



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université des Frères Mentouri Constantine
Faculté des Sciences de la Technologie
Département d'Electrotechnique

N_ de série :20/D3C/2018

N_ d'ordre : 01/Elec/2018

T H È S E

Pour l'obtention du diplôme de doctorat 3^{ème} cycle
en Electrotechnique
Option : ELECTROTECHNIQUE

Présentée et soutenue par
MADACI BOUTHAINA

Architectures intégrées de gestion de l'énergie pour les
multisystèmes autonomes utilisant le stockage par
accumulateurs

Soutenu le 22/02/2018

Jury :

Président :	Aissa BOUZID	Professeur	UFM. Constantine 1
Directeur du Thèse :	Rachid CHENNI	Professeur	UFM. Constantine 1
Co Directeur du Thèse :	Kamel Eddine HEMSAS	Professeur	Université Ferhat Abbas Sétif 1
Examineurs :	Hammoud RADJIAI	Professeur	Université Ferhat Abbas Sétif 1
	Mourad MORDJAOUI	Professeur	Université de Skikda
	Djallel KERDOUN	Professeur	UFM. Constantine 1

Remerciements

A l'issue de ce travail je tiens à adresser ma reconnaissance et mes remerciements à toutes les personnes qui ont contribué, chacune à leur manière, à l'accomplissement de cette thèse.

Tout d'abord, je tiens à remercier vivement mes directeurs de thèse :

Monsieur **Rachid CHENNI**, mon encadreur, Professeur à l'université des frères Mentouri, Constantine, pour son encadrement, son suivi permanent et sa confiance dans ce travail,

Monsieur **Kamel Eddine HEMSAS**, mon Co-encadreur, Professeur à l'université Ferhat Abbas Sétif 1, pour son encadrement, son soutien permanent et pour m'avoir toujours traité.

J'adresse également mes sincères remerciements à Monsieur **Aissa BOUZID**, Professeur à l'université des frères Mentouri, Constantine, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être le président du jury de cette thèse.

Je tiens également à remercier vivement les membres de jury :

Messieurs : **Hammoud RADJAI**, Professeur à l'Université Ferhat Abbas Sétif 1, **Mourad MORDJAOUI**, Professeur à l'Université 20 Août 1955-Skikda et **Djallel KERDOUN**, Professeur à l'université des frères Mentouri, Constantine, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être les examinateurs de cette thèse.

Sommaire

Introduction générale.....XIII

0.1. Contexte	xiii
0.2. Problématique	xiv
0.3. Objectif de la recherche	xv
0.4. Organisation de la thèse	xvi

Chapitre 01 : Etat de l'art sur le système de production d'énergie hybride

1.1. Introduction.....	4
1.2. Généralités sur les systèmes d'énergie hybrides	4
1.2.1. Avantages et inconvénient d'un système hybride.....	5
1.2.2. Classifications des systèmes d'énergies hybrides.....	6
1.2.2.1. Régime du fonctionnement	6
a) Système d'énergie hybride autonome.....	7
b) Système d'énergie hybride connectes au réseau.....	7
1.2.2.2. Gamme de la puissance	7
1.2.3. Configurations de bus dans les systèmes hybrides	8
1.2.3.1. Architecture à bus DC.....	8
1.2.3.2. Architecture à bus AC.....	8
1.2.3.3. Architecture mixte (DC&AC).....	9
1.3. Présentation du SEH : PV/éolien/PàC/batterie	10
1.3.1. Energie solaire photovoltaïque.....	10
1.3.1.1. Types des systèmes photovoltaïques.....	13
a) Systèmes PV autonomes	13
b) Systèmes PV connectés au réseau	14
1.3.1.2. Avantages et inconvénient d'un système PV	14
1.3.2. Energie éolienne.....	15
1.3.2.1. Configurations d'aérogénérateurs.....	16
a) Eoliennes à axe vertical.....	16
b) Eoliennes à axe horizontal	16

1.3.3. Pile à Combustible (PàC)	18
1.3.3.1. Types de piles à combustible	19
1.3.3.2. Avantages et inconvénient d'un PàC	20
1.3.4. Électrolyseur	20
1.3.4.1. Type des électrolyseurs	21
1.3.5. Système de stockage	21
1.3.5.1. Technologies des systèmes de stockage.....	21
a) Batteries au Plomb-acide (Pb-acide).....	23
b) Batteries au lithium-Ion (li-Ion).....	23
c) Batteries au nickel-cadmium (Ni-Cd).....	23
1.3.5.2. Caractéristiques des batteries	23
1.3.6. Convertisseurs	24
1.3.6.1. Topologies de connexion le GPV au bus DC	25
1.3.6.2. Topologies de connexion d'éolienne au bus DC	25
1.3.6.3. Topologies de connexion la batterie au bus DC	25
1.4. Système de commande et de supervision.....	26
1.4.1. Contrôleurs MPPT	26
1.4.1.1. Critères de choix des algorithmes MPPT.....	26
a) Implémentation	26
b) Efficacité.....	26
c) Coût.....	27
1.4.2. Système de la gestion d'énergie.....	27
1.4.2.1. Stratégies de gestion à base de règles	28
a) Règles déterministes	28
b) Méthodes intelligentes	28
1.4.2.2. Stratégies basées sur l'optimisation	29
a) Optimisation globale	29
b) Optimisation en temps Réel.....	29
1.4.3. Synthèse des méthodes de gestion d'énergie.....	29
1.5. Conclusion.....	30

Chapitre 02 : Modélisation des composants du SEH

2.1. Introduction	33
2.2. Description du système multi-source	33
2.3. Modélisation énergétique du système photovoltaïque	34
2.3.1. Modélisation de la Générateur PV	34
2.4. Modélisation du système éolien	37
2.4.1. Modèle de la turbine éolienne	38
2.4.2. Modèle de l'arbre	39
2.4.3. Modèle de la machine synchrone	40
2.5. Modélisation de la Pile à combustible	42
2.5.1. Pertes d'activations	43
2.5.2. Pertes ohmiques.....	43
2.5.3. Pertes de concentration.....	44
2.6. Modélisation de l'Électrolyseur	45
2.7. Modélisation du système de stockage	45
2.8. Modélisation du Bus continu	46
2.8.1. Estimation de la valeur de la tension du bus continu	47
2.9. Modélisation des convertisseurs statique	47
2.9.1. Modélisation du convertisseur continu/continu.....	47
2.9.1.1. Modélisation du hacheur survolteur	48
2.9.1.2. Modélisation du hacheur dévolteur	49
2.9.1.3. Modélisation du Hacheur dévolteur/survolteur.....	50
2.9.1.4. Modélisation du Hacheur réversible en courant.....	52
2.9.2. Modélisation du convertisseur continu/alternatif.....	52
2.9.2.1. Modélisation de l'onduleur triphasé.....	52
2.10. Conclusions.....	54

Chapitre 03 : Commande et simulation d'un SEH

3.1. Introduction	57
3.2. Système de supervision du SEH	57
3.2.1. Description des algorithmes MPPT.....	58
3.2.1.1. Algorithmes MPPT pour le générateur photovoltaïque	59
a). Algorithme 'perturbation et observation'	59

b). Algorithme incrémentale conductance.....	60
c). Conception du contrôleur MPPT flou	62
d) Tests d'efficacité des algorithmes MPPT	64
3.2.1.2.Algorithme MPPT pour le générateur éolien	69
a) Contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique	70
b) Tests d'efficacité d'algorithme MPPT	72
3.2.2.Contrôle de la tension du bus DC.....	75
3.2.2.1. Contrôle de la Vdc par le système de stockage.....	75
3.2.2.2. Contrôle de la Vdc par le système du PàC	77
3.2.2.3. Boucle de régulation de la tension (Vdc)	78
3.2.2.4. Simulation du bus continu (test de robustesse)	79
3.2.3.Stratégies de commande de l'onduleur	81
3.3. Conclusion.....	82

Chapitre 04 :Gestion de l'énergie etsimulation d'un SEH

4.1. Introduction.....	86
4.2. Différentes modes de fonctionnement du système hybride	86
4.3. Système de supervision du SEH	91
4.3.1. Stratégie de gestion à base de règles floues	93
4.3.1.1. Mise en œuvre du système flou.....	93
4.3.1.2. Choix des fonctions d'appartenances	93
4.3.2.3 Choix des règles d'inférences	94
4.4. Simulation du système hybride	95
Cas 01 : Fonctionnement du SEH sous des conditions climatiques variables	95
Cas 02 : Fonctionnement du SEH avec PàC	99
Cas 03 : Fonctionnement du SEH avec l'électrolyseur	101
4.5. Conclusion	103

Conclusions Générales et Perspectives	104
--	------------

Annexe A	107
-----------------------	------------

Liste des figures

Figure 1.1. Schéma général de système énergie hybride	5
Figure 1.2. Structure à bus DC d'un système hybride	8
Figure 1.3. Structure à bus AC d'un système hybride	9
Figure 1.4. Structure à bus mixte DC- AC d'un système hybride	9
Figure 1.5. Schéma global du système hybride proposé.	10
Figure 1.6. Principe de fonctionnement d'une photopile	11
Figure 1.7. Composantes d'un générateur photovoltaïque.....	12
Figure 1.8. Caractéristique résultante pour différents assemblages de modules PV.....	13
Figure 1.9. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome	13
Figure 1.10. Structure d'un système PV connecté au réseau	14
Figure 1.11. Principaux organes du système de conversion éolien.....	15
Figure 1.12. Eoliennes à axe vertical	16
Figure 1.13. Composantes d'une éolienne	17
Figure 1.14. Schéma de principe d'une pile à combustible	18
Figure 1.15. Structure d'un module PEM	19
Figure 1.16. Classification des technologies de système de stockage	22
Figure 1.17. Convertisseurs utilisables dans les GPV : (a) Boost, (b) Buck, (c) Buck-Boost	25
Figure 1.18. Convertisseurs utilisables dans le système éolien : (a) Redresseur à diodes avec un hacheur, (b) Redresseur MLI.	25
Figure 1.19. Convertisseurs utilisables dans le système de stockage.....	25
Figure 1.20. Classification des stratégies de gestion d'énergie.....	28
Figure 2.1. Architecture du système d'énergie hybride	34
Figure 2.2. Schéma équivalent d'une cellule PV	35
Figure 2.3. Caractéristiques I-V et PV d'un module PV dans des conditions standard	36
Figure 2.4. Caractéristique tension-courant (V -I) du module PV	37
Figure 2.5. Caractéristique Puissance-courant (P -I) du module PV	37
Figure 2.6. Schéma de la turbine éolienne	38
Figure 2.7. Coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse spécifique	49
Figure 2.8. Schéma bloc du modèle de la turbine	40
Figure 2.9. Schéma équivalent du générateur synchrone et diagramme vectorielle associé	41
Figure 2.10. Caractéristique (V-I) d'une pile à combustible	43
Figure 2.11. Caractéristiques (P-I) et (V-I) d'une pile à combustible de type PEM.....	44
Figure 2.12. Circuit électrique équivalent du modèle de la batterie.	45

Figure 2.13. Modèle du bus continu.....	46
Figure 2.14. Tension de l'interrupteur K (transistor).....	47
Figure 2.15. Schéma de principe d'un convertisseur boost.....	48
Figure 2.16. Schéma de principe d'un convertisseur buck	49
Figure 2.17. Schéma de principe d'un hacheur Buck-boost.	51
Figure 2.18. Hacheur réversible en courant.	52
Figure 2.19. schéma structurel d'un onduleur triphasé à deux niveaux.....	53
Figure 3.1 schéma globale de notre SEH avec le système de supervision.....	58
Figure 3.2. Chaîne élémentaire de conversion PV avec commande MPPT.....	59
Figure 3.3. Organigramme de l'algorithme perturbation et observation	60
Figure 3.4. Organigramme d'algorithme Inc Con	61
Figure 3.5. Structure de base du contrôleur flou.	62
Figure 3.6. Fonction d'appartenances de :(a) L'entrée E, (b) : l'entrée CE et (c) : la sortie ΔD	63
Figure 3.7. Schéma du système PV dans l'environnement Matlab.....	65
Figure 3.8. Schéma fonctionnel du GPV.....	65
Figure 3.9. Profile de l'éclairement.....	66
Figure 3.10. Profile de la température.....	66
Figure 3.11. principeaux résultat du test 01.	67
Figure 3.12. Profile de l'éclairement.....	67
Figure 3.13. Profile de la température.....	67
Figure 3.14. principeaux résultat du test 02	68
Figure 3.15. Caractéristiques de voilure dans le plan puissance-vitesse.....	69
Figure 3.16. Structure de contrôle d'une turbine éolienne.....	70
Figure 3.17. Circuit de contrôle du hacheur boost.....	72
Figure 3.18. Schéma d'une chaine éolienne sous environnement Matlab	73
Figure 3.19. Bloc de simulation de la turbine éolienne.....	73
Figure 3.20. Profil du vent.	74
Figure 3.21. Puissance du système éolien.....	74
Figure 3.22. Couple electromagnetique	74
Figure 3.23. Vitesse de rotation	74
Figure 3.24. Vitesse spécifique	74
Figure 3.25. Coefficient de puissance.....	74
Figure 3.26. Courant : i_a , i_b et i_c du MSAP.....	75
Figure 3.27. Courant du redresseur.....	75
Figure 3.28. Structure de contrôle du hacheur réversible en courant.....	76

Figure 3.29. Régulation de la tension du bus continu par un contrôleur PI.....	77
Figure 3.30. Structure de contrôle du hacheur boost.....	77
Figure 3.31. Régulation de la tension du bus continu par un hacheur boost.....	77
Figure 3.32. Evolution de la tension du bus continu Vdc.....	78
Figure 3.33. Evolution de la puissance.....	78
Figure 3.34. Tension du bus continu Vdc.....	80
Figure 3.35. Principe de la modulation de la largeur d'impulsion M.L.I.....	81
Figure 3.36. Principe de la commande MLI.....	81
Figure 3.37. Tensions Va de l'onduleur.....	81
Figure 4.1. Scénarios de fonctionnement du système hybride.....	89
Figure 4.2. Organigramme de supervision de gestion.....	92
Figure 4.3. Système de supervision à base de la logique floue.....	93
Figure 4.4. Fonctions d'appartenances de la Pdiff.....	94
Figure 4.5. Fonctions d'appartenances de SOC.....	94
Figure 4.6. Fonctions d'appartenances de l'état des interrupteurs Sf et S.....	94
Figure 4.7. Evolution des données d'entrée (irradiation, température et vent).....	95
Figure 4.8. Principaux résultats de scenario 01.....	97
Figure 4.9. Principaux résultats de l'essai de validation de la technique de supervision.....	99
Figure 4.10. Principaux résultats de scenario 02.....	100
Figure 4.11. Evolution des différentes puissances du SEH.....	101
Figure 4.12. Principaux résultats de scenario 03.....	102

Liste des tableaux

Tableau 1.1. Classification des SEH par gamme de puissance.....	7
Tableau 1.2. Caractéristiques des différents types de PàC.....	20
Tableau 1.3. Synthèse des méthodes de gestion d'énergie.....	30
Tableau 2.1. Caractéristiques électriques du module PV sous les conditions standard.....	36
Tableau 2.2. Caractéristiques électriques du système éolien	43
Tableau 2.3. Caractéristiques électriques du pile à combustible	45
Tableau 3.1. Table d'inférence du MPPT flu.....	65
Tableau 4.1. Etat de chaque composant constituant le SEH.....	86
Tableau 4.2. Différents scénarios de fonctionnement du SEH.....	90

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

ER	E nergie R enouvelable
SEH	S ystème d' E nergie H ybride
PV	P hotovoltaïque
GPV	G énérateur P hotovoltaïque
MSAP	M achine S ynchrone à A imant P ermanent
MPPT	M aximum P ower P oint T racking
P&O	P erturbation et O bservation
SOC	S tate O f C harge
SOCmax	Etat de charge maximal des batteries
SOCmin	Etat de charge minimal des batteries
PI	P roportionnel- I ntégral

Symboles

I	Courant fourni par cellule PV
V	Tension à la borne de cellule
I_{pv}	Courant photo-généré par l'éclairement
I_{pv,n}	Courant photo-généré par l'éclairement à la condition nominal.
G	Eclairement (W/m^2).
G_n	Eclairement nominal (W/m^2).
I_d	Courant générer par la diode (A).
I_r	Courant aux bornes de la résistance shunt ou parallèle.
I₀	Courant de saturation de la diode (A).
I_{sc,n}	Courant de court-circuit nominal.
V_{oc,n}	Tension de circuit-ouvert nominal.
V_t	Tension thermique (V).
R_s	Résistance série (Ω).
R_{sh}	Résistance shunt (Ω).
T	Température de la cellule ($^{\circ}K$).

T_n	Température de la cellule nominal ($^{\circ}K$).
a	Facteur d'idéalité de la diode ($1 \leq a < 1.5$).
N_s	Nombres des cellules Photovoltaïques connectées en série
N_{ss}	Nombres des modules Photovoltaïques connectés en série
N_{pp}	Nombre de modules Photovoltaïques connectés en parallèles
K	Constante de Boltzmann($K = 1.3806503 \cdot 10^{-23} \text{ J K}^{-1}$).
K_i	Coefficient de courant court-circuit /Température
q	Charge de l'électron ($q = 1.60217646 \cdot 10^{-19} \text{ C}$).
V	Vitesses du vent (m/s)
ρ	Masse volumique de l'air (kg/m^3)
P_v	Puissance du vent
P_{aer}	Puissance aérodynamique de l'éolienne
β	Angle de calage ($^{\circ}$)
C_p	Coefficient de puissance de l'éolienne
λ	Vitesse spécifique
R	Rayon de la pale
C_{aer}	Couple aérodynamique de l'éolienne
Ω_t	Vitesse angulaire de la turbine
G	Gain du multiplicateur
Ω_{mec}	Vitesse mécanique du générateur
J_t	Moment d'inertie totale de l'ensemble turbine et générateur
p	Nombre de paire de pôles Couple électromagnétique
C_{em}	Couple électromagnétique
C_r	Couple résistant
f	Coefficient de frottement
β_{opt}	Angle de calage optimal
λ_{opt}	Vitesse spécifique optimal
J	Moment d'inertie du générateur
V_{dc}	Tension aux bornes du bus continu

Introduction Générale

Sommaire

0.1. Contexte.....	xiii
0.2. Problématique	xiii
0.3. Objectif de la recherche	xv
0.4. Organisation de la thèse.....	xvi

0.1. Contexte

Les sources d'énergies fossiles telles que le pétrole, le charbon et le gaz naturel représentent plus des trois-quarts (75%) de l'énergie mondiale consommée pour la production d'électricité [Cro'13]. Cependant, ces sources vouées à se tarir au cours des prochaines décennies. Elles sont à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO₂, cause principale de l'augmentation de l'effet de serre. Face à ces problèmes, l'avenir de la production d'électricité est résolument tourné vers l'exploitation des ressources d'énergie renouvelable (ER). Ces dernières offrent de nombreux avantages, d'être d'origines naturelles, propres, inépuisables et non polluantes, elles permettent d'éviter la pollution produite par les sources traditionnelles [Ozd'14] [Uzu'15] [Alt'13] [Sef'08] [Log'15].

Les réseaux électriques ne peuvent suffire à fournir de l'électricité à toute la population mondiale qu'ils soient en milieux désertiques, montagneux ou sur les îles où la connexion est prohibitive. En effet, les ressources d'ER sont déployées pour fournir de l'électricité aux zones éloignées [Cro'13]. Cependant, le caractère aléatoire représente le principal inconvénient dans ces ressources. Pour cela, elles sont souvent associées à d'autres sources d'énergie pour constituer les systèmes d'énergies hybrides (SEH) ou système multi-sources, afin de regrouper les avantages de ces ressources dans le but de satisfaire les exigences de la charge, tout en minimisant leurs inconvénients [Uzu'14] [Uzu'13] [Oul'13] [Zha'11] [Bis'12].

0.2. Problématique :

Les systèmes de production hybride occupent, de plus en plus, une place très importante dans la production de l'énergie électrique. Notons que la nature aléatoire des sources d'ER est la difficulté

principale dans l'analyse et l'exploitation des SEH. Cependant, comment satisfaire la demande de la charge quel que soit les conditions climatiques ?

La batterie, malgré son coût relativement élevé et sa durée de vie très limitée, représente un bon complément aux sources d'ER. Elle est utilisée pour la production d'énergie électrique dans les régions isolées, afin de réduire les fluctuations de la production causées par la nature aléatoire de ces ressources. D'où la nécessité de réduire son utilisation au minimum, dans le but d'éviter sa dégradation par des décharges profondes ou des surcharges. Une autre question qui s'ajoute comment satisfaire la demande et assurer la continuité de service lorsque la batterie atteint sa limite inférieure prédéfinie ?

Le système multi-sources peut être combiné avec d'autres éléments de secours, comme le générateur diesel. Cependant, à cause de leur inconvénients (bruyante, polluante et le coût élevé), la pile à combustible constitue un complément très adéquat afin d'assurer les besoins de la charge pendant toute l'année [Dak'12].

Dans ce projet la structure choisie pour un SEH autonome est constituée par la connexion des éléments suivants : générateur photovoltaïque (GPV), générateur éolien à base de la machine synchrone à aimant permanent (MSAP), pile à combustible (PàC) et une batterie. Tous ces composants sont reliés à un bus continu afin d'alimenter une charge DC, une charge AC à travers un onduleur et un électrolyseur.

Une fois la constitution du SEH est achevée, la question principale que l'on doit se poser est: *Comment gérer l'énergie produite par ces différentes ressources d'une manière optimale ?*

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

- Assurer, malgré les fortes variations de l'énergie produite ; le besoin de la charge en énergie électrique dans les régions isolées
- Réduire l'utilisation des éléments de stockage au minimum ;
- Réduire la consommation de carburant;
- Prolonger la durée de vie du SEH.

0.3. Objectif de la recherche

L'objectif principal de ce travail consiste à proposer une méthode de gestion de l'énergie électrique du système multi-sources autonomes : *PV/ éolien /PàC/batterie/électrolyseur*, de façon à gérer l'énergie électrique produite d'une manière optimale. Afin d'atteindre cet objectif, nous nous sommes fixés d'autres objectifs auxiliaires :

- Approfondir nos connaissances sur ce thème de recherche d'actualité ;
- Modéliser et simuler un système multi-source autonome ;
- Optimiser l'énergie extraite par les sources d'ER à travers des commandes appropriées nécessaires pour la poursuite des points de puissance maximale «MPPT» ;
- Assurer la continuité d'approvisionnement en électricité avec une bonne qualité ;
- Proposer une méthode de gestion de l'énergie électrique du SEH choisi ;
- Communiquer et publier les résultats obtenus.

0.4. Organisation de la thèse

Le travail présenté ici est organisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre est consacré à des généralités et un état de l'art sur les systèmes d'énergie hybride autonome où nous présentons les définitions, les avantages et les différentes architectures des systèmes électriques multi-sources autonomes. Puis nous donnons une étude descriptive des sources d'énergie qui composent ces systèmes. Finalement, la dernière section de ce chapitre est consacrée à une classification des différentes stratégies de gestion proposée dans la littérature. Ces différentes stratégies varient avec les différentes architectures de système multi-sources et surtout avec les objectifs recherchés par les utilisateurs.

Le deuxième chapitre aborde la modélisation qui décrit le comportement des différentes parties de notre système d'énergie hybride autonome. L'ensemble des modèles est représenté sous l'environnement Matlab/Simulink.

Le troisième chapitre expose les commandes nécessaires à la gestion d'énergie dans le système de production hybride autonome avec les résultats de simulation. Nous commençons par l'optimisation des sources d'énergie renouvelable photovoltaïque et l'éolien par des contrôleurs MPPT. Ensuite, nous passons à la commande de la tension du bus continu à une valeur constante. Enfin, nous

passons à la commande de l'onduleur afin d'obtenir une tension sinusoïdale à amplitude et fréquence constantes quel que soit les perturbations.

