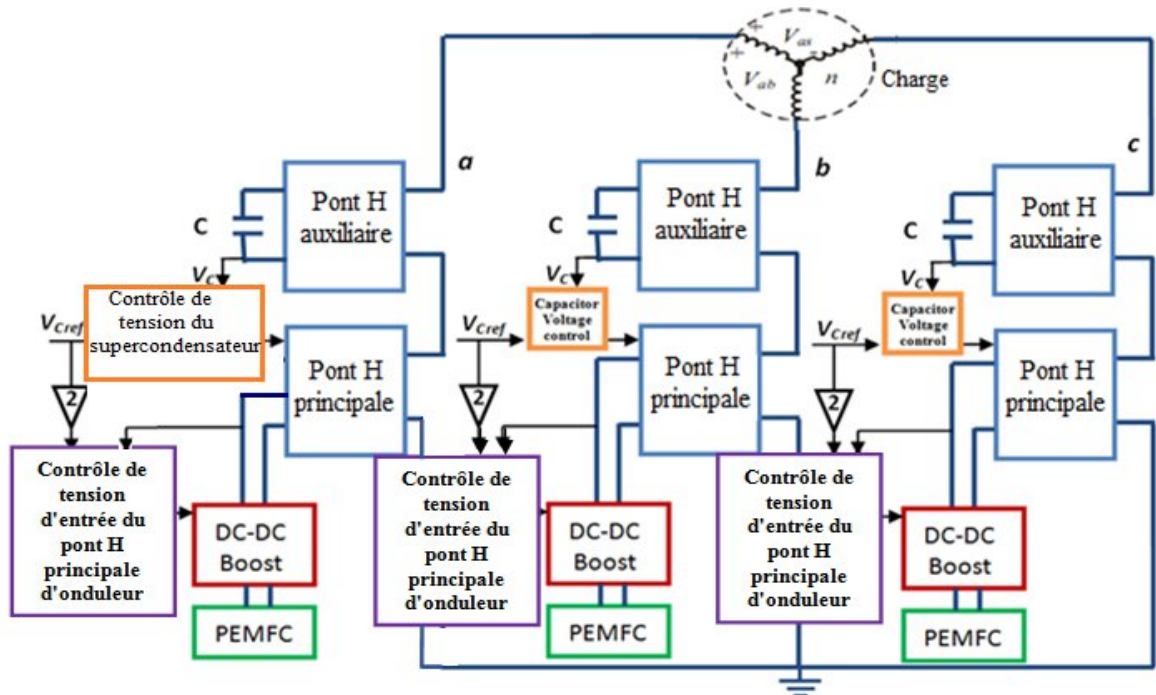


Figure (III.8) SEH (PEMFC-Supercondensateur-Boost-Onduleur en Cascade à sept niveaux-Charge)

III.6 Résultats de Simulation

Afin de valider la configuration et le contrôle du système SEH étudié, une simulation sous Matlab / Simulink est effectuée en utilisant des composants de puissance (IGBT) dans chaque pont du CMI avec les paramètres suivants : [61]

<p>Pile à combustible (PEMFC)</p>	<p>$P = 4 \text{ KW}$; $T=307.7 \text{ K}$; $N_0=48$; $P_{H_2}=1.5 \text{ Atm}$; $P_{O_2}=1.5 \text{ Atm}$; $P_{H_2O}= 1.5 \text{ Atm}$; $E_0=1.229 \text{ V}$; $I_{Lim} = 25 \text{ A}$; $R_{FC}= 8.314 \Omega$.</p>
<p>Convertisseur (DC-DC) Boost</p>	<p>$C = 500 \mu\text{F}$; $L = 1 \text{ mH}$</p>
<p>Supercondensateur du pont H auxiliaire</p>	<p>$C = 2000 \mu\text{F}$</p>
<p>Paramètres des régulateurs PI</p>	<p>- Contrôleur de tension de sortie du convertisseur Boost relie au PEMFC : $K_p = 0.001$; $K_i = 0.12$ -Contrôleur de tension du supercondensateur en pont H: $K_p = 5$; $K_i = 200$</p>

Dans la phase de simulation, considérons le cas d'une tension de référence variable de 210 V à 300 V. Les résultats sont présentés dans les figures suivantes :

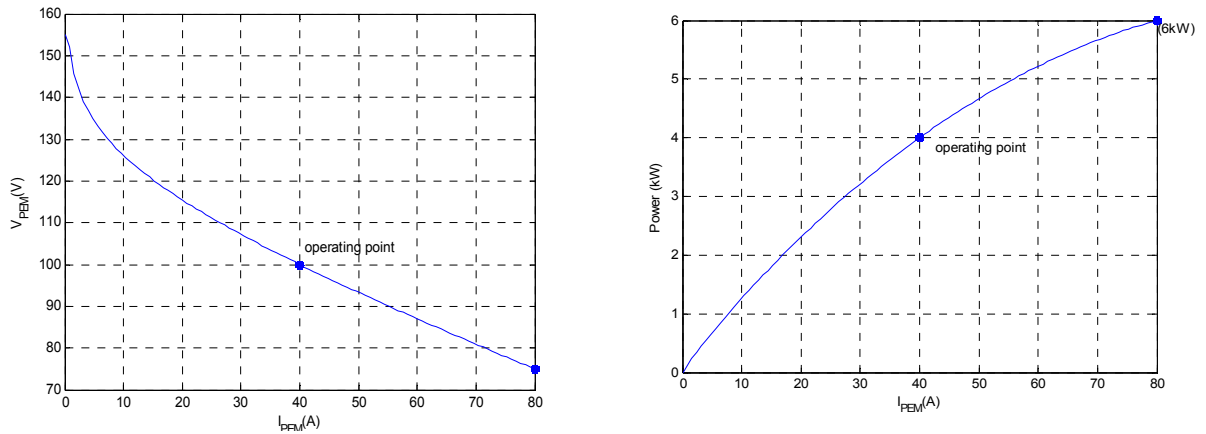


Figure (III.9) Caractéristiques de la PEMFC

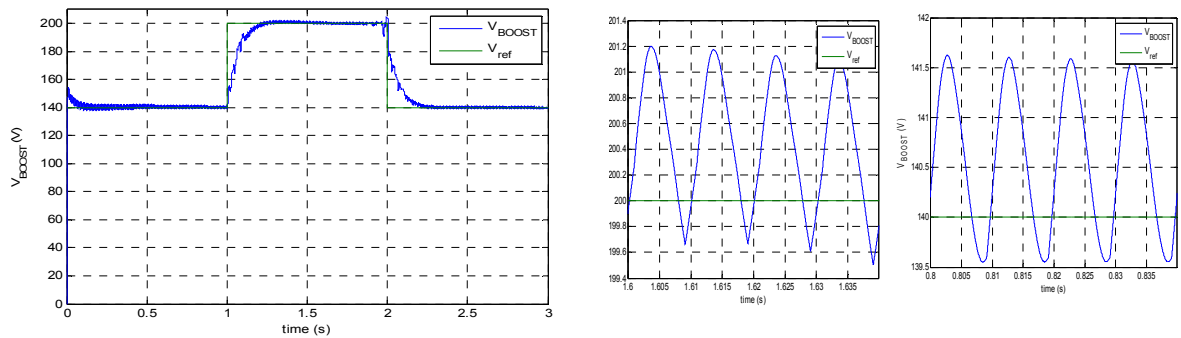


Figure (III.10) Tension de sortie du Boost qui alimente le pont H principale (avec zoom)

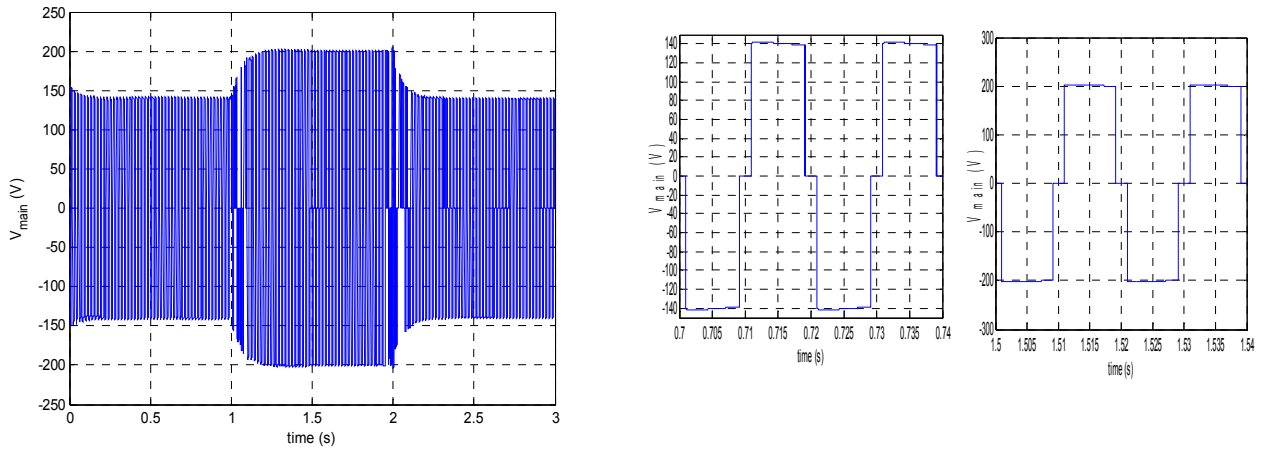


Figure (III.11) Tension de sortie du pont H principale de l'onduleur (avec zoom)

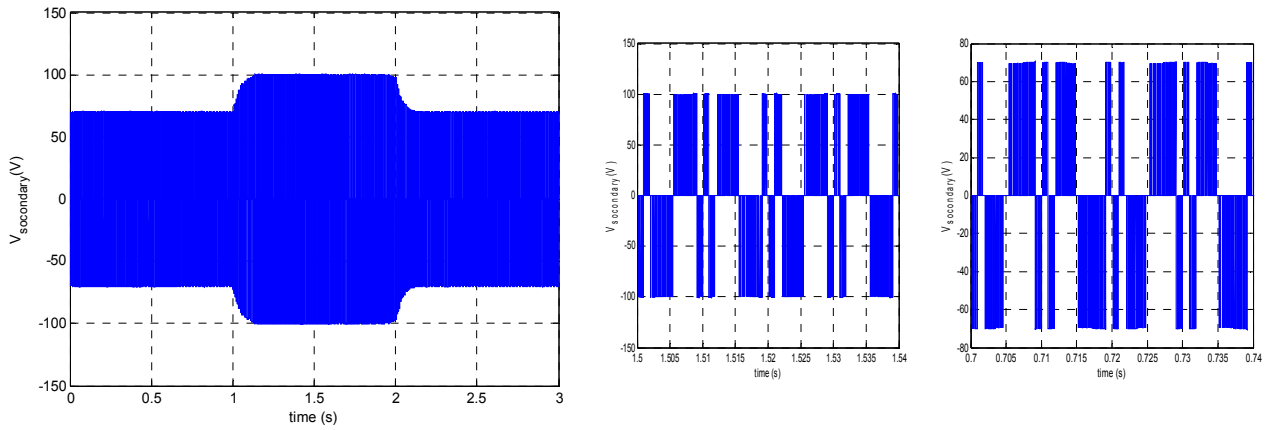


Figure (III.12) Tension de sortie du pont H auxiliaire de l'onduleur (avec zoom)

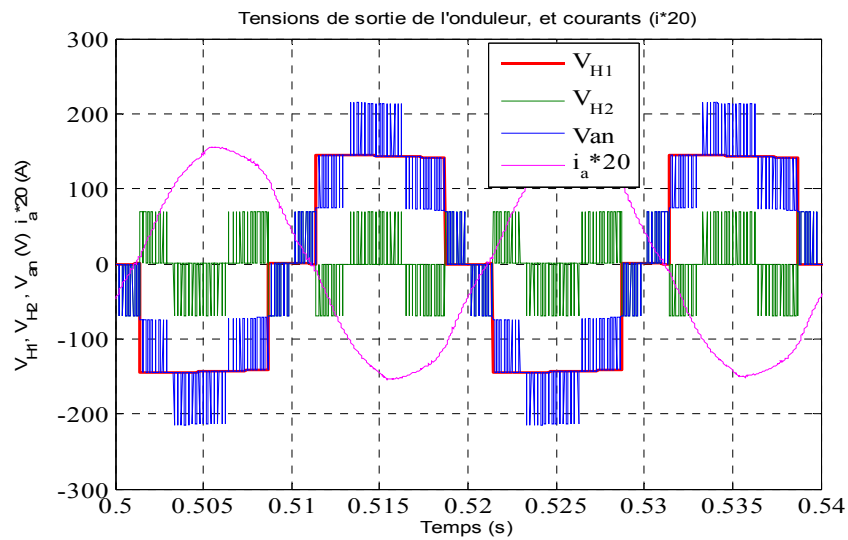


Figure (III.13) Zoom des tensions de sortie des ponts principale et auxiliaire de l'onduleur, et le courant de sortie ($i \cdot 20$)

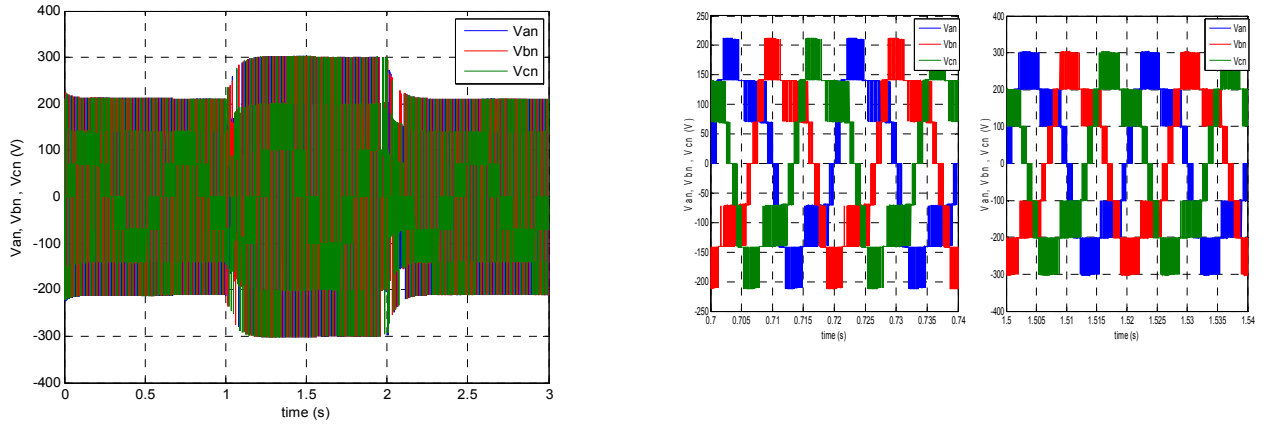


Figure (III.14) Tensions simples (L-N) de sortie de l'onduleur (avec zoom)

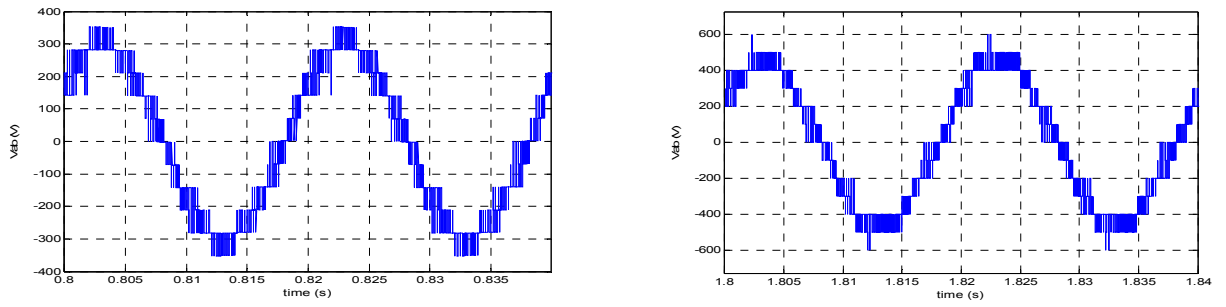
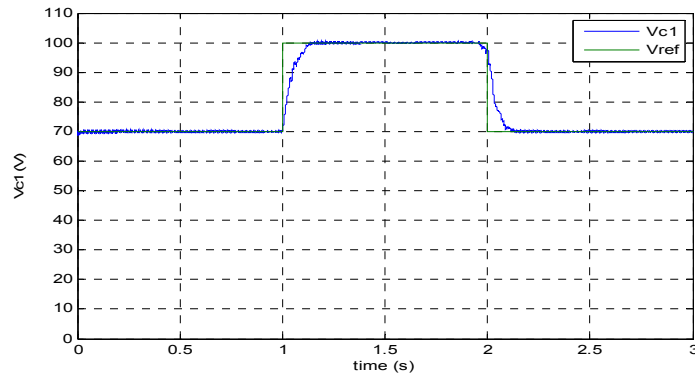
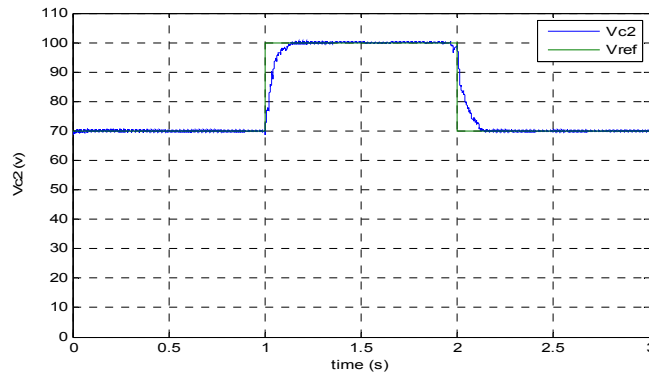


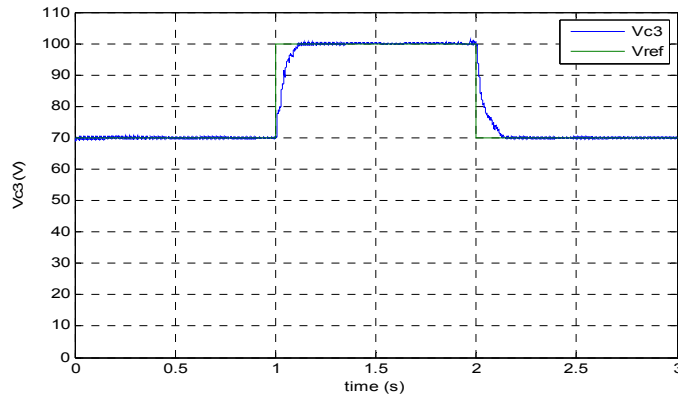
Figure (III.15) Tensions composées (L-L) de sortie de l'onduleur (avec zoom)



(a)



(b)



(c)

Figure (III.16) Tensions de phases (a, b, c) des supercondensateurs du pont H auxiliaire

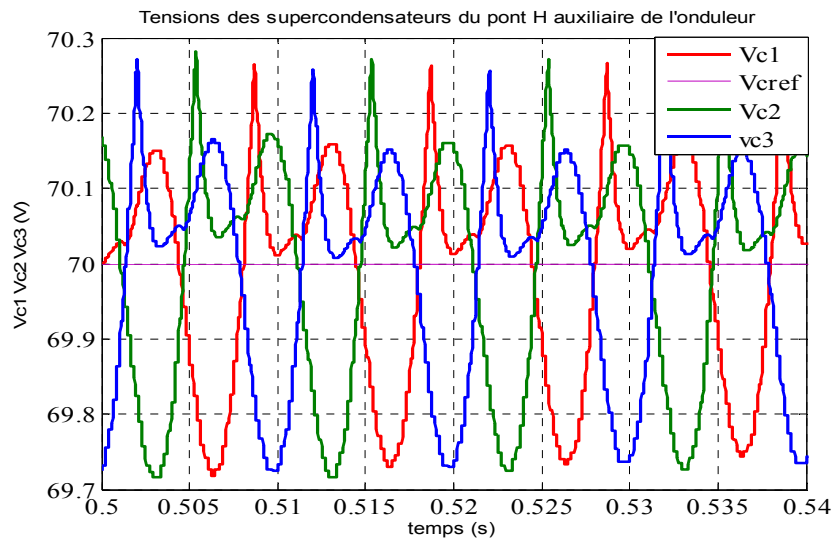
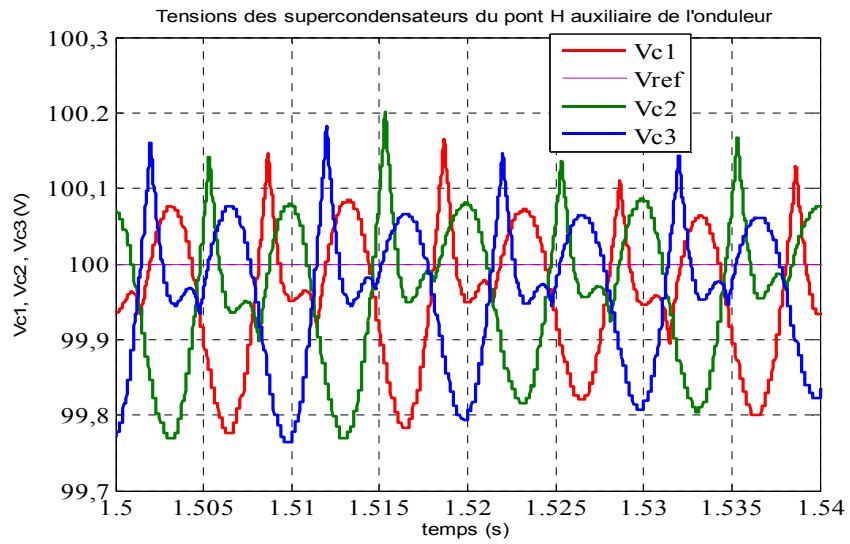


Figure (III.17) Zoom des tensions des supercondensateurs du pont auxiliaire de l'onduleur

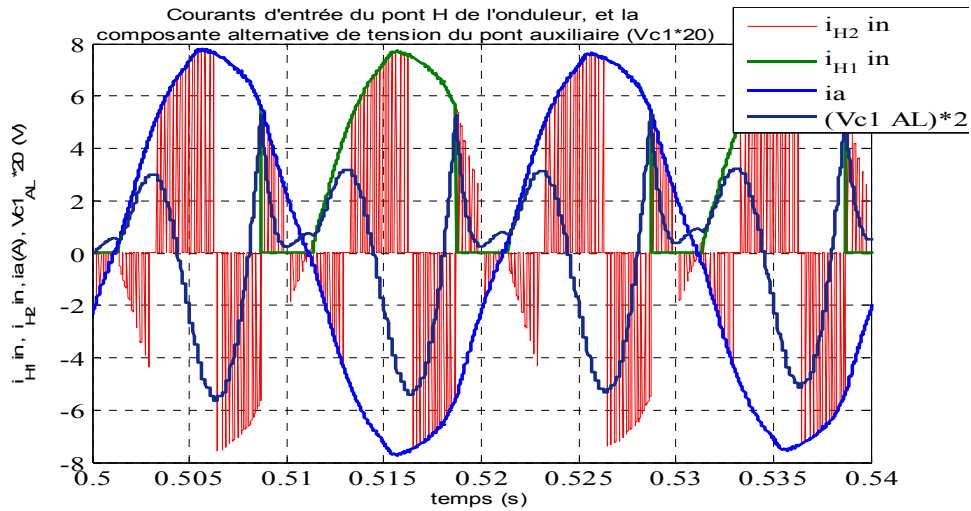


Figure (III.18) Zoom des courants d'entrée des ponts principale et auxiliaire de l'onduleur, et la composante alternative de tension d'entrée du supercondensateur (multiplié par 20)

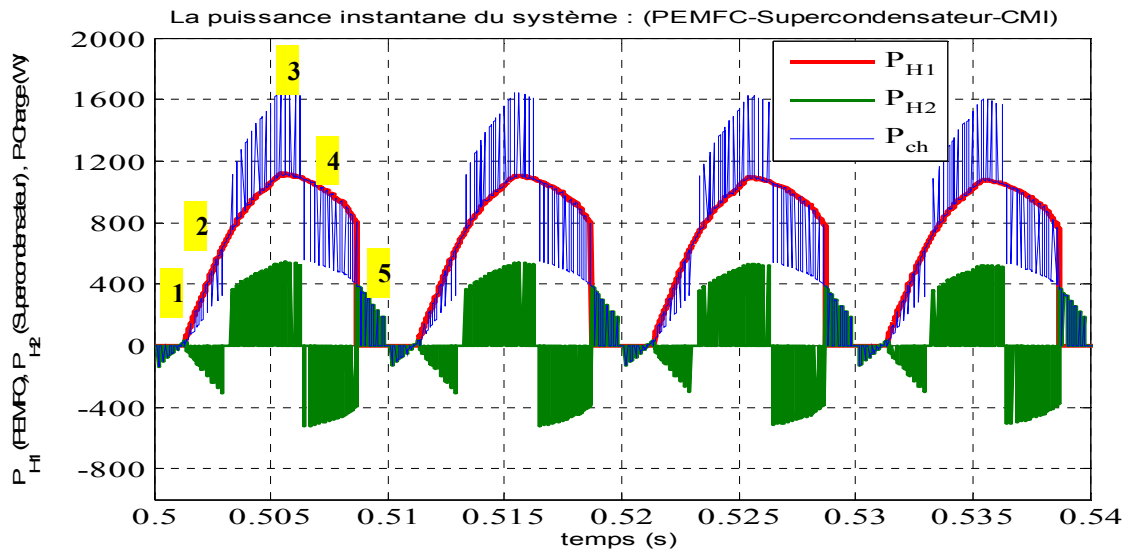


Figure (III.19) Puissance instantané du système SEH : (PEMFC-Supercondensateur-Charge)

À partir des résultats de simulation, on peut remarquer que la commande proposée dans sa première étape permet d'obtenir une tension variable du (PEMFC) avec une réponse rapide à l'aide du convertisseur (DC-DC) Boost.

Dans la deuxième étape de la commande, la tension des supercondensateurs du pont H auxiliaire de l'onduleur est régulée par la commande de la puissance réactive dans le pont H principale de l'onduleur.

Une fois que la tension du pont H principale de l'onduleur à sa valeur permanente, le deuxième pont H auxiliaire peut atteindre rapidement sa référence au moyen de la boucle de

commande de la tension du supercondensateur. Cela permet d'obtenir un état stable à sept niveaux de tension avec une amplitude variable.

Afin d'expliquer plus la gestion de puissance entre les différentes parties du système (PEMFC-Supercondensateur-Onduleur-Charge), les figures (III.18) et (III.19) montrent l'influence de la commande des courants d'entrée et puissances des ponts H principale et auxiliaire de l'onduleur (dans la même phase (a)) sur la valeur de la tension d'entrée de supercondensateur représentée par son composant alternatif (multiplie par 20), il peut être vu que dans chaque demi période, le transfert de puissance est divisé en cinq zones:

	Pont H principe	Pont H auxiliaire	Transfert de puissance
Zone 1	$P = 0$	$P < 0$	De la charge vers supercondensateur
Zones 2 et 4	$P > 0$	$P < 0$	De la PEMFC vers la charge et supercondensateur
Zone 3	$P > 0$	$P > 0$	De la PEMFC et supercondensateur vers la charge
Zone 5	$P = 0$	$P > 0$	Du supercondensateur vers la charge

Cela permet d'obtenir une tension équilibrée de sept niveaux avec l'amplitude variable (210 V puis 300 V) selon les figures (III.11), (III.12) et (III.14)

On peut également voir que le pont H principale de l'onduleur à la fréquence fondamentale ce qui permet de réduire les pertes par commutation. De plus, l'ondulation de la tension du supercondensateur du pont H auxiliaire est d'environ 1%, ce qui permet de minimiser les pertes de puissance de commutation et de réduire le taux de distorsion harmonique totale (THD).