Le quatrième chapitre présente le système de supervision pour une gestion de l'énergie du système global. Nous terminons ce chapitre par les résultats de simulation du comportement de SEH, face aux variations climatiques et de la charge électrique.

Notre travail s'achève par des conclusions générales, des perspectives, des annexes et une section des références bibliographique utilisées.

Chapitre 01

Etat de l'art sur le système de production d'énergie hybride

Sommaire

1.1. Introduction	4
1.2. Généralités sur les systèmes d'énergie hybrides	4
1.2.1. Avantages et inconvénient d'un système hybride	5
1.2.2. Classifications des systèmes d'énergies hybrides	6
1.2.2.1. Régime du fonctionnement	6
a) Système d'énergie hybride autonome	7
b) Système d'énergie hybride connectes au réseau	7
1.2.2.2. Gamme de la puissance	7
1.2.3. Configurations de bus dans les systèmes hybrides.....	8
1.2.3.1. Architecture à bus DC	8
1.2.3.2. Architecture à bus AC	8
1.2.3.3. Architecture mixte (DC&AC)	9
1.3. Présentation du SEH : PV/éolien/PàC/batterie	10
1.3.1. Energie solaire photovoltaïque.....	10
1.3.1.1. Types des systèmes photovoltaïques.....	13
a) Systèmes PV autonomes	13
b) Systèmes PV connectés au réseau.....	14
1.3.1.2. Avantages et inconvénient d'un système PV	14
1.3.2. Energie éolienne	15
1.3.2.1. Configurations d'aérogénérateurs	16
a) Eoliennes à axe vertical.....	16
b) Eoliennes à axe horizontal	16
1.3.3. Pile à Combustible (PàC)	18
1.3.3.1. Types de piles à combustible	19
1.3.3.2. Avantages et inconvénient d'un PàC	20
1.3.4. Électrolyseur.....	20
1.3.4.1. Type des électrolyseurs	21
1.3.5. Système de stockage.....	21
1.3.5.1. Technologies des systèmes de stockage.....	21
a) Batteries au Plomb-acide (Pb-acide).....	23

b) Batteries au lithium-Ion (li-Ion).....	23
c) Batteries au nickel-cadmium (Ni-Cd)	23
1.3.5.2. Caractéristiques des batteries.....	23
1.3.6. Convertisseurs	24
1.3.6.1. Topologies de connexion le GPV au bus DC.....	25
1.3.6.2. Topologies de connexion d'éolienne au bus DC.....	25
1.3.6.3. Topologies de connexion la batterie au bus DC.....	25
1.4. Système de commande et de supervision.....	26
1.4.1. Contrôleurs MPPT.....	26
1.4.1.1. Critères de choix des algorithmes MPPT	26
a) Implémentation	26
b) Efficacité	26
c) Coût	27
1.4.2. Système de la gestion d'énergie	27
1.4.2.1. Stratégies de gestion à base de règles.....	28
a) Règles déterministes.....	28
b) Méthodes intelligentes	28
1.4.2.2. Stratégies basées sur l'optimisation	29
a)Optimisation globale	29
b) Optimisation en temps Réel	29
1.4.3. Synthèse des méthodes de gestion d'énergie	29
1.5.Conclusion.....	30

1.1. Introduction

Face à la croissance mondiale de la demande énergétique, aux problèmes posés par les énergies fossiles, à l'épuisement de ces dernières et aux problèmes environnementaux causés par l'émission des gaz, nous devons nécessairement développer d'autres sources d'énergie propre : les énergies renouvelables [Cro'13].

Les énergies renouvelables sont un ensemble de sources d'énergies d'origine naturelle issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre. Elles offrent des nombreux avantages, tel que inépuisables, gratuites et sont compatibles avec certain respect environnemental. Cependant une des propriétés qui limite son utilisation, est due à son aspect stochastique et les fluctuations de la charge selon les périodes annuelles ou journalières et ne sont pas forcément corrélées avec ces ressources. Pour les régions isolées, la solution à retenir est l'assemblage de plusieurs sources d'énergie, afin de constituer les systèmes d'énergies hybrides.

Dans le présent chapitre nous allons présenter d'une manière générale les systèmes multi-sources. Ensuite, nous présentons d'une façon plus détaillée les principaux composants de notre système hybride constitué par les éléments : photovoltaïque/éolien/pile à combustible/électrolyseur avec le système de stockage, sujet principal de cette thèse.

1.2. Généralités sur les systèmes d'énergies hybrides

Afin de résoudre le problème des sources d'énergie renouvelables (la puissance obtenue à partir de ces sources est variable, elle est tributaire aux conditions climatiques), un couplage entre de différents sources d'approvisionnement pour former un système dit système d'énergie hybride.

Un Système d'Energie Hybride (SEH) est une installation qui associe différentes technologies de la génération d'énergies électriques : sources renouvelables, sources conventionnelles, dans le but de réunir les avantages de chaque système et offrir un rendement énergétique global plus élevé. Par exemple, les sources d'ER, comme le photovoltaïque et l'éolienne ne délivrent pas une puissance constante à cause de leurs natures aléatoires. Cependant l'association de ces dernières avec d'autres sources permet d'obtenir une production électrique continue [Vec'05].

Plusieurs sources peuvent être exploiter dans les SEH. Parmi ces sources on peut distinguer les systèmes: photovoltaïque (PV), éolien, diesel, hydraulique, l'énergie contenue dans l'hydrogène (piles à combustible), les systèmes de stockage d'énergie. Ces systèmes peuvent aussi inclure d'autres composants comme les convertisseurs statiques, la charge principale et des charges

auxiliaires[Vec'05]. Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures. La figure 1.1 représente un schéma général d'un système hybride [Dak'12].

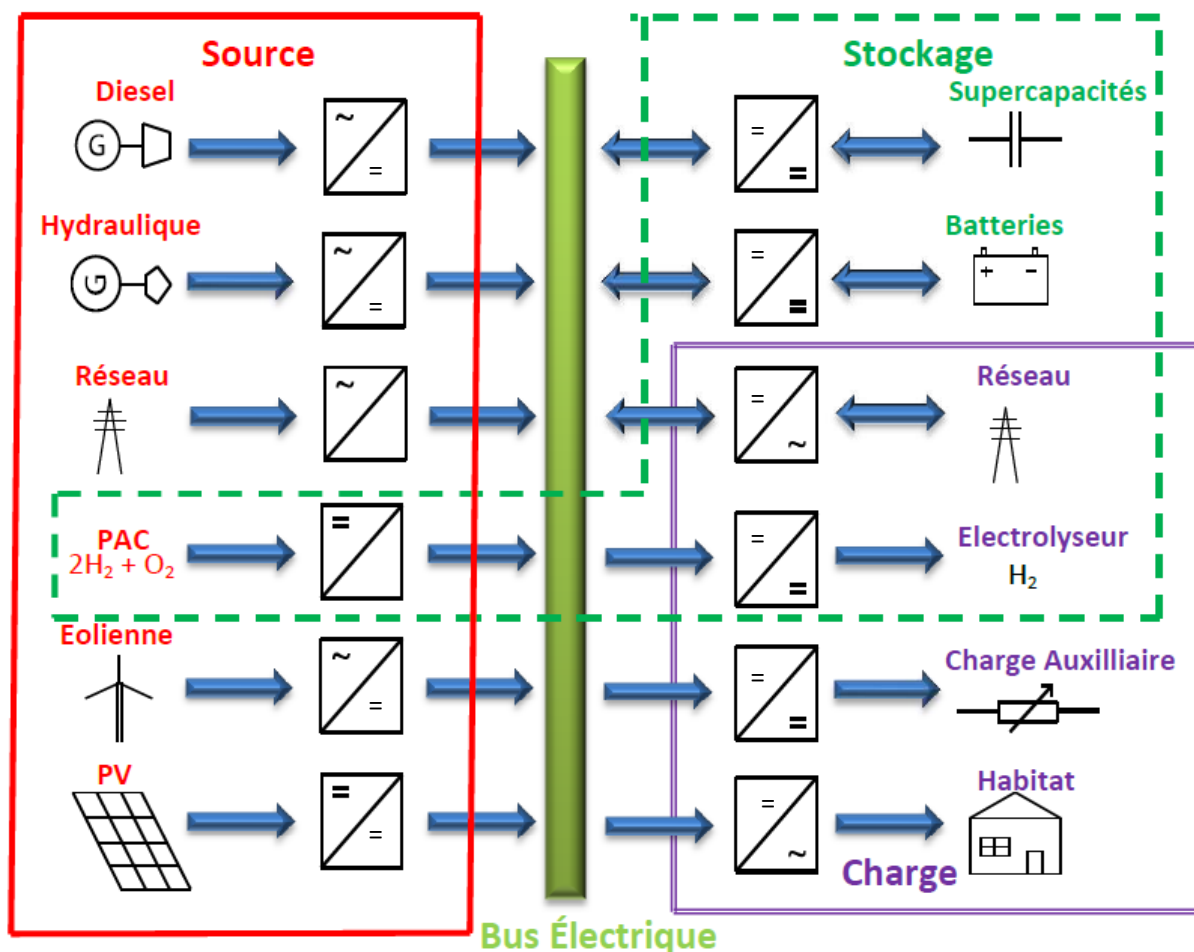


Figure 1.1. Schéma général du système d'énergie hybride

1.2.1. Avantages et inconvénient d'un système hybride :

L'intérêt essentiel d'utiliser les technologies d'hybridation est d'assurer l'énergie demandée par la charge sans interruption et, si possible, de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable [Vec'05]:

De plus, les technologies d'hybridation permettent de

- Lisser la puissance délivrée par les sources d'énergies: il s'agit d'être capable, de délivrer régulièrement des puissances supérieures à la puissance moyenne du générateur électrique ou de récupérer de l'énergie pour recharger la source de puissance, (de stockage dans notre cas) ;
- Palier pendant une durée limitée à l'incapacité partielle ou totale de la source d'énergie. Par exemple, si on prend le système hybride PV-Eolien qui est souvent utilisé, on remarque que le

système PV fournit l'énergie pendant le jour où le rayonnement solaire est plus fort, par contre, le système éolien produit l'énergie dans la nuit où le vent peut souffler. De même, le vent souffle plus pendant l'hiver et l'automne et il diminue au printemps tandis que le rayonnement solaire le plus intense se situe pendant l'été. Cette complémentarité journalière et saisonnière des ressources solaires et éoliennes permet par exemple au site isolé d'avoir une disponibilité de l'énergie plus fiable [Dak'12].

Néanmoins, les technologies l'hybridation posent certains problèmes [Dak'12] [Vec'05] :

- la nature stochastique des sources d'ER : la difficulté principale des SEH comportant ce type de sources est de pouvoir produire à chaque instant l'énergie demandée par la charge.
- Le problème de l'interconnexion de plusieurs sources complique le système de contrôle: les technologies d'hybridation sont très complexes comparativement à l'utilisation d'une seule source,
- Le problème de la gestion énergétique : il est nécessaire de trouver un algorithme de contrôle efficace afin d'améliorer les performances globales du système.
- La dynamique des générateurs d'ER peut causer des problèmes dans le fonctionnement des SEH : par exemple le démarrage d'une éolienne quand la vitesse du vent est élevée, dans ce cas la puissance produite par l'éolienne atteint presque instantanément la puissance nominale du générateur, en effet la production de l'énergie électrique peut connaître des changements rapides, il en résulte des problèmes de qualité d'énergie (variations de tension et de fréquence) qui peuvent détruire des appareils électroniques sensibles et même l'arrêt complet du système.
- La durée de vie des composants d'un SEH peut être beaucoup plus courte que la durée de vie des composants individuels.

1.2.2. Classifications des systèmes d'énergies hybrides

On peut distinguer plusieurs classifications des SEH. Cependant le choix du type des SEH dépend particulièrement des endroits d'installation et des objectifs d'utilisations [Laz'05]. Nous représentons ci-après les classifications les plus répandues [Sto'11]:

1.2.2.1. Régime du fonctionnement

Selon le régime de fonctionnement, les SEH peuvent être divisés en deux grandes familles :

a) Système d'énergie hybride autonome :

Autonome parce qu'ils génèrent de l'énergie sans connexion ou sans avoir besoin de l'assistance du réseau électrique. Souvent, utilisés pour répondre aux besoins des sites qui sont difficilement accessibles ou n'ont pas d'accès à un réseau électrique (par exemple : refuges de montagne, îles, villages isolés...)

b) Système d'énergie hybride connectes au réseau :

L'interface entre le SEH et le réseau électrique peut être constituée par le convertisseur statique 'l'onduleur' pour assurer la conversion de la puissance continue/alternative (DC/AC). L'énergie produite par le SEH est consommée immédiatement. En effet, le surplus d'énergie est injecté vers le réseau, qui agit comme un système de stockage d'énergie. Par conséquence pour ce type de système, il n'est pas exigé l'utilisation de système de stockage puisqu'en cas d'incapacité du SEH pour assurer la demande de la charge, le réseau intervient pour garantir l'énergie nécessaire.

1.2.2.2. Gamme de la puissance

La puissance délivrée par les SEH peut varier de quelques watts jusqu'à quelques mégawatts. Les systèmes hybrides utilisés pour des applications de faible puissance (< 5 kW) généralement alimentent des petites maisons. Par contre, les systèmes plus grands (puissance > 500 kW) sont conçus pour être connectés à de grands réseaux. Le champ d'application des SEH reste très large. Néanmoins, on peut réaliser une classification selon la gamme de puissance présentée au tableau 1.1.

Tableau 1.1. Classification des SEH par gamme de puissance [Vec'05]

Gamme de puissance	Utilisation
Faible : inférieur à 5 kW	<ul style="list-style-type: none"> • Système autonome : petite maison, pompage d'eau
Moyenne : entre 10 à 250 kW	<ul style="list-style-type: none"> • Alimentation d'un village isolé, des zones rurales...
Grande : supérieure à 500 kW	<ul style="list-style-type: none"> • Grands réseaux isolés.

1.2.3. Configurations de bus dans les systèmes hybrides

Selon le bus électrique dans la figure 1.1, nous distinguons trois architectures ou configurations de bus dans les systèmes hybrides :

1.2.3.1. Architecture à bus DC

La figure 1.2 représente la structure à bus DC d'un système hybride [Dak'12]. Dans cette architecture, l'énergie fournie par chaque source du système alimente un bus continu DC à travers des convertisseurs DC/DC ou AC/DC. Ce type d'assemblage est adapté pour les sites isolés, à charge continue ou alternative, reliée au bus DC via un onduleur. L'avantage de cette topologie est la simplicité de la commande par rapport aux autres configurations [Vec'05].

Nous retiendrons cette configuration dans le cadre de cette thèse.

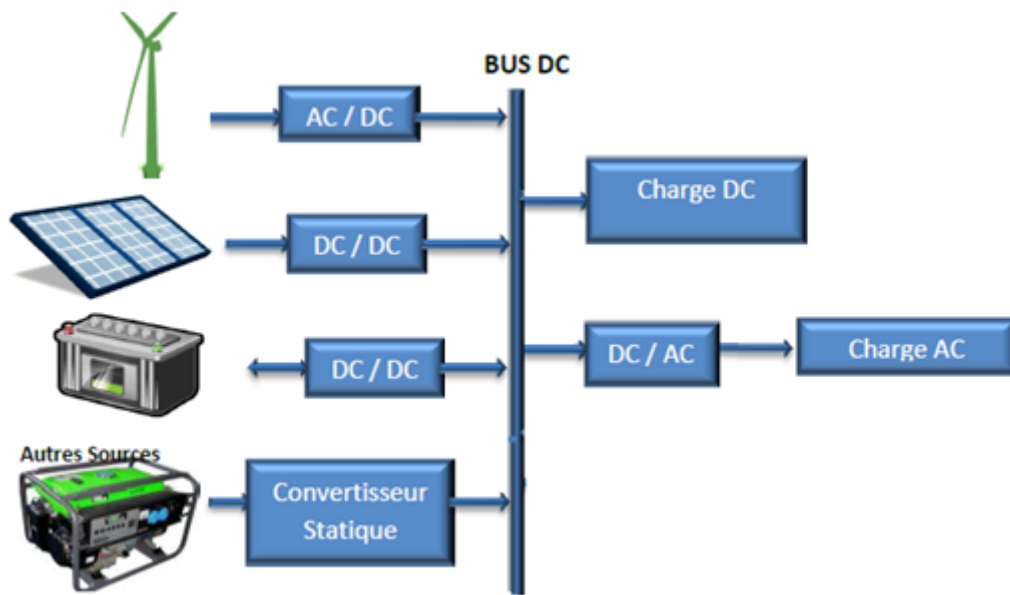


Figure 1.2. Structure à bus DC d'un système hybride

1.2.3.2. Architecture à bus AC

Dans la topologie à bus AC, toutes les sources de productions sont reliées au bus AC via des convertisseurs comme montrée dans la figure 1.3 [Dak'12].

Cette configuration offre des performances supérieures par rapport à la configuration précédente, puisque un découplage de différentes sources de production permettrait à celles-ci d'agir de façon assez indépendante les unes des autres. Cependant, le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause de l'utilisation des convertisseurs statiques et ce type d'association complique le système de commande. L'architecture à bus AC est plus adaptée à une génération distribuée (c.-à-d. raccordée au réseau électrique) [Cro'13].

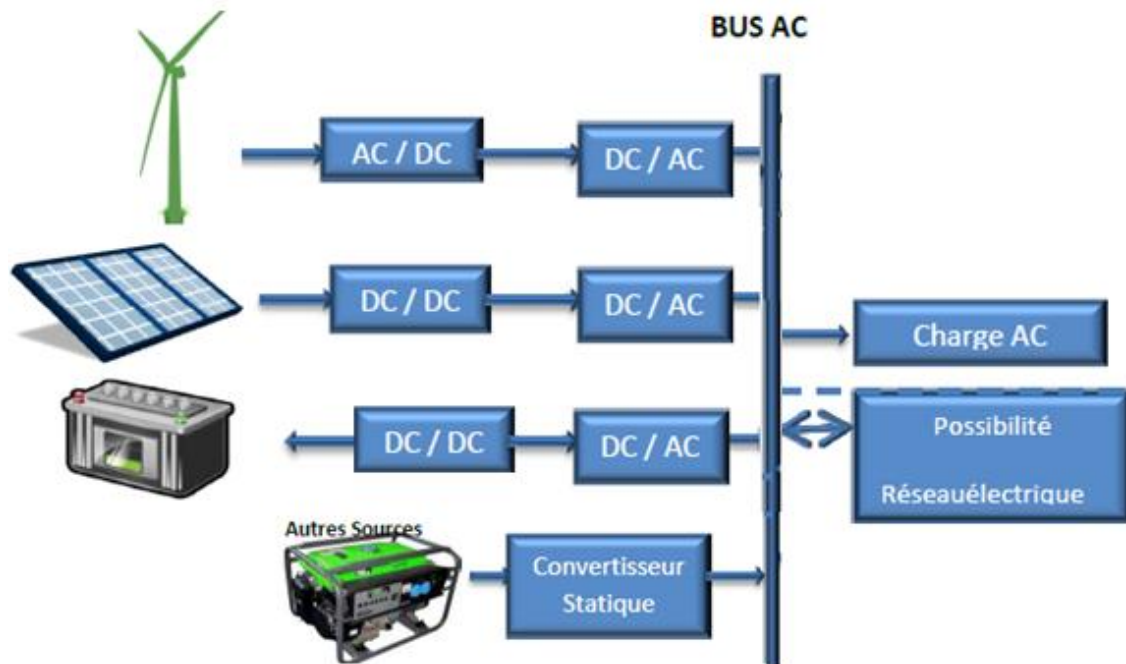


Figure 1.3. Structure à bus AC d'un système hybride

1.2.3.3. Architecture mixte (DC&AC)

La figure 1.4 représente la structure à bus mixte (DC&AC) d'un système hybride [Dak'12]. Dans cette configuration, les sources d'énergie peuvent alimenter une charge alternative AC ou une charge continue DC par un convertisseur bidirectionnel qui réalise la conversion continue-alternative et vice versa.

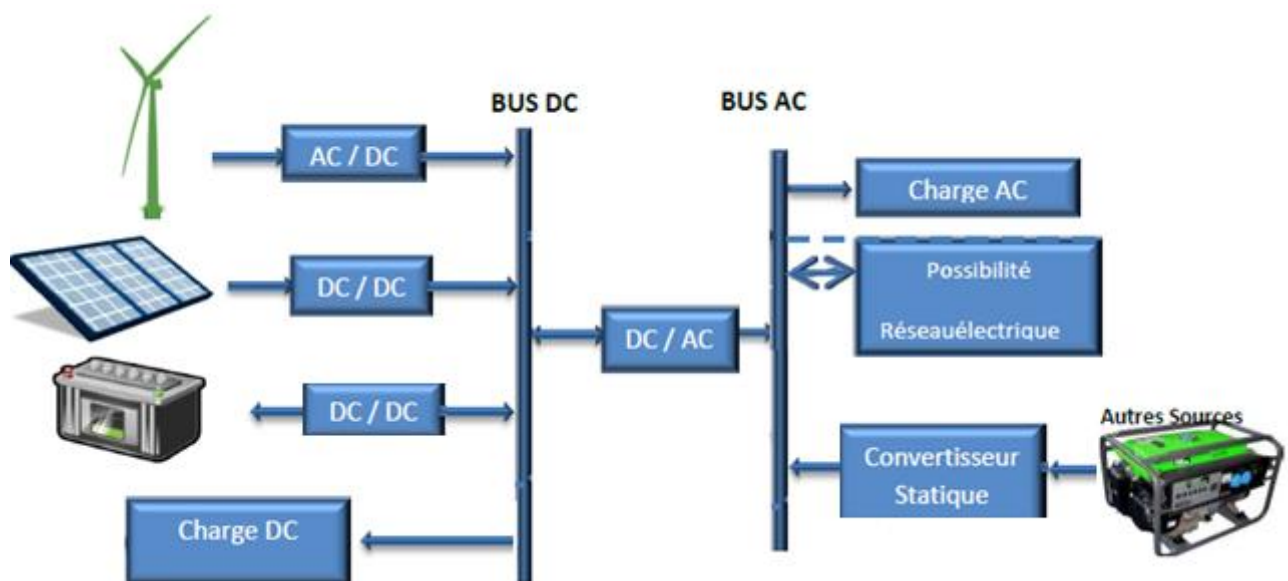


Figure 1.4. Structure à bus mixte (DC& AC) d'un système hybride

1.3. Présentation du SEH : PV/éolien/PàC/batterie

La figure 1.5 représente la structure du système hybride proposé dans cette étude, il est constitué par les systèmes : Photovoltaïque ;Eolien ;Pile à Combustible et la batterie afin d'alimenter une charge principale (charge DC et charge AC) et une charge auxiliaire (électrolyseur).

Les sections suivantes proposent leurs descriptions.

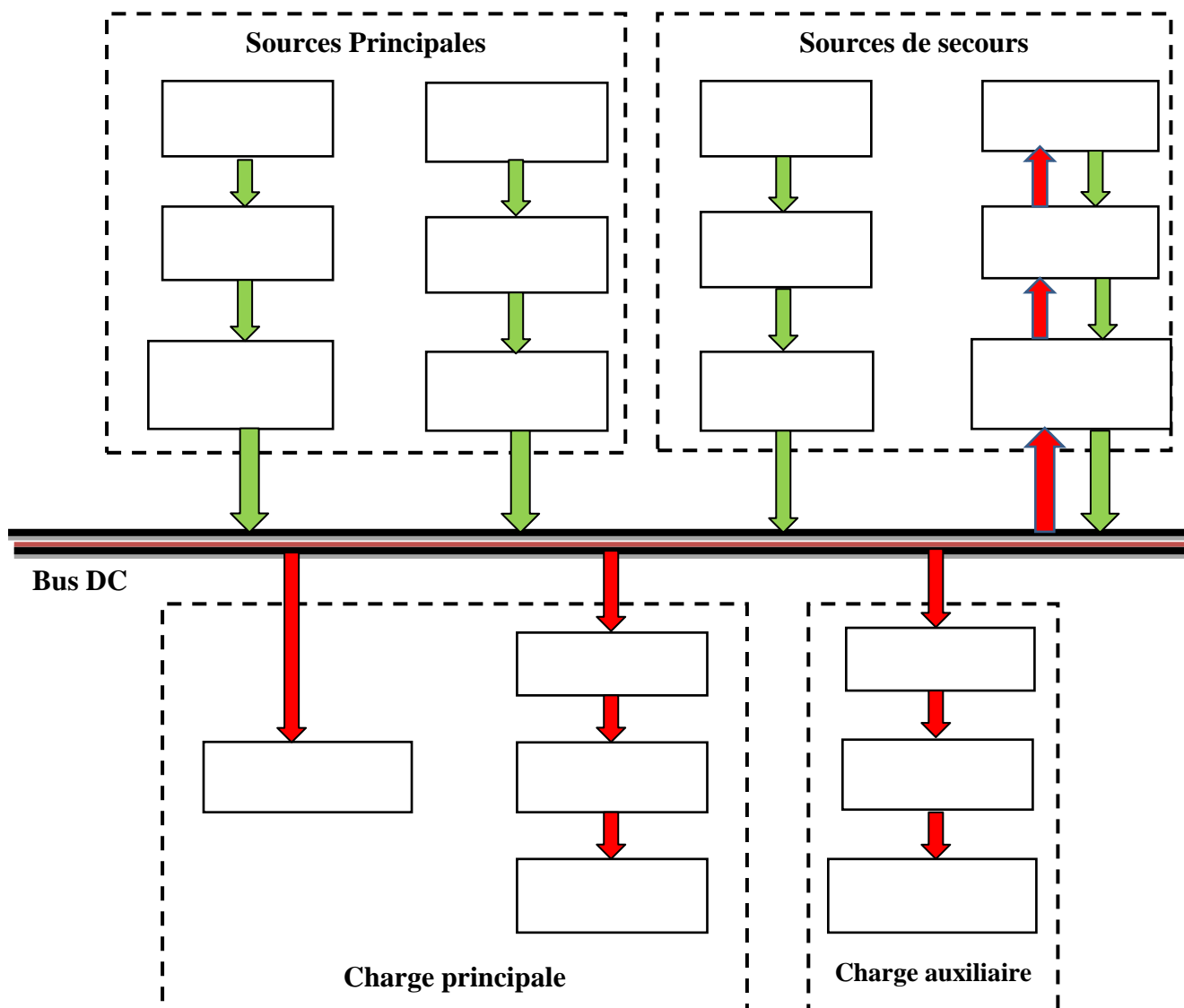


Figure 1.5. Schéma global du système hybride proposé.

1.3.1. Energie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique de type continu.

La conversion d'énergie photovoltaïque s'effectue par le biais d'une cellule photovoltaïque basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière [Vig'10].

Une cellule photovoltaïque ou photopile, unité de base d'un système photovoltaïque, est un composant électronique qui est réalisée à partir de deux couches de silicium. Une couche dopée *P* (dopée au bore) et l'autre couche dopée *N* (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction *PN* avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction *PN* de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges *N*) et des trous (charges *P*), ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Comme le montre la figure 1.6 [Ben'15]. La plupart des cellules PV mesurent autour de 100 cm² et ne produisent qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt, entre 0.3 et 0.7 V.

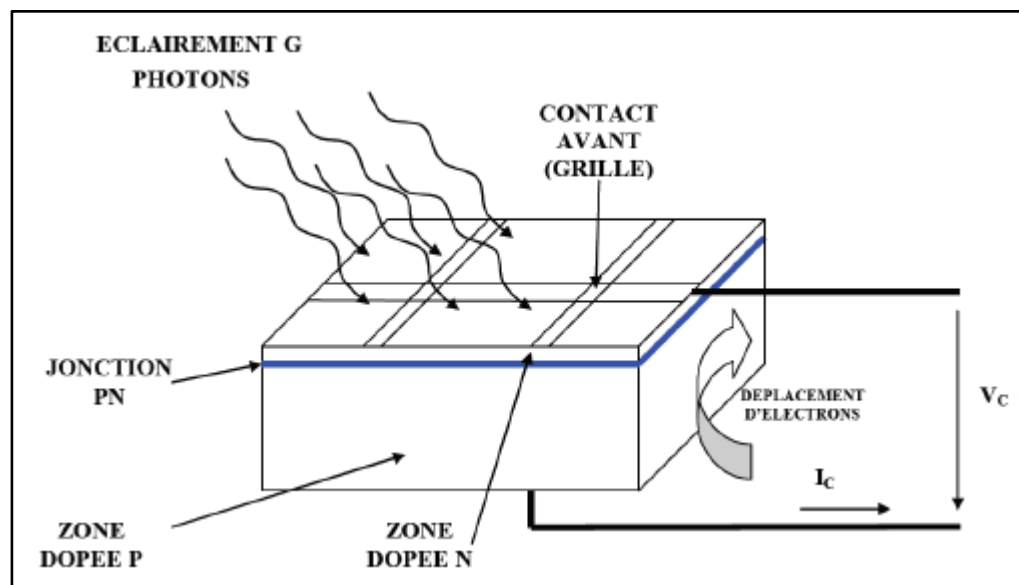


Figure 1.6. Principe de fonctionnement d'une photopile

Principalement, Il existe trois types de cellules photovoltaïques, cellules monocristallines, poly cristallines et amorphes. Chaque type est caractérisé par un rendement et un coût qui lui est propre [Dak'12].

- Les cellules monocristallines : sont composées de fines tranches coupées à partir d'un seul cristal de silicium, Elles ont un meilleur rendement (12- 17%).

- Les cellules poly-cristallines : sont composées de fines tranches coupées à partir d'un bloc de cristaux de silicium. Elles ont un faible rendement (11% - 13%).
- Les cellules amorphes : sont constituées de très fines couches d'un matériau photosensible déposées sur un support à bas coût tel que le verre, l'acier inoxydable ou le plastique. Les coûts de production du procédé des couches minces sont inférieurs à ceux de la technologie cristalline. Leur rendement est plus faible (5% - 10%).

Afin de produire une tension et une puissance adéquate, les cellules sont assemblées entre elles en série pour former un module. L'association de ces modules en série et/ou parallèle constituent les panneaux PV, eux-mêmes interconnectés pour former un générateur PV. Le générateur PV (GPV) est dimensionné selon la puissance nécessaire pour une installation donnée. La production d'électricité par un GPV est liée à l'intensité, à la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil [Vig'10]. La figure 1.7 donne les composantes d'un générateur photovoltaïque [Abd'15].

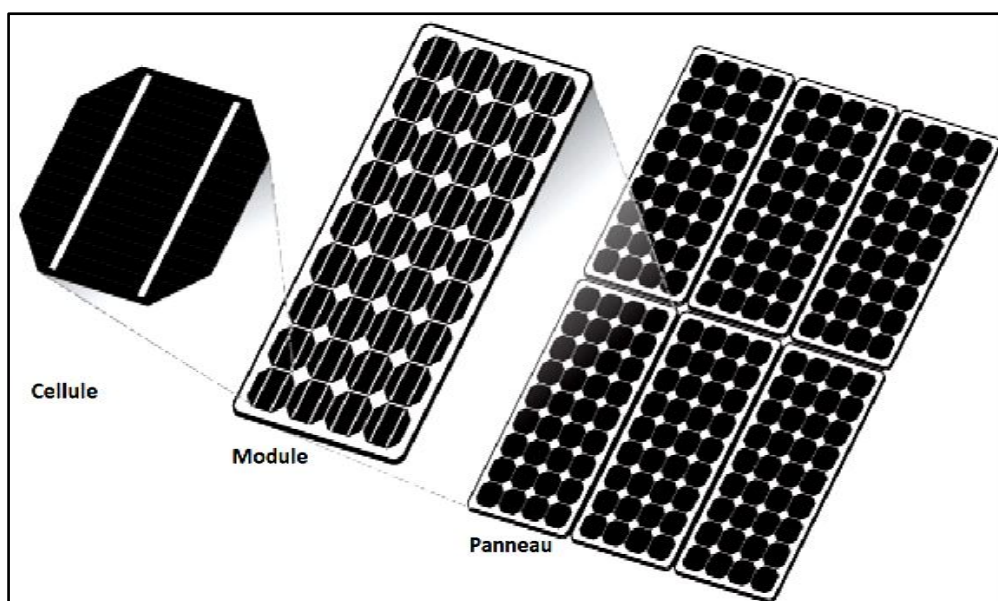


Figure 1.7. Composantes d'un générateur photovoltaïque.

Les connections en série de plusieurs modules augmentent la tension du GPV. En effet, cette association fait en sorte que toutes les cellules soient traversées par un même courant électrique. Tandis que, dans un groupement de plusieurs modules en parallèle, elles augmentent le courant du GPV pour une même tension.

La figure 1.8 montre les caractéristiques résultantes pour différents assemblages de modules PV identiques [Abd'15].

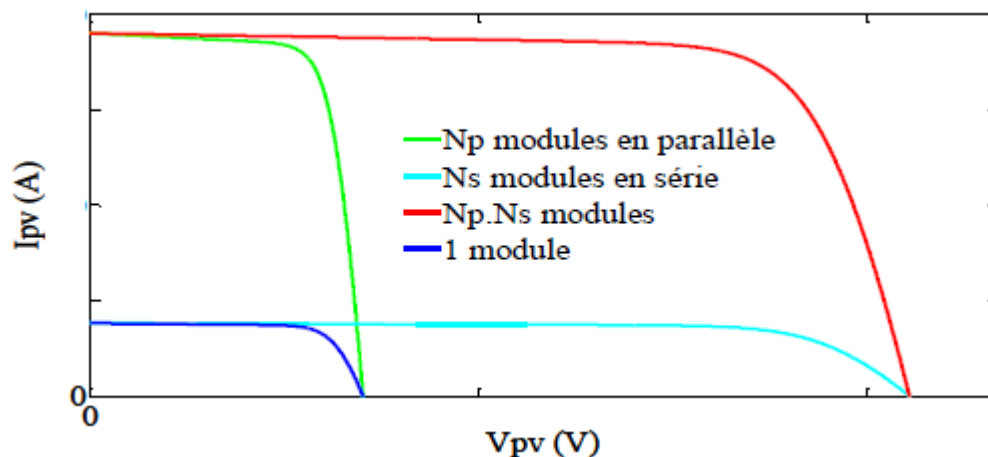


Figure 1.8. Caractéristique résultante pour différents assemblages de modules PV

1.3.1.1. Types des systèmes photovoltaïques

En fonction du service et des applications recherchés les systèmes photovoltaïques peuvent être classifiés comme suit :

a) Systèmes PV autonomes :

Ces systèmes fournissent directement l'énergie électrique sans être connecté au réseau électrique. Dans la majorité des cas, un système autonome exige des batteries pour stocker l'énergie électrique [Rif'09].

La figure 1.9 représente le schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome [Ref' a].

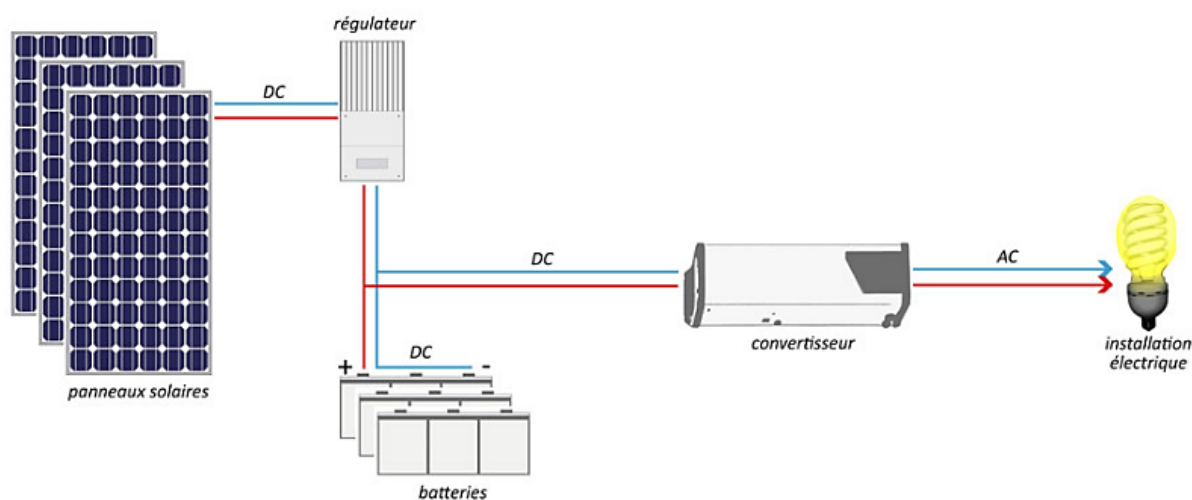


Figure 1.9 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome

b) **Systèmes PV connectés au réseau :**

Le champ photovoltaïque est couplé au réseau électrique par des convertisseurs électriques. Ces systèmes peuvent être petits, tels que les systèmes résidentiels ou des grands systèmes comme le cas d'une centrale électrique photovoltaïque [Rif'9].

La Figure 1.10 représente une structure d'un système PV connecté au réseau [Ref' b].

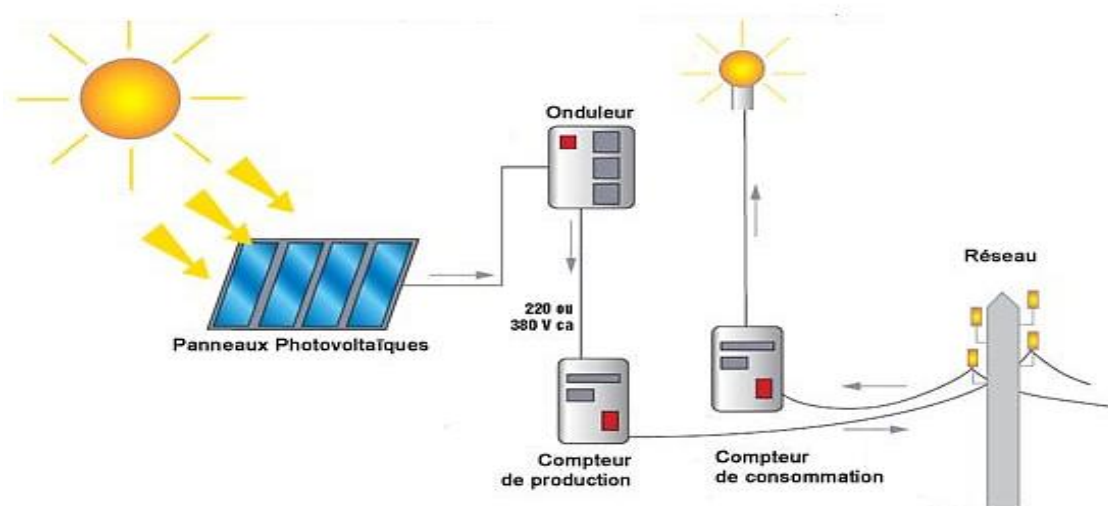


Figure 1.10. Structure d'un système PV connecté au réseau

1.3.1.2. Avantages et inconvénients d'un système PV

Le système photovoltaïque a beaucoup d'avantages [Zan' 10] :

- Energie solaire inépuisable ;
- Carburant gratuit;
- Energie solaire fournissant de l'électricité aux zones rurales les plus isolées ;
- Panneaux solaires demandant très peu d'entretien ;
- Panneaux solaires silencieux et non dérangeants ;
- Panneaux solaires recyclables.

Malgré cela, les sources photovoltaïques présentent aussi quelques inconvénients:

- Tributaires aux conditions météorologiques : les sources photovoltaïques ne fonctionnent pas quand l'énergie solaire n'est pas disponible ;
- Fabrication du module PV qui relève de la haute technologie ;

- Coût : l'installation PV nécessite des investissements d'un coût élevé ;
- Rendement : le rendement de conversion d'un module PV est faible ;
- Taille des installations : L'énergie solaire n'est pas compétitive lorsqu'il s'agit d'une production importante d'énergie, parce qu'elle nécessite une grande surface.

1.3.2. Energie éolienne

Un aérogénérateur, plus ordinairement appelé éolienne, est un dispositif qui permet de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice [Ste'15].

Le schéma des principaux organes du système de conversion éolien est représenté par la figure 1.11.

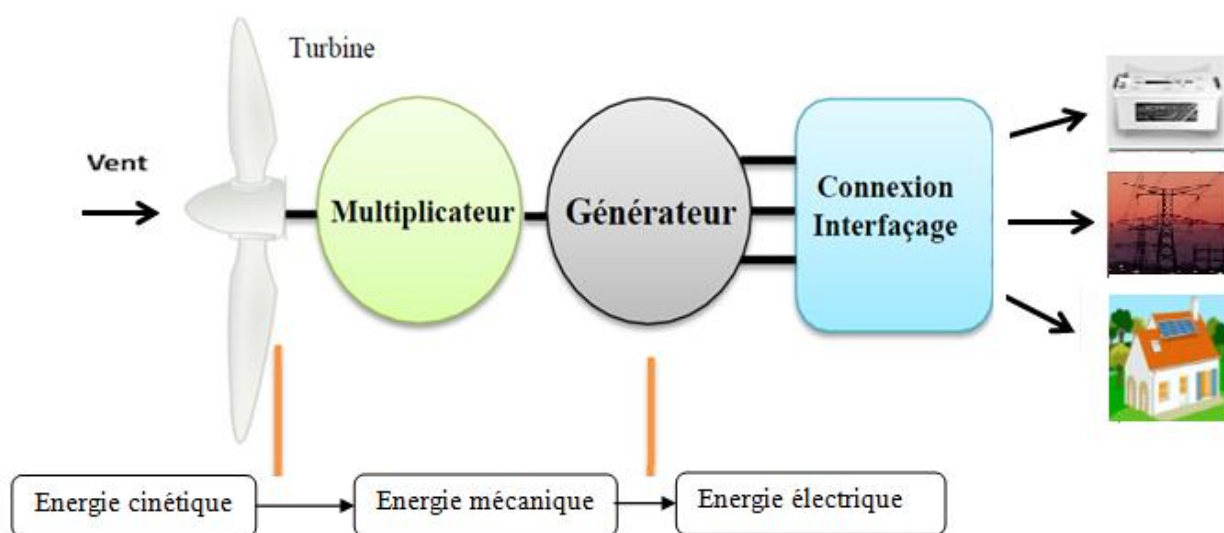


Figure 1.11. Principaux organes du système de conversion éolien

L'énergie éolienne est modulaire, ce qui permet de maintenir en fonctionnement la plus grande partie de l'installation lorsqu'une pièce est défectueuse. Elles sont rentables dans les régions bien ventées.

Néanmoins, les inconvénients suivants sont présents:

- Tributaire aux conditions météorologiques
- Coût de construction reste très élevé ;
- Appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident ;
- Bruit et impact visuel.

1.3.2.1. Configurations d'aérogénérateurs

Plusieurs configurations d'aérogénérateurs sont possibles. Selon la structure d'un système éolien, nous distinguons deux grandes familles : éoliennes à axe vertical et éoliennes à axe horizontal

a) Eoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol, donc facilement accessibles. Certaines de ces éoliennes doivent être entraînée au démarrage, pour cette raison, ce type d'éoliennes est très peu répandu et assez mal connu.

Il existe principalement trois technologies : turbines Darrieus classiques, turbines Darrieus à pâles droites (type H), turbine de type Savonius (figure 1.12) [Ben'15].



Turbines Darrieus classiques Turbines Darrieus (type H) Turbine de type Savonius

Figure 1.12. Eoliennes à axe vertical.

b) Eoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus utilisées, parce qu'elles :

- Présentent un rendement aérodynamique plus élevé ;
- Démarrent de façon autonome ;
- Présentent un faible encombrement au niveau du sol ;

Malgré cela, elles possèdent certains inconvénients :

- Coût de construction très élevé ;
- Appareillage se trouve au sommet de la tour, ce qui gêne l'intervention en cas d'incident.

Une éolienne à axe horizontal est généralement constituée par les trois éléments de base qui sont : le mât (tour ou pylône), le rotor (moyeu et pales) et la nacelle (figure 1.13) [Che'07].

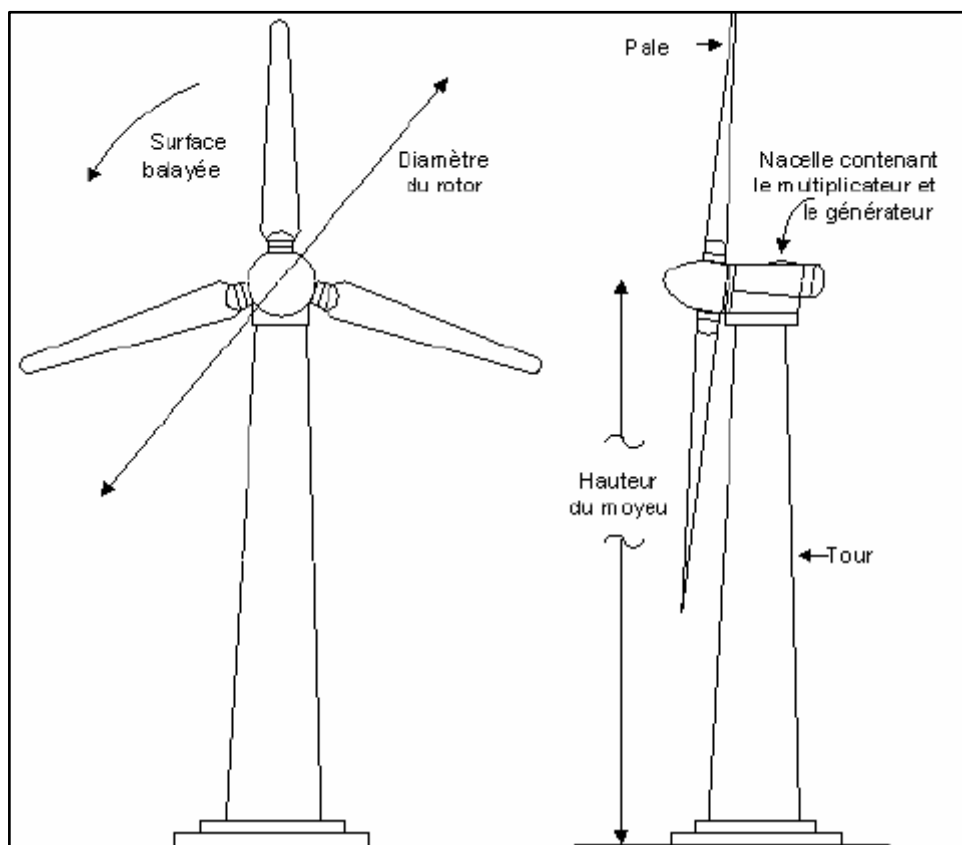


Figure 1.13. Composantes d'une éolienne à axe horizontal.

Mât (Tour): C'est un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, où à l'intérieur sont disposés les câbles pour transporter l'énergie électrique, Il doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Utiliser la tour pour supporter l'ensemble (rotor, nacelle), à une hauteur suffisante afin de bénéficier au maximum de l'énergie du vent.

Rotor: il est composé des pâles qui sont montées sur un moyeu. Le rôle essentiel du rotor est de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

- **Pâles:** Les pâles sont une partie très importante des éoliennes. elles captent l'énergie cinétique du vent, et la transfèrent au moyeu du rotor. Le nombre de pâles influe directement

sur l'efficacité de conversion du rotor. Plus le nombre de pales est élevé, plus le couple de démarrage sera grand et plus la vitesse de rotation sera petite

- **Moyeu:** C'est le support des pâles, qui permet d'orienter ces dernières pour réguler la vitesse de rotation.

Nacelle: montée au sommet du mât, elle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler la turbine éolienne au générateur électrique.