III.7 CONCLUSION

Ce chapitre introduit une nouvelle commande d'un système énergétique hybride (SEH) triphasée base sur une PEMFC et supercondensateur pour alimenter un onduleur multiniveaux asymétrique en cascade à sept niveaux. L'objectif de ce chapitre est d'assurer la stabilité des tensions des supercondensateurs en contrôlant le flux de puissance entre la PEMFC et le supercondensateur dans chaque phase ainsi de contrôler l'énergie entre les sources continu et la charge alternative.

Les résultats obtenus ont montré que la commande a permis d'ajuster la tension fournie pour différentes tensions DC de références, qui ont permis un fonctionnement adapté aux charges avec une tension alternative et à sept niveaux de faibles THD.

Cette technique a amélioré la fiabilité du système en assurant la performance du système SEH par l'utilisation de PEMFC dans chaque phase en cas de défaut de la source de courant continu secondaire renouvelable ou traditionnelle. En outre, cette technique ne nécessite pas l'existence et la commutation entre les différentes sources (sources de remplacement) qui le rendent très attrayant dans les applications automobiles comme les véhicules électriques hybrides.

Chapitre IV

Gestion de Puissance et Optimisation d'un SEH relié aux Réseaux

CHAPITRE IV

GESTION DE PUISSANCE ET OPTIMISATION D'UN SEH RELIÉ AUX RESEAUX

IV.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous allons étudier en détail les critères de gestion et d'optimisation de puissance pour un système énergétique hybride (SEH). Nous étudions ici une gestion de l'énergie dédiée à un système SEH à base d'un (GPV) et une pile à combustible type SOFC en mode no-autonome. Afin de maximiser le rendement énergétique global, on propose une technique de commande à base de mode glissant intégral en temps discret pour la gestion de puissance qui respecte certains critères et qui conditionne les performances des éléments du SEH [1],[3][24]. Ensuite, cette stratégie sera optimisée à l'aide de PSO (Partical Swarm Optimisation) pour améliorer l'autonomie et le rendement du système. [79],[81]

Ce choix est justifié par les avantages qu'elle offre la technique de commande par mode glissant tel que : [64],[65],[66],[67],[68]

- Bien adapté aux convertisseurs de puissance ;
- Robuste vis-à-vis des perturbations ;
- Indépendant des erreurs de modélisation ;
- Le choix de la surface de commutation est assez libre ;
- Bonne dynamique.

IV.2. Principe de modes de glissement

Lorsque la structure d'un système prend d'une façon discontinue deux ou plusieurs expressions, la notion de système à structures variables (VSS) intervient. Ces systèmes sont décrits par l'équation suivante :

$$\dot{X}(t) = f(X, t, u) = \begin{cases} f^-(X, t, u^-) & \text{si } \sigma(X, t) < 0 \\ f^+(X, t, u^+) & \text{si } \sigma(X, t) > 0 \end{cases} \quad (\text{IV.1})$$

Où : $\sigma(X, t)$ est une fonction scalaire, et les champs de vecteur u^+ et u^- sont définis par :

$$u = \begin{cases} u^- & \text{si } \sigma(X, t) < 0 \\ u^+ & \text{si } \sigma(X, t) > 0 \end{cases} \quad (\text{IV.2})$$

Une approche de commande qui est conforme à la non-linéarité de ses systèmes, est la commande par mode de glissement (CMG) [62],[65]. Cette commande a deux objectifs principaux, le premier est de choisir une situation dynamique désirée du système, appelée surface de commutation $\sigma(X, t)$ ou du glissement et d'y amener l'état actuel du système à cet état choisi, le second objectif, c'est de forcer la trajectoire du système à suivre cette dynamique à travers une action de correction en commutation à fréquence élevée (théoriquement infini) qu'on l'appelle mouvement de glissement d'après la figure (IV.1). Au cours de ce processus le système passe temporellement dans trois modes ou phases :

a. Phase de convergence

Ce mode est caractérisé par une loi de commande et un critère, permet aux dynamiques du système de converger vers la surface de glissement. Durant lequel la variable à réguler se déplace à partir de n'importe quel point du plan de phase, vers la surface de commutation $\sigma(X, t)$ et l'atteint dans un temps fini.

b. Phase de glissement

Durant lequel la variable d'état a atteint la surface glissante et tend vers l'origine du plan de phase, la dynamique dans ce mode caractérisé par le choix de la surface de glissement.

c. Phase de régime permanent

Où le système atteint et reste autour de l'origine du plan figure (IV.1), l'étude de la réponse du système autour de ce point, caractérise la qualité et la performance de la commande.

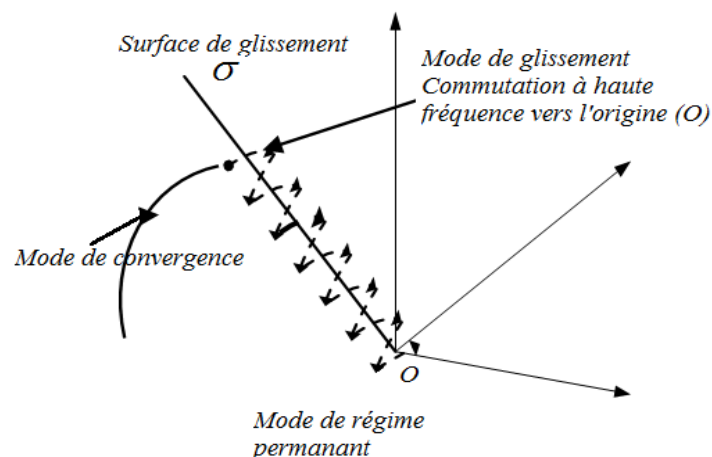


Figure (IV.1) Trajectoire et mode de glissement non-idéal

L'avantage saillant de la commande par mode glissant, est la robustesse contre les incertitudes de modélisation, et les perturbations bornées. Cependant, le phénomène de la réticence ou broutement "Chattering " associé qui est une conséquence naturelle du comportement réel du système présente l'inconvénient de cette commande parce qu'il peut exciter des dynamiques à hautes fréquences non considérées dans la modélisation du système, induire des pertes supplémentaires et provoquer une détérioration anticipée de l'organe de commande. Plusieurs littératures [64],[66],[69] et des efforts considérables pour réduire ce problème et maîtriser la façon de commutation et minimiser le temps de convergence ont été proposés.

IV.2.1. Commande par mode glissant

Lorsqu'un système à structure variable entre en mode de glissement, la discontinuité induite par la commutation ne permet plus de décrire par un seul système d'équation différentielle. Plusieurs travaux visent à étudier d'une façon profonde son comportement en glissement, on cite par exemple les méthodes suivantes : [66],[67]

- Méthode de Filippov.
- Méthode de régularisation.
- Méthode de la commande équivalente.

Cette dernière méthode sera expliquée puis utilisée dans ce qui reste dans ce chapitre.

IV.2.1.a. Méthode de la commande équivalente

Comme déjà mentionné précédemment, à cause des limites pratiques induit un changement de la trajectoire théorique du système sous le nom de phonème de réticence ou broutement, dans ce cas, il est possible d'identifier deux composantes dans la trajectoire, à savoir les composantes à haute fréquence et à basse fréquence.

Pour le forcer à rester sur la surface de glissement, [63] a proposé de piloter le système en commutation, telle que, à partir de la position initiale du vecteur d'état $X_0(t)$ dans la région $\sigma_0(X_0, t_0)$, et à travers une commande adéquate $u(x, t)$, la dérivée du vecteur $\sigma(X, t)$ demeure nulle:

$$\sigma \cdot (X, t) = \frac{\partial \sigma}{\partial X} f(X, t, u) + \frac{\partial \sigma}{\partial t} = 0 \quad (\text{IV.3})$$

Cette commande $u(x, t)$ peut être décrite par :

$$u(x, t) = u_{eq}(x, t) + u_m = \begin{cases} u_{eq}(x, t) + u_m^- & \text{si } \sigma(X, t) < 0 \\ u_{eq}(x, t) + u_m^+ & \text{si } \sigma(X, t) > 0 \end{cases} \quad (\text{IV.4})$$

Où : $u_{eq}(x, t)$ est la composante basse fréquence de la commande u , et (u_m^-, u_m^+) sont ces composantes dynamiques hautes fréquences.

La résolution analytique globale de l'équation (IV.3) n'est pas facile, cependant, pour un système non-linéaire de la forme :

$$\begin{cases} \dot{X}(t) = f(X, t) + g(X, t) \cdot u(t) ; & t > t_0 \\ X(t_0) = x_0 \end{cases} \quad (IV.5)$$

Dans ce cas :

$$\sigma(X, t) = \begin{cases} \frac{\partial \sigma}{\partial X} \left(f(X, t) + g(X, t) \cdot (u_{eq}(x, t) + u_m^-) \right) + \frac{\partial \sigma}{\partial t} = 0 & \text{si } \sigma(X, t) < 0 \\ \frac{\partial \sigma}{\partial X} \left(f(X, t) + g(X, t) \cdot (u_{eq}(x, t) + u_m^+) \right) + \frac{\partial \sigma}{\partial t} = 0 & \text{si } \sigma(X, t) > 0 \end{cases} \quad (IV.6)$$

La commande équivalente obtenue pour le régime permanent ($u_m = 0$, $\frac{\partial \sigma}{\partial t} = 0$)

$$\sigma(X, t) = \frac{\partial \sigma}{\partial X} \left(f(X, t) + g(X, t) \cdot u_{eq}(t) \right) = 0 \quad (IV.7)$$

Alors :

$$u_{eq}(t) = - \left(\frac{\partial \sigma}{\partial X} \cdot g(X, t) \right)^{-1} \cdot \frac{\partial \sigma}{\partial X} \cdot f(X, t) \quad (IV.8)$$

D'autre part, durant le mode de convergence, en tenant compte l'équation (IV.8) :

$$\sigma(X, t) = \begin{cases} \frac{\partial \sigma}{\partial X} g(X, t) \cdot u_m^- + \frac{\partial \sigma}{\partial t} = 0 & \text{si } \sigma(X, t) < 0 \\ \frac{\partial \sigma}{\partial X} g(X, t) \cdot u_m^+ + \frac{\partial \sigma}{\partial t} = 0 & \text{si } \sigma(X, t) > 0 \end{cases} \quad (IV.9)$$

Le problème revient alors à donner à la surface $\sigma(X, t)$ une dynamique convergente vers zéro à travers un choix de u_m , la condition pour assurer cette convergence appelée condition de convergence (en Anglais : Hitting Condition) donnée par : [63],[65],[67],[68]

$$\sigma(X, t) \cdot \dot{\sigma}(X, t) < 0 \quad (IV.10)$$

Lyapunov considère (IV.2) dans ça deuxième théorème de stabilité comme la dérivée étant par rapport au temps d'une fonction quadratique $V(X) = (1/2) \sigma^2(X, t)$ (fonction candidate de Lyapunov) qui doit être décroissante pour garantir l'attractivité de la surface $\sigma(X, t)$.

Le choix le plus simple de la commande u_m est la forme de relai donné par l'équation:

$$u_n = U_m \cdot \text{sign}(\sigma(X, t)); \quad U_m > 0 \quad (IV.11)$$

Sous cette forme, la valeur du gain U_m est très influente, car il est très petit, le temps de réponse sera très long et, s'il est choisi très grand, nous aurons des fortes oscillations au niveau de l'organe de la commande.

Une fois, la condition de convergence est assurée, il faut vérifier la condition d'existence du mode de glissement qui assure qu'une fois la trajectoire du système est au voisinage δ de la surface $\sigma(X, t)$ telle que $0 < |\sigma(X, t)| < \delta$, il est toujours orienté vers la surface de glissement, tel qu'elle illustre dans la figure (IV.2).

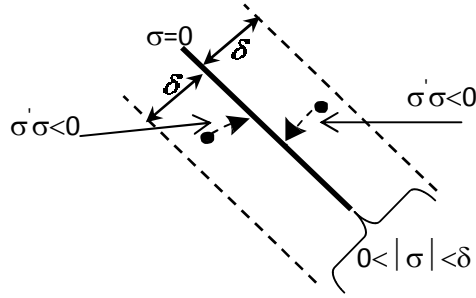


Figure (IV.2). Condition d'existence

Cela est fait en inspectant seulement si la trajectoire et sa dérivée ont des signes opposés aux deux côtés de surface.

$$\begin{cases} \lim_{c \rightarrow 0^-} \sigma(X, t) > 0 \\ \lim_{c \rightarrow 0^-} \dot{\sigma}(X, t) < 0 \end{cases} \quad (\text{IV.12})$$

Finalement, il faut assurer aussi que les paramètres de la commande sont conçus pour que la surface de glissement puisse toujours diriger la trajectoire du système vers un point d'équilibre stable vérifiant, ainsi, la condition de stabilité.

IV.2.1.b. Minimisation de chattering

Ce problème causé par en premier lieu par le retard de commutation de l'organe de commutation, peut autre aussi induit par des dynamiques rapides avec de petits constants de temps, non prisant en compte dans le modèle du système ou dans les éléments actionneurs et des capteurs généralement simplifier lors de la synthèse de la loi de commande. Dans le but de réduire ou d'éliminer ce phénomène, de nombreuses solutions ont été proposées. [66],[69]

a. Solution de couche limite

Cette méthode consiste à adoucir la commande discontinue u_n proposé initialement par une approximation continue au proche voisinage de la surface de glissement [5],[63],[65]. Le régime glissant qui en résulte n'est plus confiné dans $\sigma(X, t)$, mais dans un proche voisinage de celui-ci. Dans ce cas, le système est dit en régime pseudo-glissant ou en mode quasi-glissant.

Parmi les fonctions utilisées, on peut citer :

- La fonction Saturation : $u_n = u_m \cdot \text{Sat}(\sigma(X, t))$
- La fonction Pseudo-signe : $u_n = u_m \cdot \frac{\sigma(X, t)}{|\sigma(X, t)| + \varepsilon}$
- La fonction Arctangente : $u_n = u_m \cdot \frac{2}{\pi} \arctan \frac{\sigma(X, t)}{\varepsilon}$
- La fonction tangente hyperbolique : $u_n = u_m \cdot \tanh \frac{\sigma(X, t)}{\varepsilon}$

Pour rendre le comportement du système plus proche de celui du mode de glissement idéal, en particulier quand une perturbation inconnue doit être rejetée, le gain doit être un grand. En l'absence de perturbation et quand il y a une diminution de l'amplitude de la commande, il est possible que ce gain soit trop grand de façon que la trajectoire du système déplace à l'intérieur d'une couche sans glissement cela réduit le système à un autre sans mode de glissement à l'intérieur de la couche limite et, par conséquent, le système n'est plus robuste aux incertitudes à l'intérieur de la couche limite. L'efficacité du contrôle de la couche limite est mise en question dans la pratique, pour cela les dynamiques rapides doivent être soigneusement prisant en compte dans l'étape de modélisation afin d'éviter ce type d'instabilité. [63],[64],[65]

b. Solution à base d'observation

L'idée principale de cette approche consiste à forcer de l'erreur d'observation de converger vers zéro asymptotiquement. Par conséquent, on poursuit la boucle principale du système par une boucle auxiliaire d'observation qui a la base de mode de glissement idéal. Sous la dynamique de cet observateur, aucun problème de réticence n'apparaît et le système évolue comme si la commande équivalente continue est appliquée. Cette approche réduit le problème de contrôle robuste à un problème d'estimation robuste et comme il y a un décalage entre l'observation et le système réel, cela peut réduire la robustesse de la commande.

c. Modes glissants d'ordre supérieur

Cette approche de commande caractérisée par une commande discontinue agissant sur le calcul et l'utilisation des dérivées d'ordre supérieur de la variable de glissement tandis que le choix de la surface de glissement et des paramètres restent de la même manière, en plus à la conservation des propriétés de robustesse, et réduire le phénomène de réticence tout en conservant les performances du système. Cela conduit à des algorithmes spécialisés comme le «Super Twisting Algorithm» qui ne nécessite pas le calcul de dériver de la variable de glissement et « Drift Algorithm» spécialement conçu pour les systèmes discrets [63]. Une autre approche basée sur la commande optimale a été développée par Bartolini [5], dont les travaux ont abouti à des solutions pour la commande des systèmes non-linéaires incertains multi-entrées/multi-sorties.

d. Mode glissant dynamique

Cette méthode permet de réduire la réticence au moyen d'un filtre passe-bas (par exemple un intégrateur) placée en amont du système à contrôler [65], ce qui réduit les bruits

de mesure et élimine théoriquement le besoin d'une couche limite, alors que le système sera augmenté d'une dimension donc l'évaluation ces nouvelles variables devenues plus difficiles parce qu'elles doivent contenir en plus des informations à propos de perturbation externe et/ou de l'incertitude paramétrique.

IV.3 Étude de gestion de puissance d'un SEH à base de (PV-FC) relié au réseau

Le problème de gestion d'énergie devient plus compliqués, selon le niveau de répartition des énergies renouvelables sur le réseau électrique à cause de leur caractère intermittent et aléatoire. Pour cela, les unités de production d'énergie renouvelable doivent respecter un certain nombre de contraintes lié au fonctionnement des systèmes électriques pour être connectées au réseau. [7],[73],[74],[76]

Une installation raccordée au réseau doit toutefois répondre à certaines conditions techniques générales, de sécurité et de compatibilité [30],[33],[68],[75]. La norme IEEE 1547, encadre tous les aspects liés à l'interconnexion entre les sources et le réseau.

L'étude des SEH, dans sa vue la plus vaste à besoin une stratégie de commande adaptée afin d'exploiter dans les meilleures conditions les différentes sources renouvelables. Une technique de gestion d'énergie efficace permet de limiter les dépenses en énergies traditionnelles et de protéger les composantes du système et augmenter sa durée de vie.

IV.3.1 Description du système énergétique hybride choisi

Le SEH a adopté combine une source PV et une pile à combustible SOFC comme des sources d'alimentation principale. Le but, c'est de commande la puissance débitée vers le réseau d'étudier sa qualité (par exemple réduction des transitoires) d'après la figure (IV.3):

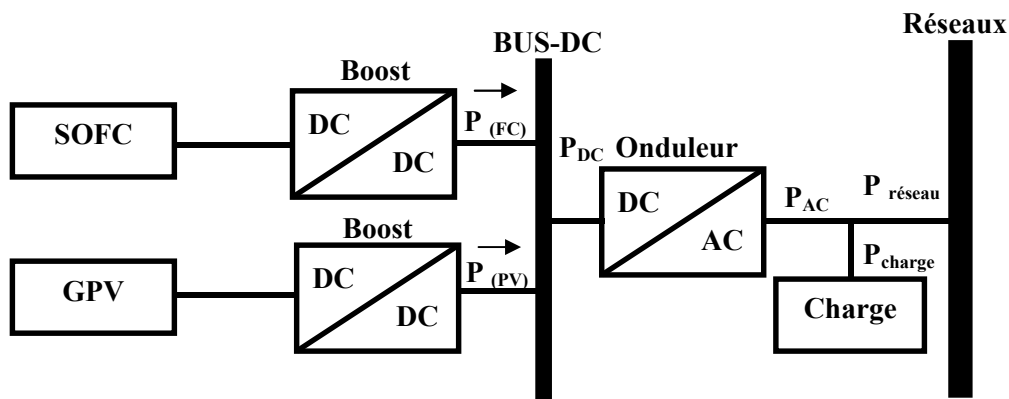


Figure (IV.3) Structure du SEH étudié

Les sources de génération sont connectées aux réseaux par deux hacheurs Boost DC/DC, ensuite un onduleur à trois niveaux NPC avec un inducteur de ligne de série comme un filtre pour réduire les harmoniques produits. La tension de bus DC est gardée constante par le contrôle approprié de chaque convertisseur Boost, pour le GPV, il s'agit de la commande MPPT, et un régulateur *PI* pour le convertisseur Boost ont été reliés au SOFC. Le contrôleur de SEH est conçu pour satisfaire la demande de puissance et garder et régler la tension de bus DC. Les puissances actives et réactives sont découplés en commande suivant les axes (*d-q*) de telle sorte que le " bloc" de calcul des courants de référence (I_{dref}, I_{qref}) présente les images des références de puissance (*P* et *Q*) voir la figure (IV.4). Ensuite, le "contrôleur par mode glissant proposé" donne les tensions de référence appropriées pour contrôler l'onduleur à trois niveaux NPC. Ces tensions seront modulées en utilisant la modulation vectorielle (SVPWM) pour donner les signaux de commande aux interrupteurs d'onduleur [53]. De plus, une PLL (Phase Lock Loop) est utilisée pour synchroniser la fréquence et la phase du système avec le réseau principal.

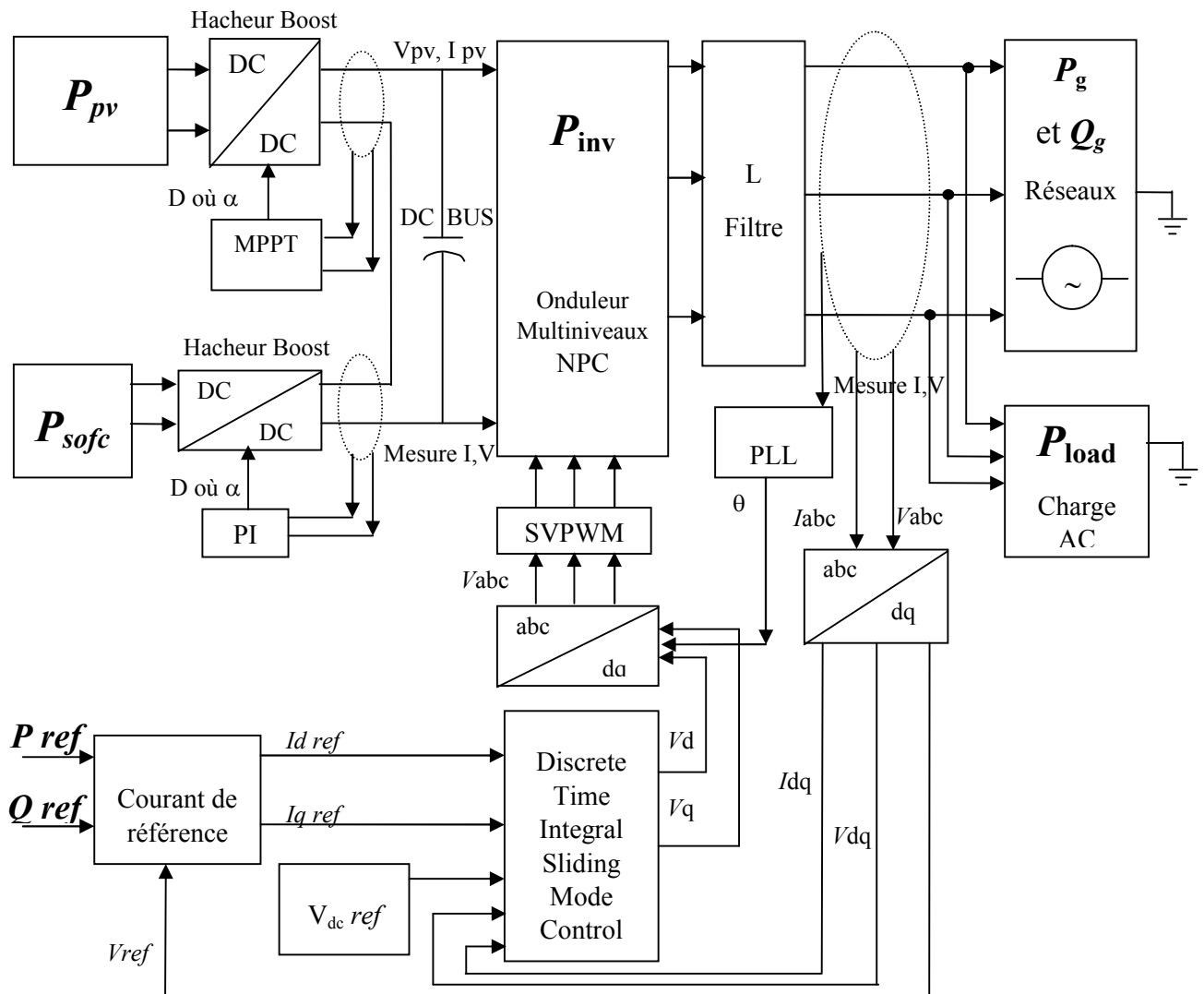


Figure (IV.4) Structure du SEH étudié relié aux réseaux avec la commande proposée

IV.3.2 Stratégie de gestion de puissance

Pour prouver l'efficacité de la stratégie de commande par mode glissant proposé, une stratégie de gestion de puissance est adoptée comme le suivant :

- L'objectif est d'avoir une puissance produite stable fixe par le système hybride, cette référence peut être changée selon la demande de réseau et indépendamment de la demande de charge locale ;
- Si la puissance produite par les systèmes PV-FC est fixée pour être indépendante de demande de charge locale, alors, le système fonctionne dans le mode de contrôle d'unité de puissance (le mode UPC);
- Si la référence de puissance des systèmes PV-FC est fixée pour être égale à la demande de la charge locale, dans ce cas, le système fonctionne dans le mode de contrôle de flux de charge (le mode FFC) ;
- Le SOFC agit comme une source secondaire pour satisfaire la demande et garantir une puissance produite stable et de meilleures qualités même dans de pauvres conditions météorologiques ou durant la nuit ;
- Si la demande de puissance de charge locale est moins que la puissance de référence produite par le système PV-FC, la surpuissance produite sera injectée au réseau ;
- Si la puissance demande par la charge est plus grande de celle générée par le PV-FC du SEH, la puissance manquante à la demande de charge sera assurée par le réseau ;

Pour arriver à cette objective, nous allons présenter dans la section suivante la technique de commande par mode glissant intégral appliqué à l'onduleur NPC multiniveaux.

IV.4 Commande par mode glissant appliqué à l'onduleur NPC à trois niveaux

IV.4.1 Modélisation de l'onduleur NPC dans le plan (d,q)

L'onduleur est la composante clé pour une intégration réussie du système hybride à la production électrique distribué à cause de leurs multiples avantages. Les onduleurs multiniveaux sont plus attrayants pour les applications à moyennes et à haute tension puisqu'elles peuvent réduire la taille du filtre nécessaire pour réduire les harmoniques d'ordre élevés présentées par la modulation MLI. [51],[53]

Un des structures la plus populaire des onduleurs multiniveaux et l'onduleur à point milieu (NPC) [45]. La topologie à trois niveaux avec les avantages que la tension de blocage de chaque dispositif de commutation est une moitié de tension de liaison DC et les harmoniques contentent des tensions de sortie sont beaucoup inférieures à ceux d'onduleur à deux niveaux à la même fréquence de commutation [36],[46],[51],[56],[60]. On adopte les hypothèses suivantes :

- La tension triphasée du réseau est équilibrée.
- Les interrupteurs semi-conducteurs de l'onduleur sont idéals.
- Tous les éléments de circuit sont LTI (Invariable dans le Temps).

Le modèle mathématique de l'onduleur dans le plan (abc) est le suivant : [51],[53]

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_{ga} - e_a \\ V_{gb} - e_b \\ V_{gc} - e_c \end{bmatrix} \quad (\text{IV.13})$$

Où : V_{gi} et e_i ($i = a, b, c$) sont respectivement les tensions AC du réseau, et les tensions d'onduleur, et L et R sont l'inductance de filtre et sa résistance en série.