- **Générateur électrique :** il transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.
- **Multiplieur :** Il adapte la vitesse de rotation de la turbine éolienne à celle du générateur électrique.

1.3.3. Pile à Combustible (PàC)

Une pile à combustible est un générateur électrochimique qui convertit l'énergie chimique d'un combustible (l'hydrogène, le gaz naturel, le monoxyde de carbone et le méthanol,...) en énergie électrique par une réaction chimique. Elle est composée des cellules unitaires. Chaque cellule est constituée de deux électrodes (anode et cathode) où se déroulent les réactions électrochimiques, séparées par un électrolyte qui assure le transfert des ions et bloque le passage des électrons [Sen'13] [Exp'04].

La figure 1.14 explique le principe de fonctionnement d'un PàC [Ref' c].

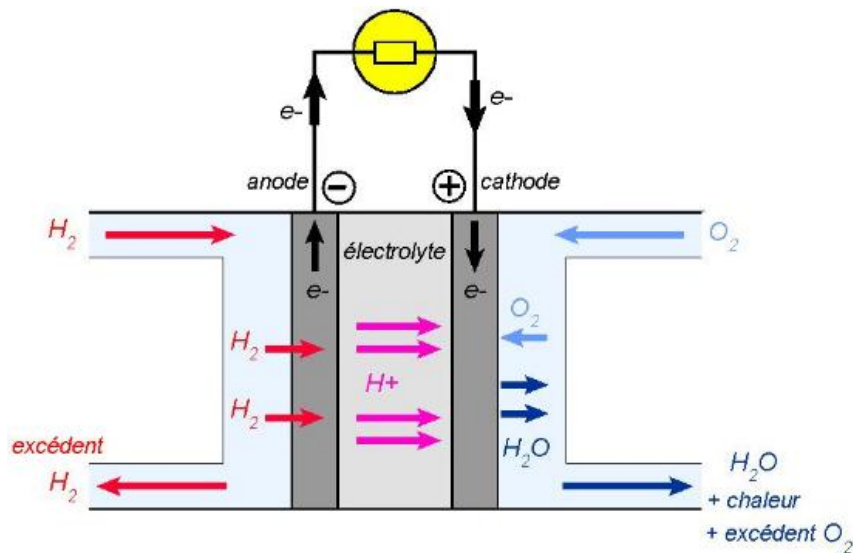
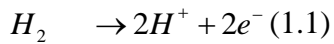


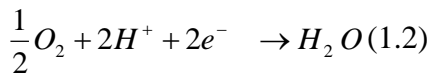
Figure 1.14: Schéma de principe d'une pile à combustible

À l'anode, l'hydrogène est oxydé en protons selon la réaction (1.1).



La molécule d'hydrogène réagit en libérant deux électrons, qui circulent dans le circuit électrique qui relie l'anode à la cathode.

À la cathode, les protons réagissent avec l'oxygène pour former de l'eau et absorber les électrons.



La réaction électrochimique globale d'une PàC est donnée par l'équation suivante :



Pratiquement, une pile à combustible produit une tension électrique d'environ 0,7 à 0,8 V. Donc, il faut assembler les cellules en série pour constituer des stacks (modules), afin d'obtenir la tension et la puissance requises au consommateur.

La figure 1.15 montre la structure d'un module PEM [Exp'04].

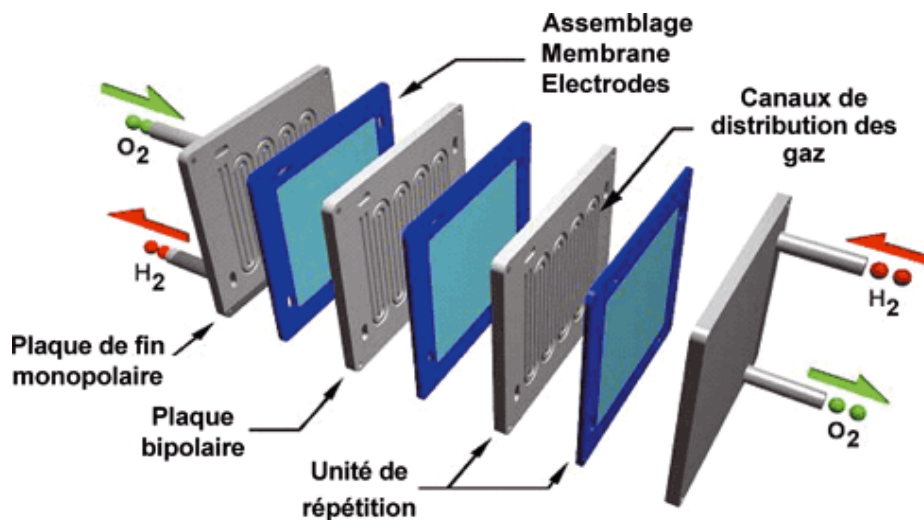


Figure 1.15: Structure d'un module PEM

1.3.3.1. Différents types de PàC

Les piles à combustibles sont arrangées selon la température de fonctionnement et le type d'électrolyte. Elles peuvent être classées en cinq familles. Le tableau 1.2 décrit les caractéristiques des différents types de PàC.

- PEMFC : Pile à membrane polymère échangeuse de protons ;
- SOFC : Pile à oxyde solide ;
- PAFC : Pile à acide phosphorique ;
- MCFC : Pile à carbonate fondu ;
- AFC : Pile alcaline

Pour notre cas, nous avons choisi une PàC du type PEM.

Tableau 1.2. Caractéristiques des différents types de P à C

Type	AFC	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
Electrolyte	Liquide Alcaline	Solide Membrane Polymère	Liquide immobilisé H_3PO_4	Liquide immobilisé Carbonate fondu	Solide Céramiques à base d'oxydes	Solide Acide fort / membrane
Température de fonctionnement ($^{\circ}C$)	60-80	60-100	180-220	600-700	650-1000	60-100
Rendement %	55-60	40-50	36-45	43-60	50-55	32-40

1.3.3.2. Avantages et inconvénients d'une PàC

La PàC a beaucoup d'avantages :

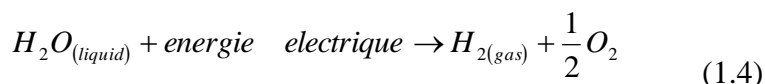
- Pendant le fonctionnement, la PàC ne produit que de l'eau et ne rejette aucun gaz polluant,
- Produit de l'énergie électrique sans bruit;
- Prend peu de place ;
- Demande peu d'entretien ;
- Rendement élevé.

Toutefois, leurs inconvénients sont :

- Coût de fabrication élevé ;
- Durée de vie faible.

1.3.4. Électrolyseur

L'électrolyse de l'eau est une méthode qui permet la dissociation des molécules d'eau en hydrogène et en oxygène [Moh'15]. Elle est rendue possible par le passage d'un courant continu à travers deux électrodes immergées dans un électrolyte liquide ou solide [Dar'11]. La réaction électrochimique d'électrolyse de l'eau est donnée par l'équation (1.4)



1.3.4.1. Type d'électrolyseurs

Principalement, Il existe trois types d'électrolyseurs, la technologie alcaline, la technologie à membrane et la technologie à vapeur d'eau à haute température [Lab'06] [Dar'11] [Tar'12]

1.3.5. Système de stockage

L'utilisation de sources d'ER induit le concept de stockage d'électricité en raison du caractère intermittent de ces sources (comme l'énergie solaire et éolienne...). L'utilisation du moyen de stockage d'électricité est très variée; elle dépend de la nature des besoins et du type d'applications. En particulier, les SEH géographiquement isolés et non raccordés au réseau, qui intègrent au moins une source d'ER nécessitant un système de stockage. Deux types de stockage sont utilisés dans les SEH : le stockage à court terme et le stockage à long terme.

- La stratégie de stockage à court terme permet de filtrer les fluctuations des ER, cette stratégie réduit également le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels, donc la consommation de carburant. Par contre,
- Le stockage à long terme est utilisé pour assurer une continuité d'approvisionnement de l'énergie pour une durée relativement longue (des heures ou même des jours).

Le système de stockage peut être aussi utilisé avec les systèmes raccordés au réseau électrique, afin d'éliminer les fluctuations de puissance à court terme, de plus d'assurer la continuité du service en cas de défaillance du réseau [Cam'11].

1.3.5.1. Technologies des systèmes de stockage

Le stockage de l'énergie est une action qui permet de placer une quantité d'énergie dans un lieu donné afin de l'utiliser ultérieurement. L'opération de stockage d'énergie est toujours associée à l'opération inverse consistant à récupérer l'énergie stockée [Cam'11].

L'énergie électrique peut être stockée sous différentes formes: mécanique, électromagnétique, électrochimique et thermique. Une classification des technologies de stockage d'énergie est présentée à la figure 1.16 [Abd'15].

- Les technologies de stockage mécanique sont : le stockage hydroélectrique par pompage (PHS), le stockage d'énergie par air comprimé (CAES) et le stockage d'énergie par volant d'inertie (FES).

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

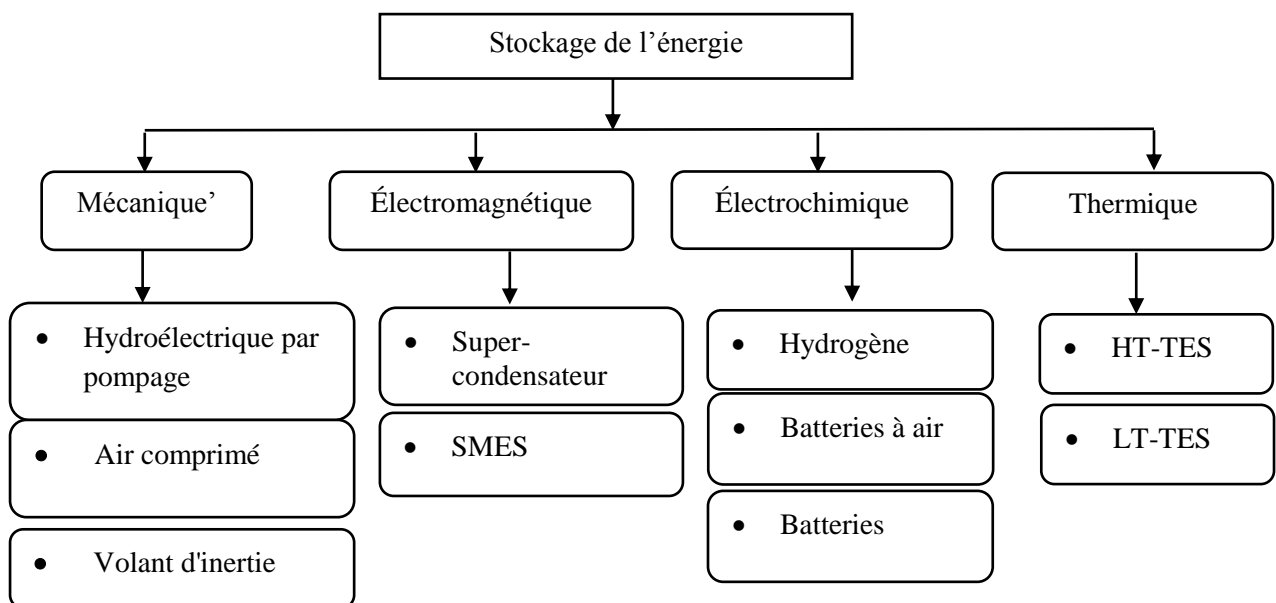


Figure 1.16. Classification des technologies de système de stockage [Abd'15].

De nos jours, les technologies les plus émergentes dans les SEH sont les technologies électrochimiques et principalement les systèmes de stockage d'énergie à batterie. En particulier les trois types des batteries : plomb-acide, nickel-cadmium et lithium-ion, en raison de leurs maturités et de leurs faibles coûts. Ils présentent la propriété de pouvoir transformer de l'énergie chimique générée par des réactions électrochimiques en énergie électrique, sans émission de polluants.

a) Batterie au Plomb-acide (Pb-acide)

Elle présente plusieurs avantages, c'est la moins chère par rapport à d'autres technologies, elle est presque entièrement recyclable (plus de 90%) et leur autodécharge est faible. Cependant, ce genre

de batteries sont sensibles aux décharges trop profondes conduisant à une diminution importante de leur durée de vie.

b) Batterie au lithium-Ion (li-Ion)

Les performances de ce type sont bien meilleures que les autres. Leur autodécharge est très faible (1 % par mois), cela signifie que l'énergie massique stockée est relativement bien supérieure, caractérisée par une tension de fonctionnement élevée permettant la réduction du nombre d'éléments pour une tension donnée et leur durée de vie élevée; Mais le coût est beaucoup plus élevé à cause de leur fabrication qui nécessite un investissement bien supérieur que celui des batteries au Plomb. En plus, la batterie lithium contient un pourcentage élevé de métaux lourds et dangereux, en effet leur recyclage est compliqué et n'atteint pas la maturité.

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

Elle est robuste, mais souffre d'un coût élevé, d'une tension de cellule relativement faible, une autodécharge assez rapide (20% par mois). Telle la batterie lithium-Ion, leur recyclage est compliqué à cause du cadmium qui est un métal lourd et polluant.

À cause des limites des batteries au lithium-Ion et aux alcalines, nous préférons la batterie au plomb. Dans notre travail, nous proposons un système de contrôle de la charge et de la décharge de batteries, afin de prolonger la durée de vie et éviter la dégradation due aux décharges profondes ou des surcharges.

1.3.5.2. Caractéristiques des batteries

Les paramètres techniques les plus représentatifs identifiés d'un accumulateur sont les suivants [Ait'12]:

- **Capacité nominale:** c'est la quantité d'énergie que l'on peut stocker dans la batterie, elle s'exprime en ampères-heures (Ah).
- **Tension d'utilisation :** C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.
- **Durée de vie et cycle de vie:** les deux caractéristiques définissent la durabilité d'un système de stockage. La durée de vie est mesurée en années. D'autre part, la durée de vie du cycle est mesurée dans les cycles de charge-décharge.
- **Profondeur de décharge :** La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisée pendant un cycle de charge/décharge.

- **Autodécharge:** définit l'énergie perdue par un système de stockage pendant le temps de non-utilisation. Ce paramètre est mesuré par la relation entre l'énergie perdue pendant une certaine période de temps (heure, jour ou mois) et la capacité énergétique du dispositif de stockage.
- **Rendement :** C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.
- **Etat de charge (SOC) :** c'est la quantité d'énergie disponible divisée par la capacité nominale de la batterie. Si $SOC = 1$, la batterie est chargée et quand : $SOC = 0$, la batterie est vide.

1.3.6. Convertisseurs

Il existe différentes architectures des systèmes multi-sources comme on a vu précédemment. Cependant, l'objectif principal d'un tel système est de maximiser la production de puissance des sources. Pour cela, chacune est connectée à un convertisseur, qui permet de contrôler son point de fonctionnement et le relier au bus commun avec l'adaptation nécessaire. Différentes topologies de connexion des sources de production d'énergie, soit des sources d'ER ou des sources conventionnelles dans les SEH sont proposées dans la littérature. Cependant, le choix du convertisseur se fait selon :

- Configuration du bus dans le SEH où les sources sont connectées,
- Objectifs que l'on souhaite réaliser, par exemple : maximisation de la production de puissance des sources, adaptation de la tension....

Dans le cas d'un SEH autonome de structure à bus DC, un onduleur doit être utilisé pour alimenter une charge si elle est alternative.

1.3.6.1. Topologies de connexion du GPV au bus DC

Généralement, dans un SEH autonome de structure à bus DC, les GPV sont connectés à ce dernier à travers un hacheur pour optimiser leur fonctionnement. Comme le montre la figure 1.17 [Cro'13]. Il existe trois configurations possibles afin de relier le GPV au bus DC. Le choix d'une topologie à utiliser dépendra de la tension du bus DC, qui doit être respectée. Elle est souvent imposée par le biais d'un hacheur.

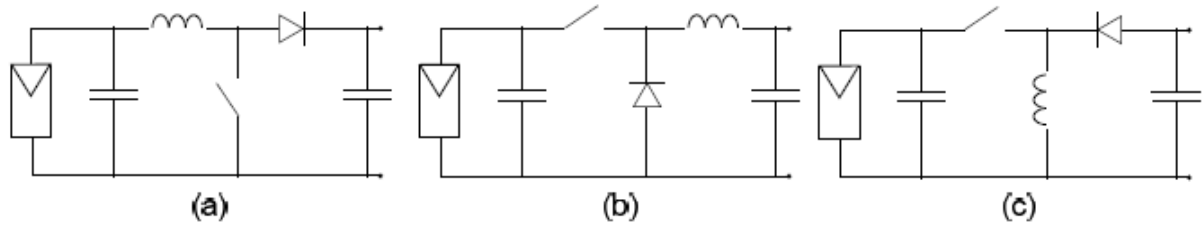


Figure 1.17. Convertisseurs utilisables dans les GPV : (a) Boost, (b) Buck, (c) Buck-Boost

1.3.6.2. Topologies de connexion d'éolienne au bus DC

Dans les systèmes multi-sources isolés, la connexion du système éolien au bus DC, utilise deux configurations [Cro'13] [Dah'15]: l'association de l'éolien à un redresseur à diodes et un hacheur, comme le montre la figure 1.18(a), permettant d'avoir une seule variable de commande à gérer et l'association de l'éolien à un redresseur MLI, comme expose la figure 1.18 (b), permettant d'utiliser un seul convertisseur.

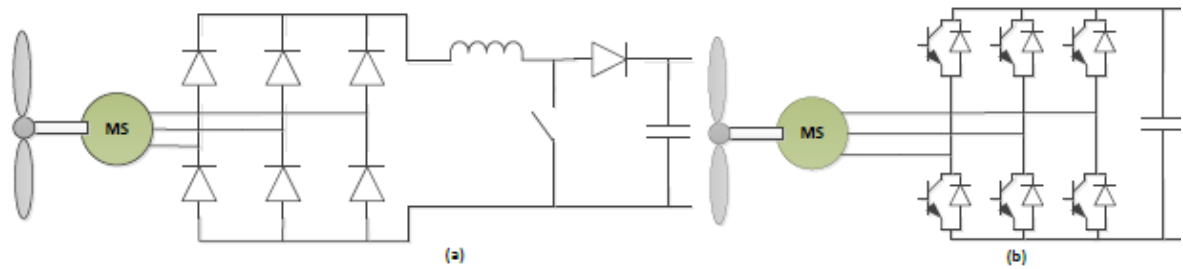


Figure 1.18. Convertisseurs utilisables dans le système éolien : (a) Redresseur à diodes avec un hacheur, (b) Redresseur MLI.

1.3.6.3. Topologies de connexion de la batterie au bus DC

La connexion entre la batterie et le bus DC est assurée via un hacheur réversible en courant pour effectuer le transfert d'énergie dans les deux sens afin d'assurer la charge/décharge des batteries. L'architecture de connexion de la batterie au bus DC est présentée dans la figure 1.19 [Vec'05].

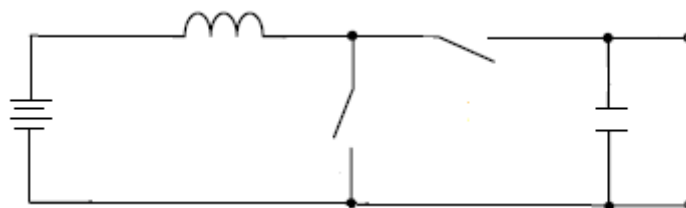


Figure 1.19. Convertisseur utilisable dans le système de stockage

1.4. Système de commande et de supervision

L'objectif principal d'un système de production électrique est de pouvoir fournir l'énergie demandée par la charge, quel que soit les variations de l'énergie produite. Nous avons vu précédemment que les variations de la production sont causées par la nature aléatoire des ressources renouvelables, en plus les fluctuations de la charge selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément corrélées avec ces ressources. Nous ne pouvons pas contrôler les conditions climatiques et nous ne pouvons pas imposer au consommateur la quantité d'énergie qui doit être consommée. Par conséquent, une stratégie de contrôle est nécessaire pour gérer d'une manière optimale l'énergie électrique produite afin d'assurer la continuité de service. On peut distinguer deux types différents dans la stratégie de contrôle d'un système de production d'énergie hybride : le contrôle des sources d'ER (PV, éolien) par des contrôleurs MPPT et le système de gestion d'énergie du SEH [Cro'13].

1.4.1 Contrôleurs MPPT

À cause de la nature aléatoire des sources d'énergie renouvelable, en particulier le photovoltaïque et l'éolien, les chercheurs ont développé des stratégies pour extraire le plus d'énergie possible par des algorithmes MPPT quelles que soient les variations dans les conditions climatiques [Cha'08]. En général, ce contrôleur nécessite un convertisseur de commutation afin de contrôler son rapport cyclique. Cette partie de commande est décrite plus en détail dans le chapitre 3.

1.4.1.1. Critères de choix des algorithmes MPPT

Actuellement, de nombreuses techniques MPPT sont disponibles dans la littérature. Cependant, il n'est pas évident de choisir le meilleur. Les travaux réalisés dans les références [Ang'06] [Nab'13] ont définis certains critères de propriété d'une commande MPPT devant être pris en compte afin d'effectuer un choix adéquat parmi les différentes techniques MPPT existantes :

a) Implémentation

La facilité de mise en œuvre est un facteur important dans le choix des techniques MPPT. La commande MPPT doit avoir un niveau de simplicité important pour favoriser un coût raisonnable.

b) Efficacité

L'efficacité de la technique MPPT est associée à :

- **Rapidité de réponse** : La commande MPPT doit avoir un bon comportement pour s'assurer que l'adaptation face aux changements des conditions climatiques soit faite le plus rapidement possible.
- **Précision de suivi du MPP** : Certaines méthodes MPPT oscillent autour du point MPP, par exemple comme dans la méthode perturbation et observation (P&O) d'un système PV, ce qui diminue l'efficacité de l'ensemble du système ;
- **Stabilité et robustesse du système** : Elle doit pouvoir piloter l'étage d'adaptation de telle sorte qu'en régime statique, le point de fonctionnement du GPV soit le plus près possible du PPM dans n'importe quelle condition météorologique.

c) Coût

Le coût des dispositifs MPPT dépend des caractéristiques du système, la complexité de l'implémentation et le nombre des capteurs utilisés.

1.4.2. Système de gestion d'énergie

Afin d'améliorer le rendement du système multi-sources, il faut assurer l'exigence de la charge sans interruption, protéger le système de stockage (l'élément clef dans les SEH) contre les surcharges et les charges profondes. Par conséquent, prolonger sa durée de vie et optimiser au mieux la répartition de la puissance entre les différents éléments qui constituent le SEH, tout en réduisant la consommation du carburant et le coût du système. Une stratégie de gestion de l'énergie est nécessaire.

Plusieurs stratégies de gestion ont été abordées dans la littérature et qui varient en fonction de la composition du système multi-sources et les objectifs visés par ce dernier. Particulièrement, les systèmes de gestion d'énergie ont été développés sur trois bases : soit sur des modèles mathématiques, soit sur l'expertise humaine, soit sur la base de simulations [Mou'14].

Cependant les références : [Sal'07] [Des'11] [Red'13] [Ahm'13] [Tej'16] présentent les principales stratégies de gestion de l'énergie, appliquées aux véhicules électriques, néanmoins, pouvant être facilement adaptées au cas d'une SEH. La Figure.1.20 représente une classification des stratégies de gestion d'énergie [Red'13]. Les stratégies de gestion de l'énergie peuvent être classées en deux grandes familles :

- Stratégies à base de 'règles',
- Stratégies basées sur l'optimisation

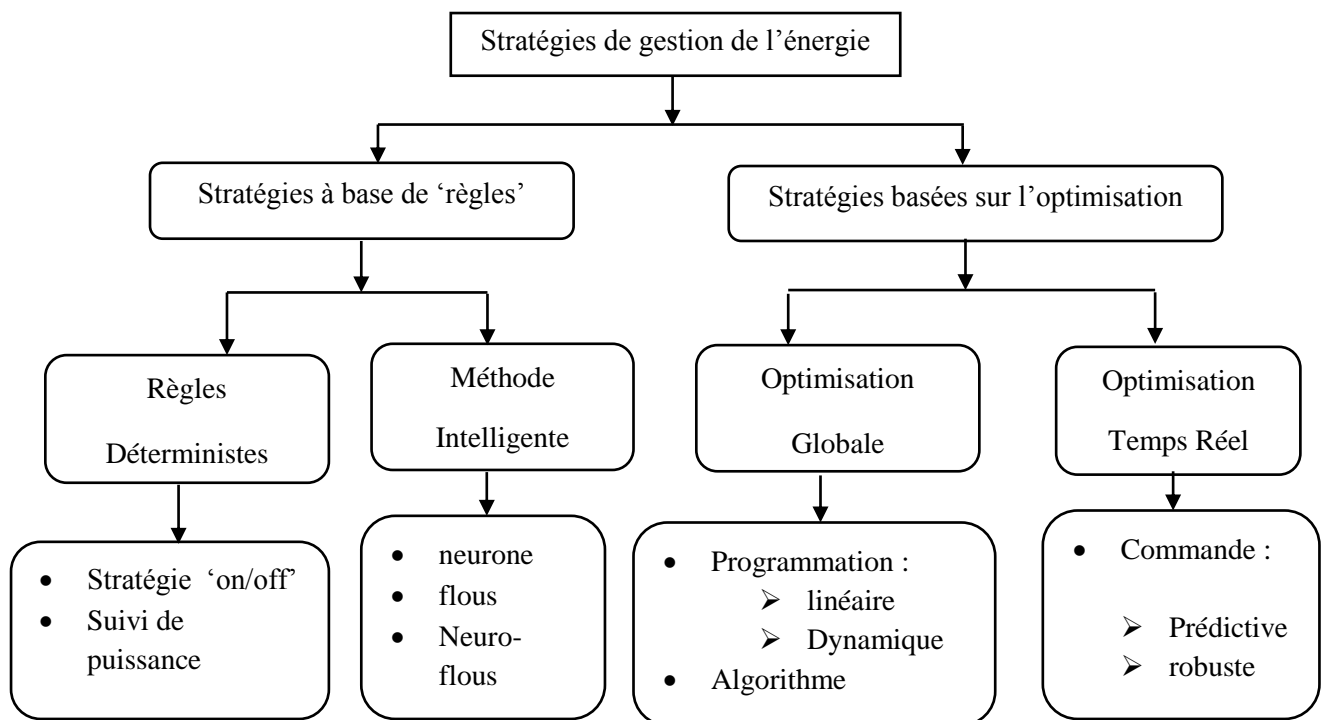


Figure 1. 20. Classification des stratégies de gestion d'énergie

1.4.2.1. Stratégies de gestion à base de règles

Elles peuvent être facilement implémentées avec un contrôle de supervision en temps réel. Les lois de gestion d'énergie à base de règles ne disposant pas de connaissance à priori sur le besoin énergétique d'un consommateur ou sur les conditions climatiques, elles sont définies au préalable, sur la base d'une estimation ou sur l'analyse du comportement des composants du système. Elles peuvent être établies par des règles déterministes ou par des règles floues.

a) Règles déterministes

Les règles sont fixées en lien direct avec l'objectif. On peut citer dans cette catégorie la méthode de la stratégie "On/Off" qui est connue pour son efficacité, sa robustesse et son fonctionnement en temps réel.

b) Méthodes intelligentes

Il convient d'utiliser cette technique lorsque la modélisation du système est difficile ou lorsqu'il est très complexe à appréhender. On peut citer dans cette catégorie le contrôle par la logique floue, qui permet une meilleure compréhension de la gestion d'énergie. En effet, elles sont considérées comme une amélioration des règles déterministes. Le régulateur par logique floue ne traite pas de relations mathématiques, mais utilise plutôt des inférences avec plusieurs règles [Mou'14]. Deux façons existent pour l'élaboration de ces règles:

- à base de l'expertise humaine et à la connaissance du profil.
- à base des données générées par l'algorithme génétique ou par l'utilisation des valeurs de la programmation dynamique.

1.4.2.2. Stratégies basées sur l'optimisation

Dans ce cas, le problème de la gestion d'énergie d'un SEH revient à trouver la meilleure manière de répartir, stocker et consommer l'énergie afin de satisfaire la demande. De telle sorte à minimiser le coût du système et optimiser la consommation de carburant. Dans ces stratégies, on distingue deux catégories :

a) Optimisation globale

L'utilisation des algorithmes d'optimisation globale ou hors ligne sont destinées à la résolution de problèmes d'optimisation difficiles et avec contraintes. Les stratégies de gestion d'énergie basées sur l'optimisation hors ligne nécessitent la connaissance à priori du profil de charge pour trouver la meilleure répartition de puissance entre les sources d'énergie. Cela rend l'implémentation de ces stratégies d'optimisation globale en temps réel irréalisable.

















b) Optimisation en temps réel

Afin de pallier les inconvénients des méthodes d'optimisation globale, les chercheurs proposent des stratégies d'optimisation en temps réel permettant d'obtenir une commande des flux énergétiques en temps réel et ne nécessitent pas la connaissance du profil de charge par avance.

1.4.3. Synthèse des méthodes de gestion d'énergie

Comme nous l'avons déjà mentionné, il existe plusieurs stratégies de gestion d'énergie pour une SEH. Ces méthodes varient selon leur complexité, de différentes topologies et de mise en œuvre du matériel. Néanmoins, l'objectif de ces techniques de gestion d'énergie traite l'échange et la distribution du flux des puissances électriques entre les sources d'énergie et le consommateur tout en optimisant le système [Mou'14]. En résumé, le Tableau 1.2 présente une synthèse des différentes familles de méthodes en fonction de différents critères [Tej'16].

Tableau 1.3. Synthèse des méthodes de gestion d'énergie

Critère de comparaison		Simplicité	Temps de calcul	Robustesse	Profil inconnu
Stratégies à base de règles	Règles déterministes				
	Méthodes intelligentes				
Stratégies à base d'optimisation	Optimisation Globale				
	Optimisation Temps Réel				

Dans notre système, Nous nous sommes adaptés à la stratégie de gestion à base de règles déterministes floue.

1.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un état de l'art sur les systèmes de production d'énergie hybride. Dans un premier lieu, nous avons présenté la définition d'un système hybride avec les avantages et les inconvénients puis les différentes architectures des systèmes électriques multi-sources autonomes. Puis nous avons donné une étude descriptive des sources d'énergie qui composent ces systèmes, notamment le système photovoltaïque, le système éolien, les piles à combustible, les batteries et les convertisseurs. Finalement, la dernière section de ce chapitre a été consacrée à une classification des différentes stratégies de gestion proposée dans la littérature. Ces différentes stratégies varient avec les différentes architectures de système multi-sources et surtout avec les objectifs recherchés par les utilisateurs.

Ce chapitre est considéré comme une introduction détaillée de notre travail, afin d'avoir les aspects généraux nécessaires pour pouvoir entamer la modélisation des composants du SEH, et passer par la suite à la commande, et les résultats de simulations.

Chapitre 02

Modélisation des composants du SEH

Sommaire

2.1. Introduction.....	33
2.2. Description du système multi-source.....	33
2.3. Modélisation énergétique du système photovoltaïque.....	34
2.3.1.Modélisation d'ugénérateur PV.....	34
2.4. Modélisation du système éolien.....	37
2.4.1.Modèle de la turbine éolienne	38
2.4.2.Modèle de l'arbre	39
2.4.3.Modèle de la machine synchrone.....	40
2.5. Modélisation de la Pile à combustible	42
2.5.1.Pertes d'activation.....	43
2.5.2.Pertes ohmiques	43
2.5.3.Pertes de concentration	44
2.6. Modélisation de l'électrolyseur.....	45
2.7. Modélisation du système de stockage.....	45
2.8. Modélisation du bus continu.....	46
2.8.1.Estimation de la valeur de la tension du bus continu	47
2.9. Modélisation des convertisseurs statiques	47
2.9.1. Modélisation du convertisseur continu/continu	47
2.9.1.1. Modélisation du hacheur survolteur 'boost'	48
2.9.1.2. Modélisation du hacheur dévolteur 'buck'	49
2.9.1.3. Modélisation du hacheur dévolteur/survolteur 'Buck-boost'	50
2.9.1.4. Modélisation du hacheur réversible en courant	52
2.9.2. Modélisation du convertisseur continu/alternatif.....	52
2.9.2.1. Modélisation de l'onduleur triphasé	52
2.10. Conclusion.....	54

2.1. Introduction

Pour déterminer une stratégie de gestion adéquate, il faut connaître le comportement du système en fonction des données d'entrée. Cette connaissance passe par la modélisation et la simulation. Le système proposé dans cette étude est un système hybride multi-source avec le système de stockage, il est constitué par : Un générateur photovoltaïque, un générateur éolien, une pile à combustible et une batterie.

Dans ce qui suit, nous présentons les modèles mathématiques bien détaillés de chacun de ces différents éléments du système.

2.2. Description du système multi-source

L'architecture complète du système multi-source étudié dans le cadre de ce travail est illustrée dans la figure 2.1. Le système d'énergie hybride autonome proposé est composé de la combinaison de trois sources d'énergie : photovoltaïque, éolienne, pile à combustible plus le système de stockage. Tous ces éléments sont connectés à un bus DC d'une tension nominale de 660 V, afin d'alimenter les charges continues et alternatives et un électrolyseur. Un onduleur triphasé assure l'interfaçage de la charge AC avec le bus DC. Selon la figure 2.1, nous avons :

- Le système PV se compose de plusieurs panneaux photovoltaïques connectés au bus DC via un hacheur du type buck-boost qui permet d'obtenir le maximum de puissance du GPV grâce à l'utilisation d'un algorithme MPPT.
- Le système éolien formé par une turbine éolienne à axe horizontal, une machine synchrone à aimants permanents, un pont de diodes qui assure la conversion électrique AC/DC et un hacheur du type boost qui permet d'obtenir le maximum de puissance de l'éolien grâce à l'utilisation d'un algorithme MPPT.
- La pile à combustible est liée au bus DC par un hacheur de type boost.
- La batterie est reliée au bus DC à travers un convertisseur réversible en courant, il contrôle l'intensité du courant délivré ou consommé par la batterie tout en assurant une adaptation de la tension entre la batterie et le bus DC.

Une modélisation de chaque composant est décrite ci-dessous.

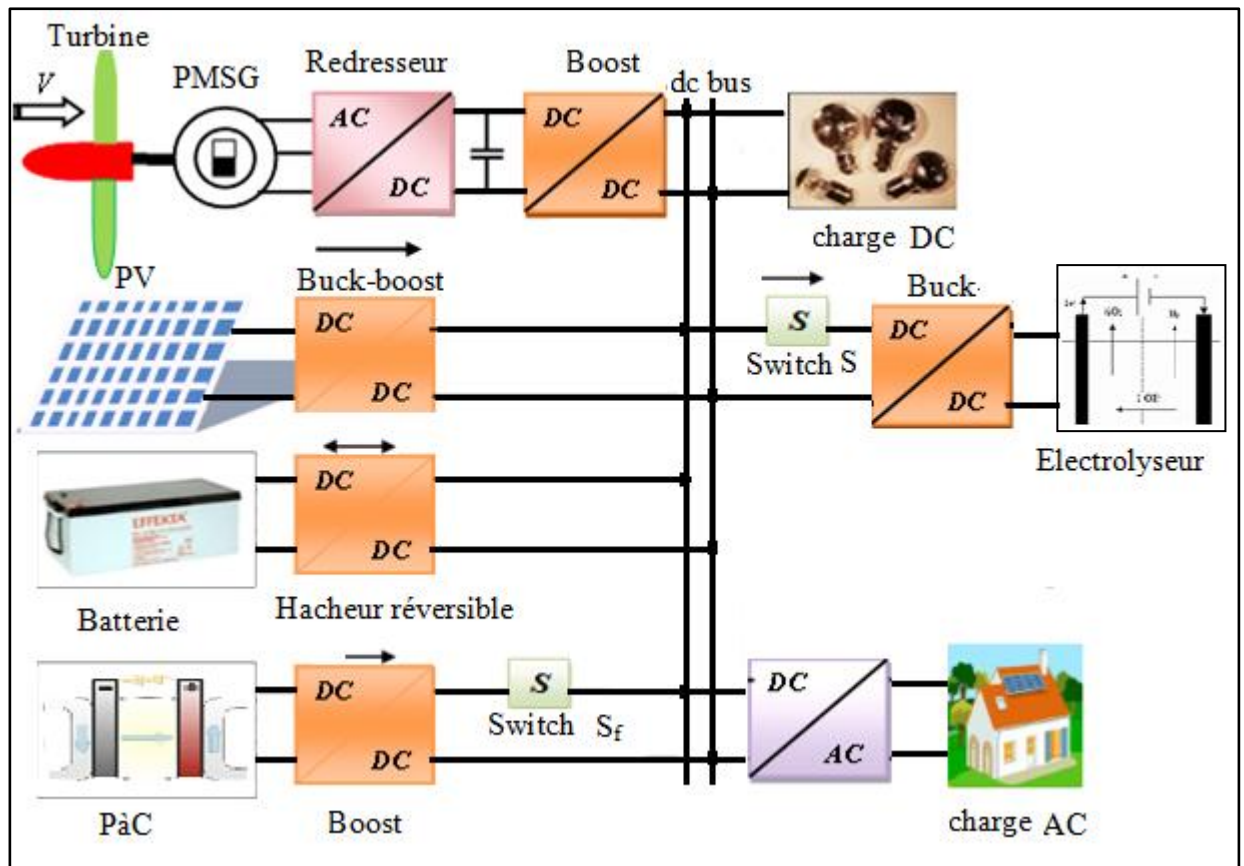


Figure 2.1. Architecture du système d'énergie hybride

2.3. Modélisation énergétique du système photovoltaïque

2.3.1. Modélisation du générateur PV

Pour trouver le modèle d'un GPV, il faut tout d'abord retrouver son circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques, ont été développés dans la littérature pour identifier le comportement électrique d'une cellule photovoltaïque [Dah'15].

Nous avons choisi le modèle à une diode et cinq paramètres, qui est le plus classique et le plus utilisé. Ce modèle fait intervenir une source de courant qui génère un courant I_{ph} proportionnel à l'éclairement, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule traversée par le courant I_d , complété par une résistance série R_s et une autre parallèle R_{sh} pour les pertes. Comme montrée dans la figure 2.2 [Vil'09] [Nor'11].

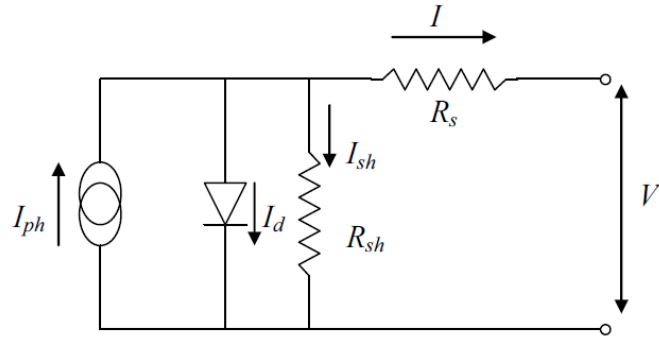


Figure 2.2. Schéma équivalent d'une cellule PV

D'après la loi de Kirchhoff, le courant délivré par une cellule PV est donné par

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.1)$$

Le courant I_{ph} , est donné par la formule suivante :

$$I_{ph} = \left[I_{ph,n} + K_i (T - T_n) \right] \frac{G}{G_n} \quad (2.2)$$

Le courant de la diode est donné par l'équation suivante :

$$I_d = I_o \cdot \left[\exp \left(\frac{v + RI}{\alpha \cdot KT/q} \right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

Le courant aux bornes de la résistance parallèle est exprimé par :

$$I_{sh} = \frac{v + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

L'équation caractéristique d'une cellule PV est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp \left(\frac{v + R_s \cdot I}{a \cdot V_t} \right) - 1 \right] - \frac{v + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

Avec :

I : Courant délivré par la cellule PV, V : Tension aux bornes de la cellule PV, I_o : Courant de saturation de la diode (A), a : Facteur d'idéalité de la diode ($1 \leq a < 1.5$), V_t : Tension thermique, R_s : Résistance série et R_{sh} : Résistance shunt (Ω).

Le générateur PV est constitué par la mise en série et en parallèle de plusieurs panneaux solaires afin d'obtenir une plus grande puissance. Pour le cas de N_{ss} panneaux connectés en séries et N_{pp} panneaux connectés en parallèles identiques et fonctionnent, théoriquement, dans les mêmes conditions. Son courant est donnée par la relation [Mad'16]:

$$I = N_{pp} I_{ph} - N_{pp} I_o \left[\exp \left(\frac{v + R_s \cdot I \cdot (N_{ss} / N_{pp})}{a \cdot V_t \cdot N_s N_{ss}} \right) - 1 \right] - \frac{v + R_s \cdot I \cdot (N_{ss} / N_{pp})}{R_p \cdot (N_{ss} / N_{pp})} \quad (2.6)$$

Dans cette étude, nous avons utilisé la cellule PV de type Kyocera KC200GT pour la modélisation. Le générateur PV comporte 5 modules connectés en série et 5 modules connectés en parallèle afin d'obtenir à la sortie une puissance de 5 kW. Le module PV comporte 54 cellules connectées en série pour offrir une puissance de 200 W.

Les caractéristiques : Courant-tension (I-V) et Puissance-tension (P-V) d'un module PV sous conditions standard apparaissent respectivement dans les figures. 2.3 (a) et. 2.3 (b).

En fonctionnement normal, le coude sur la courbe (P-V) est un point unique appelé MPP (Maximum Power Point), où le module PV fonctionne à puissance maximale (Pmax) correspondant à une valeur maximale du courant (Imp) et de tension (Vmp) recherchée par les algorithmes de type MPPT (voir chapitre 3).

Les caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'un module PV en fonction de l'ensoleillement et de la température sont représentées respectivement dans les figures 2.4 et 2.5.

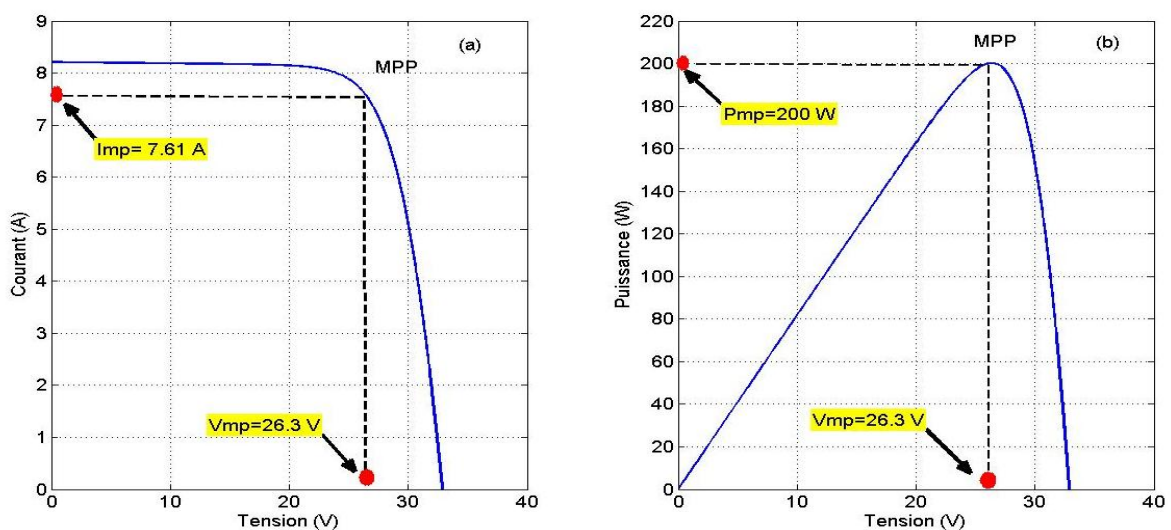


Figure 2.3. Caractéristiques I-V et PV d'un module PV dans des conditions standard.

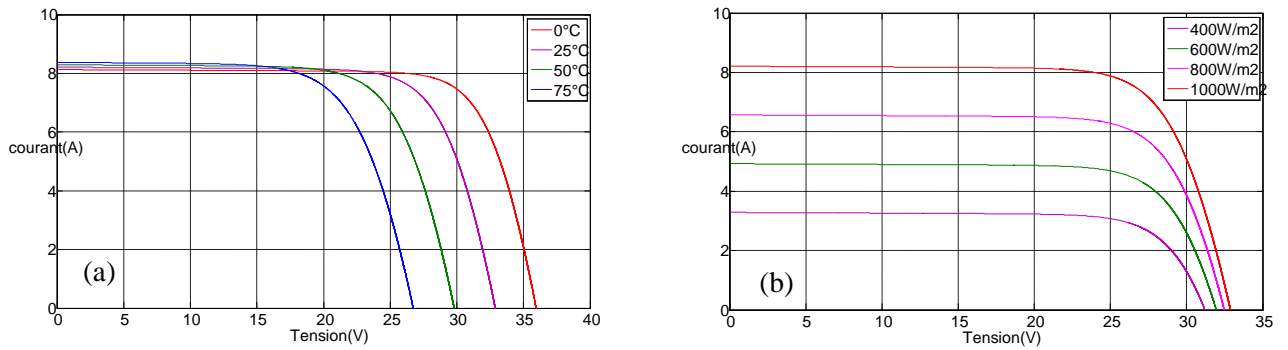


Figure 2.4. Caractéristiques tension-courant (V-I) du module PV : (a) pour différentes températures à $G=1000 \text{ W/m}^2$, (b) pour différents éclairements à $T=25^\circ\text{C}$

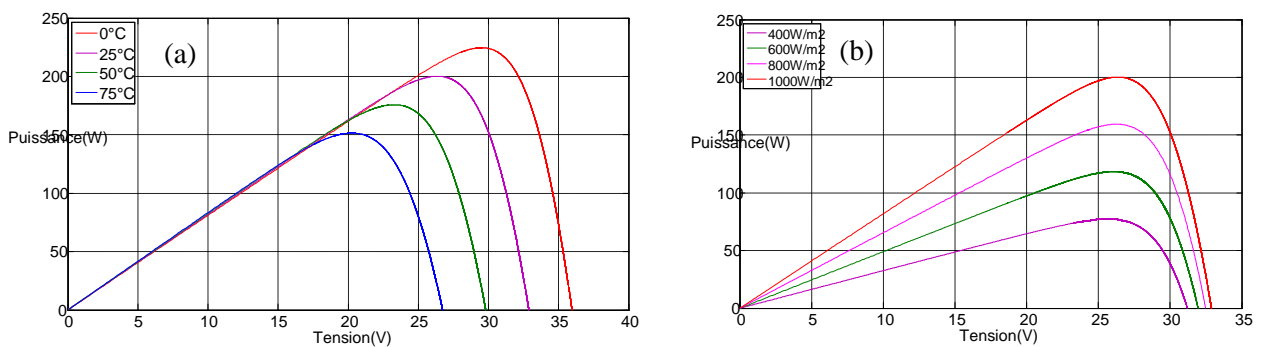


Figure 2.5. Caractéristique Puissance-courant (P -I) du module PV : (a) pour différentes températures à $G=1000 \text{ W/m}^2$, (b) pour différents éclairements à $T=25^\circ\text{C}$

D’après les résultats donnés par les figures ci-dessus, nous remarquons que les valeurs du courant de court-circuit et de la puissance sont directement proportionnelles avec l’intensité d’éclairément ; tandis que la tension en circuit ouvert est légèrement variée. Pour une température qui change, on peut voir que la variation de la tension est plus grande que celle du courant. La tension d'un module solaire est inversement proportionnelle avec la température.