Dans le côté DC, les courants d'entrée de l'onduleur donnés par : $I_{c0} = I_{c1} + I_{c2}$

De plus, les tensions de condensateur de côté DC données par: $\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} U_{C1} \\ U_{C2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{C_1} \\ \frac{1}{C_2} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{C1} \\ I_{C2} \end{bmatrix}$

Ainsi, dans les conditions équilibrées, nous pouvons mettre $U_{C1} = U_{C2} = U_C$; $I_{C1} = I_{C2} = I_C$

Finalement, les puissances actives et réactives de sortie de l'onduleur à trois niveaux sont :

$$P_g = V_{ga} \times i_{ga} + V_{gb} \times i_{gb} + V_{gc} \times i_{gc} \quad (\text{IV.14})$$

$$Q_g = \frac{1}{\sqrt{3}} \times (V_{gab} \times i_{gc} + V_{gbc} \times i_{ga} + V_{gca} \times i_{gb}) \quad (\text{IV.15})$$

Où : i_{ga} , i_{gb} , i_{gc} : sont les courants à trois phases injectés dans le réseau AC.

En appliquant la transformation de Park, le modèle d'état d'onduleur NPC à trois niveaux dans le plan (d,q) devient:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ V_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R}{L} & \omega & 0 \\ -\omega & \frac{-R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ V_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-2}{C_{eq}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ I_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{-1}{L} V_{gd} \\ \frac{-1}{L} V_{gq} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{IV.16})$$

Avec : ω est la fréquence de rotation calculée utilisant les informations données à partir d'un module (PLL) avec $\omega = d\theta/dt$.

Et : V_{gd}, V_{gq} sont les composants d'axe (d, q) des tensions principales du réseau, i_d et i_q : sont des courants de ligne, V_d et V_q : sont les tensions de sortie de l'onduleur. $C_{eq} = C/2$ est le condensateur équivalent de bus DC.

V_{dc} : est la tension DC de bus et i_{dc} est le courant DC équivalent.

Dans ce cas, les puissances actives et réactives instantanées produite par le système dans l'axe (d, q) , données par les équations: [52],[73]

$$P_s(t) = \frac{3}{2} \left(V_{sd}(t) i_d(t) + V_{sq}(t) i_q(t) \right) \quad (\text{IV.17})$$

$$Q_s(t) = \frac{3}{2} \left(-V_{sd}(t) i_q(t) + V_{sq}(t) i_d(t) \right) \quad (\text{IV.18})$$

Aussi, avec la synchronisation de plan (d, q) et le réseau, $V_{gq} = 0$, $V_{gd} = V_g$, alors:

$$P_s(t) = \frac{3}{2} \left(V_g(t) i_d(t) \right) \quad (\text{IV.19})$$

$$Q_s(t) = \frac{3}{2} \left(-V_g(t) i_q(t) \right) \quad (\text{IV.20})$$

IV.4.2 Stratégie de commande Proposée

La stratégie de contrôle proposée est basée sur la théorie de mode glissante intégrale [63],[69]. Le système donné dans (IV.16) a la forme :

$$\dot{X} = AX + BU + C \quad (\text{IV.21})$$

Avec : $X = [i_d, i_q, V_{dc}]^T$, $U = [V_d, V_q, I_{dc}]^T$,

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \frac{-R}{L} & \omega & 0 \\ -\omega & \frac{-R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-2}{C_{eq}} \end{bmatrix}, \mathbf{C} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{L} V_{gd} \\ \frac{-1}{L} V_{gq} \\ 0 \end{bmatrix}$$

Premièrement, on considère d'abord trois nouvelles variables suivantes :

$$X_1 = (i_d - i_{d\text{ref}}), X_2 = (i_q - i_{q\text{ref}}), \text{ and } X_3 = (V_{dc} - V_{dc\text{ref}})$$

Avec : les courants de référence $(i_{d\text{ref}}, i_{q\text{ref}})$ sont liés aux puissances actives et réactives de références dans le plan (d, q) par les équations suivantes:

$$\begin{cases} P_{rg} = \frac{3}{2}(V_{ref} \cdot I_{dref}) \\ Q_{rg} = \frac{3}{2}(-V_{ref} \cdot I_{qref}) \end{cases} \quad \text{alors} \quad \begin{cases} I_{dref} = \frac{2 P_{ref}}{3V_{ref}} \\ I_{qref} = \frac{-2 Q_{ref}}{3V_{ref}} \end{cases} \quad (\text{IV.22})$$

Aussi : $V_{dc\ ref}$: est fixée par le concepteur de système raccordé au réseau.

En mettant $X = [X_1, X_2, X_3]^T$, le système (IV.21) peut être récrit :

$$\dot{X} = AX + BU + D \quad (\text{IV.23})$$

Avec : $D = C + A[i_{dref}, i_{qref}, V_{dc\ ref}]^T$

Dans le temps discret le modèle dans l'équation (IV.23) devient :

$$X(k+1) = A_d X(k) + B_d U(k) + D_d \quad (\text{IV.24})$$

Où : A_d, B_d, D_d sont des matrices de temps discrètes obtenues utilisant un ordre bloqueur d'ordre zéro au système (IV.23).

La stratégie de commande proposée de l'onduleur à trois niveaux base sur l'utilisation d'un contrôleur par mode glissant intégral (SMC) en temps discret. Ce choix est motivé par sa robustesse, par sa capacité d'éliminer la phase d'approche (comparé au contrôleur par mode glissant traditionnel) et la facilite d'implantation (temps discret). L'objectif de cette commande est de forcer l'état de système à atteindre dans un temps fini et rester dans une surface glissante $\sigma(x) = 0$ avec un comportement dynamique contrôle et stable.

La surface de glissement adoptée est choisie pour avoir les deux actions proportionnelles et intégrales. Dans le temps discret, cette surface donnée par :

$$\sigma(k) = K_p X(k) + K_i T_s \sum_{j=0}^{k-1} X(j) \quad (\text{IV.25})$$

Avec : K_p, K_i : sont les matrices de paramètres de contrôleur par MG; et $(k = 0, 1, 2, \dots)$

Le choix adéquat de (K_p, K_i) peut garantir que le système reste dans la surface glissante définie par :

$$\sigma(k) = 0 \quad (\text{IV.26})$$

D'autre part :

$$\sigma(k+1) = K_p X(k+1) + K_i T_s \sum_{j=0}^k X(j) \quad (\text{IV.27})$$

Ainsi : $\sigma(k+1) = \sigma(k) + K_p X(k+1) + (K_i T_s - K_p) X(k) = 0 \quad (\text{IV.28})$

En prenant en compte (IV.27) et (IV.28), nous pouvons facilement vérifier :

$$X(k+1) = (I - K_p^{-1} K_i T_s) X(k) \quad (\text{IV.29})$$

Cela signifie que l'état de système dépendra seulement du choix des paramètres de contrôleur.

Le contrôleur propose dans le temps discret à la forme suivant :

$$\begin{cases} U(k) = U_{eq}(k) + U_{NL}(k) \\ U_{eq}(k+1) = f(U(k)) \end{cases} \quad (IV.30)$$

Avec : $U_{eq}(k)$ est la commande équivalente, et $U_{NL}(k)$ est la commande non-linéaire.

Par récurrence de l'équation (IV.24) :

$$X(k) = A_d X(k-1) + B_d U(k-1) + D_d \quad (IV.31)$$

En remplaçant l'équation (IV.24) et (IV.31) dans l'équation (IV.28), nous avons :

$$\begin{aligned} \sigma(k+1) &= [K_p (A_d - I) + K_i T_s] [A_d X(k-1) + B_d U(k-1) + D_d] + K_p B_d U_{eq}(k) + \\ &\sigma(k) = 0 \end{aligned} \quad (IV.32)$$

Si $(K_p B_d)$ est une matrice réversible, donc :

$$U_{eq}(k) = -(K_p B_d)^{-1} [K_p (A_d - I) + K_i T_s] [A_d X(k-1) + B_d U_{eq}(k-1) + D_d] + K_p D_d + \sigma(k) \quad (IV.33)$$

La commande équivalente dans (IV.33) permet au système de rester dans la surface glissement. Cependant, pour améliorer la robustesse du contrôleur, une commande non-linéaire est ajoutée comme suivant :

$$U_{NL}(k) = N \cdot \text{sign}(\sigma(k)) \quad (IV.34)$$

Où : N est une matrice avec des éléments constants non-négatifs.

D'où, le contrôleur SMC est :

$$U(k) = -(K_p B_d)^{-1} [K_p (A_d - I) + K_i T_s] [A_d X(k-1) + B_d U_{eq}(k-1) + D_d] + K_p D_d + \sigma(k) + N \cdot \text{sign}(\sigma(k)) \quad (IV.35)$$

Finalement, les signaux de référence ($V_d(k)$, $V_q(k)$) sont modulés en utilisant (la modélisation vectorielle à trois niveaux : SVPWM) pour donner les états aux interrupteurs de l'onduleur.

IV.4.3 Stabilité du contrôleur de mode glissant intégral proposé

Dans le cas des systèmes en temps discret, la condition de Lyapunov pour assurer la convergence et le mouvement glissant dans la surface glissement (σ) donne par : [67],[66], [73]

$$\|\sigma(k+1)\| < \|\sigma(k)\| \quad (\text{IV.36})$$

D'après l'équation (IV.31) :

$$\|\sigma(k+1)\| = \left\| \left[K_p (A_d - I) + K_i T_s \right] [A_d X(k-1) + B_d U(k-1) + D_d] + K_p B_d U_{eq}(k) + K_p D_d + \sigma(k) \right\| \quad (\text{IV.37})$$

En utilisant la propriété d'inégalité de Minkowski :

$$\begin{aligned} \|\sigma(k+1)\| &\leq \|\sigma(k)\| \\ &+ \left\| \left[K_p (A_d - I) + K_i T_s \right] [A_d X(k-1) + B_d U(k-1) + D_d] + K_p B_d U_{eq}(k) + K_p D_d \right\| \end{aligned}$$

Ensuite :

$$\|\sigma(k+1)\| \leq \|\sigma(k)\| + \left\| K_p B_d U_{eq}(k) \right\| + \left\| \left[K_p (A_d - I) + K_i T_s \right] [A_d X(k-1) + B_d U(k-1) + D_d] + K_p D_d \right\| \quad (\text{IV.38})$$

Par conséquent, la condition donnée par (IV.36) est toujours satisfaite si :

$$\left\| K_p B_d U_{eq}(k) \right\| + \left\| \left[K_p (A_d - I) + K_i T_s \right] [A_d X(k-1) + B_d U(k-1) + D_d] + K_p D_d \right\| > 0 \quad (\text{IV.39})$$

En outre, utilisant l'inégalité de Holder:

$$\left\| K_p B_d U_{eq}(k) \right\| \leq \left\| K_p B_d \right\| \cdot \left\| U_{eq}(k) \right\| \quad (\text{IV.40})$$

$$\left\| K_p B_d \right\| \cdot \left\| U_{eq}(k) \right\| + \left\| \left[K_p (A_d - I) + K_i T_s \right] [A_d X(k-1) + B_d U(k-1) + D_d] + K_p D_d \right\| > 0 \quad (\text{IV.41})$$

Ainsi, si: $\left\| K_p B_d \right\| > 0$; $\left\| U_{eq}(k) \right\| > 0$, la condition de stabilité est vérifiée et $\|\sigma(k+1)\|$ diminuera de manière monotone, et convergera à : $\|\sigma(k+1)\| = 0$

Alors, dans un temps fini, une commande de la fonction (IV.35) peut satisfaire la stabilité de système en choisissant les paramètres adéquats (matrices K_p , K_i), en raison des limitations pratiques du contrôle équivalent peuvent être facilement limitées à :

$$\left\| U_{eq}(k) \right\| < U_{Max} \quad (\text{IV.42})$$

IV.5 Simulations et résultats

Pour vérifier l'efficacité de la stratégie de commande proposée, une simulation complète en boucle fermée du système SEH à base de (PV-SOFC) en Matlab/Simulink incluant les modèles, la commande par mode glissant intégral appliquée à l'onduleur NPC à trois niveaux et les contrôleurs locaux (PI et MPPT) appliqués aux hacheurs Boost, les paramètres donnés dans [Annexe] et les paramètres des panneaux PV donnés par les figures (IV.5.a) ,(IV.5.b) suivantes :

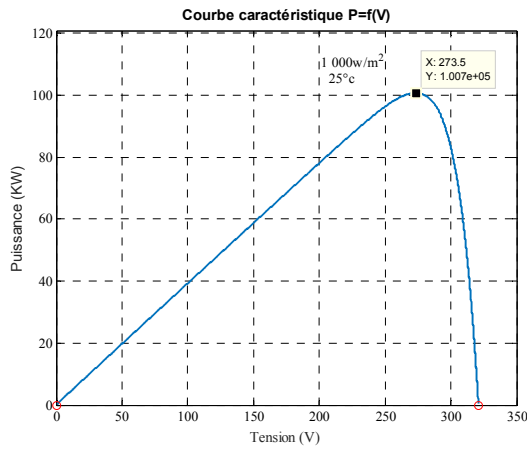


Figure (IV.5.a) Courbe caractéristique, $P=f(V)$

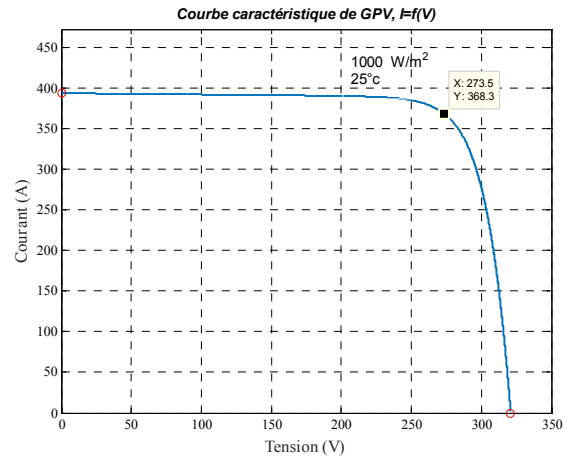


Figure (IV.5.b) Courbe caractéristique, $I=f(P)$

Le système SEH global est testé sous les deux modes d'exploitation (UPC: Unit Power Control) et (FFC: Feeder Flow Control)

IV.6 Simulation du système SEH sous des conditions météorologiques fixées

IV.6.1 Mode de commande d'unité de puissance (UPC)

Dans ce mode, la puissance produite par le SEH est indépendante de la charge. Un échelon de puissance active de référence de 150 KW à 100 KW à $t=2$ s, et une puissance réactive égale à zéro, sont considérées. Les conditions météorologiques fixe sont supposées à $T=25^{\circ}C$ et l'Irradiance $E=1000 W/m^2$. Les résultats de simulation données ci-dessous [73] :

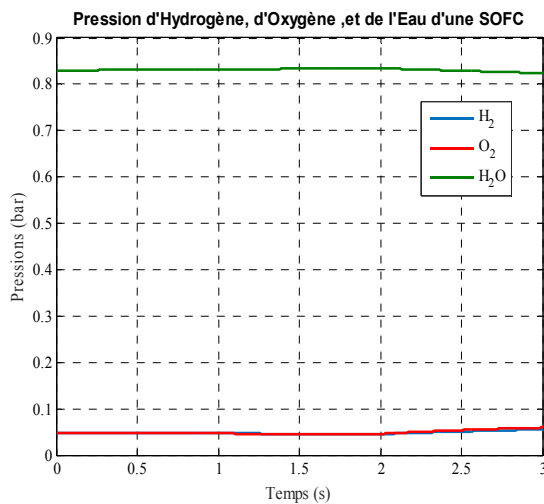


Figure (IV.6) Pressions de (H_2, O_2 , et H_2O)

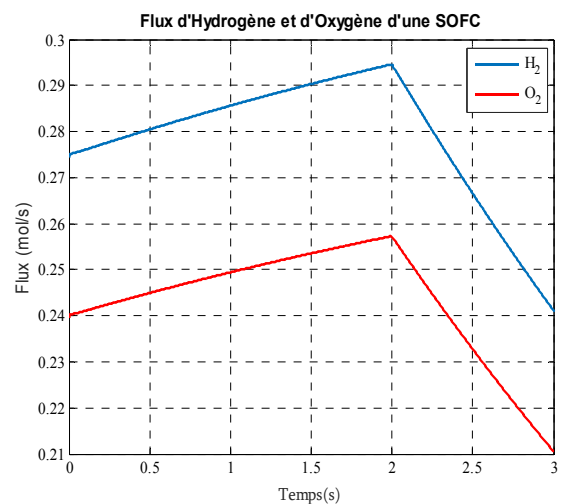


Figure (IV.7) Flux de (H_2 et O_2)

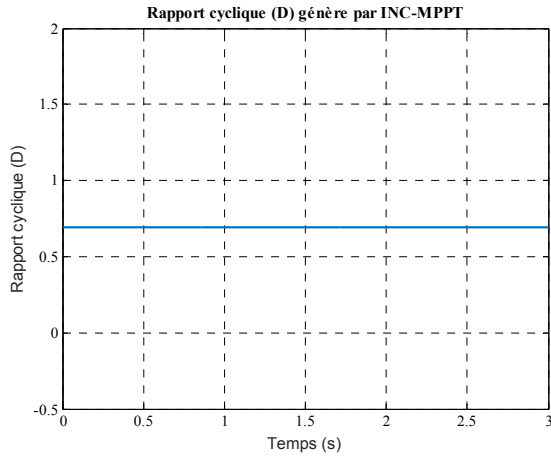


Figure (IV.8) Rapport cyclique (D)

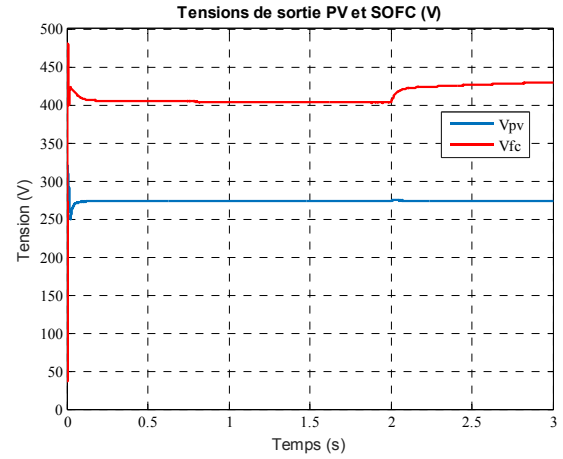


Figure (IV.9) Tensions de sortie PV et SOFC

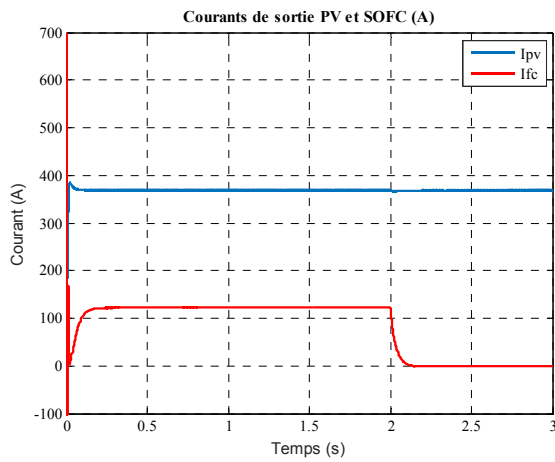


Figure (IV.10) Courants de sortie PV,SOFC

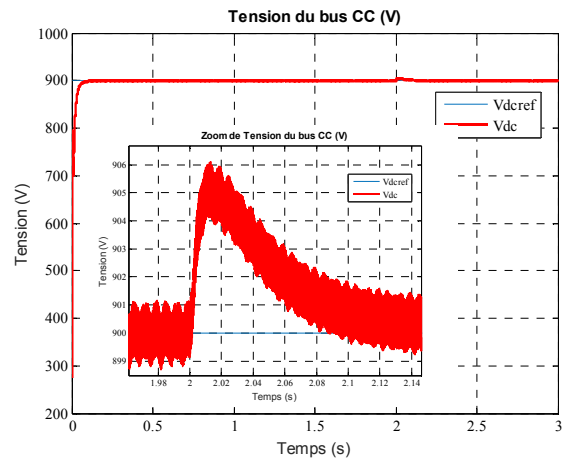


Figure (IV.11) Tension du bus CC (V)

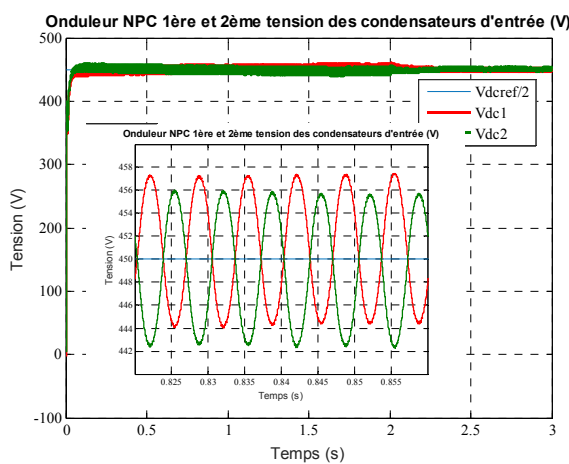


Figure (IV.12) Tension des 1^{er} et 2^{ème} condensateurs d'entrée d'onduleur NPC

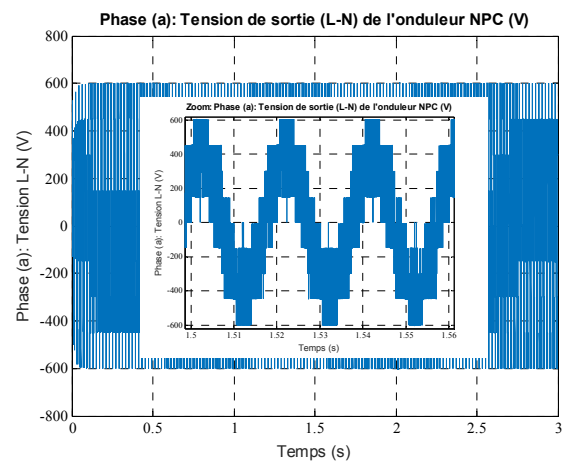


Figure (IV.13) Tension de sortie (L-N) d'onduleur NPC

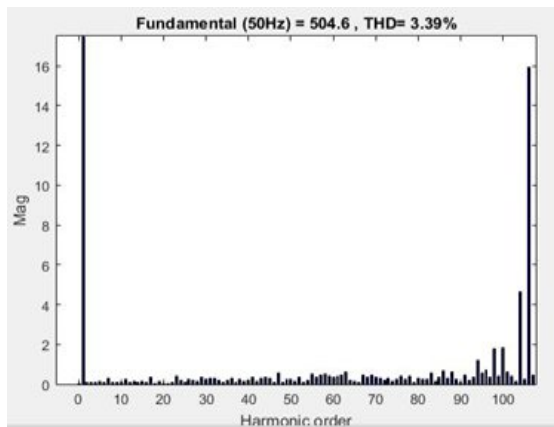


Figure (IV.14) THD de la tension (L-N)

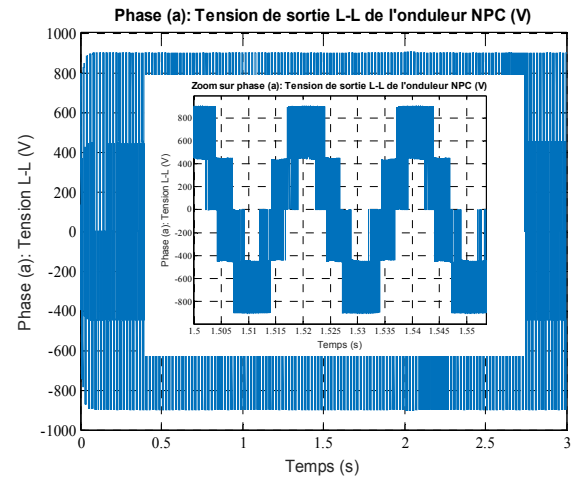


Figure (IV.15) Tension de sortie (L-L) d'ond. NPC

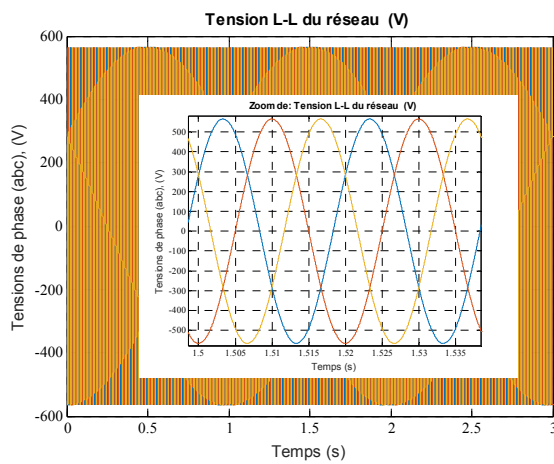


Figure (IV.16) Tension (L-L) du réseau (V)

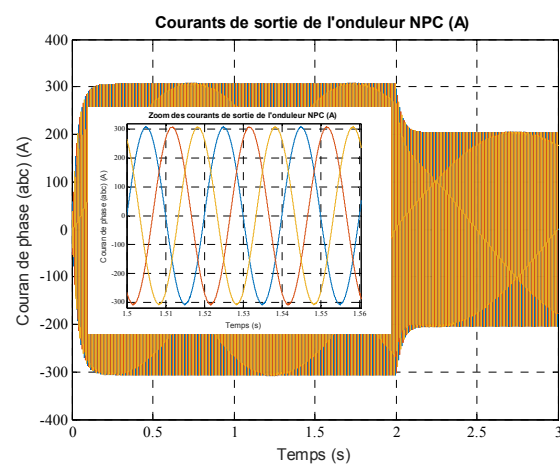


Figure (IV.17) Courants de sortie d'ond. NPC

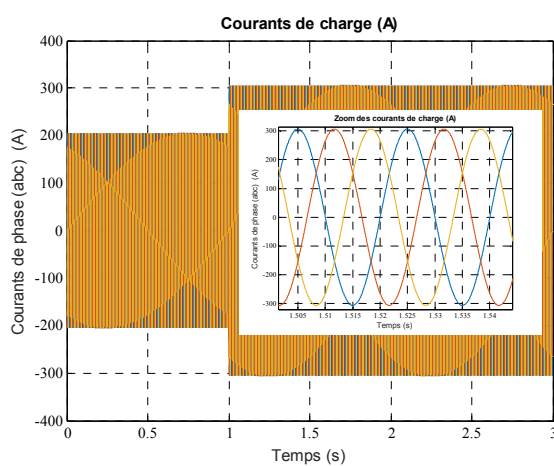


Figure (IV.18) Courants de charge (A)

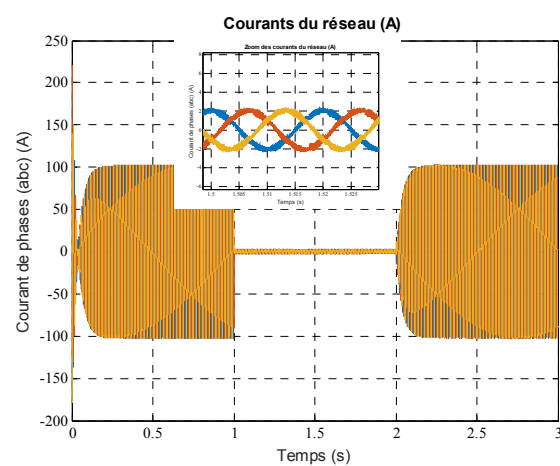


Figure (IV.19) Courants du réseau (A)

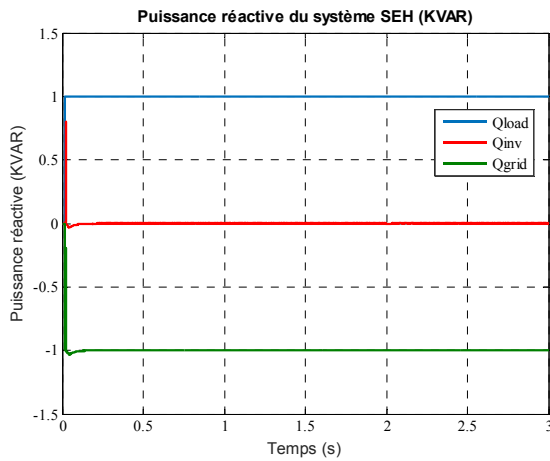


Figure (IV.20) Puissance réactive du SEH, en (KVAR)

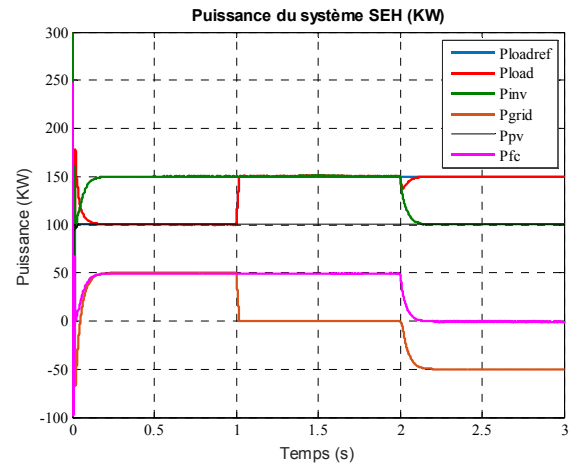


Figure (IV.21) Puissance active du système SEH, en (KW)

À partir des résultats de simulations, on peut remarquer que pour la pile SOFC le flux d'oxygène est obtenu en divisant le flux hydrogène au rapport d'oxygène sa valeur nominale est 1.145 [Annexe]. Cependant, que la valeur du débit d'oxygène initial obtenu 0.239 (Mol/s) dans la figure (IV.7), et la valeur initiale du flux hydrogène de SOFC $q_{H_2} = 0.274$ (Mol/s). Pour une puissance nominale de 50 KW, la tension de sortie SOFC est 403V, et le nombre de cellules connectées en série prise comme 450, dans le mode UPC si la puissance de référence est 150 KW, le GPV produira une puissance constante $P_{pv}=100.7$ KW correspondante à ses conditions nominales, le SOFC produira la puissance restante de $P= 49.3$ KW.