2.4. Modélisation du système éolien

Afin d’obtenir un modèle simple de la turbine, nous imposons certaines hypothèses simplificatrices, qui sont [Ben’15]:

- Distribution uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pâles,
- Négliger le coefficient de frottement des pâles par rapport à l’air ;

- Négliger les pertes par frottement de la turbine par rapport aux pertes par frottement du générateur.

2.4.1. Modèle de la turbine éolienne

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Dans cette étude, nous supposons que la turbine éolienne étudiée comprenant trois pâles de longueur R , fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse Ω_t qui entraîne un générateur électrique, comme le montre la figure 2.6.

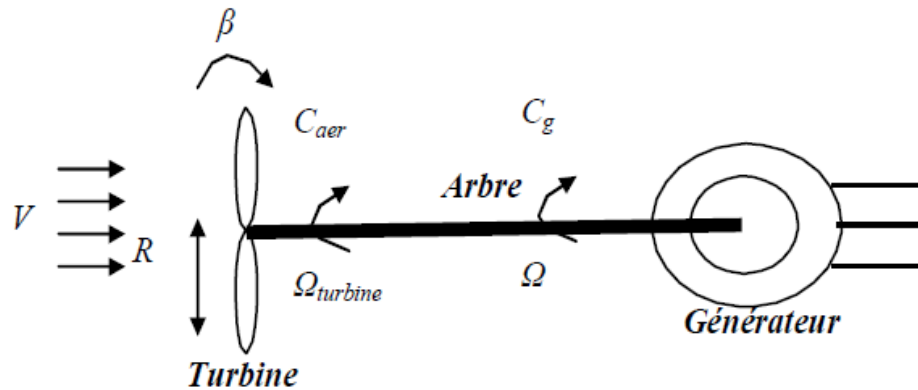


Figure 2.6. Schéma de la turbine éolienne.

En fonction de la vitesse du vent, la densité de l'air et la section de la surface active S de la voilure, la puissance de la masse d'air est exprimée par [Ben'15]: $P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3$ (2.7)

La puissance du vent n'est pas totalement captée par les pâles, d'où la puissance aérodynamique est inférieure à celle du vent, les deux puissances sont liées par l'expression suivante :

$$P_{aer} = P_v \cdot C_p = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \right) \cdot C_p \quad (2.8)$$

Avec C_p le coefficient de la puissance. Il dépend de l'angle d'inclinaison des pâles β et du rapport de vitesse spécifique λ . Ce coefficient présente un maximum de 0,59 (16/27) appelé limite de Betz, il est donné par la relation (2.6):

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(C_2 \frac{1}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) \exp\left(\frac{-C_5}{\lambda_i} \right) + \lambda C_6 \quad (2.9)$$

Avec :

$$C_1 = 0.5176, C_2 = 116, C_3 = 0.4, C_4 = 5, C_5 = 21 \text{ et } C_6 = 0.0068$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad (2.10)$$

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{V} \quad (2.11)$$

Les caractéristiques $(C_p - \lambda)$, pour différentes valeurs de l'angle de d'inclinaison des pâles β , sont illustrées sur la figure 2.7. La valeur maximale de $C_{p-pmax} = 0,48$ est obtenue pour $\beta = 0^\circ$ et $\lambda = 8,1$.

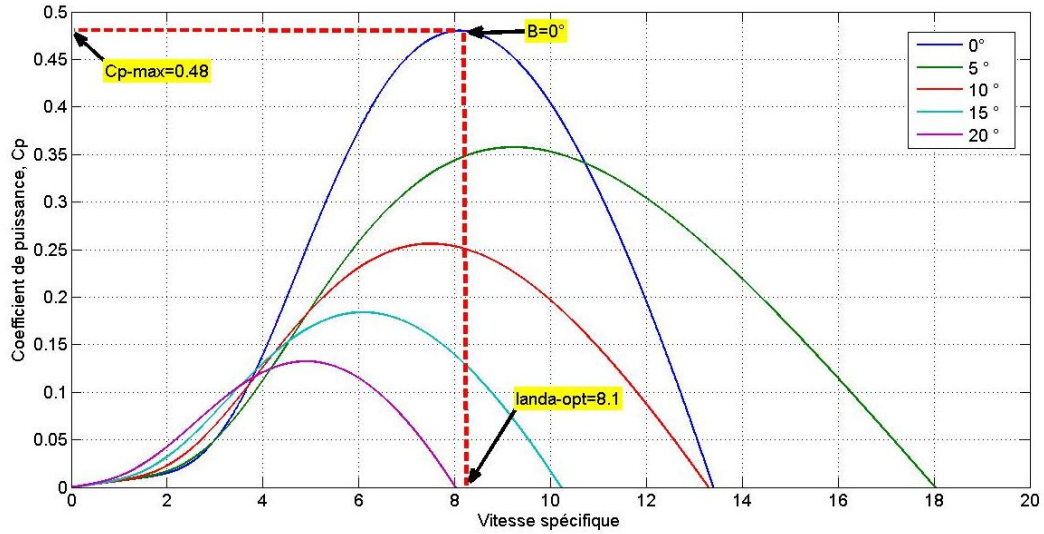


Figure 2.7. Coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse spécifique

Le couple éolien est donné par l'expression suivante :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_t} = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \cdot C_p \right) \cdot \frac{1}{\Omega_t} \quad (2.12)$$

2.4.2. Modèle de l'arbre

L'équation fondamentale de la dynamique qui caractérise le comportement mécanique de l'ensemble turbine et génératrice est donnée par l'équation suivante :

$$J \frac{d\Omega_{méc}}{dt} = C_{méc} \quad (2.13)$$

Avec : J est l'inertie totale ramenée sur l'arbre du générateur. Elle est donnée par :

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_g = J_t + J_g \quad (2.14)$$

Où :

J_t : est l'inertie de la turbine, G : est le gain du multiplicateur égal à 1 dans notre cas et J_g : est l'inertie de la génératrice. Noter que le moment d'inertie de la génératrice peut être négligé devant l'inertie de la turbine

$C_{méc}$: est le couple mécanique, il prend en compte : le couple issu du multiplicateur C_G , le couple électromagnétique C_{em} produit par la génératrice et le couple des frottements visqueux C_r ,

$$C_{méc} = C_G - C_{em} - C_r \quad (2.15)$$

Le couple de frottement est donné par :

$$C_r = f \cdot \Omega_{méc} \quad (2.16)$$

En se basant sur les données de la section (2.4.1), la turbine éolienne peut être modélisée comme le montre le schéma bloc de la figure 2.8

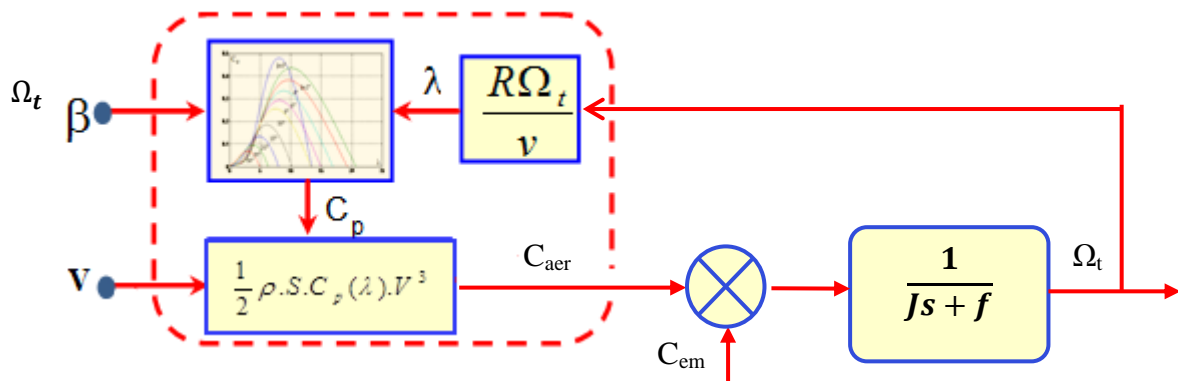


Figure 2.8. Modèle de l'arbre et de la turbine éolienne.

2.4.3. Modèle de la machine synchrone à aimants permanents

Grâce aux nombreux avantages de la MSAP, nous nous sommes intéressés à son utilisation dans notre système. Généralement, le générateur synchrone à aimants permanents (GSAP) est modélisé par une source de tension avec une impédance en série. Le circuit équivalent et le diagramme vectoriel sont exposés par la figure 2.9 [Val'00] [Bel'10].

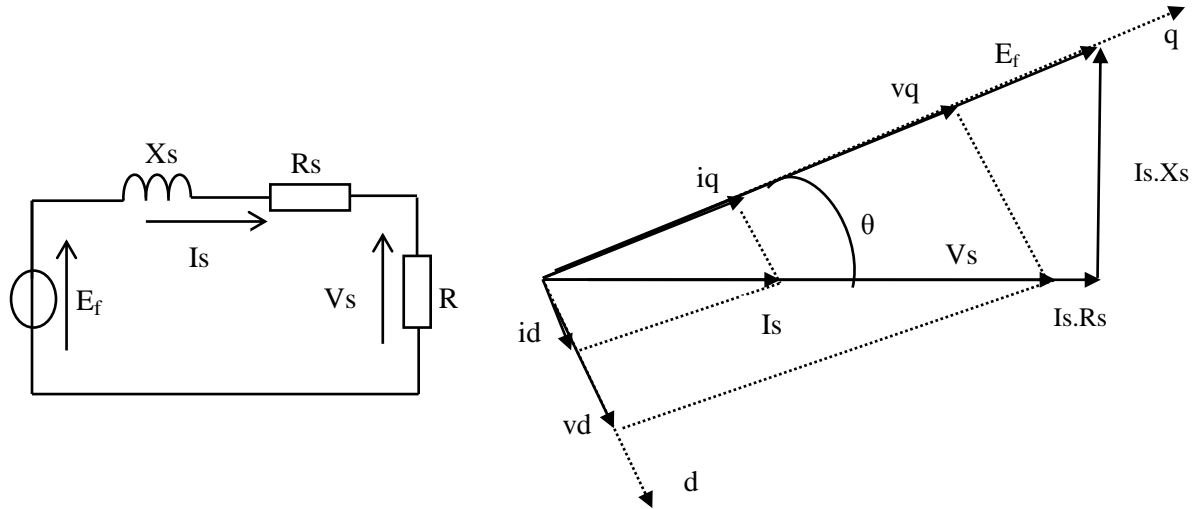


Figure 2.9 : Schéma équivalent du GSAP et le diagramme vectoriel associé

Le modèle dynamique de la GSAP décrite dans le repère d'axe d-q donné par [Val'00]:

$$\begin{cases} v_q = -R_s i_q - L_q s i_q - \omega_e L_q i_d + w_e \phi_m \\ v_d = -R_s i_d - L_d s i_d + \omega_e L_d i_q \\ T_e = \frac{3}{2} \frac{P}{2} (\phi_m i_q + (L_d - L_q) i_q i_d) \end{cases} \quad (2.17)$$

Avec :

L_q, L_d : sont les inductances du stator dans les axes d-q, s est l'opérateur de Laplace.

En utilisant le diagramme vectoriel, l'équation (2.17) peut être exprimée en fonction de la tension du générateur V_s , comme suit :

$$\begin{cases} \frac{V_s i_q}{\sqrt{i_q^2 + i_d^2}} = -R_s i_q - L_q s i_q - \omega_e L_q i_d + w_e \phi_e \\ \frac{V_s i_d}{\sqrt{i_q^2 + i_d^2}} = -R_s i_d - L_d s i_d + \omega_e L_d i_q \end{cases} \quad (2.18)$$

D'autre part, nous avons $L_d = L_q = L_s$, donc l'équation du couple (T_e) réduit à :

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{P}{2} (\phi_e i_q) \quad (2.19)$$

La tension aux bornes de la MSAP peut être contrôlée en modifiant le rapport cyclique du boost. Donc la tension V_s est donnée par l'expression suivante :

$$V_s = \frac{\pi V_{red}}{3\sqrt{3}} D_w \quad (2.20)$$

Par conséquent, les équations 2.18 peuvent être réécrites sous la forme:

$$\begin{cases} \frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_s} \left(-R_s i_q - \omega_e L_s i_d + \omega_e \phi_e - \frac{\pi V_{red} i_d}{3\sqrt{3} L_s \sqrt{i_q^2 + i_d^2}} D_w \right) \\ \frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_s} \left(-R_s i_d + \omega_e L_s i_q - \frac{\pi V_{red} i_d}{3\sqrt{3} L_s \sqrt{i_q^2 + i_d^2}} D_w \right) \\ \frac{d\omega_e}{dt} = \frac{P}{2J} \left(T_i - \frac{3P}{4} \phi_e i_q \right) \end{cases} \quad (2.21)$$

Où: i_d et i_q : sont les courants statoriques direct et quadratique respectivement, ω_e : est la vitesse angulaire électrique, R_s et L_s sont : la résistance de la phase et de l'inductance du stator respectivement, P : est le nombre de pôles du générateur, J : est l'inertie du générateur, ϕ_e : est le flux d'aimant permanent par pôle, V_{red} : est la tension redressée et D_w : est le rapport cyclique du convertisseur boost.

2.5. Modélisation de la pile à combustible

La figure 2.10 montre la caractéristique (V-I) d'une pile à combustible [Fet'05] [Mak'08]. On distingue trois régions de polarisation. Chaque polarisation est une chute de tension dominante dans une région particulière de densité de courant (faible, moyenne, ou élevée).

La polarisation d'activation est due au démarrage des réactions chimiques à l'anode et à la cathode. La chute de tension liée aux pertes ohmiques est produite par les résistances internes dans la pile à combustible. À des densités de courants élevées, la faible vitesse de transport des réactifs à la couche de catalyseur est la contribution majeure à la polarisation de concentration.

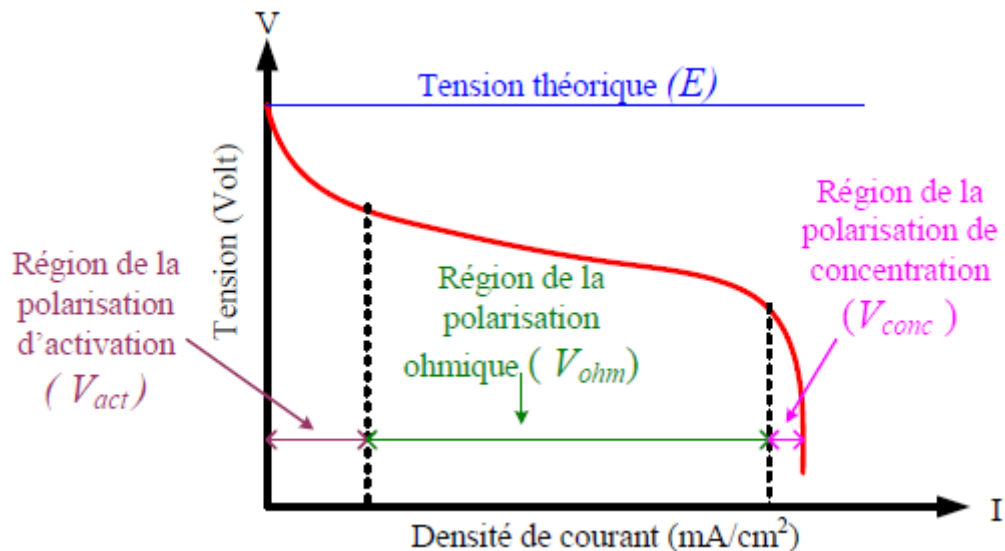


Figure 2.10. Caractéristique (V-I) d'une pile à combustible

En regroupant toutes les pertes causant les chutes de tension dans une pile à combustible de type PEM, la tension d'une cellule peut s'exprimer par l'équation suivante [Mad'16][Mak'08] [Noo'15]:

$$V_{cell} = E - \eta_{act} - \eta_{ohm} - \eta_{conc} \quad (2.22)$$

2.5.1. Pertes d'activation

La chute de tension d'activation est donnée sous la forme suivante :

$$\eta_{act} = A \cdot \ln \left(\frac{I_{cell} + I_n}{I_o} \right) \quad (2.23)$$

Où : A est le coefficient de Tafel, I_{cell} est le courant délivré par la pile à combustible, I_o est la densité de courant d'échange à la cathode puisque la surtension cathodique est plus importante que celle de l'anode et I_n est le courant interne permettant de tenir compte d'une éventuelle traversée de gaz et/ou d'électrons à travers l'électrolyte.

2.5.2. Pertes ohmiques

Les pertes ohmiques sont induites par les résistances internes des électrodes et de la résistance de la membrane durant le passage des protons.

$$\eta_{ohm} = R_{int} \cdot (I_{cell} + I_n) \quad (2.24)$$

$$R_{int} = R_{ele} + R_{mem} \quad (2.25)$$

Où : R_{int} est la résistance totale de la pile à combustible, $R_{él}$ est la résistance spécifique des électrodes et R_{mem} est la résistance protonique spécifique de la membrane,

2.5.3. Pertes de concentration

Les pertes de concentration sont données par l'équation (2.26). Cette tension est exprimée en fonction d'un courant de limite I_L pour lequel tout le combustible étant utilisé, sa pression tomberait à zéro, et d'une constante B appelée constante de transport ou de transfert de masse.

$$\eta_{conc} = -B \ln \left(1 - \frac{I_{cell} + I_n}{I_L} \right) \quad (2.26)$$

Typiquement, une cellule à pile à combustible de type PEM ne produit qu'une très faible puissance électrique. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées en série/parallèle pour constituer un module. La tension totale fournie par un module PEM est exprimée par [Mak'08] :

$$U_{pac} = N_{série} \cdot V_{cell} = N_{série} \cdot \left[E - A \cdot \ln \left(\frac{I_{cell} + I_n}{I_o} \right) - R_{int} \cdot (I_{cell} + I_n) + B \ln \left(1 - \frac{I_{cell} + I_n}{I_L} \right) \right] \quad (2.27)$$

Dans cette étude, la pile à combustible comporte 10 cellules connectées en série pour fournir à la sortie une puissance de 7 kW.

Les caractéristiques puissance-tension (P-V) et courant-tension (I-V) d'une pile à combustible apparaissent dans la figure 2.11.

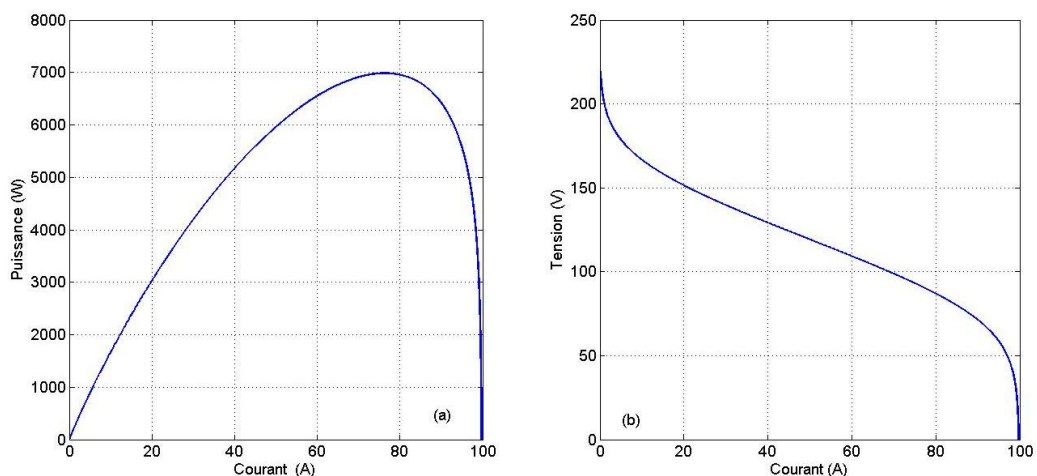


Figure 2.11 : Caractéristiques (P-I) et (V-I) d'une pile à combustible de type PEM

2.6. Modélisation de l'Électrolyseur

Selon la loi de Faraday, le taux de production de l'hydrogène dans un électrolyseur est donné par l'équation (2.28) [Ezi'12] [Sae'12]:

$$n_{H_2} = \frac{\eta_F \cdot N_c \cdot i_e}{2F} \quad (2.28)$$

Où i_e : est le courant de l'électrolyseur et η_F : est l'efficacité de Faraday.

Le rendement d'un électrolyseur peut être calculé par [Tou'13] :

$$\eta_F = 96.5 \cdot \exp\left(\frac{0.09}{i_e} - \frac{75.5}{i_e^2}\right) \quad (2.29)$$

2.7. Modélisation du système de stockage

Dans cette étude, nous avons adopté un modèle de batterie du type plomb acide, construit par une source de tension contrôlée en série avec une résistance constante (R_{batt}). Comme illustré à la figure 2.12 [Rib'12].

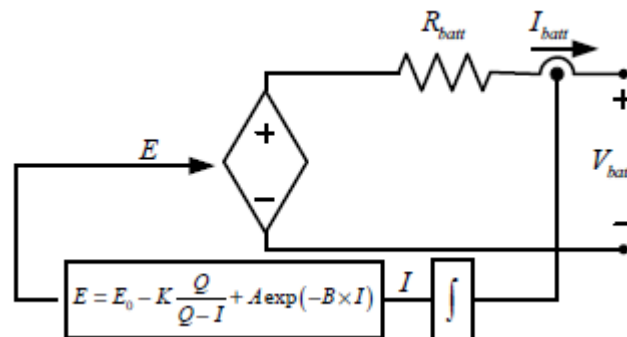


Figure. 2.12: Circuit électrique équivalent du modèle de la batterie.

La tension de la batterie (V_{batt}) est donnée par la relation :

$$V_{batt} = E - R_{batt} \cdot I_{batt} \quad (2.30)$$

Où : I_{batt} : est le courant de la batterie, R_{batt} : est la résistance interne et E : est la tension de circuit ouvert de la batterie.

Afin d'éviter la dégradation de la batterie et prolonger sa durée de vie, leur état de charge doit être maintenu dans un certain intervalle défini comme suit:

$$SOC_{\min}(t) \leq SOC(t) \leq SOC_{\max}(t) \quad (2.31)$$

SOC_{\max} : Etat de charge maximale de la batterie et SOC_{\min} : Etat de charge minimale de la batterie

L'état de Charge (SOC) de la batterie est exprimée par :

$$SOC(t) = 100 \left(1 - \frac{1}{Q} \int Idt \right) \quad (2.32)$$

Avec : Q est capacité nominale de la batterie,

2.8. Modélisation du bus continu

Généralement dans la modélisation, le bus continu est considéré comme une capacité. Une fois tous les modèles élémentaires sont décrits, nous avons effectué le couplage des sources selon la configuration à bus continu. La puissance fournie par chaque source est centralisée sur le bus à courant continu comme le montre la figure 2.13

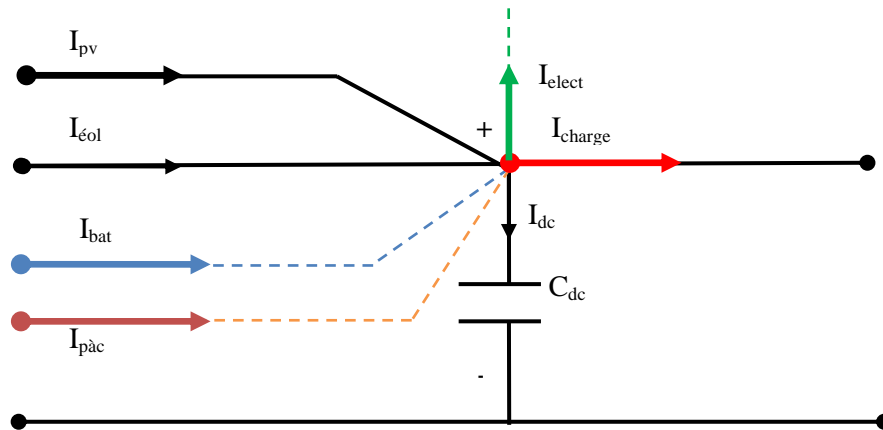


Figure 2.13 : Modèle du bus continu

Le courant dans le bus continu est donné par :

$$I_{dc} = C \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (2.33)$$

$$I_{dc} = I_{pv} + I_{éol} + I_{pàc} \pm I_{batt} - I_{charge} - I_{elect} \quad (2.34)$$

Où : I_{pv} : est le courant du système photovoltaïque, $I_{éol}$: est le courant du système éolien, $I_{pàc}$: courant de la pile à combustible, I_{batt} : est le courant de charge/décharge de la batterie, I_{charge} : est le courant de la charge, I_{elect} : est le courant de l'électrolyseur.

2.8.1. Estimation de la valeur de la tension du bus continu

Il est important de fixer la tension du bus continu V_{dc} à une valeur de référence. Il faut que la tension du bus continu soit supérieure à la valeur maximale (valeur crête) de la tension composée côté alternatif de l'onduleur.

Pour un coefficient de réglage maximal ($m_a = 1$), l'expression de V_{dc-ref} s'écrit [Cha'10] :

$$V_{dc-ref} = 2\sqrt{2}.V_s \quad (2.35)$$

Avec V_s : la valeur maximale de la tension de phase à la sortie de l'onduleur ($V_s=230$ V).

2.9. Modélisation des convertisseurs statiques

2.9.1. Modélisation du convertisseur continu/continu

Les hacheurs sont des convertisseurs constitués par des éléments réactifs : capacité, inductance et des interrupteurs à amorçage et à blocage commandés (transistor, nommé K dans notre étude) et l'autre à blocage et amorçage spontanés (diode, nommée D). On peut distinguer les types des hacheurs suivants :

- Hacheur dévolteur ;
- Hacheur survolteur ;
- Hacheur dévolteur/survolteur (mélange entre les deux précédents) ;
- Hacheur réversible en courant.

Pendant le fonctionnement du convertisseur DC/DC, l'interrupteur K sera commuté à une fréquence constante (f), avec un temps de fermeture égale à DT_s et un temps d'ouverture de $(1-D) T_s$. La figure 2.14 montre la tension de l'interrupteur K (transistor).

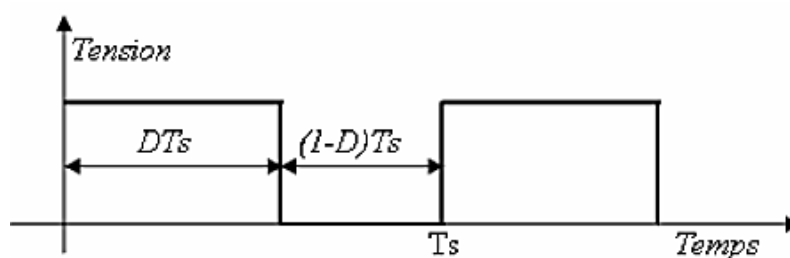


Figure 2.14. Tension de l'interrupteur K (transistor).

Où: T_s : période de commutation, on a : $T_s = 1/f$ D le rapport cyclique du commutateur, $D \in [0,1]$.

2.9.1.1. Modélisation du hacheur survolteur

Nous avons deux sous-systèmes qui utilisent le hacheur survolteur:

- La pile à combustible PEM est connectée au bus DC grâce à un convertisseur survolteur afin de contrôler la tension du bus continu à une valeur de référence dans le cas de manque d'énergie.
- L'éolien lui-même connectée au bus DC grâce à un hacheur survolteur pour faire fonctionner le générateur éolien au point de puissance maximale.

La figure 2.15 illustre le schéma de principe d'un hacheur survolteur. Le fonctionnement d'un convertisseur survolteur peut être divisé en deux phases de commutation selon l'état de l'interrupteur K (ouvert/fermé). Chaque état est représenté par une équation différentielle.

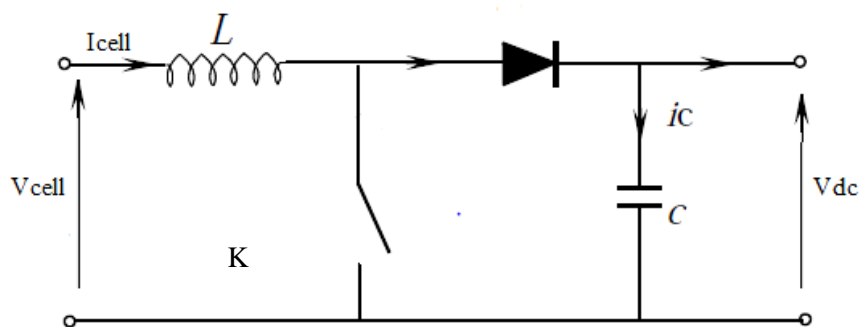


Figure 2.15. Schéma de principe d'un convertisseur survolteur

Pour la première période : K est fermé

$$\begin{cases} V_{cell} = L \frac{dI_{cell}}{dt} \\ 0 = C \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \end{cases} \quad (2.36)$$

Pour la deuxième période : K est ouvert

$$\begin{cases} V_{cell} = L \frac{dI_{cell}}{dt} + V_{dc} \\ I_{cell} = C \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \end{cases} \quad (2.37)$$

Nous considérons que les interrupteurs utilisés dans cette étude sont parfaits. Nous pouvons représenter le convertisseur par un système d'équations (2.38):

$$\begin{cases} L \frac{dI_{cell}}{dt} = V_{cell} - (1-u)V_{dc} \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = -I_{dc} + (1-u)I_{cell} \end{cases} \quad (2.38)$$

Où u est l'état de l'interrupteur K , il est donné par:

- $u=1$ lorsque l'interrupteur K est fermé,
- $u=0$ lorsque l'interrupteur K ouvert.

Il peut être remplacé par sa valeur moyenne sur une période de découpage, c'est-à-dire le rapport cyclique D , nous pouvons obtenir le modèle aux valeurs moyennes [Mad'16] [Dim'09]:

$$\begin{cases} \frac{dI_{cell}}{dt} = \frac{V_{cell}}{L} - (1-D) \frac{V_{dc}}{L} \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{V_{dc}}{RC} + (1-D) \frac{I_{cell}}{C} \end{cases} \quad (2.39)$$

2.9.1.2. Modélisation du hacheur dévolteur

L'électrolyseur est connecté au bus DC grâce à un convertisseur dévolteur afin d'obtenir une tension adéquate aux bornes de l'électrolyseur. La Figure 2.16 illustre le schéma de principe d'un hacheur dévolteur.

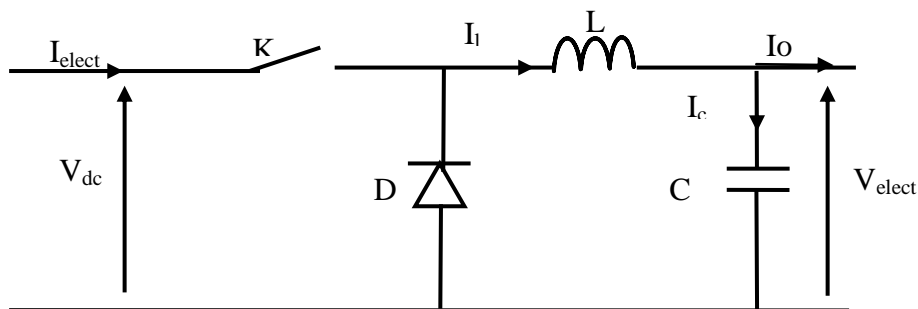


Figure 2.16. Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur

De la même manière que pour le survolteur, nous allons modéliser le convertisseur du type dévolteur. Pour la première période : K est fermé

$$\begin{cases} V_{dc} = L \frac{dI_l}{dt} + V_{elect} \\ I_l = C \frac{dV_{elect}}{dt} + I_o \end{cases} \quad (2.40)$$

Pour la deuxième période : K est ouvert

$$\begin{cases} 0 = L \frac{dI_l}{dt} + V_{elect} \\ C \frac{dV_{elect}}{dt} = I_l - I_o \end{cases} \quad (2.41)$$

Nous pouvons représenter le convertisseur par un système d'équations (2.42):

$$\begin{cases} L \frac{dI_l}{dt} = uV_{dc} - V_{elect} \\ C \frac{dV_{elect}}{dt} = I_l - I_o \end{cases} \quad (2.42)$$

Le modèle aux valeurs moyennes du convertisseur dévolteur est donné par le système d'équations [Ben'12] :

$$\begin{cases} \frac{dI_l}{dt} = D \frac{V_{dc}}{L} - \frac{V_{elect}}{L} \\ \frac{dV_{elect}}{dt} = \frac{I_l}{C} - \frac{V_{elect}}{RC} \end{cases} \quad (2.43)$$

2.9.1.3. Modélisation du hacheur dévolteur/survolteur

Le générateur photovoltaïque (GPV) est connecté au bus DC grâce à un hacheur dévolteur/survolteur qui lui permet de fonctionner au point de puissance maximale.

La figure 2.17 illustre le schéma de principe d'un hacheur dévolteur/survolteur, il est le plus utilisé, car il regroupe en même temps les propriétés électriques d'un survolteur et d'un dévolteur.

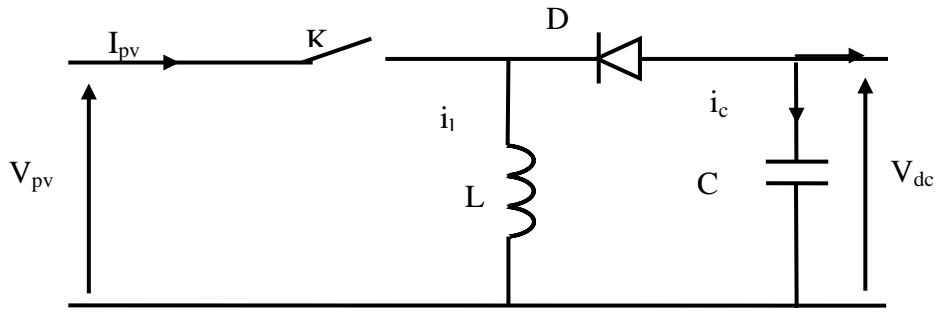


Figure 2.17. Schéma de principe d'un hacheur dévolteur/survolteur

Comme pour les deux autres convertisseurs précédemment, nous allons modéliser le convertisseur du type dévolteur/survolteur.

Lorsque l'interrupteur K est passant, la diode est bloquée. Les équations seront exprimées par:

$$\begin{cases} V_{pv} = L \frac{di_l}{dt} \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = -i_{dc} \end{cases} \quad (2.44)$$

Lorsque l'interrupteur est bloqué, la diode conduit. Les équations seront données par:

$$\begin{cases} V_{dc} = L \frac{di_l}{dt} \\ -i_l - i_{dc} = C \frac{dV_{dc}}{dt} \end{cases} \quad (2.45)$$

Nous pouvons représenter le convertisseur par le système d'équations :

$$\begin{cases} L \frac{dI_l}{dt} = uV_{pv} + (1-u)V_{dc} \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{V_{dc}}{R} - (1-u)I_l \end{cases} \quad (2.46)$$

Le modèle aux valeurs moyennes du convertisseur dévolteur/survolteur est donné par le système d'équations [Dim'09]:

$$\begin{cases} \frac{dI_l}{dt} = D \frac{V_{pv}}{L} + (1-D) \frac{V_{dc}}{L} \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{V_{dc}}{RC} - (1-D) \frac{I_l}{C} \end{cases} \quad (2.47)$$

2.9.1.4. Modélisation du hacheur réversible en courant

La batterie est couplée au bus DC grâce à un convertisseur DC-DC bidirectionnel du type hacheur réversible en courant pour assurer le transfert d'énergie dans les deux sens (charge/décharge).

La figure 2.18 illustre le schéma de principe d'un hacheur réversible en courant

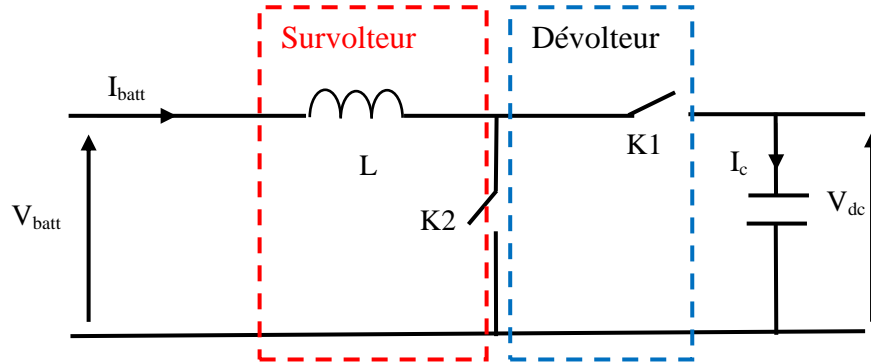


Figure 2.18.Hacheur réversible en courant

Les équations différentielles définissant le fonctionnement du hacheur réversible en courant ont été résolues en utilisant un modèle en valeurs moyennes. Sachant que la commande des interrupteurs K1 et K2 est simultanée avec des rapports cycliques D_b et $1-D_b$ complémentaires. Le fonctionnement du hacheur réversible en courant est décrit par [Mad'16]:

$$\left\{ \frac{dI_{batt}}{dt} = \frac{V_{batt}}{L} - \frac{V_{dc}}{L} D_b \right. \quad (2.48)$$

Le rapport cyclique D_b est obtenu à partir d'un régulateur classique PI.

2.9.2. Modélisation du convertisseur continu/alternatif

2.9.2.1. Modélisation de l'onduleur triphasé

L'onduleur de tension est un convertisseur statique constitué de cellules de commutation généralement à transistors ou à thyristors GTO. Le schéma structurel d'un onduleur triphasé à deux niveaux est illustré par la figure 2.19 [Lai'10].

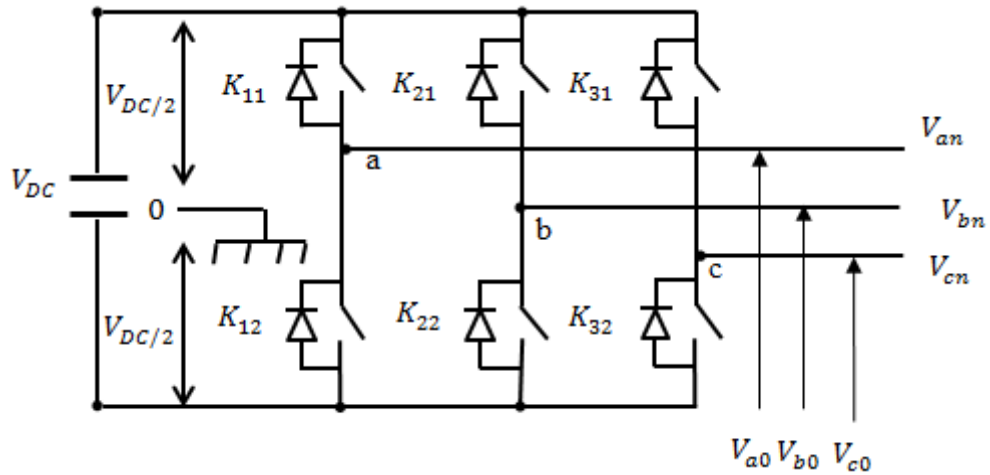


Figure 2.19. Schéma structurel d'un onduleur triphasé à deux niveaux

En tenant compte du point fictif « o ». Les trois tensions composées V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} , sont définies par les relations suivantes [Sal'09] :

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{ao} - V_{bo} \\ V_{bc} = V_{bo} - V_{co} \\ V_{ca} = V_{co} - V_{ao} \end{cases} \quad (2.49)$$

Soit ' n ' le point neutre du côté alternatif. Nous avons supposé que la charge est équilibrée ($V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0$), les tensions de phase de la charge (V_{an}, V_{bn} et V_{cn}) sont données par :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{1}{3}(V_{ab} - V_{ca}) \\ V_{bn} = \frac{1}{3}(V_{bc} + 2V_{ab}) \\ V_{cn} = \frac{1}{3}(V_{ca} - V_{bc}) \end{cases} \quad (2.50)$$

En introduisant (2.49) dans (2.50) nous obtenons:

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{1}{3}(2V_{ao} - V_{bo} - V_{co}) \\ V_{bn} = \frac{1}{3}(-V_{ao} + 2V_{bo} - V_{co}) \\ V_{cn} = \frac{1}{3}(-V_{ao} - V_{bo} + 2V_{co}) \end{cases} \quad (2.51)$$

Soit S_i l'état de l'interrupteur K_i , il est donné par:

- $S_i = 1$ lorsque l'interrupteur de haut est fermé et celui d'en bas ouvert,

- $S_i = 0$ lorsque l'interrupteur de haut est ouvert et celui d'en bas fermé.

Dans ces conditions, nous pouvons écrire les tensions V_{io} en fonction des signaux de commande S_i ($i = a, b, c$) et en tenant compte du point fictif "o" représenté sur la figure.2.19:

$$V_{io} = V_{dc} \left(S_i - \frac{1}{2} \right) \quad (2.52)$$

L'utilisation de l'expression 2.52 permet d'établir les équations instantanées des tensions simples en fonction des grandeurs de commande :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

2.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons représenté la modélisation d'un système multi-source constitué par un générateur PV, un générateur éolien et une pile à combustible, un système de stockage (batterie du type plomb-acide) et des convertisseurs pour adapter les sources avec la charge. Tous ces éléments sont reliés à travers un bus continu.

Les modèles des convertisseurs électriques élaborés dans ce chapitre seront utilisés pour commander et optimiser l'énergie produite par les sources photovoltaïque et éolienne.

Dans le chapitre suivant, nous allons étudier la commande permettant le contrôle de tous les sous-systèmes, ainsi que l'optimisation de leurs énergies produites.

CHAPITRE 03

Commande et simulation d'un SEH

Sommaire

3.1. Introduction.....	57
3.2. Système de supervision du SEH	57
3.2.1. Description des algorithmes MPPT	58
3.2.1.1. Algorithmes MPPT pour le générateur photovoltaïque	59
a). Algorithme ‘perturbation et observation’	59
b). Algorithme ‘incrémentale conductance’	60
c). Conception du contrôleur MPPT flou	62
d) Tests d’efficacité des algorithmes MPPT	64
3.2.1.2. Algorithme MPPT pour le générateur éolien	69
a) Contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique	70
b) Tests d’efficacité d’algorithme MPPT	72
3.2.2. Contrôle de la tension du bus DC	75
3.2.2.1. Contrôle de la Vdc par le système de stockage	75
3.2.2.2. Contrôle de la Vdc par le système de la PaC	77
3.2.2.3. Boucle de régulation de la tension (Vdc)	78
3.2.2.4. Simulation du bus continu (test de robustesse)	79
3.2.3. Stratégies de commande de l’onduleur	81
3.3. Conclusion	82

3.1. Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons établi les modèles mathématiques de chaque composant du système multi-source:PV, éolien, PàC, batterie, électrolyseur,plus les convertisseurs statiques.Dans ce chapitre, nous allons synthétiser les commandes nécessaires dans le système de production hybride autonome.

Ce chapitre est donc consacré à la commande d'un système de production d'énergie hybride autonome. Il est organisé de la manière suivante : Dans une première partie, nous devons maximiser la production des sources d'ER (PV et éolien) en appliquant les algorithmes MPPT.La deuxième partie concernele contrôle de la tension du bus DC à une valeur de référence. Enfin, nous termineronscette partie par le contrôle appliqué sur l'onduleur

3.2. Système de supervision du SEH

La figure 3.1 illustre leschéma global de notre SEH avec le système de supervision. Afin d'atteindre les différents objectifs de ce travail, le système de supervision peut êtréréalisé selon trois parties ou étapes:

Etape 01 : elle concerne la commande MPPT des systèmes : PV et éolien;

Etape 02 : elle concerne la commande des éléments suivants :

- Contrôle du hacheur réversible en courant situé entre la batterie et le bus DC ;
- Contrôle du hacheur boost situé entre la PàC et le bus DC ;
- Contrôle de l'onduleur

Etape 03 : cette étape concernela technique de gestion d'énergie entre les différents composants du SEH.

Dans ce qui suit, nous allons aborder une description des étapes : 01 et 02. Cependant, l'étape 03 sera détaillée dans le chapitre 04.

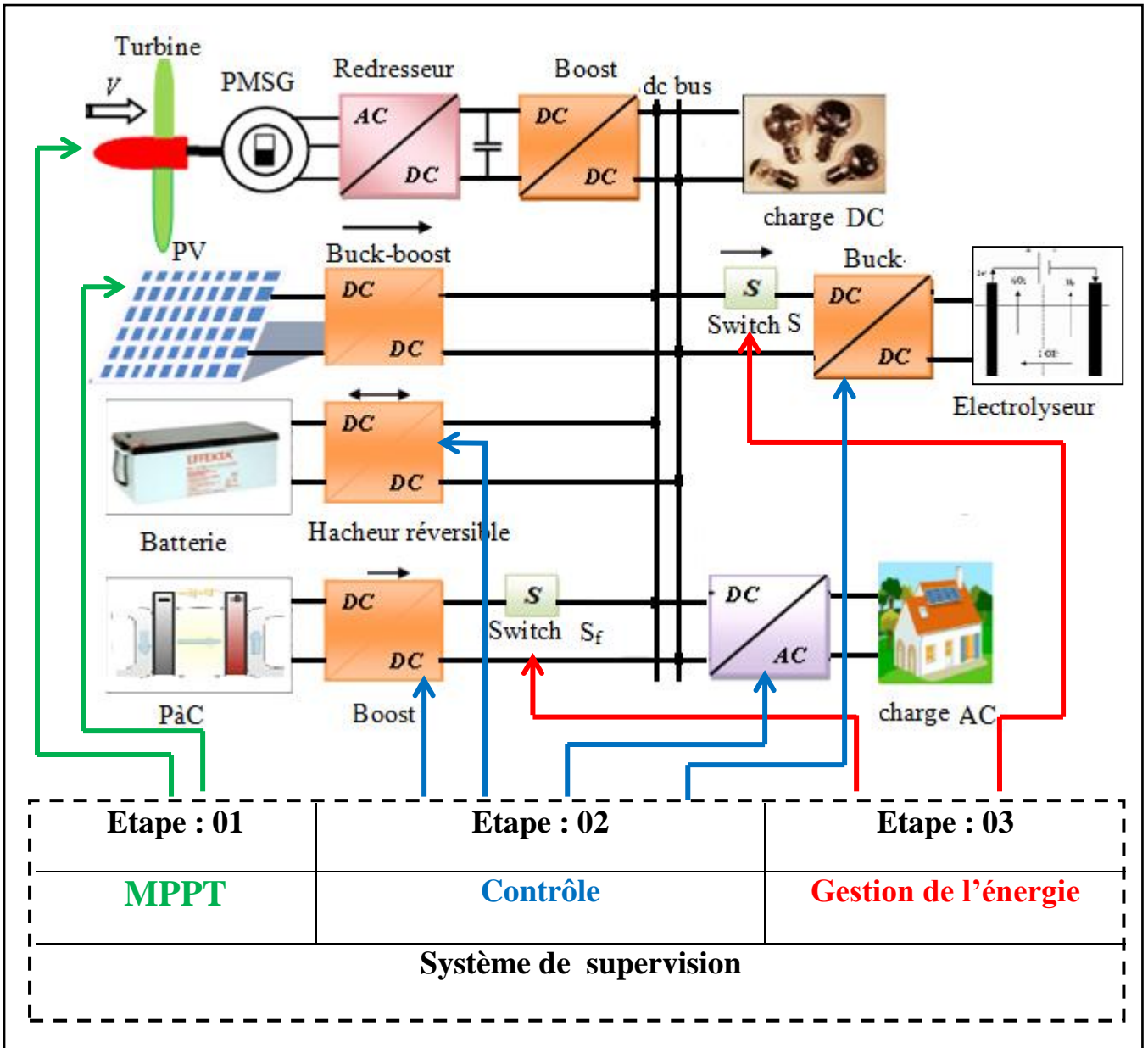


Figure3.1schéma global de notre SEH avec le système de supervision.