Dans ce mode, si la charge demande moins de puissance que la puissance produite par le système hybride (ce qui est le cas quand $t < 1s$), la puissance supplémentaire sera injecté au réseau. Si la puissance demande par la charge, est supérieur à la puissance maximale du système SEH ou s'il y a un défaut dans le (PV où la SOFC) des composants du SEH , la puissance supplémentaire désirée sera produite par le réseau (ce qui est le cas quand $t > 2 s$). De plus, la puissance réactive est aussi contrôlée indépendamment de la charge, si elle est prise égale à zéro, alors la demande en puissance réactive ($Q=1000 VAR$) est assurée par le réseau.

L'erreur statique entre la puissance de référence et la puissance produite par le SEH est pratiquement nulle ce qui valide les bonnes performances du comportement de contrôleur par mode glissant intégral en temps discret sous les conditions météorologiques fixe.

VI.6.2 Mode de commande de flux du chargeur (FFC)

Dans ce mode, le même SEH a été testé sous une charge variable où la quantité de la puissance produite est liée directement à sa charge locale, on considère d'abord que le GPV

produit une quantité fixe de puissance sous les mêmes conditions météorologiques fixées ($T=25^{\circ}C$ et $E=1000 W/m^2$), les résultats de simulations données par les figures suivantes :

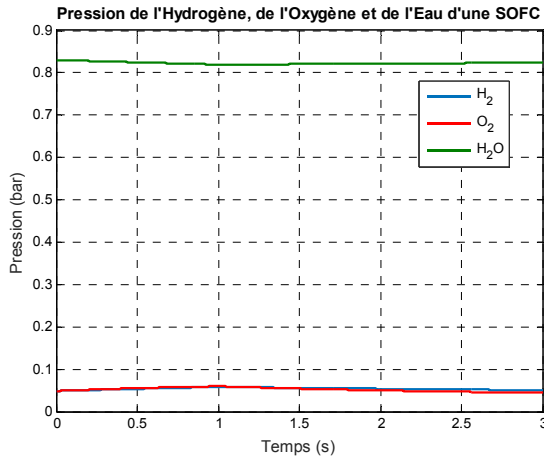


Figure (IV.22) Pressions de (H_2 , O_2 , et H_2O)

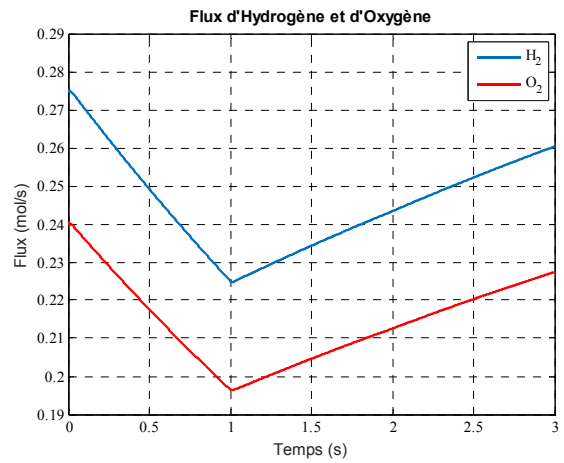


Figure (IV.23) Flux de H_2 et O_2

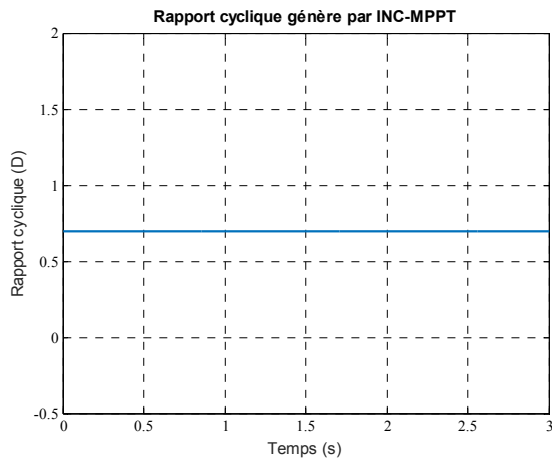


Figure (IV.24) Rapport cyclique (D)

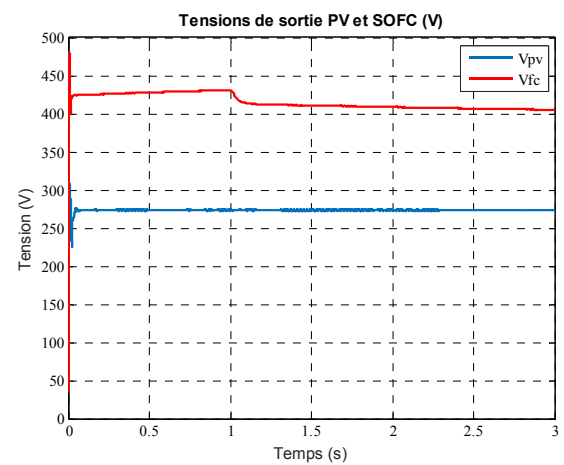


Figure (IV.25) Tension de sortie PV, SOFC (V)

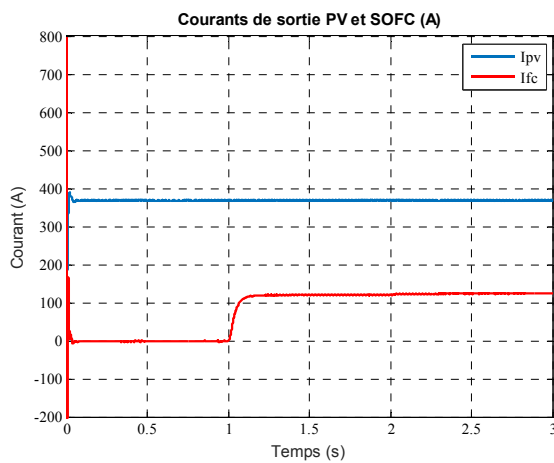


Figure (IV.26) Courants de sortie PV,SOFC

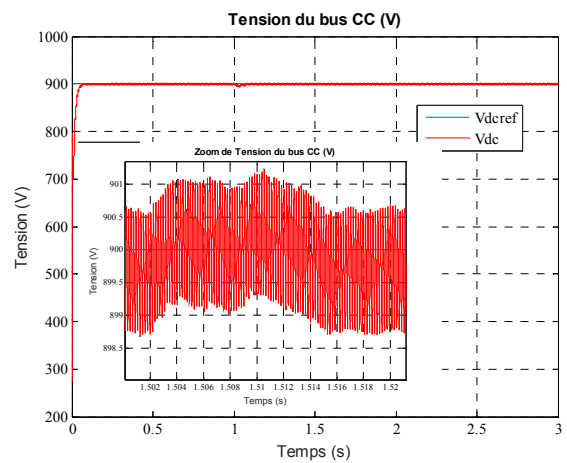


Figure (IV.27) Tension du bus CC (V)

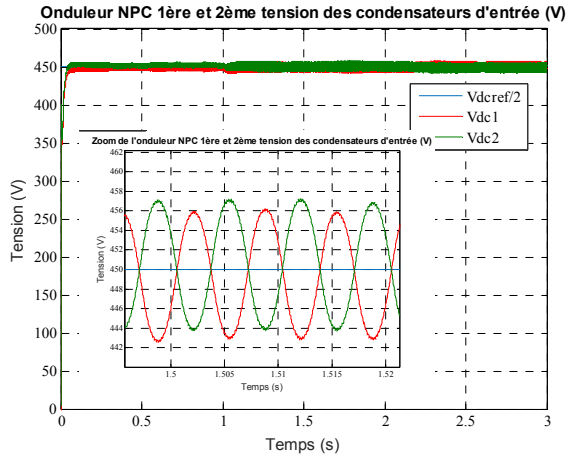


Figure (IV.28) Tension des 1^{er} et 2^{ème} condensateurs d'entrée d'onduleur NPC

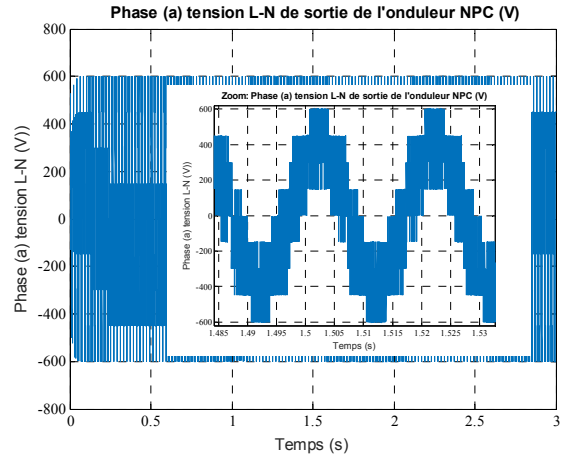


Figure (IV.29) Tension de sortie (L-N) d'onduleur NPC

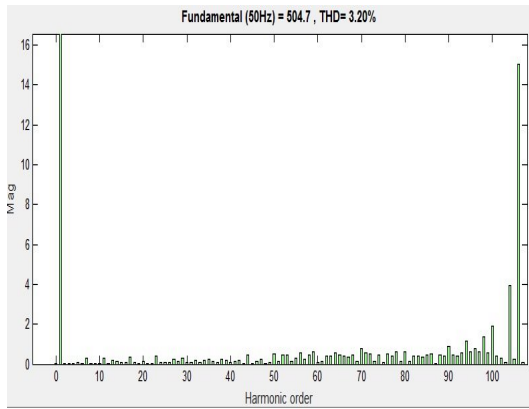


Figure (IV.30) THD de tension (L-N)

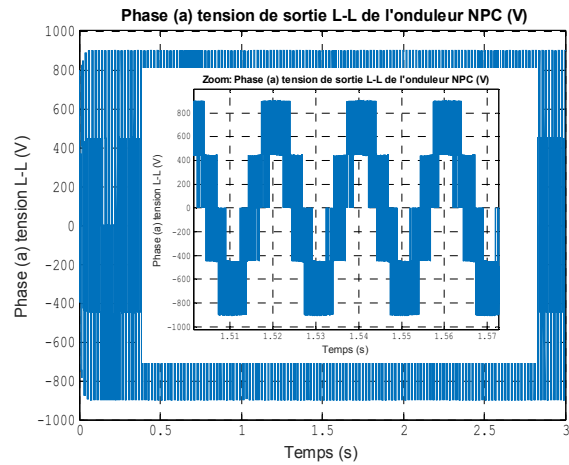


Figure (IV.31) Tension de sortie (L-L) d'ond. NPC

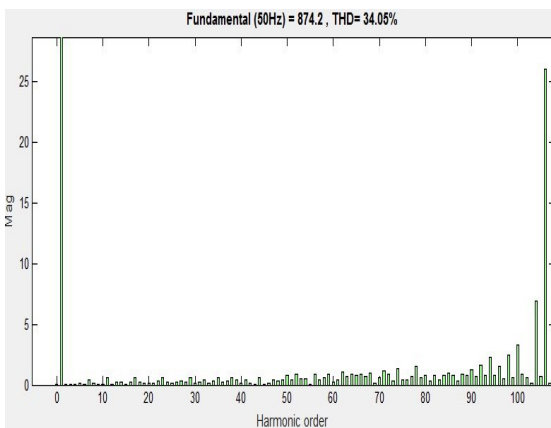


Figure (IV.32) THD de tension (L-L)

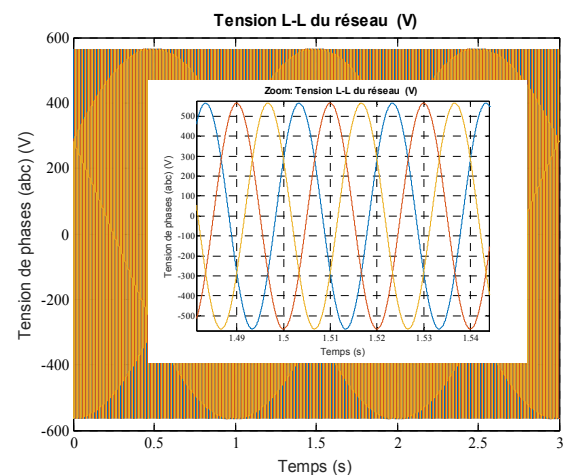


Figure (IV.33) Tension (L-L) du réseau (V)

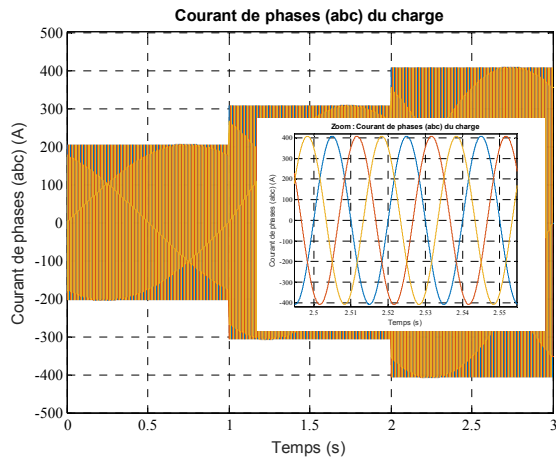


Figure (IV.34) Courants de la charge (A)

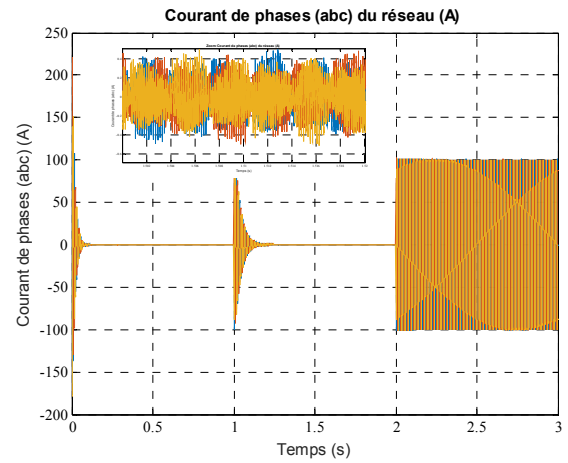


Figure (IV.35) Courants du réseau (A)

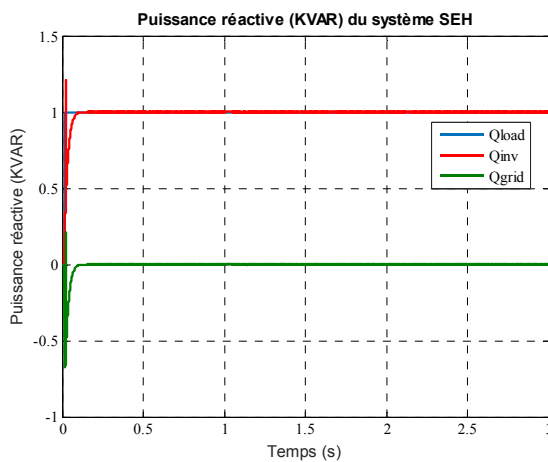


Figure (IV.36) Puissance réactive du SEH, en (KVAR)

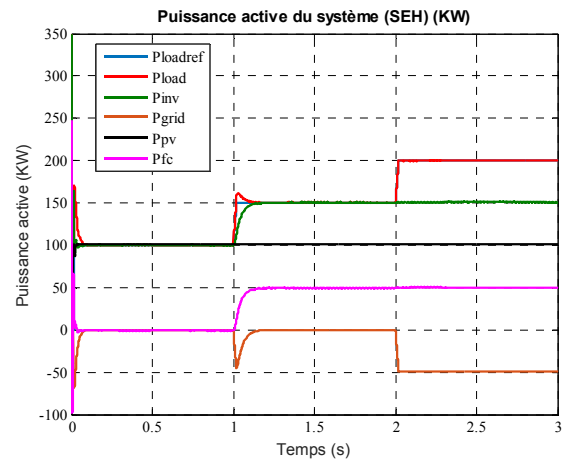


Figure (IV.37) Puissance active du système SEH, en (KW)

On remarque que la production de puissance dépend directement de la charge, le SEH ajuste sa référence de puissance en temps réel pour répondre au besoin de la charge local. Le SOFC aide à remplir le besoin de charge en régime permanent en ajustant sa production. La contribution de réseau principal à la gestion de puissance local est limitée seulement en cas du changement très rapide de la charge en raison du constant de temps du SOFC, ou dans le cas où le seuil de production maximale PV-SOFC est atteint ($t > 2s$) selon la figure (IV.37). Ce qui réduit au maximum le besoin d'un dispositif de stockage dans ce système. Néanmoins, dans le mode autonome un dispositif de stockage de densité plus rapide comme un supercondensateur peut être nécessaire pour améliorer la réponse dynamique du système SEH.

On peut voir aussi que pour une puissance réactive constant de la charge, cette puissance est produite maintenant par le SEH en régime permanent et le réseau contribuera à la production électrique réactive en régime transitoire. De point de vue de contrôle, de

variation de la charge, à pratiquement un effet négligeable sur les performances de système, le système à une réponse dynamique rapide (le temps de réponse $t_r = 0.1s$) avec une erreur statique nulle. De plus, la tension de bus continu est maintenue constant à $900 V$. Les deux condensateurs d'entrée de l'onduleur NPC à trois niveaux ont pratiquement la moitié de la tension DC de bus. L'analyse FFT de la tension réseau (Ligne - Ligne) et la tension (Ligne - Neutre) prouve la qualité de la tension de sortie du système en utilisant la modulation SVPWM et la commande par mode glissant.

IV.7 Simulation du système SEH sous des conditions météorologiques variables

IV.7.1 Mode du Contrôle d'unité de puissance (UPC)

Dans ce cas, la puissance produite par le SEH est indépendante de la charge. On considère un pas de puissance active de $150 KW$ à $100 KW$ à $t = 2 s$ et une puissance réactive nulle comme référence. Par contre les conditions météorologiques sont variables comme ces indiquées par les figures (IV.38) et (IV.39), dans ce cas le panneau PV est commande en utilisant l'algorithme MPPT par conductance incrémentale (INC-MPPT), ainsi les deux les puissances produits de (SOFC et PV) seront variés ensemble pour alimenter la charge. Les objectifs sont ici de valider les stratégies de commande non-linéaire proposée en cas de variation d'entrée de système, et la performance de gestion de puissance dans le mode UPC. Les résultats de simulations données par les figures suivantes :

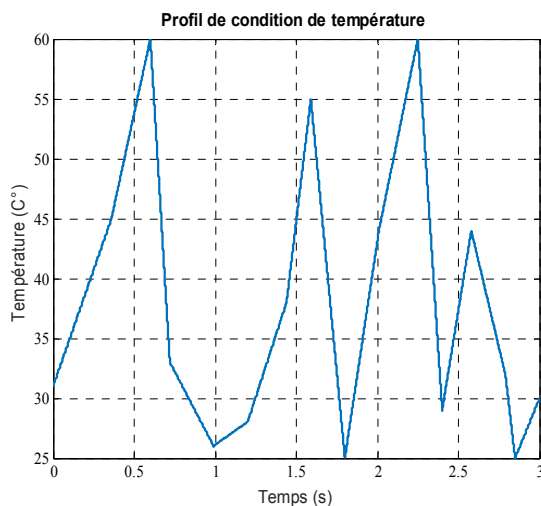


Figure (IV.38) Profil de température (°C)

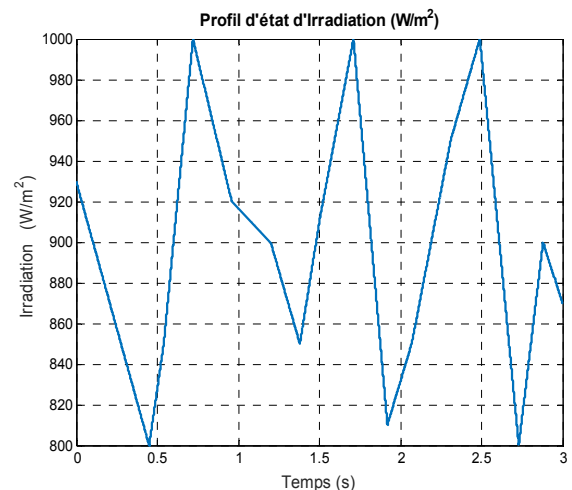


Figure (IV.39) Profil d'irradiation (W/m^2)

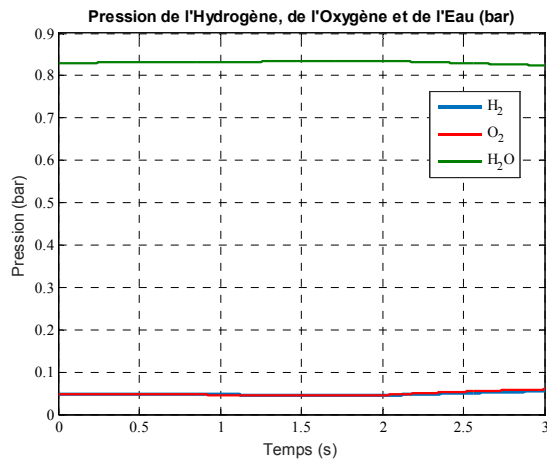


Figure (IV.40) Pressions de (H_2, O_2 , et H_2O)

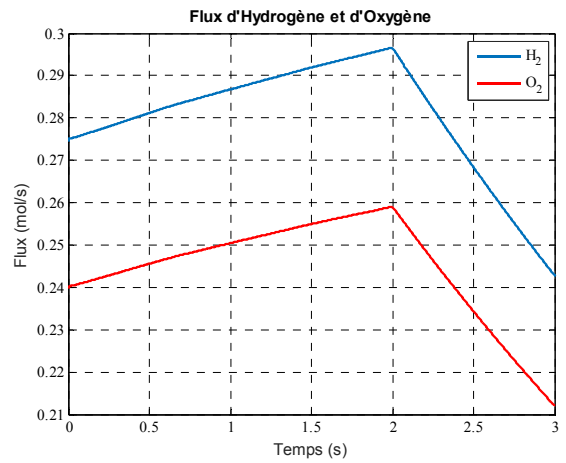


Figure (IV.41) Flux de H_2 et O_2

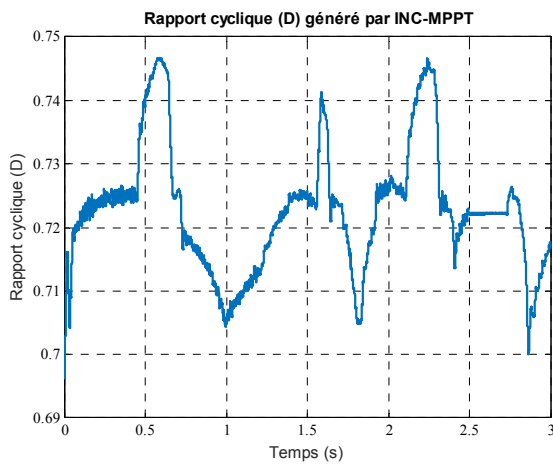


Figure (IV.42) Rapport cyclique (D)

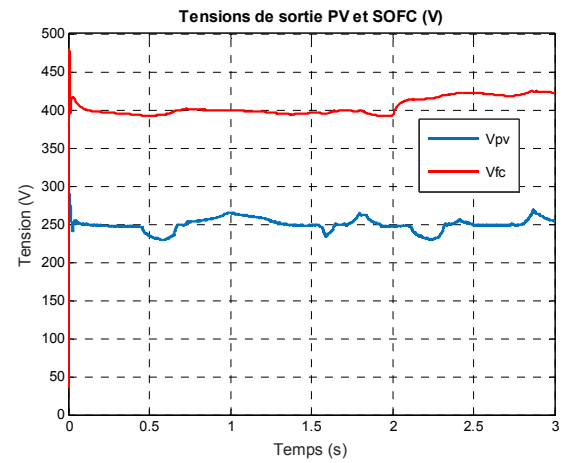


Figure (IV.43) Tension de sortie PV, SOFC (V)

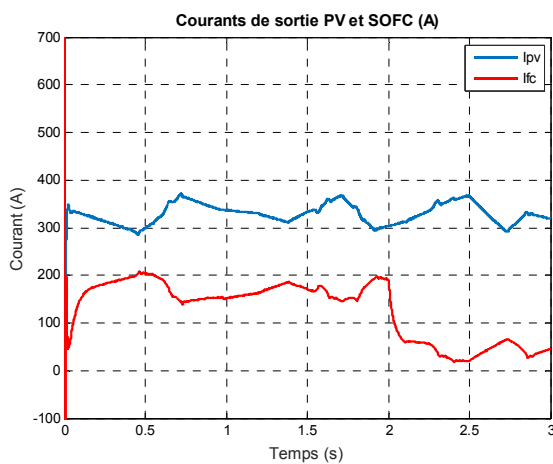


Figure (IV.44) Courants de sortie du PV,SOFC

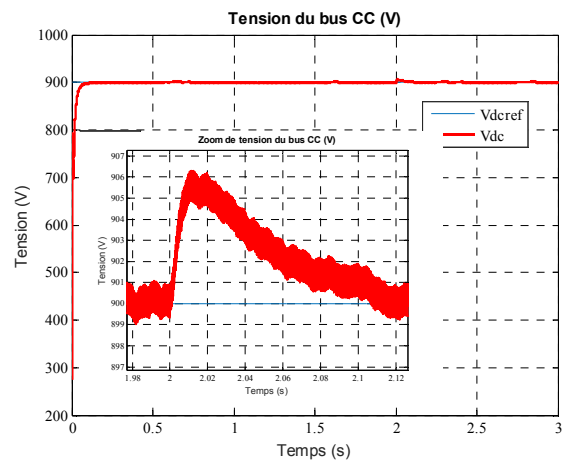


Figure (IV.45) Tension du bus CC (V)

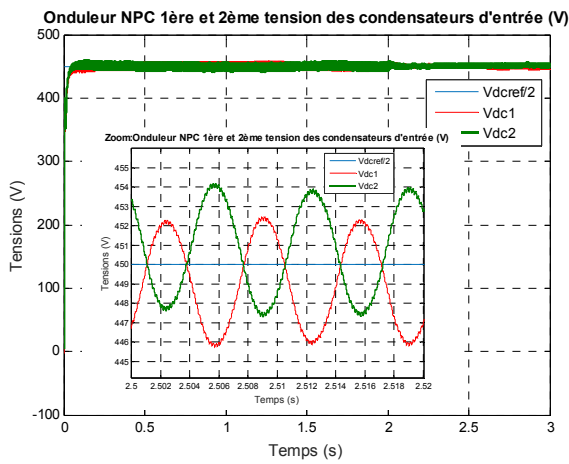


Figure (IV.46) Tension des 1^{er} et 2^{ème} condensateurs d'entrée d'onduleur NPC

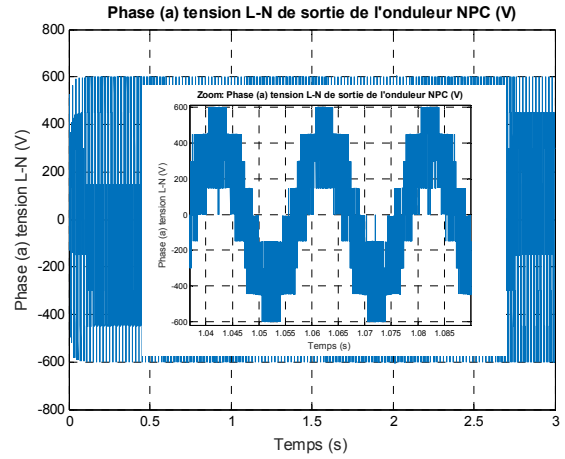


Figure (IV.47) Tension de sortie (L-N) d'onduleur NPC

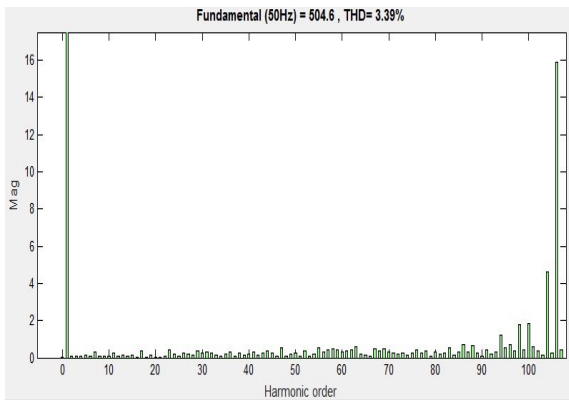


Figure (IV.48) THD de tension (L-N)

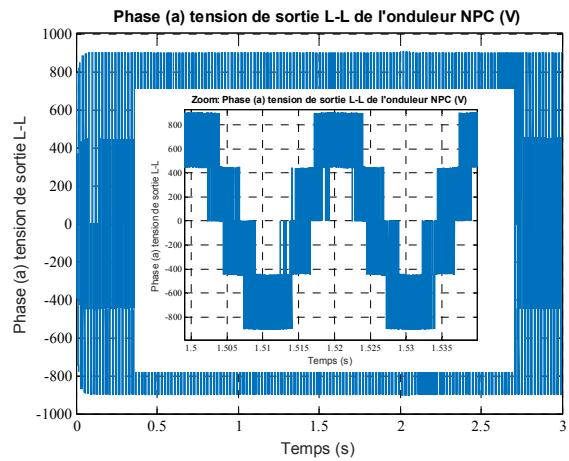


Figure (IV.49) Tension de sortie (L-L) d'ond. NPC

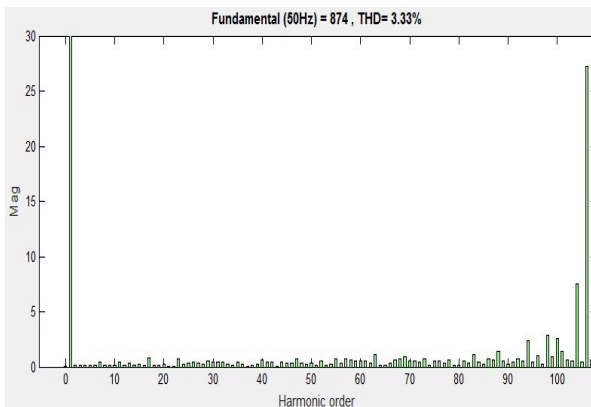


Figure (IV.50) THD de tension (L-L)

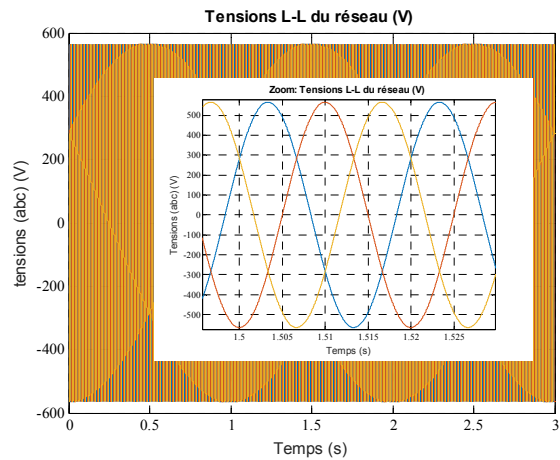


Figure (IV.51) Tension (L-L) du réseau (V)

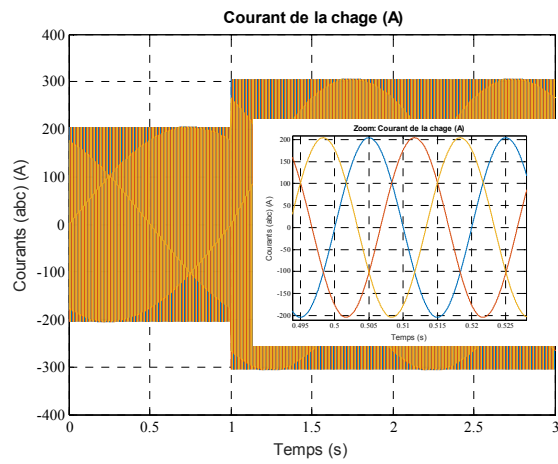


Figure (IV.52) Courants de la charge (A)

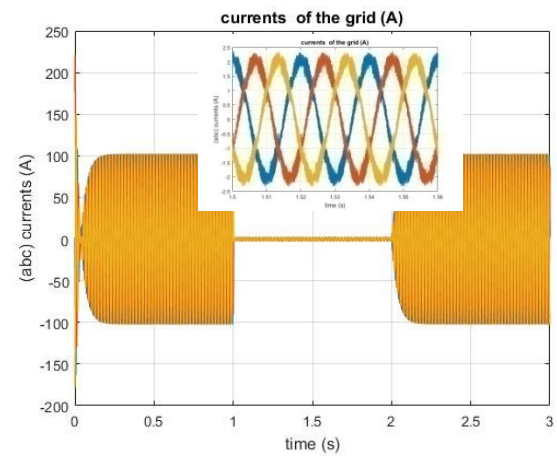


Figure (IV.53) Courants du réseau (A)

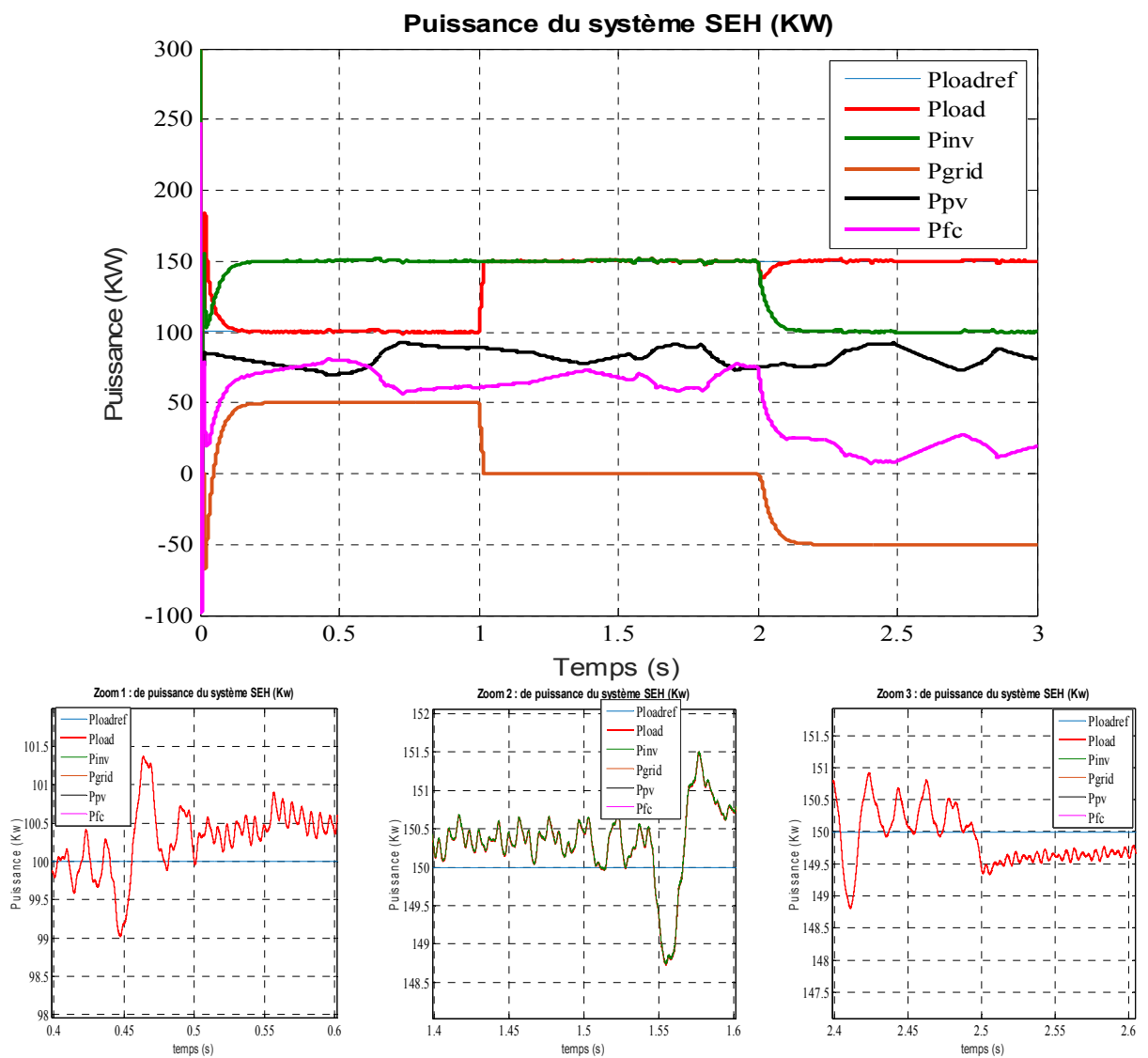


Figure (IV.54) Puissance active du SEH en (KW)

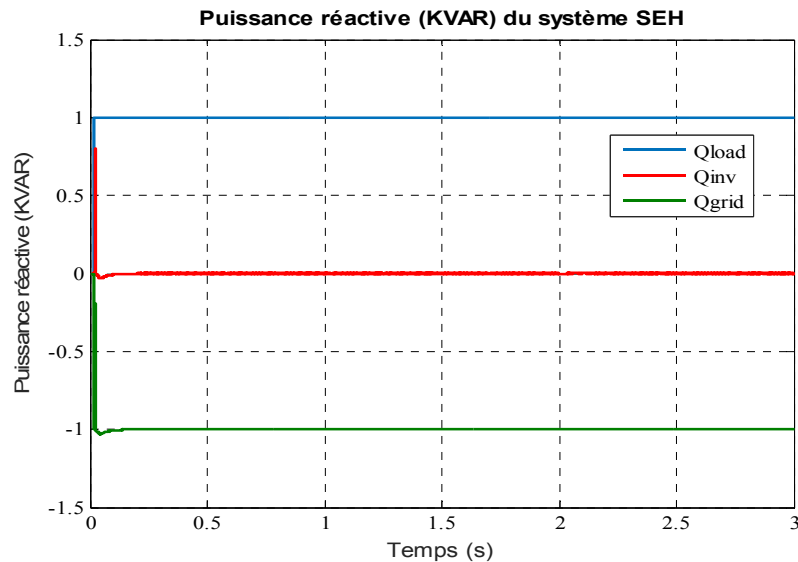


Figure (IV.55) Puissance réactive du SEH en (KVAR)

À partir des résultats de simulation, on peut voir que la tension de sortie et le courant du SOFC dans les figures (IV.44) et (IV.44) dépendent de la puissance de GPV. En cas des conditions atmosphériques défavorables, ils tentent d'augmenter pour compenser la baisse de la production d'énergie PV, pour atteindre l'objectif de puissance fixe en mode UPC (tel que montré dans la figure (IV.54)). La différence entre les puissances produites et consommés sera injectée au réseau (une puissance de réseaux négatives à $t > 2s$). Si la limite de production maximale est atteinte, le système gardera son niveau de production et la puissance restante de fournir à la charge sera produite par le réseau.

D'un point de vue de commande, l'erreur statique est négligeable entre la puissance de référence et la puissance de sortie de système hybride, grâce au contrôleur par MG, la variation de puissance de charge et à un effet négligeable des performances de système, de plus, la tension DC de bus est maintenue à une valeur constante 900 V d'après la figure (IV.46) où chaque des condensateurs d'entrée de l'onduleur NPC à trois niveaux à pratiquement la moitié cette tension.

En outre, l'utilisation du SVPWM pour garantir le fonctionnement à fréquence de commutation fixe, à améliorer la qualité de tension alternative où la tension ($L-L$) de réseau est $400V_{rms}$ (figures (IV.51) et (IV.52) et (IV.53)) pour toutes les conditions de charge et les conditions météorologiques considérés. Ce qui valide le bon comportement de contrôleur (SMC) intégral en temps discret, sachant que le retard en réponse est dû au constant du temps de SOFC en premier lieu. La puissance réactive est aussi contrôlée indépendante de la charge d'après la figure (IV.55) où elle est mise à zéro, et la puissance nécessaire réactive ($Q=1000 VAR$) est produite par le réseau.

IV.7.2 Mode du contrôle de flux du chargeur (FFC)

Dans ce cas, la puissance produite par le système PV-FC est directement liée à sa charge locale. Les mêmes conditions météorologiques variables que le mode UPC sont considérées telles que montre dans les figures (IV.38) et (IV.39). Un pas de variation de puissance de charge de 100 KW à 150 KW à $t=1s$, ensuite de 150 KW à 200 KW à $t=2s$ sont supposés. Le système est testé sous une charge variable et les résultats obtenus sont montrés dans les figures suivantes :

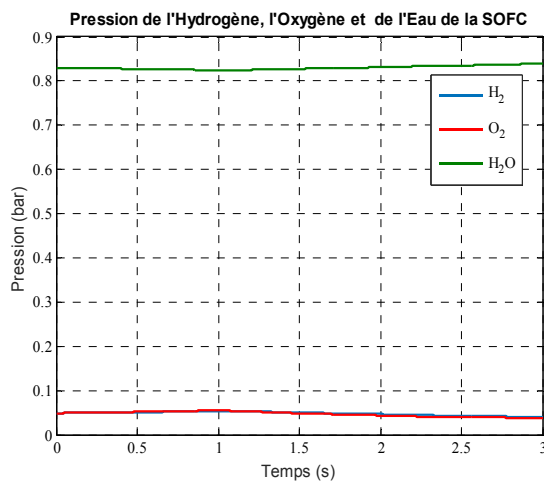


Figure (IV.56) Pressions de (H_2 , O_2 , et H_2O)

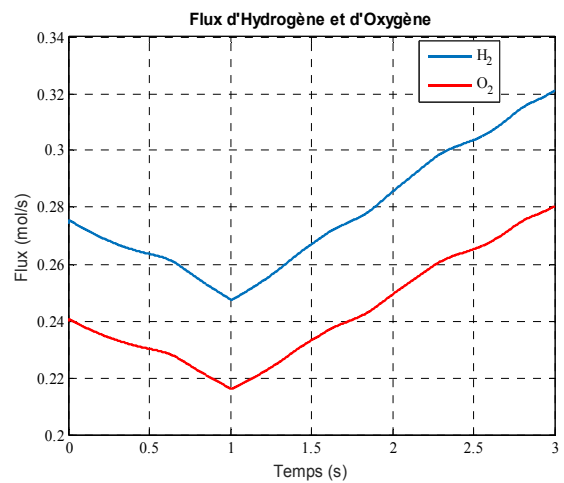


Figure (IV.57) Flux de H_2 et O_2

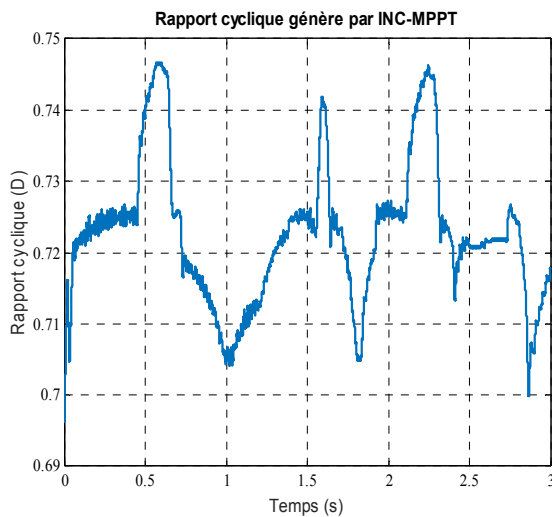


Figure (IV.58) Rapport cyclique (D)

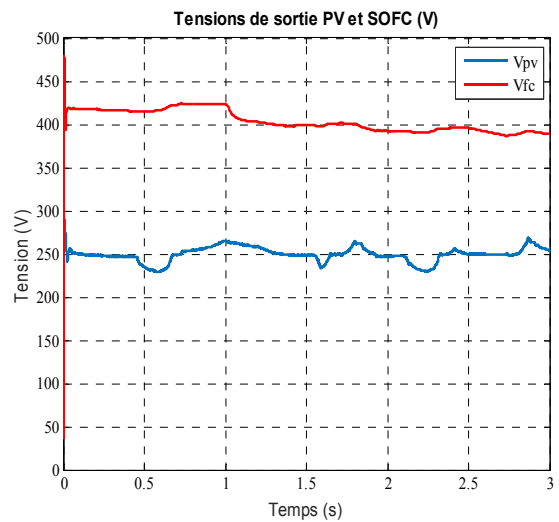


Figure (IV.59) Tension de sortie PV, SOFC (V)

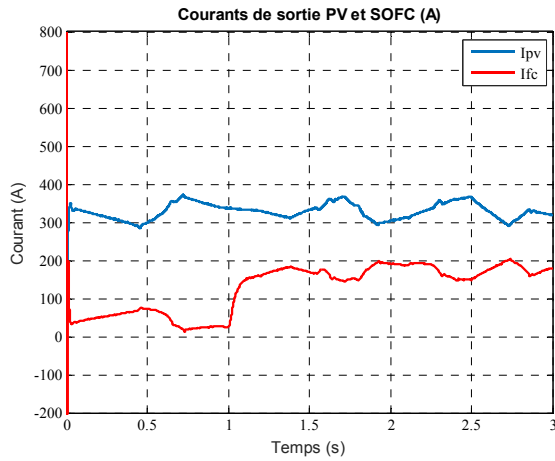


Figure (IV.60) Courants de sortie PV,SOFC

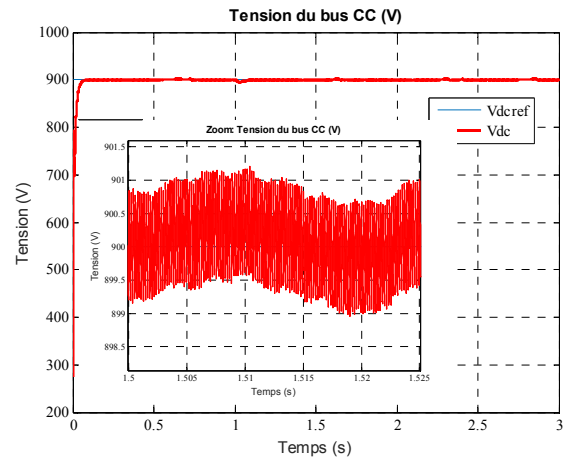


Figure (IV.61) Tension du bus CC (V)

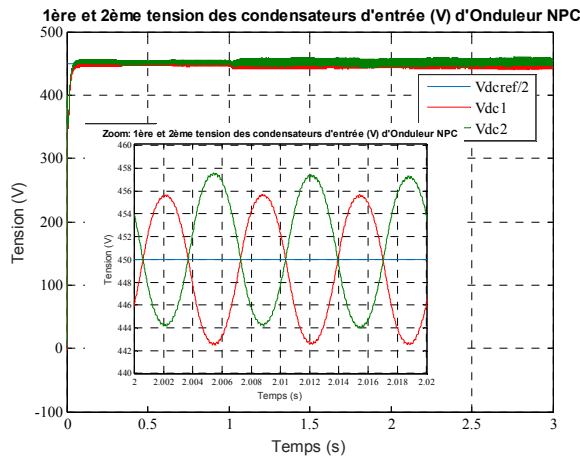


Figure (IV.62) Tension du 1er et 2^{ème} condensateurs d'entrée d'onduleur NPC

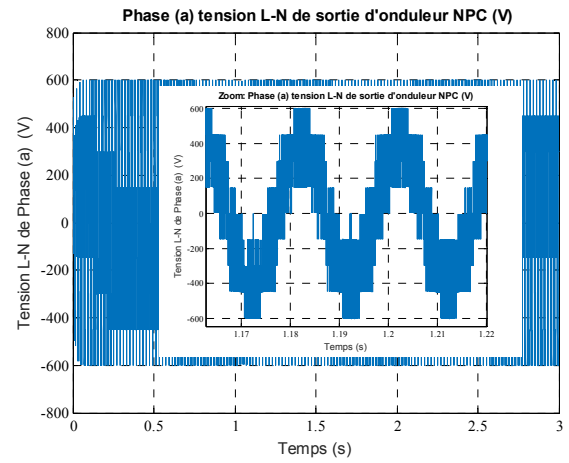


Figure (IV.63) Tension de sortie (L-N) d'onduleur NPC

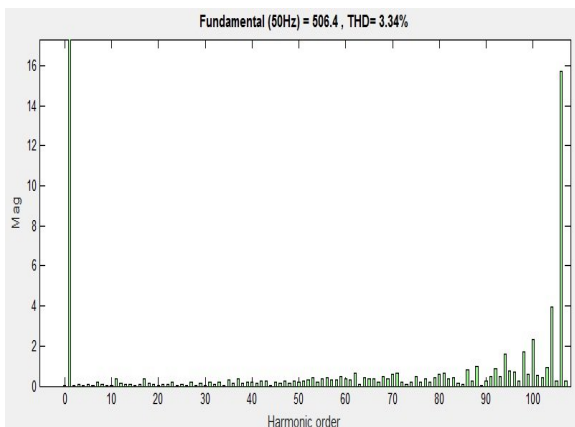


Figure (IV.64) THD de tension (L-N)

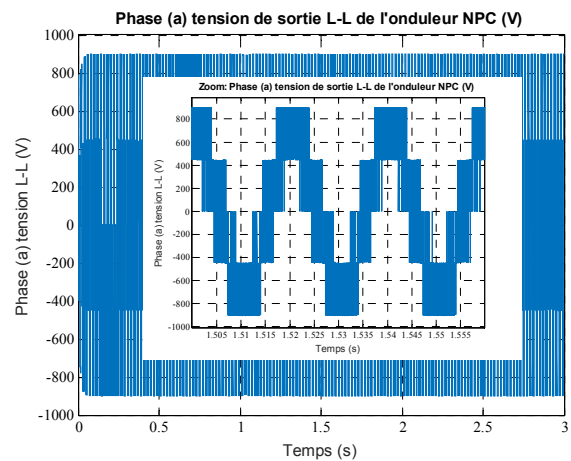


Figure (IV.65) Tension de sortie (L-L) d'onduleur NPC

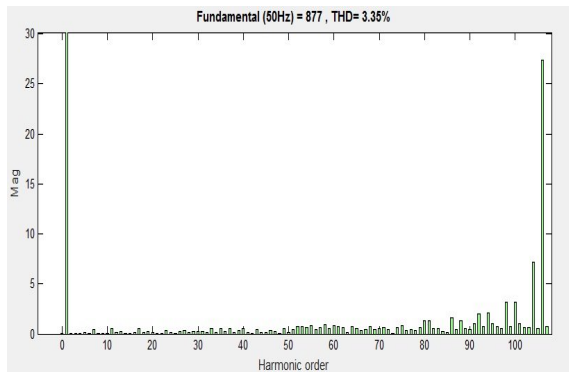


Figure (IV.66) THD de tension (L-L)

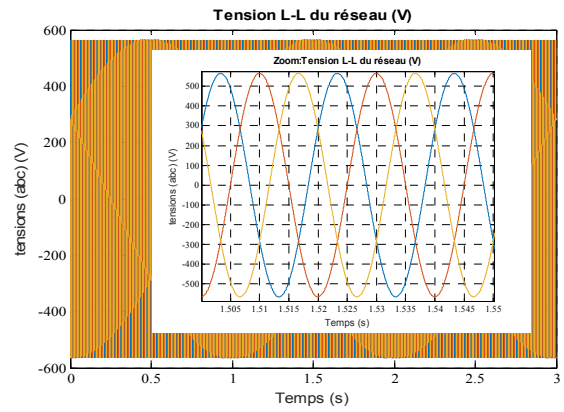


Figure (IV.67) Tension (L-L) du réseau (V)

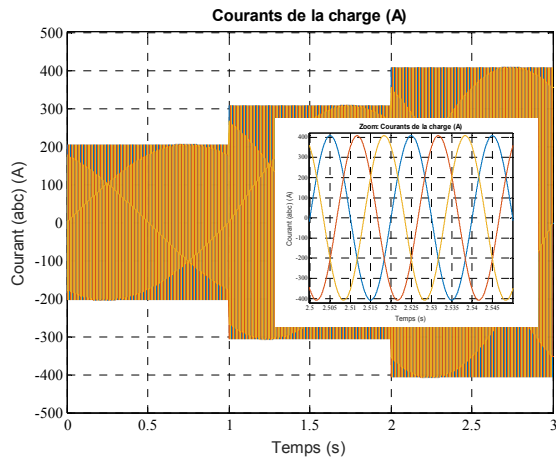


Figure (IV.68) Courants de la charge (A)

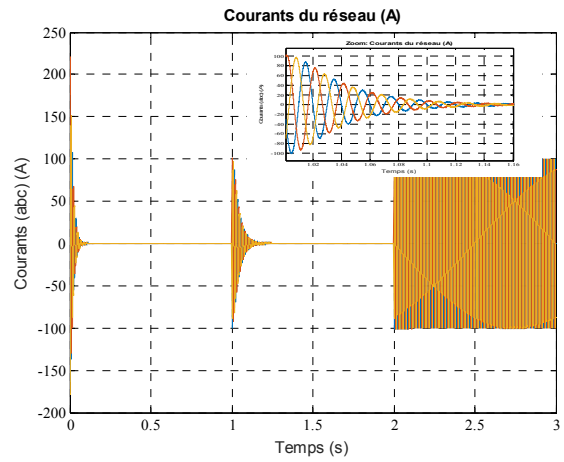
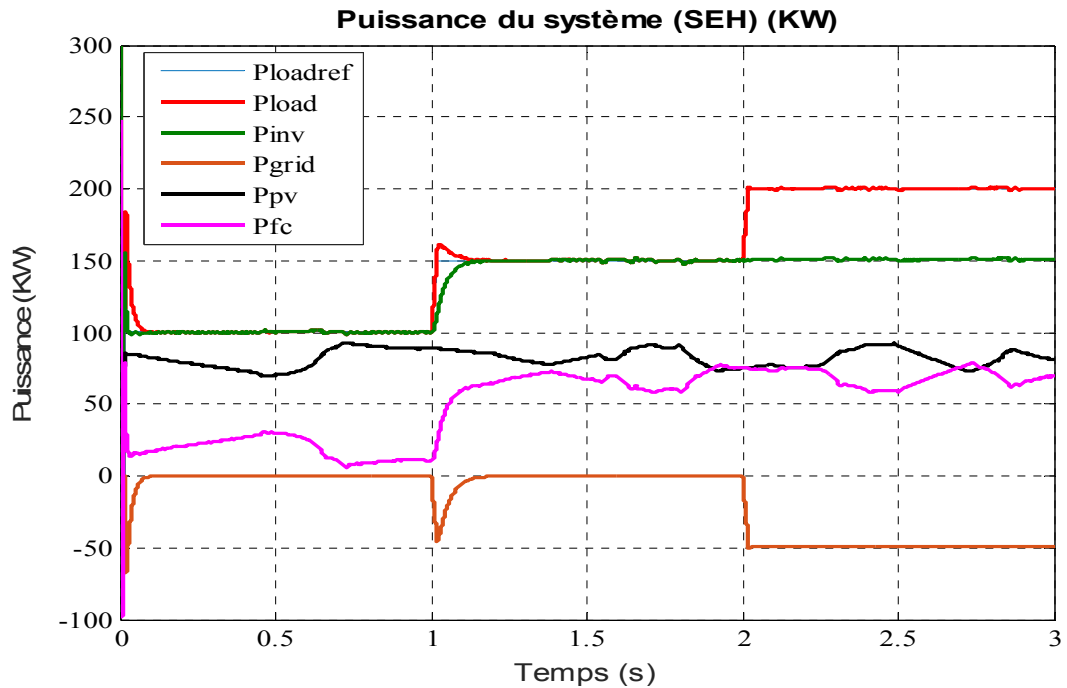


Figure (IV.69) Courants du réseau (A)



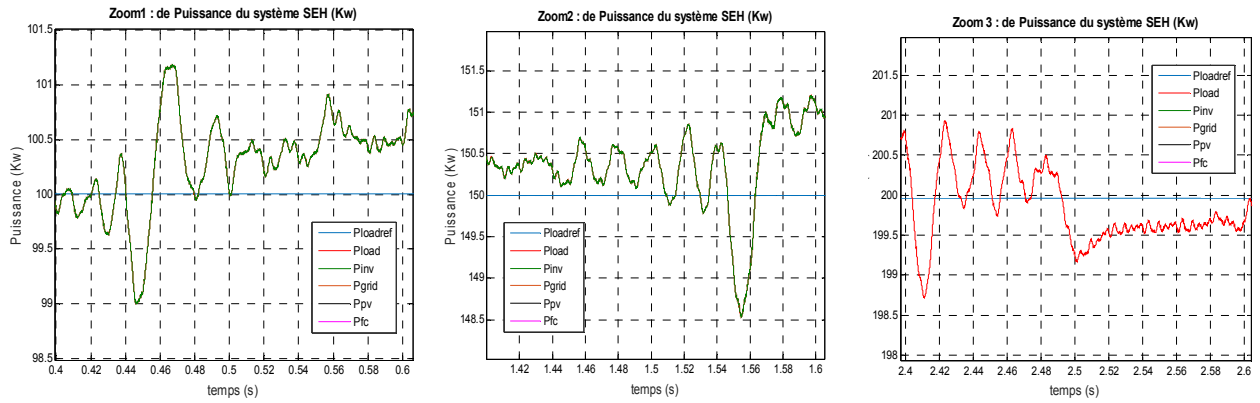


Figure (IV.70) Puissance active du SEH, (KW)

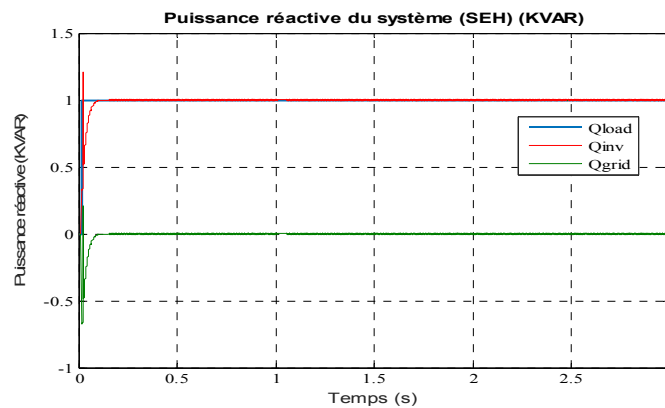


Figure (IV.71) Puissance réactive du SEH, en (KVAR)

Selon les résultats précédents, on constate que les deux puissances de SOFC et PV varient ensemble de sorte que le système SEH arrive à alimenter la charge, selon les figures (IV.59) et (IV.60) et la figure (IV.70). Il n'y a pas de puissance injecté au réseau (pour $t < 2 s$), ce qui maintient une charge constante stable du point de vue de réseau. La contribution du réseau principal au flux de puissance local est limitée seulement en cas de changement rapide de la charge en raison de la constante de temps de la SOFC, ou quand la limite de production de maximum de système PV-FC est atteinte (pour $t > 2 s$), ce qui réduit la nécessité d'un dispositif de stockage dans ce système en mode non autonome.

Néanmoins, dans le mode autonome un dispositif de stockage plus rapidement comme un supercondensateur peut être nécessaire pour améliorer la réponse dynamique du système étudié. On peut voir aussi que pour une puissance réactive constante de la charge, cette puissance est produite maintenant par le système hybride (voir la figure (IV.70)). Les tensions du réseau et la charge sont maintenues équilibrées d'après les figures (IV.67) et (IV.59). Le courant de sortie est proportionnel à l'augmentation de la charge (figures (IV.68) et (IV.69)) et

la tension DC est maintenue presque constante à 900 V pour toutes les conditions de charge d'après la figure (IV.61).

Ceci est obtenu grâce à l'utilisation des contrôleurs PI et l'algorithme (INC-MPPT) pour les hacheurs Boost de SOFC et PV (figure (IV.58)) et grâce à la commande par mode glissant intégral qui utilise les informations sur la puissance de la charge pour générer et ajuster la référence de tensions correspondante à la commande équivalente dans le plan (d,q) à chaque période de commutation.

L'utilisation d'un onduleur NPC à trois niveaux avec SVPWM permet d'obtenir une tension de sortie à trois niveaux avec un faible THD. [46],[53],[64]

Ainsi, la robustesse de la stratégie proposée est prouvée contre la fluctuation de tension d'entrée DC par une variation de conditions météorologiques qui affectent les tensions de sortie DC-DC de hacheurs Boost, et aussi par la variation de charge alternative locale.

IV.8 Optimisation de la gestion d'un système SEH à base de (PV-FC) relié au réseau

IV.8.1 Critères d'optimisation pour un SEH

Que faut-il optimiser, c'est la simple question à laquelle il faut répondre, car le terme optimisation est trop ample, est-ce que c'est le rendement énergétique, l'impact environnemental, ou tout simplement le coût de l'installation globale du SEH.

En termes de performance énergétique, la performance des divers éléments de SEH est important, mais leurs dimensions et l'amélioration de la stratégie de distribution demeurent les domaines les plus critiques où l'optimisation peut avoir le plus d'impact. Les critères d'optimisation généralement basent sur les points suivants : [15],[34],[54],[58],[78]

a. Rendement global : utiliser des éléments de SEH ayant le rendement le plus élevé. Par hypothèse, ça serait les batteries. Les batteries sont utilisées pour absorber ou fournir de la puissance.

b. La puissance consommée et la puissance produite : doivent être égales à chaque instant, quand la production de ces systèmes d'énergies renouvelables est inférieure ou supérieure à la demande, alors il est nécessaire d'ajouter des moyens complémentaires de production doivent compenser la différence. Ceci implique qu'un réseau disposant d'une part importante de ces systèmes d'énergies renouvelables doit opérer avec une marge de réserve supérieure à celle nécessaire pour un système n'utilisant que des moyens conventionnels de production d'électricité. [7],[78]

c. Plage de fonctionnement des éléments : Il est nécessaire qu'on doive respecter les plages de fonctionnement fréquentiel de chaque élément du SEH (fréquence maximum, minimum des harmoniques).

d. État de charge des batteries (State of charge :SOC) : utiliser le SOC comme critère à considérer pour la répartition de puissance (une caractéristique des limites de fonctionnement des éléments et un outil de planification, par exemple : surcharge en prévision de l'heure de pointe ... etc.).

Dans la section suivante, on propose d'utiliser la méthode d'optimisation et d'intelligence artificielle métaheuristique, à savoir, le PSO (Partical Swarm optimisation) pour trouver les valeurs optimales des paramètres (k_p, k_i) afin améliorer la réponse dynamique de la commande par MG intégrale déjà proposé, et amélioré aussi l'autonomie du système en régime transitoire. [79],[81]

IV.8.2 Optimisation de la commande par mode glissant proposé par PSO

On donne ci-après une présentation générale de l'algorithme PSO utilisé pour la sélection des gains du contrôleur.

IV.8.2.a. Optimisation par essaim de particules

L'optimisation d'essaim de particules (PSO) est une technique de calculs évolutifs ont été développée par Kennedy et Eberhart en 1995 [79] elle est basée sur la notion de population ou essaim et simule le comportement collectif des individus (appelés les particules) de cette population dans le flocage d'oiseaux.

Pour donner une brève présentation de cette technique, on considère que :

Soit $\Phi \subset R^n$ un espace de recherche, et $f: \Phi \rightarrow \Gamma \subseteq R$ une fonction objective.

L'essaim est défini comme un ensemble : $S = \{X_1, X_2, \dots, X_N\}$ (IV.43)

De N particules qui sont définies par ses positions x_i par l'équation:

$$x_i = (X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{in})^T \in \Phi, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{IV.44})$$

Suivant l'algorithme PSO, chaque particule doit être capable de se déplacer dans l'espace de recherche (Φ) et aussi d'atteindre n'importe quelle région de cet espace. Ceci peut être fait en utilisant un bon changement que l'on appelle la vitesse v_i , de leur position x_i :

$$v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{in})^T, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{IV.45})$$

Par conséquent, à chaque itération t_e de l'algorithme, chaque particule i possède un couple d'information de la position actuelle et sa vitesse respectivement $(X_i(t_e), v_i(t_e))$.

À partir de ce couple, la particule peut changer sa vitesse dans la prochaine itération, le travail individuel de particule consiste à mémoriser sa position (p_i) qui dépend de la fonction objective, durant de sa recherche.[81]

Cette position est définie comme:
$$P_i(t) = \arg \min f_i(t_e) \quad (\text{IV.46})$$

Afin de simuler le comportement collectif de particule, le PSO met toutes les meilleures positions trouvées par les particules dans la mémoire :

$$P = \{P_1, P_2, \dots, P_N\} \quad (\text{IV.47})$$

Ensuite, elle va estimer la meilleure position générale (solution) visitée par toutes les particules, définie par :

$$P_g(t_e) = \arg \min f_i(P_i(t_e)) \quad (\text{IV.48})$$

Avec : g est l'index de la meilleure position P avec la plus petite valeur de fonction objective f à une itération donnée t_e .

Ce comportement est mis en équations, comme suivante : [79]

$$\begin{cases} v_{ij}(t_e + 1) = \omega \cdot v_{ij}(t_e) + R_p \cdot \psi_p(P_{ij}(t_e) - X_{ij}(t_e)) + R_g \cdot \psi_g(P_{gj}(t_e) - X_{ij}(t_e)) \\ X_{ij}(t_e + 1) = X_{ij}(t_e) + v_{ij}(t_e + 1) \\ i = 1, 2, \dots, N \quad ; \quad j = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (\text{IV.49})$$

Ou : R_p et R_g sont des variables aléatoires réparties uniformément [0,1]

ω , ψ_p , ψ_g des facteurs de pondération, appelés inertie, cognitif et social respectivement.

À l'itération suivante (t_e+1), après l'évaluation de particules, les meilleures positions sont également mises à jour et le PSO donne un nouvel indice (g) pour les meilleures positions mises à jour.

Par conséquent, la nouvelle meilleure position de X_i à l'itération (t_e+1) est définie comme suivante : [79],[81]

$$P_i(t_e + 1) = \begin{cases} X_i(t_e + 1) & \text{si } f(X_i(t_e + 1)) \leq P_i(t_e) \\ P_i(t_e) & \text{sinon} \end{cases} \quad (\text{IV.50})$$

Le pseudo-code suivant résume le fonctionnement de l'algorithme PSO:

Entrée: Nombre de particules: N ; essaim: S ; meilleures positions initiales: P

Étape 1. Modifier $t_e \leftarrow 0$

Étape 2. Initialiser S

Modifier $P \equiv S$

Étape 3. Évaluer S

Évaluer P

Définir (g) l'indice de la meilleure position

Étape 4. Tant que (critère d'arrêt n'est pas atteint)

Étape 5. Mise à jour de S en utilisant l'équation (IV.49) et (IV.50)

Évaluer S

Évaluer P

Redéfinir (g)

Modifier : $t_e \leftarrow t_e + 1$

Étape 6. Fin

Sortie: Meilleure position trouvée

IV.8.2.b Application de PSO pour la sélection des gains du CMG

a-Choix de l'espace de recherche

L'espace de recherche choisi est donné par :

$$\Phi : K_p \in]0 \ 10 \cdot K_{pNO}[; \quad K_i \in]0 \ 10 \cdot K_{iNO}[\quad (\text{IV.51})$$

Avec : K_{pNO} et K_{iNO} sont les valeurs des gains de contrôleur déjà utilisé

Le choix de cet espace est motivé par plusieurs tests de simulations, dans cet espace il existe au moins deux paramètres optimaux du contrôleur par MG notées (K_{pOPT} , K_{iOPT}) ou la fonction objective est minimale. [75]

b-Choix de durée de test

En utilisant l'espace de recherche Φ de (IV.51), les paramètres (K_{pOPT} , K_{iOPT}) sont évalués hors-ligne par la technique PSO, dans ce cas, nous avons utilisé la réponse non optimisée du système comme un indice sur la durée de test minimale (notée $t_{\Phi MIN}$) des gains optimaux par l'algorithme PSO.

$$t_{test MIN} = 5\tau \quad (\text{IV.52})$$

Avec : τ est le constante du temps du système, calculé à partir de la réponse non optimisé. Dans notre cas, nous avons choisi un temps de $t_{test} > 5\tau$ pour garantir qu'on est loin d'une réponse qui représente seulement le régime transitoire et que les erreurs en régime transitoire ainsi qu'en régime permanent sont prisent en compte dans la fonction objective f .

c- Choix de la fonction objectif

c-1. Fonction objectif pour le mode UPC

Dans ce mode, la puissance générée par le système est indépendante de la charge, l'objectif visé c'est de minimiser la norme de l'erreur quadratique entre la puissance active générée par l'ensemble panneau photovoltaïque et pile à combustible (côté continu de l'onduleur de tension à trois niveaux) et la puissance de référence.

Pour la durée de test t_{test} , l'erreur quadratique (e_{RQ}) est définie par :

$$\begin{cases} P_{ond}(t_i) = P_{PV}(t_i) + P_{SOFC}(t_i) \\ e_{RQ}(t_i) = (P_{ond\ ref} - P_{ond}(t_i))^2 \\ e_{RQ}(t_{i+1}) = (P_{ond\ ref} - P_{ond}(t_{i+1}))^2 \end{cases} \quad (IV.53)$$

Avec : t_i est la période d'échantillonnage de la réponse de système

Les résultats de simulation données dans la section suivante :

c-2 Fonction objectif pour le mode FFC

Dans le cas du mode FFC, la puissance générée par le système est directement lié à la puissance demandée par la charge, pour cela, l'objectif visé est la minimisation de la norme de l'erreur quadratique entre la puissance active générée par l'ensemble panneau photovoltaïque et pile à combustible (côté continu de l'onduleur de tension a trois niveaux) et la puissance demandée par la charge. [79],[81]

Pour la durée de teste t_{test} , l'erreur quadratique (e_{RQ}) est définie, dans ce cas, par l'équation:

$$\begin{cases} P_{ond}(t_i) = P_{PV}(t_i) + P_{SOFC}(t_i) \\ e_{RQ}(t_i) = (P_{charge\ ref} - P_{ond}(t_i))^2 \\ e_{RQ}(t_{i+1}) = (P_{ond\ ref} - P_{ond}(t_{i+1}))^2 \end{cases} \quad (IV.54)$$

Finalement, la fonction objective f a minimisé, est choisie comme étant :

$$f = norm(E_{RQ}) \quad (IV.55)$$

Avec : E_{RQ} est le vecteur qui contient toutes les erreurs quadratiques

Pour les deux modes , la procédure vise à déplacer chacune des N particules en appliquant les équations (IV.49) et (IV.50), chaque particule va comparer successivement la puissance de référence aux réponses du système obtenu en utilisant un couple de paramètres (K_p , K_i) de l'espace de recherche Φ , et garder sa meilleure position P_i ensuite, une comparaison entre les meilleures positions de toutes les N particules, permet de sortir à la fin avec les valeurs optimales des gains notes $K_{p\ OPT}$ et $K_{i\ OPT}$ qui donnent la valeur minimale de la fonction objective f .

IV.9 Simulation de la commande optimisée

Afin de valider la commande par mode glissant ainsi que l'approche utilisée pour l'optimisation de la réponse du système, on considère le même système déjà simulé sous les mêmes conditions [75] . Dans les deux modes de fonctionnement, la durée de test est choisie pour être la même que la durée de simulation du cas non optimisé ($t_{test} = 3\ s$)

De plus, pour l'algorithme PSO, les paramètres standards suivants sont considérés : $N=20$, $\omega=0.5$, $\psi_p=\psi_\beta=2$

IV.9.a Optimisation de la mode UPC

L'application de la technique PSO en utilisant l'espace de recherche (IV.51) et la fonction objective donnée par (IV.53) et (IV.55), avec un temps d'application assez suffisant pour atteindre le régime permanent du système, à donner les valeurs optimales suivantes des gains de contrôleur [79]:

$$k_{p\ OPT} = \begin{bmatrix} 0.65 & 0 & 0 \\ 0 & 0.65 & 0 \\ 0 & 0 & 2.34 \end{bmatrix}, \quad k_{i\ OPT} = \begin{bmatrix} 7.9 \cdot 10^3 & 0 & 0 \\ 0 & 7.9 \cdot 10^3 & 0 \\ 0 & 0 & 3.2 \cdot 10^3 \end{bmatrix}$$

Les résultats de simulation donnés par les figures suivantes :

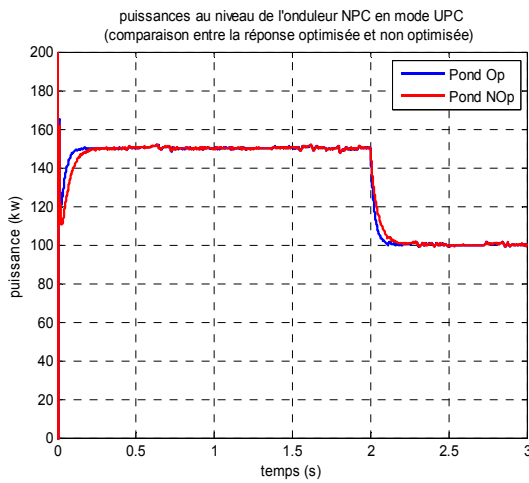


Fig. (IV.72) Puissance de l'onduleur

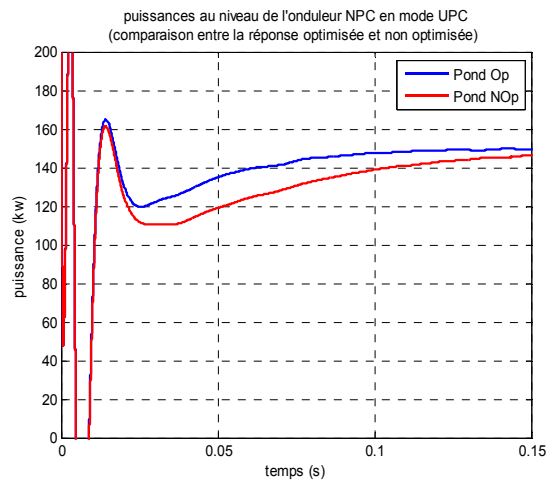


Fig.(IV.73) Puissance de l'onduleur, Zoom 1

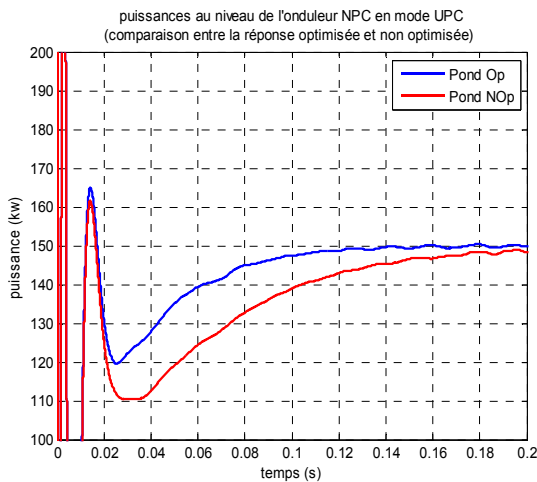


Fig.(IV.74) Puissance de l'onduleur, Zoom 2

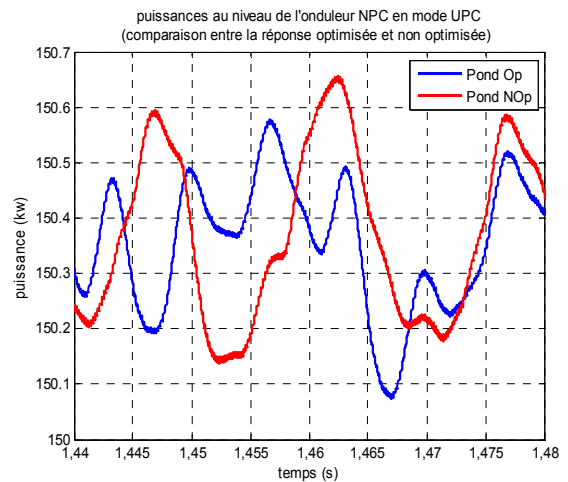


Fig.(IV.75) Puissance de l'onduleur, Zoom 3

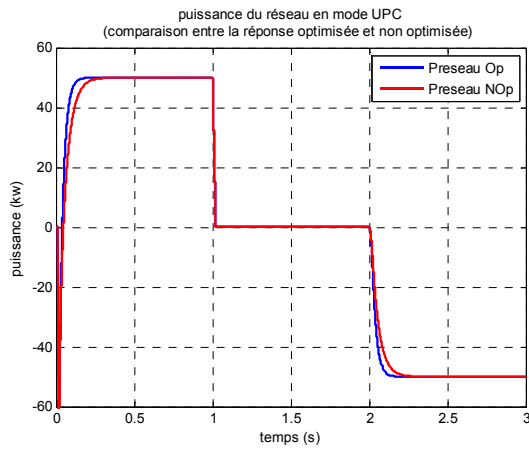


Fig.(IV.76) Puissance du réseau

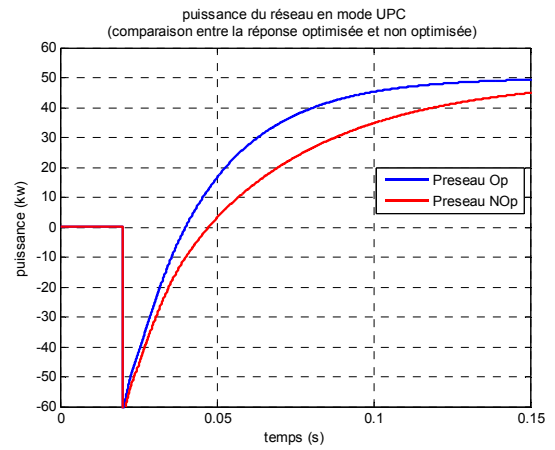


Fig.(IV.77) Puissance du réseau, Zoom 1

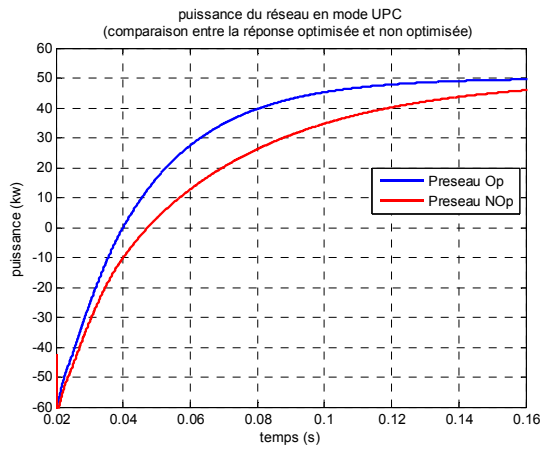


Fig.(IV.78) Puissance du réseau, Zoom 2

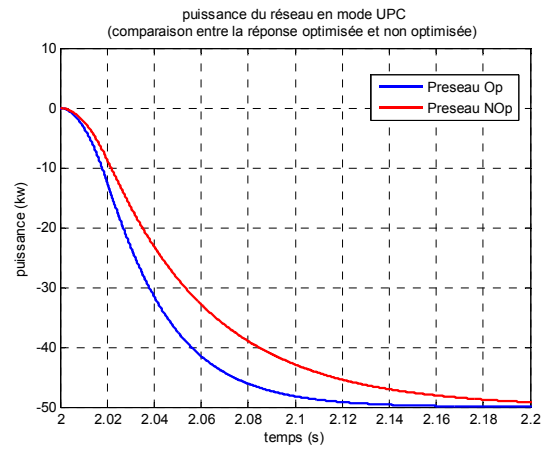


Fig.(IV.79) Puissance du réseau, Zoom 3

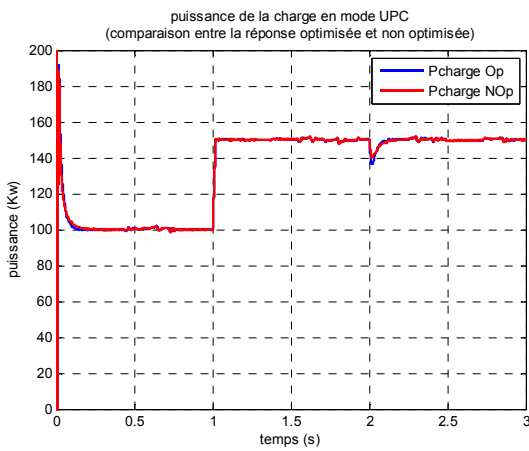


Fig.(IV.80) Puissance de la charge

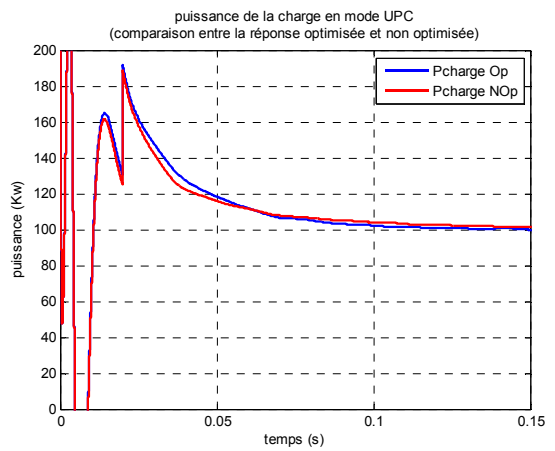


Fig.(IV.81) Puissance de la charge, Zoom 1

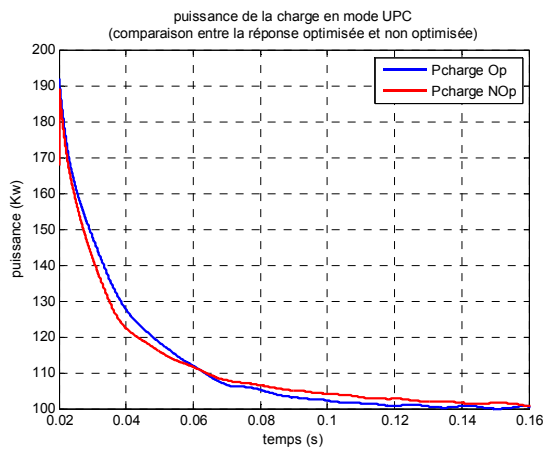


Fig.(IV.82) Puissance de la charge, Zoom 2

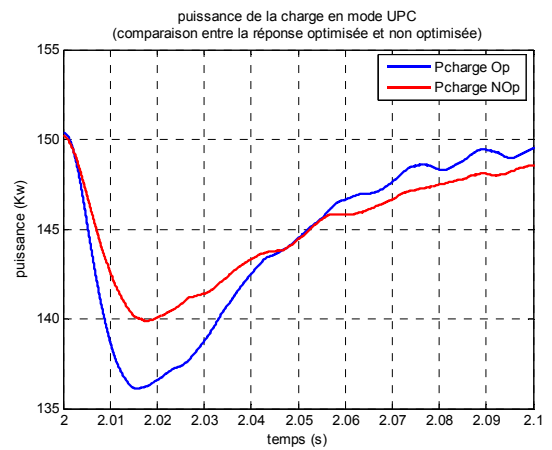


Fig.(IV.83) Puissance de la charge, Zoom 3

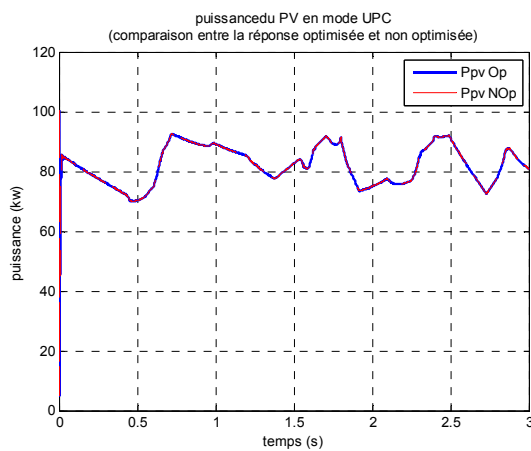


Fig.(IV.84) Puissance du GPV

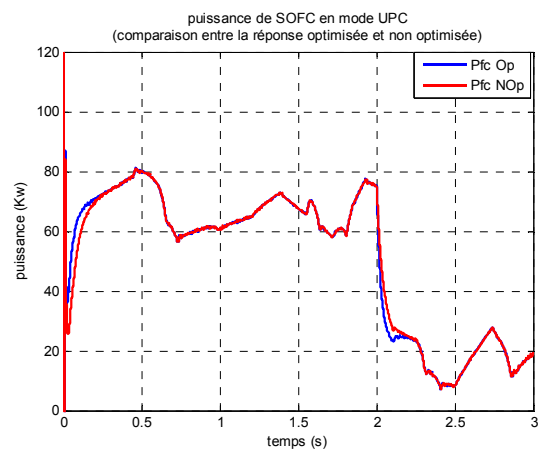


Fig.(IV.85) Puissance de la SOFC

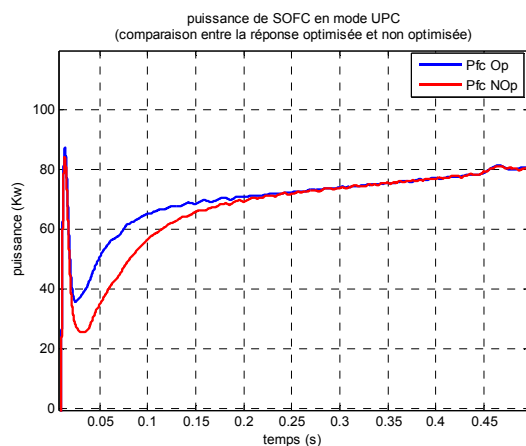


Fig.(IV.86) Puissance de SOFC , Zoom 1

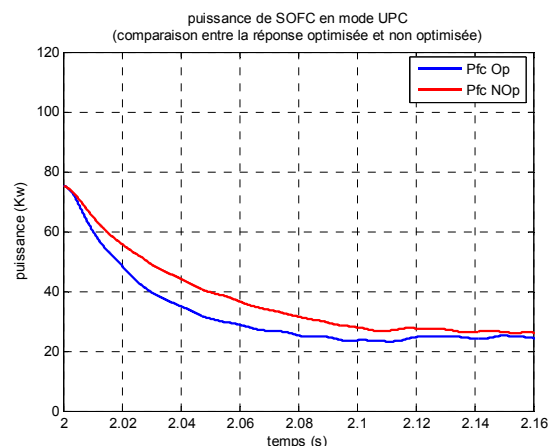


Fig.(IV.87) Puissance de SOFC , Zoom 2

À partir des résultats, on peut remarquer que le système hybride présente une réponse rapide et une erreur statique nulle avec la surface de glissement proposé.

Le contrôleur optimisé permet au système de déplacer le long de la surface de glissement avec une dynamique transitoire rapide comparée au cas non optimisé, ce qui implique une réduction en temps de convergence qui peut être observé surtout dans la puissance de l'onduleur NPC, on peut remarquer aussi que l'erreur entre les deux réponses est minimale en régime permanent,

On peut remarque dans ce mode UPC que la variation de charge à un effet réduit sur le réseau en régime transitoire.

Cette réduction de puissance active originaire de réseau a été compensée par la pile à combustible SOFC, ce qui permet d'augmenter l'autonomie du système en régime transitoire et réduire le besoin du réseau en mode UPC.

IV.9.b Optimisation de la mode FFC

L'application de la technique PSO en utilisant l'espace de recherche (IV.51) et la fonction objective donnée par (IV.53) et (IV.55), avec un temps d'application assez suffisant pour atteindre le régime permanent du système, à donner les valeurs optimales suivantes des gains de contrôleur :

$$k_{p\ OPT} = \begin{bmatrix} 0.57 & 0 & 0 \\ 0 & 0.57 & 0 \\ 0 & 0 & 2.4 \end{bmatrix}, \quad k_{i\ OPT} = \begin{bmatrix} 7.8 \cdot 10^3 & 0 & 0 \\ 0 & 7.8 \cdot 10^3 & 0 \\ 0 & 0 & 3.9 \cdot 10^3 \end{bmatrix}$$

Les résultats de simulation données par les figures suivantes :

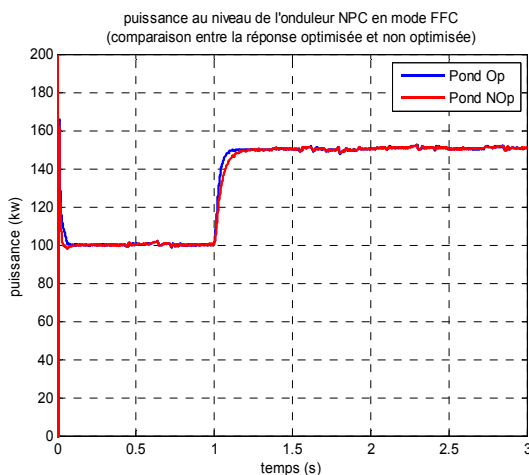


Fig.(IV.88) Puissance de l'onduleur

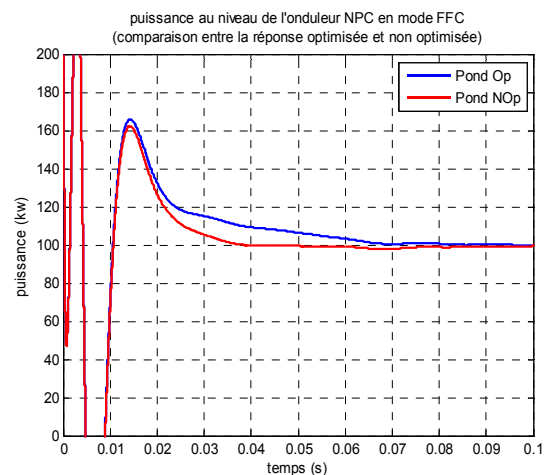


Fig. (IV.89) Puissance de l'onduleur, Zoom 1

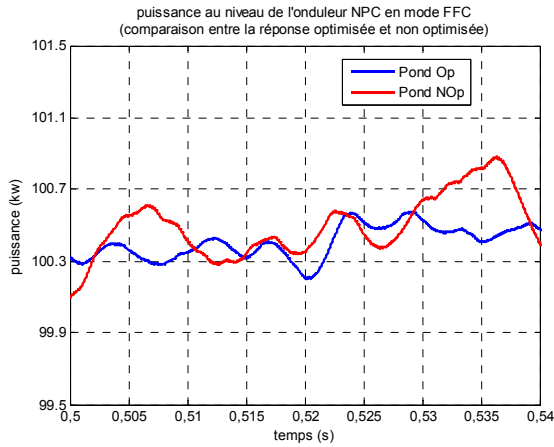


Fig.(IV.90) Puissance de l'onduleur, Zoom 2

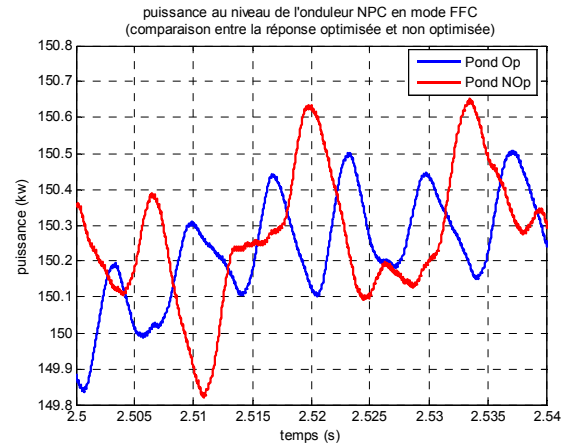


Fig.(IV.91) Puissance de l'onduleur, Zoom 3

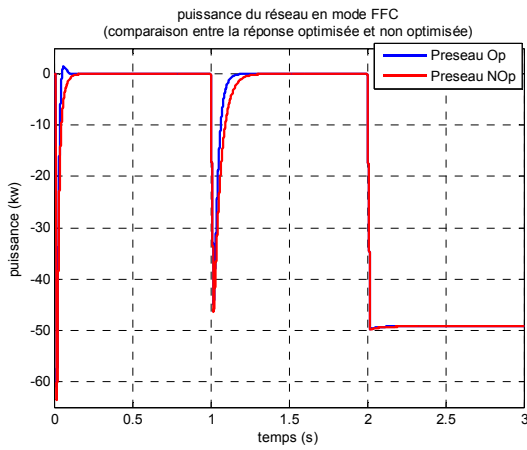


Fig.(IV.92) Puissance du réseau

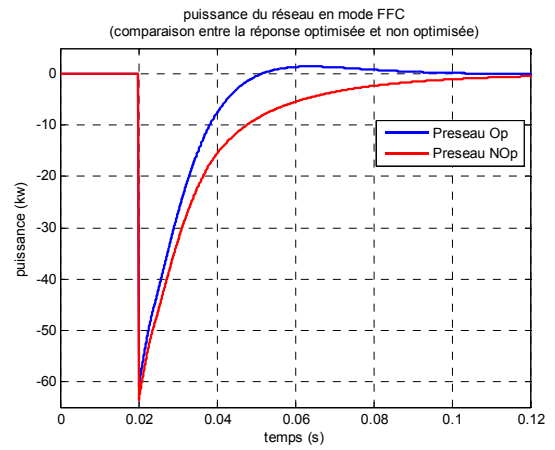


Figure (IV.93) Puissance du réseau, Zoom 1

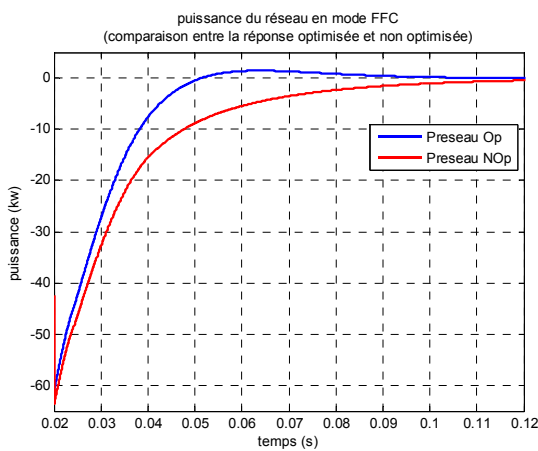


Fig.(IV.94) Puissance du réseau, Zoom 2

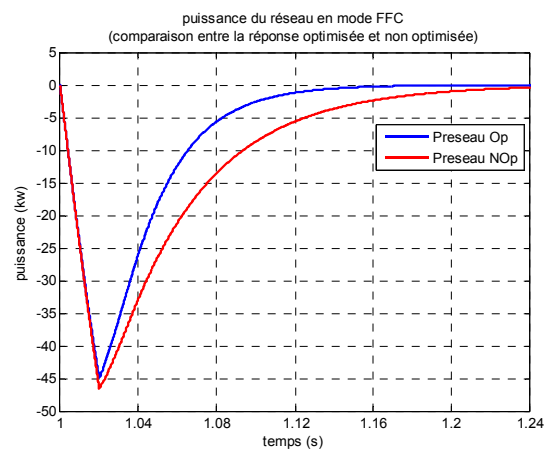


Fig.(IV.95) Puissance du réseau, Zoom 3

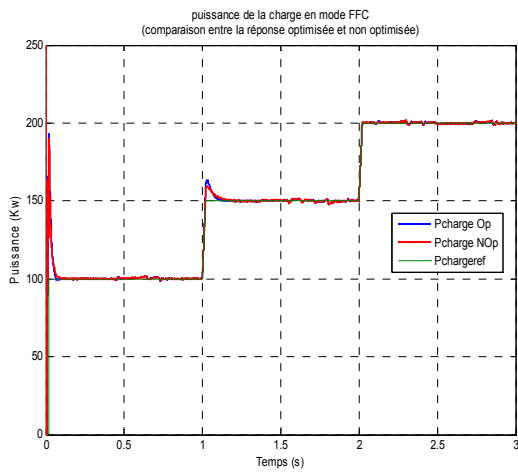


Fig.(IV.96) Puissance de la charge

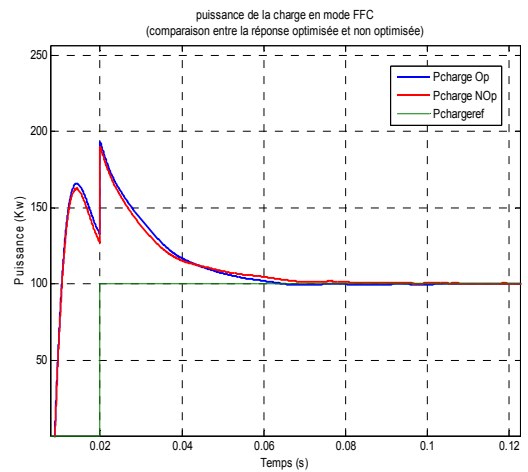


Fig.(IV.97) Puissance de la charge, Zoom 1

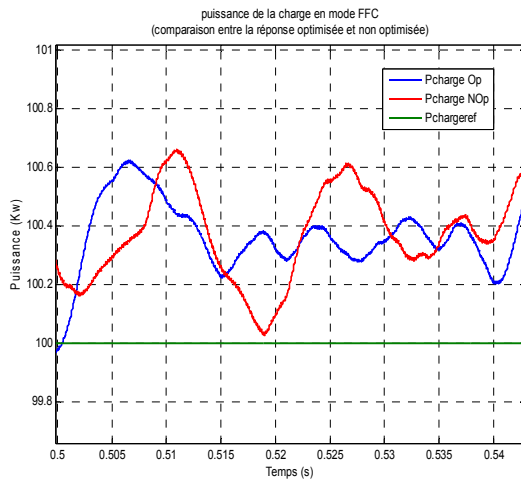


Fig.(IV.98) Puissance de la charge, Zoom 2

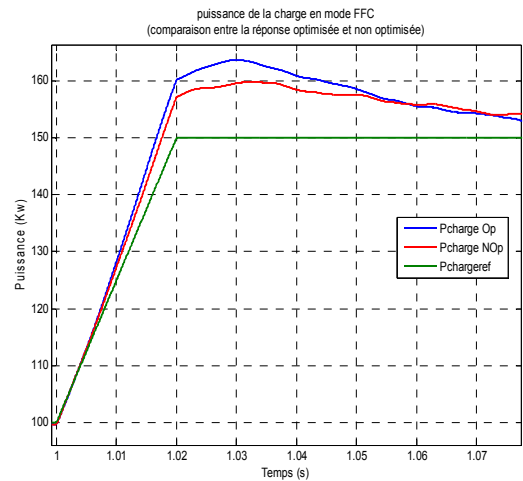


Fig.(IV.99) Puissance de la charge, Zoom 3

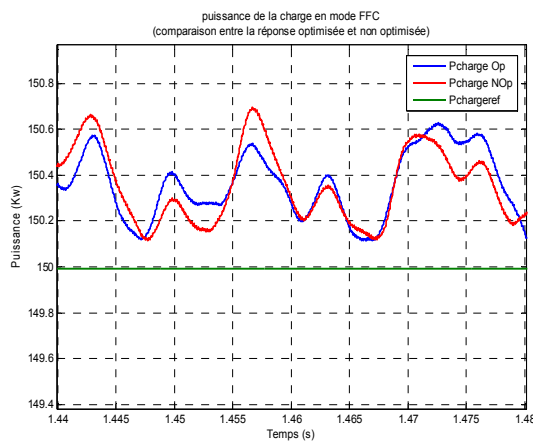


Fig.(IV.100) Puissance de la charge, Zoom 4

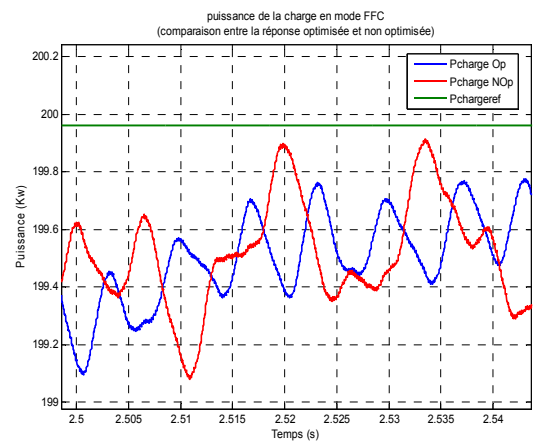


Fig.(IV.101) Puissance de la charge, Zoom 5

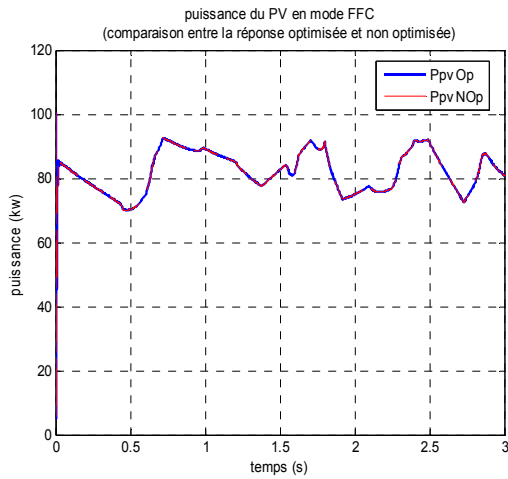


Fig. (IV.102) Puissance de GPV , mode FFC

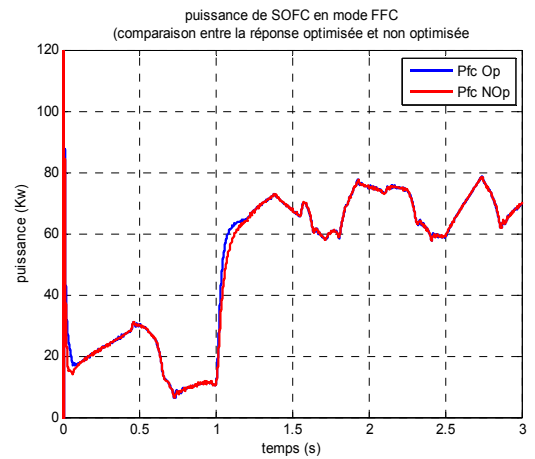


Fig. (IV.103) Puissance de SOFC, mode FFC

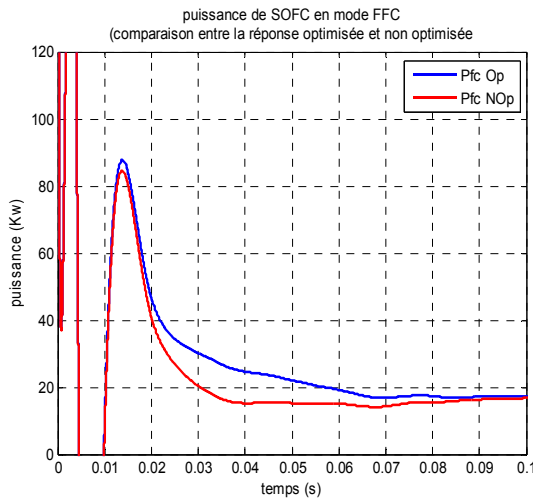


Fig. (IV.104) Puissance de SOFC , Zoom 1

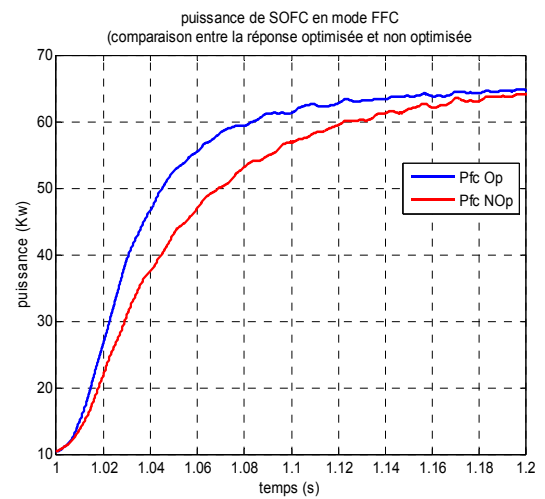


Fig. (IV.105) Puissance de SOFC , Zoom 2

À partir des résultats de simulation, on remarque que le système hybride présente une amélioration avec le contrôleur optimisé en termes de temps de réponse avec une erreur statique nulle et des ondulations de tension (voir zoom à la tension bus continu) et puissance en régime permanent d'après les figures (IV.88), (IV.96) et la figure (IV.92) avec les zoom.

Sous les mêmes conditions atmosphériques, la qualité de réponse de panneau photovoltaïque n'est pas changée d'après la figure (IV.102) . En revanche, la pile à combustible SOFC a produit plus d'énergie en régime transitoire d'après la figure (IV.103) (par exemple, zoom sur la puissance de la charge à $t=1s$) pour compenser la réduction de puissance délivrer de réseau en mode FFC, ainsi, la commande optimisée à permit une minimisation de besoin du réseau en régime transitoire et permet d'améliorer l'autonomie du système hybride (voir zoom de puissance du réseau dans les deux cas UPC et FFC) .

IV.10 CONCLUSION

Ce chapitre nous a permis d'analyser et valider à travers des simulations, le comportement d'un système énergétique hybride (PV-SOFC) reliée au réseau à travers un onduleur NPC multiniveaux. Au début, nous avons présente une description du système SEH étudié, puis nous avons étudié le problème de la gestion de puissance avec une attention particulière à la stratégie de commande.

Une nouvelle stratégie a base de la théorie de mode glissant a été proposée et testée sous différentes conditions et avec deux modes de fonctionnement (UPC et FFC). Puis une optimisation de ce système SEH a été faite à l'aide d'une combinaison de la commande mode glissant-PSO ce qui permet une amélioration d'autonomie du système en régime transitoire. Les performances obtenues sont prouvées par les différents résultats des simulations obtenues.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Les travaux de recherche de cette thèse présentent une contribution à la commande et à l'optimisation du comportement et de performance énergétique de deux systèmes énergétiques hybrides SEH totalement renouvelables sans batterie. Le premier chapitre présente l'état de l'art sur les principales architectures des sources renouvelables et conventionnel. Les dispositifs de stockage sont également traités en expliquant leurs modes de fonctionnement. Le deuxième chapitre présente une analyse des modèles mathématiques pour chaque composant des SEH utilisé dans cette thèse, à savoir : les GPV, avec les différents algorithmes MPPT, les piles à combustible (PEMFC et SOFC), et les onduleurs multiniveaux pour deux applications différentes (systèmes embarqués et relié aux réseaux).

La première application embarquée est à base d'un PEMFC et un supercondensateur, qui remplace notre source, et la deuxième application est un GPV/SOFC relié aux réseaux. La première application, traitée dans le troisième chapitre, a été étudiée en développant une stratégie de gestion de puissance à base d'un régulateur PI et une modulation hybride. Cette dernière a permis à la fois une gestion d'énergie en absence d'une des sources d'un onduleur multiniveaux en cascade et de garder les performances du SEH en assurant la même qualité de tension et du courant multiniveaux. Les résultats de simulation ont montré la faisabilité de la commande et permettent de garder l'autonomie du SEH en cas du défaut dans une des sources.

La deuxième application, étudiée dans le quatrième chapitre, a été étudiée en traitant un problème de gestion de puissance d'un SEH composé d'une source GPV. Ce dernier est commandé par MPPT de type conductance incrémentale (INC-MPPT) avec une pile de type SOFC interfacée au réseau à travers un onduleur multiniveaux de type NPC. Ainsi, l'application a été étudiée dans deux modes de fonctionnement : (i) le mode UPC (Unit Power Control) où la référence de fonctionnement du système est fixée par la gestion globale du réseau indépendamment de la charge, et (ii) le mode FFC (Feeder Flow Control) dont le but d'assurer une charge locale nulle, de point de vue réseau.

Dans le quatrième chapitre, une nouvelle stratégie de gestion de puissance et commande de ce système à base de mode glissant intégrale dans le temps discret ont été développées. Les

résultats obtenus par simulation ont confirmé la validité de la stratégie de supervision énergétique élaborée et la robustesse de la commande face aux variations des conditions atmosphériques et de la charge. Par la suite, une optimisation de la commande, par la technique d'optimisation PSO (Particle Swarm Optimisation), a été proposée pour l'ajustement des gains de régulateur afin d'améliorer sa réponse dynamique. Ceci a permis l'amélioration de la gestion de puissance notamment en régime transitoire aussi l'autonomie du système. Ainsi, une étude comparative des deux modes (UPC, FFC), dans les deux cas optimisés et non-optimisé, a confirmé encore une fois les qualités attendues de la stratégie de la commande développée.

Enfin, les résultats de nos travaux, ont permis de tracer les perspectives suivantes :

- Pour l'application embarquée, il serait intéressant d'étudier le système en cas de défauts dans un des composants (l'interrupteur de l'onduleur multiniveaux par exemple).
- Étude de l'intégration de la stratégie développée pour une application de traction avec récupération d'énergie.
- Pour la deuxième application, il s'agit d'ajouter un système de stockage rapide (supercondensateur) et d'augmenter l'avantage de l'autonomie du système, en éliminant ainsi la nécessité au réseau en régime transitoire.
- Étude d'autre combinaison pour réduire la taille de la pile à combustible.
- De point de vue commande, il serait important de changer la commande optimisée par un algorithme d'adaptation en temps réel (Mode glissant adaptative) et tester les performances dynamiques sur un système réel.

ANNEXE

A. Paramètres du générateur photovoltaïque à ($T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $E = 1000\text{ W/m}^2$):

Nombre de modules en série = 5	Courant au point de P max : $I_{mp} = 5.58\text{ (A)}$
Nombre de modules parallèles = 66	Facteur de qualité de diode = 1.25
Nombre de cellules par module = 96	Photo-courant source: $I_{ph} = 5.96\text{ (A)}$
Tension du circuit ouvert : $V_{oc} = 64.2\text{ (V)}$	Courant de saturation de diode:
Courant de court-circuit : $I_{sc} = 5.96\text{ (A)}$	$I_{sat} = 5.26 \cdot 10^{-9}\text{ (A)}$
Tension au point de P max : $V_{mp} = 54.7\text{ (V)}$	Résistance en parallèle: $R_p = 819.13\text{ (\Omega)}$
	Résistance en série: $R_s = 0.083\text{ (\Omega)}$

B. Paramètres de pile à combustible type : *Solid Oxide Fuel* (SOFC)

<i>Variable</i>	<i>Représentation</i>	<i>Valeur</i>
T	Température absolue	1273 K
F	Constante de Faraday	96487 (C/mol)
R	Constante de gaz universel	8314 J/ (Kmol.K)
E_0	Potentiel cellulaire réversible standard	1.18 V
N	Nombre de cellules dans la pile	450
K_r	Constante	$996 \cdot 10^{-6}\text{ (Kmol/ sA)}$
U_{max}	Utilisation maximale du carburant	0.9
U_{min}	Utilisation minimale du carburant	0.8
U_{opt}	Rapport de carburant optimal	0.85
K_{H_2}	Valeur molaire constante pour l'Hydrogène	$8.43 \cdot 10^{-4}\text{ (Kmol / s atm)}$
K_{O_2}	Valeur molaire constante pour l'Oxygène	$2.81 \cdot 10^{-4}\text{ (Kmol / s atm)}$
K_{H_2O}	Valeur molaire constante pour l'eau	$2.52 \cdot 10^{-3}\text{ (Kmol / s atm)}$
τ_{H_2}	Temps de réponse pour le débit d'Hydrogène	26.1 s
τ_{H_2O}	Temps de réponse pour le débit d'eau	78.3 s
τ_{O_2}	Temps de réponse pour le débit d'Oxygène	2.91 s
R	Perte ohmique	0.126 Ω
T_e	Temps de réponse électrique	0.8 s
T_f	Temps de réponse du processeur de carburant	0.03 s
r_{HO}	Rapport d'Hydrogène à l'Oxygène	1.145

C. Paramètres de pile à combustible type : *Polymer Electrolyte Membrane (PEMFC)*

Puissance nominal = 5 KW	Puissance maximal = 8 KW
Resistance de pile = 0.1	Nombre des cellules = 60
Voltage par cellule = 1.18 V	Température de fon. : 60 C° = 333 K
Pression de fuel = 1,5 Bar	Pression de l'aire = 1,5 Bar

D. Paramètres du convertisseur *DC-DC Boost* (connecté au GPV)

$$f_s = 5.4 \text{ KHz}, L = 4 \cdot 10^{-3} \text{ H}; r_l = 0.01; C = 2000 \cdot 10^{-6} \text{ F}, r_c = 0.01$$

E. Paramètres du convertisseur (DC-DC) Boost (connecté au SOFC)

$$f_s = 5.4 \text{ KHz}, L = 5 \cdot 10^{-3} \text{ H}; r_l = 0.01; C = 5000 \cdot 10^{-6} \text{ F}, r_c = 0.1$$

F. Paramètre de l'onduleur NPC à trois niveaux:

Puissance nominale : $P = 200 \text{ (KW)}$	Filtre de sortie: $L_f = 3.5 \cdot 10^{-3} \text{ (H)}$
Fréquence: $f_s = 5.4 \text{ (KHz)}$	Amplitude de tension (valeur <i>rms</i> N-L) : $V_{ln} = 230 \text{ (V)}$
Amplitude de tension (valeur <i>rms</i> L-L): $V_{L-L} = 400 \text{ V}$	

G. Paramètre de réseau:

Résistance du réseau: $R_g = 0.012 \text{ (}\Omega\text{)}$	Condensateur d'entrée équivalent: $C_{eq} = 6000 \cdot 10^{-6} \text{ F}$
Tension DC (référence): 900 (V)	Inductance du réseau : $L_g = 3 \cdot 10^{-4} \text{ (H)}$

H. Paramètres du contrôleur (PI) du convertisseur Boost (DC-DC) relie au SOFC:

$$k_p = 0.001, \quad k_i = 0.15$$

I. Paramètres du contrôleur par mode glissant intégral à temps discret :

$$K_p = \begin{bmatrix} 0.7 & 0 & 0 \\ 0 & 0.7 & 0 \\ 0 & 0 & 2 \end{bmatrix}; \quad K_i = \begin{bmatrix} 6 \cdot 10^3 & 0 & 0 \\ 0 & 6 \cdot 10^3 & 0 \\ 0 & 0 & 35 \cdot 10^2 \end{bmatrix}; \quad N = \begin{bmatrix} 0.015 & 0 & 0 \\ 0 & 0.015 & 0 \\ 0 & 0 & 0.01 \end{bmatrix}$$

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] H. Kanchev, “ Gestion des Flux énergétiques dans un Système Hybride de Sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain ,” Thèse de Doctorat, Ecole centrale de Lille, 2014
- [2] M.T. Benmessaoud, “Système d'Energie Hybride PV-SOFC : Etude de cas de Réalisation Stationnaire à l'USTO ,” Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de Technologies Mohamed Boudiaf-Oran, 2013
- [3] A. Pay, “Contribution à la Gestion de l'Energie dans les Systèmes Hybrides Multi-Sources Multi-Charges ,” Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2009
- [4] G. Fontès, “Modélisation et Caractérisation de la pile PEM pour l'étude des Interactions avec les convertisseurs statiques,” Thèse de Doctorat , Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005
- [5] Y. Gaoua, “Modèles Mathématiques et Techniques d'Optimisation non Linéaire et Combinatoire pour la Gestion d'Energie d'un Système Multi-Source: Vers une Implantation Temps Réel pour Différentes Structures Electriques de Véhicule Hybrides,” Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2014
- [6] I. Hussein, A. Ilinca, J.Perron “Investigations Des Différentes Alternatives Renouvelables et Hybrides pour l'Électrification des Sites Isolés”, Rapport interne Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne, LREE-03, Université du Québec à Rimouski, Canada, 2008
- [7] L. Stoyanov, “Etude de Différentes Structures de Systèmes Hybrides à Sources d'Energie Renouvelables ,” Thèse de Doctorat, Cotutelle de l'Université de Corse Pasqual Paoli & l'Université Technique de Sofia , 2011
- [8] A. Goetzberger, V. Hoffman, U.Volker, “Photovoltaic Solar Energy Generation”, Optical Sciences, Springer, 2005
- [9] G. Masson, S.Orlandi, M. Srekinger, “Global Market Outlook for Photovoltaics ” European Photovoltaic Industry Association (EPIA), for PV (2014–2018), June 2014
- [10] A.N.Cheigui, , “Les Energies du Future en Algérie : Sécurité, Enjeux et Perspectives ”, Université Joseph Fourier de Grenoble, Rapport Projet Maghreb-Europe,2006
- [11] A. B. Stambouli, , “Promotion of Renewable Energies in Algeria: Strategies and perspectives”, Renewable and Sustainable Energy Reviews v15 ,pp.1169-1181, 2011
- [12] J. Larminie, A. Dicks, “ Fuel Cell Systems Explained,” Wiley,2nd Edition, 2003
- [13] M. Hatti, “Contribution à l'Étude des Systèmes Hybrides Photovoltaïque / Pile à Combustible” , Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, 2010
- [14] C. Zuo, M. Liu, M. Liu , “Solid Oxide Fuel Cells, Sol-Gel Processing for Conventional and Alternative Energy,” Chapter 2, pp.7-36, Springer Science, 2012
- [15] L. Chalal, “Coordination de Systèmes Multi Sources pour Favoriser la Production d'Energie Electrique Renouvelable ,” Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, 2013
- [16] L. Ifrek, “ Identification des Défauts d'une Pile à Combustible par la Mesure du Champ Magnétique Externe : vers la Détermination de Défauts Locaux,” Thèse de Doctorat, Université de Grenoble Alpes , 2017

- [17] A. Neffati, “Stratégies de Gestion de l'Energie Electrique d'un Système Multi-sources : Décision Floue Optimisée pour Véhicule Electrique Hybride ,” Thèse de Doctorat, Université de Toulouse Paul Sabatier, 2013
- [18] S. Baudoin, “Etude d'un Système Hybride Pile à Combustible / Microturbine dans un Contexte Microréseau Rural Isolé ,” Thèse de Doctorat, Université de Bordeaux, 2015
- [19] S. Udroui, “Développement de Piles à Combustible de type SOFC en Technologie Planaire Couches Epaissees. Application à l'Etude de Dispositifs en Configuration Monochambre ”. Thèse de Doctorat Ecole Nationale Sup.des Mines de Saint-Étienne, 2009
- [20] C. Darras, “Modélisation de systèmes hybrides Photovoltaïque / Hydrogène : Applications Site Isolé, Micro-Réseau, et Connexion au Réseau électrique dans le Cadre du Projet PEPITE (ANR PAN-H),” Thèse de Doctorat, Université de Corse-Pascal, 2010
- [21] K. Sedghisigrarchi, A.Feliachi “Dynamic and Transient Analysis of Power Distribution Systems with Fuel Cells-Part I: Fuel-Cell Dynamic Model,” IEEE Transaction on Energy Conversion, v19, No.2, pp. 429-434. 2004
- [22] F. Wolfgang, “Modélisation et Caractérisation d'une Pile à Combustible du Type: PEM ,” Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2003
- [23] M.Y.El-Sharkh, A.Rahman, M.Alam, T.Thomas “Proton Exchange Membrane Feul Cell Dynamic Model for Residential use Under Review ,” IEEE Trans. Energy Conversion, June 2003
- [24] C. Wang, “Modeling and Control of Hybrid Wind/Photooltaic/Fuel Cell Distributed Generation Systems ,” Doctoral Thesis, Montana State University,USA, 2006
- [25] A. Ben Aissa,“Intégration des UPS dans le Système de Compensation des Perturbations Harmoniques pour une Charge Critique,” Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2014
- [26] M. Chnani, “ Modélisation Macroscopique de Piles PEFC et SOFC pour l'Etude de leur Couplage ”, Thèse de Doctorat, Université de Technologie de Belfort, 2008
- [27] M. Zandi, “Contribution au Pilotage des Sources Hybrides d'Energie Electrique,” Thèse de Doctorat, Institut Nationale Polytechnique de Lorraine, 2010
- [28] N. Allali, “ Convertisseur haut Rendement à Dimensionnement réduit pour Batterie Hybridée Puissance/Énergie de Véhicule Électrique : Principe de Source de Courant Contrôlée,” Thèse de Doctorat, Ecole centrale de Lille, 2016
- [29] G. Alcicek,“ Contribution à l'Étude du Vieillissement et à l'intégration des Supercondensateurs dans une Chaîne de Propulsion Électrique Haute Tension pour des Applications Véhicule Électrique,” Thèse de Doctorat, Ecole centrale de Lille, 2014
- [30] D.Clément,“ Commandes par Inversion d'un Véhicule à Pile à Combustible et Supercondensateurs,” Thèse de Doctorat, Université du Québec à Trois Rivières, 2017
- [31] L. Croci, “Gestion de l'Energie dans un Système Multi-Sources Photovoltaïque et Eolien avec Stockage Hybride Batteries/Supercondensateurs,” Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure D'ingénieurs de Poitiers, 2014
- [32] F. Faure, “Suspension Magnétique pour Volant d'Inertie,” Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2003

- [33] I. Vechiu, “ Modélisation et Analyse de l'Intégration des Energies Renouvelables dans un Réseau Autonome ,” Thèse de doctorat, Université du Havre, 2005
- [34] M. Rezkallah, “Design and Control of Standalone and Hybrid Standalone Power Generation Systems ,” Doctoral Thesis, École de Technologie Supérieure Université du Québec, 2016
- [35] O. Gergaud, “ Modélisation Energétique et Optimisation Economique d'un Système de Production Eolien et Photovoltaïque Couplé au Réseau et Associé a un Accumulateur,” Thèse de Doctorat, Ecole Normale de Cachan, 2012
- [36] M.H. Rachid, “Power Electronics Handbook: Devices, Circuits and Applications,” Third Edition, Elsevier’s Science & Technology, ISBN: 978-0-12-382036-5, USA, 2011
- [37] M. Sahnoun, “Contribution à la Modélisation et au Contrôle de trajectoire de Trackers Photovoltaïque à Haute Concentration (HCPV) ,” Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieur de l'Arts et Métiers, 2015
- [38] T. Esumi , P. L. Chapman, “Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques,” IEEE Trans. Energy Conversion v22, No. 2, pp439-449. 2007
- [39] G. Walker, “ Evaluating MPPT Converter Topologies using a Matlab PV Model,” Journal of Electrical & Electronics Engineering, v21, N°. 1, pp.49-56, Australia, 2001
- [40] A. Chermitti, O. Boukli, S. Mouhadjer, “Design of a Library of Components for Autonomous Photovoltaic System under Matlab/Simulink,” International Journal of Computer Applications, v 53, No. 14, pp. 13–19, 2012
- [41] C.C. Chu , C.L. Chen, “Robust Maximum Power Point Tracking Method for Photovoltaic Cells : A Sliding Mode Control Approach,” Solar Energy v83, No. 8, pp.1370-1378, 2009
- [42] E.A.J. Brea, E.I. Ortiz-Rivera, A. Salazar-Llinas, J. L Gonzales, “Simple Photovoltaic Solar Cell Dynamic Sliding Mode Controlled Maximum Power Point Tracker for Battery Charging Applications” , APEC 2010, pp 21-25, Palm Springs, USA, 2010
- [43] J.Padulles, G.Ault, J.McDonald, “An Integrated (SOFC) Plant Dynamic Model for Power Systems Simulations,” Journal of Power Sources, v 86, No.1-2, pp.495-500, 2000
- [44] A.Baharanchi “ Multidisciplinary Modeling, Control and Optimization Of A Solid Oxide Fuel Cell/Gas Turbine Hybrid Power System,” Doctoral Thesis, University of Miami, USA, 2009
- [45] A. Meharrar, “ Modélisation, Optimisation et Contrôle des Systèmes Hybrides : Eolienne/Pile à combustible ,” Thèse de Doctorat , Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, 2012
- [46] J. Rodriguez, J.Lai, F.Z.Peng, “ Multilevel Inverters: A survey of Topologies, Controls, and Applications,” IEEE Trans. Ind.Electron., vol.49, No.4,pp.724-738, 2002
- [47] K. Tehrani, “Conception, Synthèse et Application d'une Nouvelle Commande Robuste par PID Fractionnaire pour les Onduleurs Multiniveaux,” Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2010
- [48] M.Benghanem , A. Drao , “A new Modelling and Control Analysis of an Advanced Static Var Compensator Using A Three–Level (NPC) Inverter Topology,” Journal Of Electrical Engineering, v 57, No. 5, pp.285-290, 2006

- [49] T. Ghennam, “Supervision d'une Ferme Eolienne pour son Intégration dans la Gestion d'un Réseau Electrique, Apports des Convertisseurs Multiniveaux au Réglage des Eoliennes à base de Machine Asynchrone à Double Alimentation,” Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille et Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, 2011.
- [50] Z. Zeng , H. Yang , R. Zhao, C.Cheng “Topologies and Control Strategies of Multi-Functional Grid-Connected Inverters for Power Quality Enhancement: A Comprehensive Review”,Renew. Sustain. Energy Rev., v24, pp. 223–270, 2013
- [51] S. Sezen, E.Özdemir , “ Modeling, Simulation and Control of Three-Phase Three Level Multilevel Inverter for Grid Connected Photovoltaic System,” Journal Of Optoelectronics And Advanced Materials, v 15, No.3, pp. 335 - 341, 2013
- [52] R. Portillo , S. Vazquez , J. I. Leon , M. M. Prats , L. G. Franquelo “ Model Based Adaptive Direct Power Control for Three-Level NPC Converters”, IEEE Trans. Ind. Informatics, v9, No.2, pp1148-1157, 2013
- [53] J. D.B. Ramírez and al, “ DSP-Based Simplified Space-Vector PWM for a Three-Level VSI with Experimental Validation,” Journal of Power Electronics JPE (12-2-7), pp.285-293, 2012
- [54] M. J. Kim, H. Peng, “Power Management and Design Optimization of Fuel Cell/Battery Hybrid Vehicles”, Journal of Power Sources, v165, pp. 819-832, 2007
- [55] S.Khoudiri, F.Benchabane, K.Yahia “Nonlinear Control of a Grid Connected Hybrid Energetic Systems (HES) based on Photovoltaic-Fuel Cells Distributed Power Generation Systems,” Journal of Applied Engineering Science & Technology, v4, No.1, pp. 29-36. 2018
- [56] Z.Du, L.M. Tolbert, J.N, Chiasson, “A Cascade Multilevel Inveter Using DC Source,” IEEE Applied Power Electronics Conference, March 19-23, pp.426-430, Dallas, Texas, 2006
- [57] P. Thounthong, “Conception d'une Source Hybride Utilisant une Pile à Combustible et des Supercondensateurs” , Thèse de Doctorat, Institut Nationale Polytechnique de Lorraine,2005
- [58] A.Nai, L. Krichen, “Control and Power Management of PEMFC-Supercapacitor as a distributed Generator”, Eighth International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices, pp. 1-7,Sousse,Tunisia 2011
- [59] M. Camara, B. Dakyo, H. Gualous, “Polynomial Control Method of DC/DC Converters for DC-Bus Voltage and Currents Management-Battery and Supercapacitors,” IEEE Transactions on Power Electronics v27 , no. 3, 1455–1467, 2012
- [60] C.Rech, H.L.Hey, H.A.Grundling, J.R.Pinheiro, “Analysis and Comparison of Hybrid Multilevel Voltage Source Inverters,” Proc, of PESC ,pp491-496, 2002
- [61] S. Khoudiri, F.Benchabane, “Power Management of a Single DC source Cascaded Seven Levels Inverter in Hybrid Energetic System,” The International renewable Energy Congress , IREC 2018 , March 20-22, Hammamet-Tunisia.2018
- [62] S. Bouafia ,A Benaissa, M. Bouzidi, S. Barkat “ Sliding Mode Control of Three Levels Back-To-Back VSC HVDC System Using Space Vector Modulation System Using Space Vector Modulation,” International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS), v 4, No.2, pp. 265-273, 2014
- [63] C. H. Chai , J. H. S. Osman “Discrete-Time Integral Sliding Mode Control for Large-Scale System with Unmatched Uncertainty”, Journal of Control Engineering and Applied Informatics, v17, No.3, pp. 3-11, 2015

- [64] L. Jilong, X. Fei, M. Weiming, F. Xuexin, and C. Wei, “ PWM-Based Sliding Mode Controller for Three-Level Full-Bridge DC-DC Converter that Eliminates Static Output Voltage Error ”, *Journal of Power Electronics*, v15, No. 2, pp. 378-388, 2015
- [65] V. Utkin, J. Gulder, and J. Shi , “Sliding Mode Control on Electro-Mechanical Systems,” Taylor and Francis, v8, pp.451-473, London-U.K ,2002
- [66] K. Abidi, J. X. Xu, Y. Xinghuo, “On the Discrete-Time Integral Sliding Mode Control,” *IEEE Trans. Automation Control* v52, No. 04, pp 709-715. 2007
- [67] S. Hui , S. H. Zak “ On Discrete–Time Variable Structure Sliding Mode Control”, *Systems and Control Letters*, v38, No.(4-5), pp. 283–288, 1999
- [68] M. Becherif, M. Y. Ayad, A. Henni, M. Wack, A. Aboubou, A. Allag, M. Sebai, “ Passivity-based control and sliding mode control applied to electric vehicles based on fuel cells, supercapacitors and batteries on the DC link”, *Book: Energy Management*, pp107–132. 2010
- [69] H. Lee , V. I. Utkin “ Chattering Suppression Methods in Sliding Mode Control Systems”, *Annual Reviews in Control*, v31, pp. 179–188, 2007
- [70] M. H. Nehrir et al. , “ A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications,” in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 392-403, Oct. 2011.
- [71] N. K. Loc and al, “ Power-Management Strategies for a Grid-Connected PV-FC Hybrid System,” *IEEE Transactions On Power Delivery*, Vol. 25, No. 3, July 2010
- [72] A. Elbaset , “Design, Modeling and Control Strategy of PV/FC Hybrid Power System,” *Journal of Electrical Systems*, 7-2, pp. 270-286, 2011
- [73] J. Hu , J. Zhu , D. G. Dorrell “ Model Predictive Control of Grid Connected Inverters for PV Systems with Flexible Power Regulation and Switching Frequency Reduction”, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, v51, No.1, pp. 587–594, 2015
- [74] A. A. Radwan , Y. A. R. I. Mohamed “ Power Synchronization Control for Grid-Connected Current-Source Inverter-Based Photovoltaic Systems”, *IEEE Trans. on Energy Conv.*, v31, No.3, pp. 1023-1036, 2016
- [75] H. Rahbarimaghani and al, “ Superior Decoupled Control of Active and Reactive Power for Three-Phase Voltage Source Converters,” *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, v23, pp.1025- 1039, 2015
- [76] S. Khoudiri, F. Benchabane, K. Yahia “Control and Power Management of Grid Connected PV-FC Hybrid Generation System using Particle Swarm Optimization Discrete-Time Integral Sliding Mode Control,”
- [77] C. Evangelista, P. Puleston, F. Valenciaga, L.M. Fridman, “Lyapunov Designed Super-Twisting Sliding Mode Control for Wind Energy Conversion Optimization” , *IEEE Transactions on Industrial Electronics* v 60, No. 2, pp538–545. 2013
- [78] A. Kornelakis, E. Koutroulis, “Methodology for the Design Optimisation and the Economic Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems” , *IET Renewable Power Generation* v3, No. 4, pp.476-492,2009
- [79] K.E. Parsopoulos , M.N. Vrahatis, “ Practical Swarm Optimisation and Intelligence: Advances and Applications” , *Information Science Reference*, Hershey, New York, USA, 2010

[80] M. A. Golkar, A. Hajizadeh , “Control Strategy of Hybrid Fuel Cell/Battery Distributed Generation System for Grid Connected Operation,” Journal of Zhejiang University science, ISSN 1673-565X, pp. 488-496, 2009

[81] R.C. Emelyanov, S.K. Korvin, L.V. Levantovsky, “ Practical Swarm Optimisation and Intelligence: Developments, Applications and Resources,” IEEE, pp.81-86, 2001

Sites internet : (Consulte le 03/02/2017)

[w1] <http://portail.cder.dz/spip.php?article4446>

[w2] <http://www.connaissancedesenergies.org/>

[w3] <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Fr/sommaire.asp>

[w4] <http://www.iea.org/statistics/>

[w5] <https://www.statista.com/statistics/264629/existing-solar-pv-capacity-worldwide/>

[w6] <http://www.supercondensateur.com/non-un-supercondensateur-n-est-pas-un-condensateur>

[w7] <http://www.systemespv.com/Systemes+hybrides>

ملخص

العمل المقدم في هذه الأطروحة، يمثل دراسة لنظم الطاقة الهجينة SEH دون بطارية، من خلال تطبيقين مختلفين: الأول يمثل نموذج للأنظمة المحمولة و يتكون من خلايا وقود نوع PEMFC و مكثفات فائقة مع استعمال الموجات المتناوبة CMI معدلة السنوات، حيث تم التحكم في إدارة الطاقة داخل هذا النظام الهجين مع الحصول على جهد كهربائي ذو نوعية أفضل وذلك باستعمال المنظم PI والتعديل الهجين. التطبيق الثاني يتمثل في نظام هجين يتكون من مولد كهروضوئي GPV و خلايا وقود نوع SOFC مع استعمال الموجات معدلة السنوات نوع NPC من تبط الشبكة الكهربائية، حيث تمت دراسته في وضعين للشغيل: التحكم في وحدة الطاقة UPC و التحكم في تغذية التدفق FFC. لهذا تم اقتراح استراتيجية جديدة في إدارة الطاقة التي تعتمد على التحكم على أساس نظرية الانزلاق الكامل SMC في الأوقات المنفصلة مع التركيز على استقرار النظام، حيث أظهرت النتائج استجابة جيدة للنظام في ظل طريقة التحكم المعتمدة، ولمحسين النتائج قمنا باستخدام خوارزمية PSO (تحسين سرب الجسيمات) في الوضعين السابقين، النتائج المحصل عليها أظهرت تحسن في الاستجابة الديناميكية و تحسين استقلالية النظام باستعمال التحكم المقترح.

كلمات مفتاحية: نظم الطاقة الهجينة، خلايا وقود، مولد كهروضوئي، الموجات معدلة السنوات، مكثفات فائقة، نظرية الانزلاق الكامل، تحسين سرب الجسيمات

Résumé

Cette thèse présente une étude des systèmes énergétiques hybrides SEH, sans batterie de stockage à travers deux applications: la première application est embarquée et composée d'une pile à combustible PEMFC, de supercondensateurs, d'un onduleur multiniveaux en cascade (OMC), une commande à base d'un régulateur PI et une modulation hybride. Ce dernier a permis la gestion de puissance de ce système et l'obtention d'une tension alternative à la sortie d'un onduleur multiniveaux de meilleures qualités. La deuxième application présente un SEH composé d'un GPV/SOFC et d'un onduleur multiniveaux NPC lié aux réseaux. Cette application est étudiée en deux modes de fonctionnement UPC (Unit Power Control) et FFC (Feeder Flow Control). Ainsi, une nouvelle stratégie a été proposée pour la gestion de puissance et de commande à base de mode glissant intégral SMC en temps discret. Une attention particulière est réservée pour la démonstration de la stabilité du système et de la qualité de sa réponse. Comme amélioration de la commande précédente, nous avons proposé une optimisation par la méthode OEP (optimisation par essais particuliers) pour les deux modes étudiés. Les améliorations apportées concernent la réponse dynamique du système et également son autonomie.

Mots clés : SEH, PEMFC et SOFC, GPV, Supercondensateurs, Onduleurs multiniveaux, SMC, OEP

Abstract

This thesis presents a study of hybrid energy systems HES without battery through the study of two applications: the first one is an embedded system composed of PEM fuel cell, Supercapacitors and cascaded multilevel inverter CMI. A power management of this system is obtained with a good output alternative voltage using PI regulators with hybrid modulation, the second application present grid connected with HES composed of photovoltaic generator PVG/ SOFC and NPC multilevel inverter, studied in two modes of operation UPC (Unit Power Control) and FFC (Feeder Flow Control), for this a new power management strategy and command based on discrete time integral sliding mode SMC is proposed with particle attention on the demonstration of the stability and the quality of the system response under this control. As an improvement we proposed the optimization by PSO (Particle Swarm Optimization) of the previous command in the two modes. The obtained results showed the improvement of the dynamical response of the system and the improvement of its autonomy.

Keywords : HES, PEM and SOFC, PV, Supercapacitors, Multilevel inverter, SMC, PSO