3.2.1. Description des algorithmes MPPT

Pour maximiser la production des sources d'ER (PV et éolien), nous devons appliquer à chacune, un algorithme de suivi du point de puissance maximale, couramment nommé MPPT.

Par définition, la commande MPPT est une stratégie d'optimisation, elle consiste à la recherche du point de fonctionnement maximal du système et le faire fonctionner dans le voisinage de ce point [Cro'13].

3.2.1.1. Algorithmes MPPT pour le générateur photovoltaïque

Le GPV est caractérisé par un faible rendement énergétique pendant les périodes d'irradiation faible ou partiellement ombragées. En effet, la quantité d'énergie électrique générée change continuellement avec les conditions météorologiques. Cette situation motive les chercheurs à mettre au point un contrôleur MPPT afin d'extraire le maximum de la puissance du système PV [Bou'15] [Mad'15] [Cha'14] [Ish'13]. Un contrôleur MPPT est mis en œuvre pour maximiser la puissance à la sortie du système PV, en ajustant le rapport cyclique du convertisseur buck-boost, comme le montre la figure 3.2 [Mad'17].

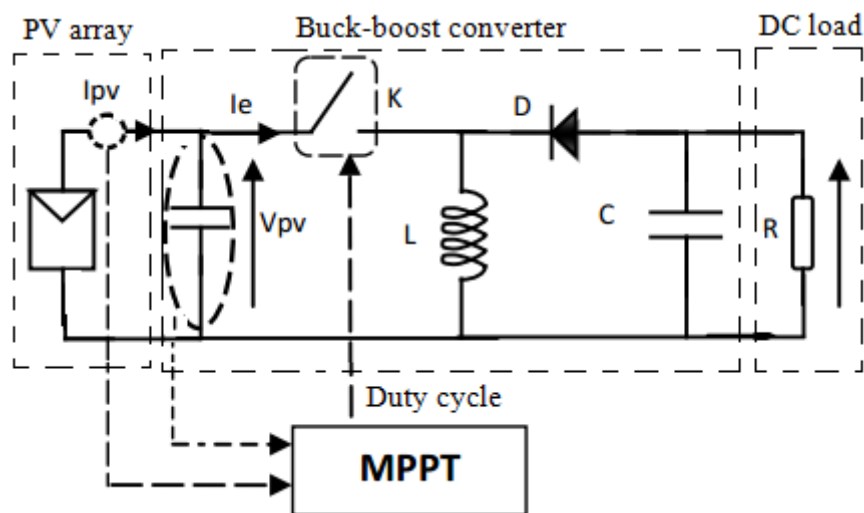


Figure 3.2. Chaîne élémentaire de conversion PV avec commande MPPT

La littérature est riche par diverses techniques MPPT, tels que Perturbation et Observation (P&O) [Boun'16], Conductance Incrémental [Pin'11], Réseaux de Neurones (ANN) [Ram'11] et la logique floue [Chi'11]. Ces méthodes varient selon leur complexité, de différentes topologies.... [Tum'13]. Toutefois, l'objectif de ces techniques est d'optimiser l'efficacité du système PV. Pour optimiser l'énergie du système PV, trois algorithmes MPPT sont développés et exploités dans le présent travail, à savoir : Perturbation et Observation, Conductance Incrémental et Logique Floue.

a) Algorithme 'perturbation et observation'

L'algorithme P&O est le plus utilisé dans les systèmes PV [Dja'14], en raison de sa simplicité et sa facilité de mise en œuvre. Comme son nom l'indique, la méthode P&O est basée sur la perturbation du système à travers l'augmentation ou la diminution de la tension de fonctionnement de module PV avec un pas fixe où en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis en observant son effet sur la puissance de sortie du module [Ben'11]. La figure 3.3 présente

l'organigramme de l'algorithme P&O [Dah'15]. Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du panneau est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$ alors nous gardons la même direction de perturbation précédente sinon nous inversons la perturbation du cycle précédent.

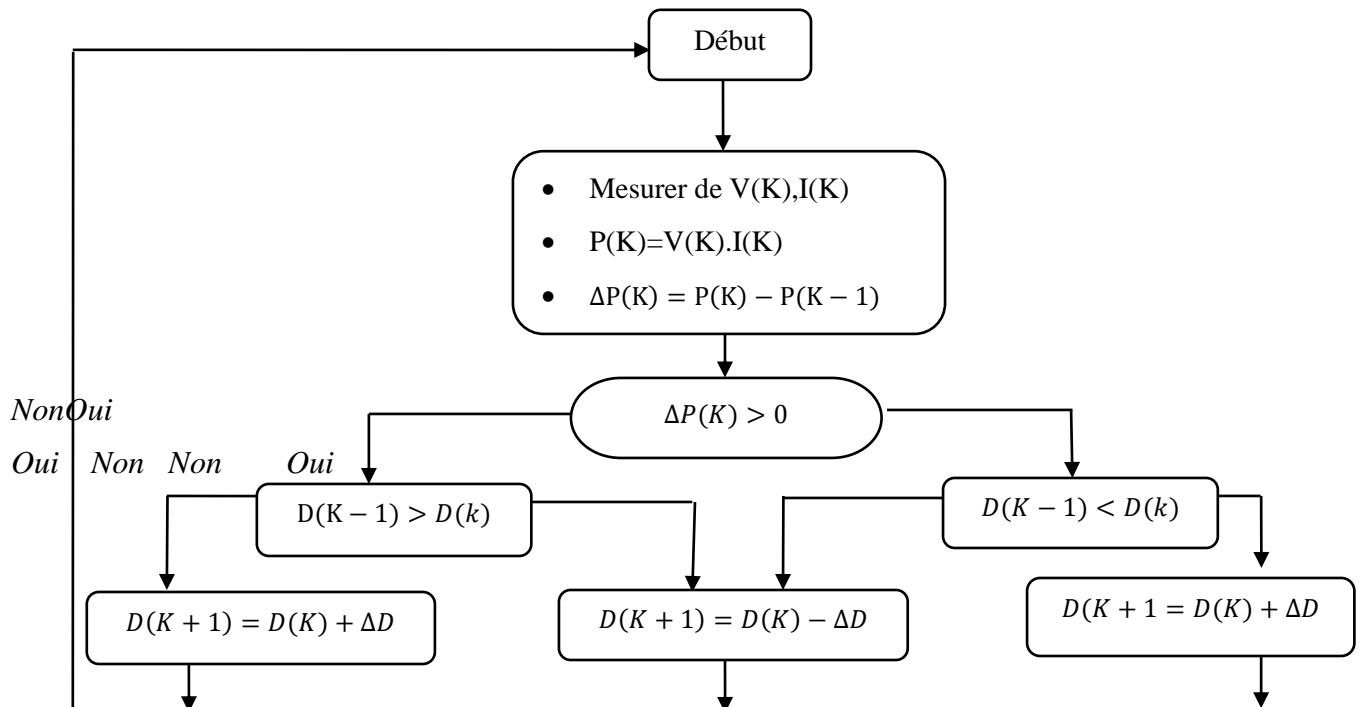


Figure 3.3. Organigramme de l'algorithme perturbation et observation (P et O)

L'inconvénient de la technique de P&O est que, à l'état stable (équilibre) le point de fonctionnement oscille autour du MPP, causant la perte d'une certaine quantité d'énergie disponible [Wat'12]. En plus de cela, dans le cas d'une soudaine augmentation de l'irradiation, l'algorithme P&O réagit comme si l'augmentation est produite par l'effet de la perturbation précédente, alors il continue dans la même direction, qui est une mauvaise direction, ce qui fait qu'il s'éloigne du vrai point de puissance maximale.

b) Algorithme conductance incrémentale(Inc-Cond)

En 1993, Hussein a proposé l'algorithme de conductance incrémentale pour résoudre le problème de l'algorithme P&O qui est le changement rapide des conditions atmosphériques. Il est plus efficace que la méthode P&O. Un des avantages de cet algorithme MPPT est qu'il n'oscille pas autour du point MPP [Esr'07]. L'algorithme d'Inc-Cond est basé sur le calcul de la dérivée de la puissance de sortie du panneau dP/dV , il est donné par l'équation 3.1. Cette dérivée est nulle au point de puissance maximale (PPM), positive à gauche et négative à droite du point PPM [Kir'13]

[Abd'13] [Had'17]. Ce concept est exprimé par le système d'équation (3.2). La figure 3.4 donne l'organigramme de la méthode d'Inc-Cond. [Mad'15].

$$\frac{dP}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \quad (3.1)$$

$$\begin{cases} dP/dV > 0 & \text{si } \Delta G > -G \\ dP/dV = 0 & \text{si } \Delta G = -G \\ dP/dV < 0 & \text{si } \Delta G < -G \end{cases} \quad (3.2)$$

Où :

- La conductance de la source est défini par : $G = I/V$;
- L'incrémentale conductance est défini par : $\Delta G = dI/dV$

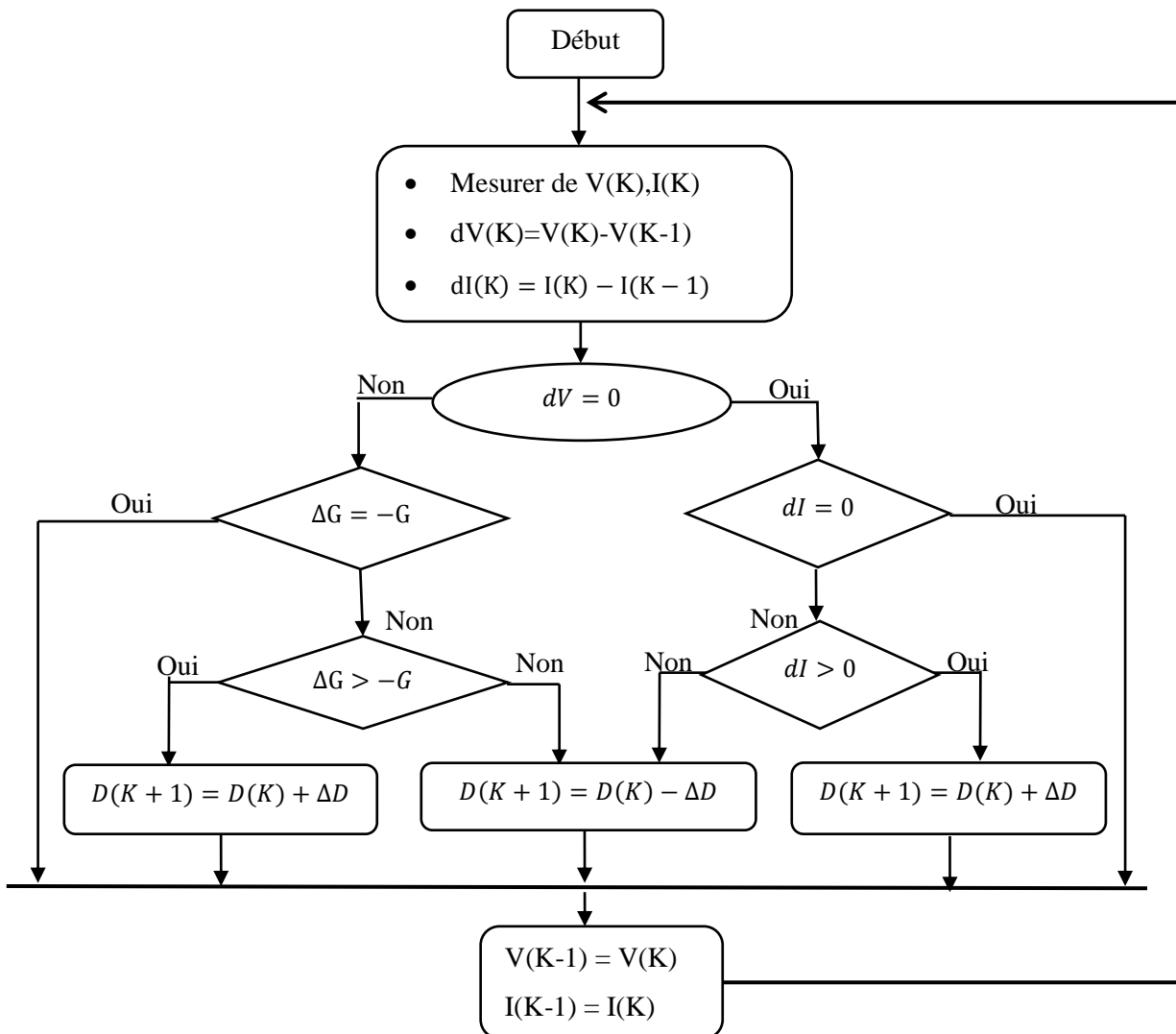


Figure 3.4. Organigramme de l'algorithme d'Inc-Cond.

c) Conception du contrôleur MPPT flou

En général, la conception du contrôleur flou s'appuie sur les étapes suivantes [Bou'10] [Sol'12]:

- Détermination des variables d'entrée et de sortie du contrôleur,
- Choix des variables linguistiques (floues) : pour la classification des valeurs mesurées de chaque grandeur, parce que le contrôle flou est principalement basé sur la définition floue des variables d'entrée et de sortie,
- Détermination des fonctions d'appartenance,
- Formulation des règles floues de contrôle, elles sont de la forme : *Si x=A et y=B Alors z=C*
- Implantation de la méthode d'inférence,
- Détermination de la grandeur de sortie du contrôleur flou par la procédure de défuzzification.

La figure 3.5 montre la Structure de base du contrôleur flou MPPT [Liu'14], Généralement, il contient trois éléments principaux:La fuzzification, l'inférence et enfin la défuzzification.

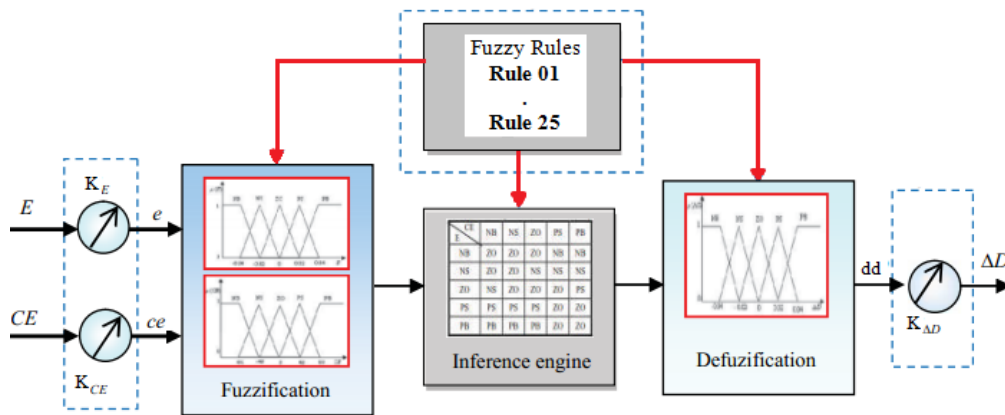


Figure 3.5. Structure de base du contrôleur flou MPPT.

1) Fuzzification

Cette étape contient la méthode de conversion d'entrées numériques en variables linguistiques [Sub'13]. Les variables d'entrée à un contrôleur flou MPPT sont : l'erreur E et le changement dans l'erreur CE. La sortie de la logique floue est le changement dans le rapport cyclique ΔD du hacheur. On peut exprimer respectivement E et CE par [Mad'15]:

$$E(K) = \frac{P_{pv}(K) - P_{pv}(K-1)}{V_{pv}(K) - V_{pv}(K-1)} \quad (3.3)$$

$$CE(K) = E(K) - E(K-1) \quad (3.4)$$

Où : P_{pv} et V_{pv} sont respectivement la puissance et la tension du GPV.

L'erreur E , le changement d'erreur CE et le changement dans le rapport cyclique ΔD sont normalisés comme suit [Mad'15] :

$$\begin{cases} e = K_E \cdot E \\ ce = K_{CE} \cdot CE \\ dd = K_{\Delta D}^{-1} \cdot \Delta D \end{cases} \quad (3.5)$$

Avec K_E , K_{CE} et $K_{\Delta D}$ les facteurs de normalisation.

Cinq ensembles flous sont adoptés pour les variables d'entrée et de sortie :

PG: 'Positif Grand', **NP**: 'Négatif Petit', **PP**: 'Positif Petit', **NG**: 'Négatif Grand', **EZ**: 'égal Zéro' [Mad'17][Gou'13].

La figure 3.6 donne les fonctions d'appartenance choisies pour les variables de l'entrée et de la sortie.

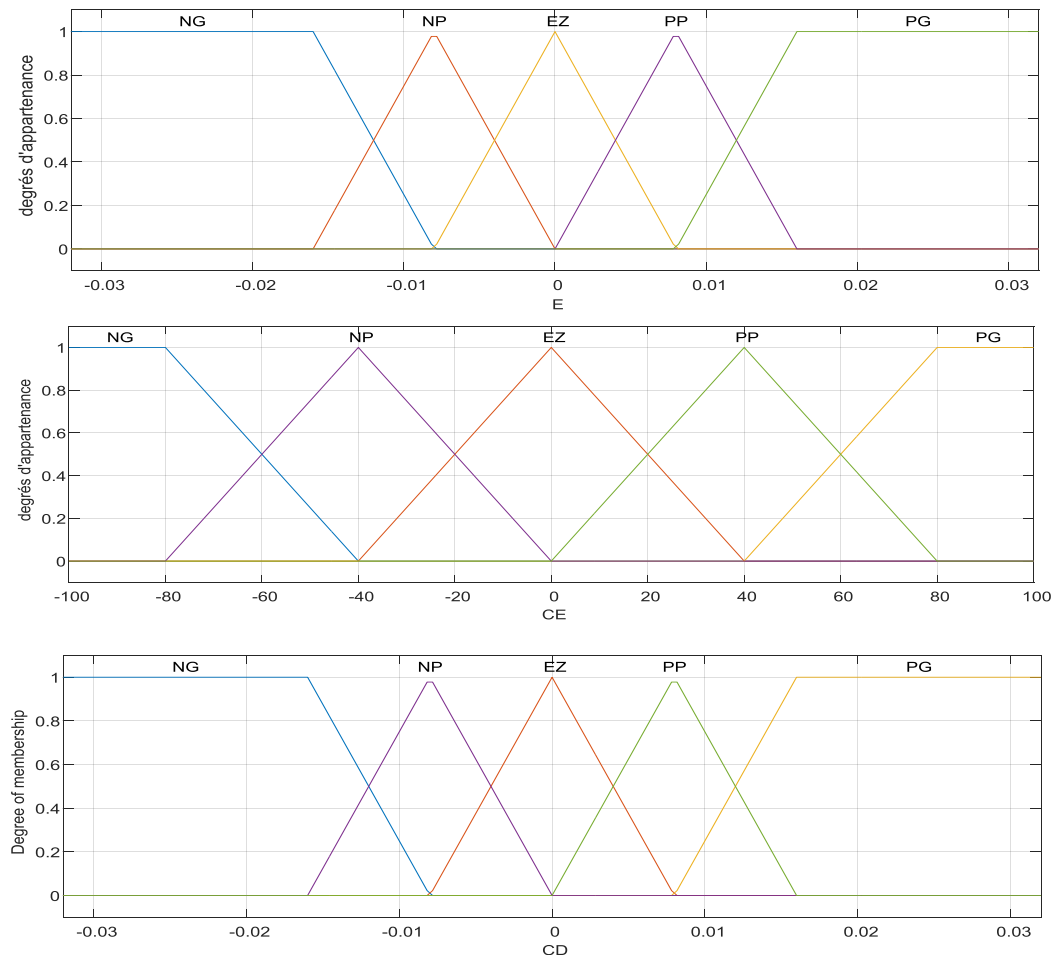


Figure 3.6. Fonctions d'appartenance des entrées : E , CE et de la sortie ΔD

2) Méthode d'inférence

Le tableau 3.1 représente la matrice d'inférence du régulateur flou MPPT. Les règles de contrôle doivent être désignées de sorte que la variable d'entrée (E) doit toujours être égale à zéro. Nous avons choisi dans cette étude la méthode de Mamdani comme une méthode d'inférence floue. Elle consiste à utiliser l'opérateur 'MIN' pour le 'ET', et l'opérateur 'MAX' pour le 'OU' [Moh'13].

Tableau 3.1. Table d'inférence du MPPT flou [Mad'15].

E \ CE	CE	NG	NP	ZE	PP	PG
NG		ZE	ZE	PG	PG	PG
NP		ZE	ZE	PP	PP	PP
ZE		PP	ZE	ZE	ZE	NP
PP		NP	NP	NP	ZE	ZE
PG		NG	NG	NG	ZE	ZE

3) Défuzzification

Actuellement, il est nécessaire de passer de «domaine flou» vers «domaine réel», c'est la défuzzification. Cette étape peut être envisagée avec différentes méthodes, mais la plus populaire est appelée méthode de «centre de gravité». Le centre de gravité de la fonction d'appartenance $\mu(D_i)$ est calculé simplement pour obtenir les valeurs réelles, elle est donnée par [Bad'13]:

$$\Delta D = \frac{\sum_{i=1}^n \mu(D_i) \cdot D_i}{\sum_{i=1}^n \mu(D_i)} \quad (3.6)$$

d) Tests d'efficacité des algorithmes MPPT

Dans le cadre de ce travail, la chaîne de conversion PV développée, est constituée par deux éléments principaux :

- Un GPV composé de cinq modules connectés en série et cinq modules connectés en parallèle pour fournir à la sortie une puissance de 5 kW. Le module PV comporte 54 cellules connectées en série pour offrir une puissance de 200 W,
- Un hacheur du type buck/boost commandé par un contrôleur MPPT.

La figure 3.7 représente le schéma global de la chaîne PV dans l'environnement Matlab. Les paramètres utilisés sont résumés dans l'annexe A.

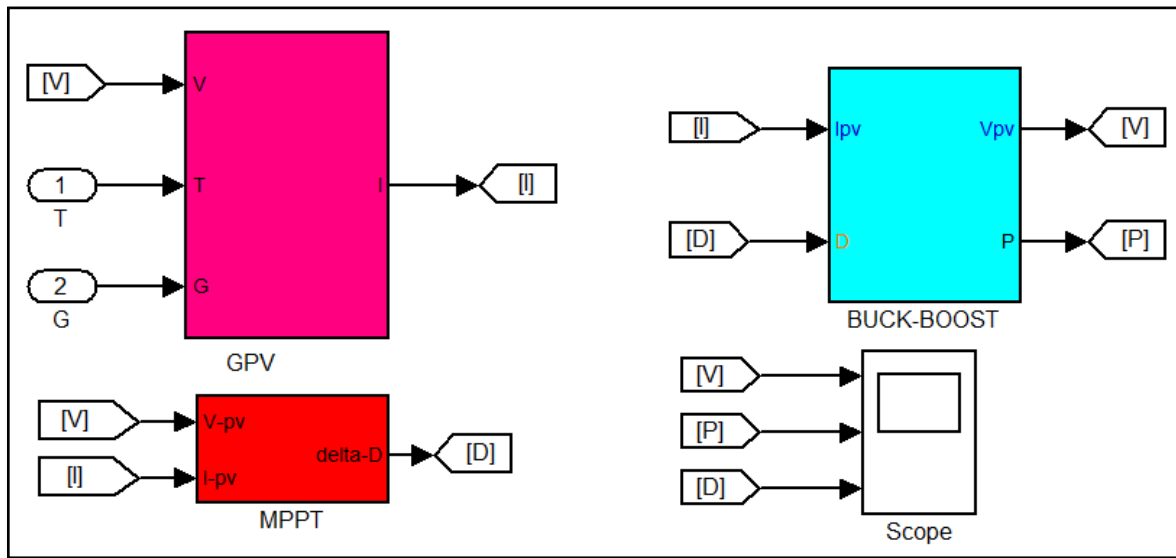


Figure 3.7. Schéma du système PV dans l'environnement Matlab

Afin de construire le modèle équivalent du générateur PV dans l'environnement Matlab, nous adoptons l'équation (2.6). Le sous bloc qui représente le GPV est détaillé par la figure 3.8.

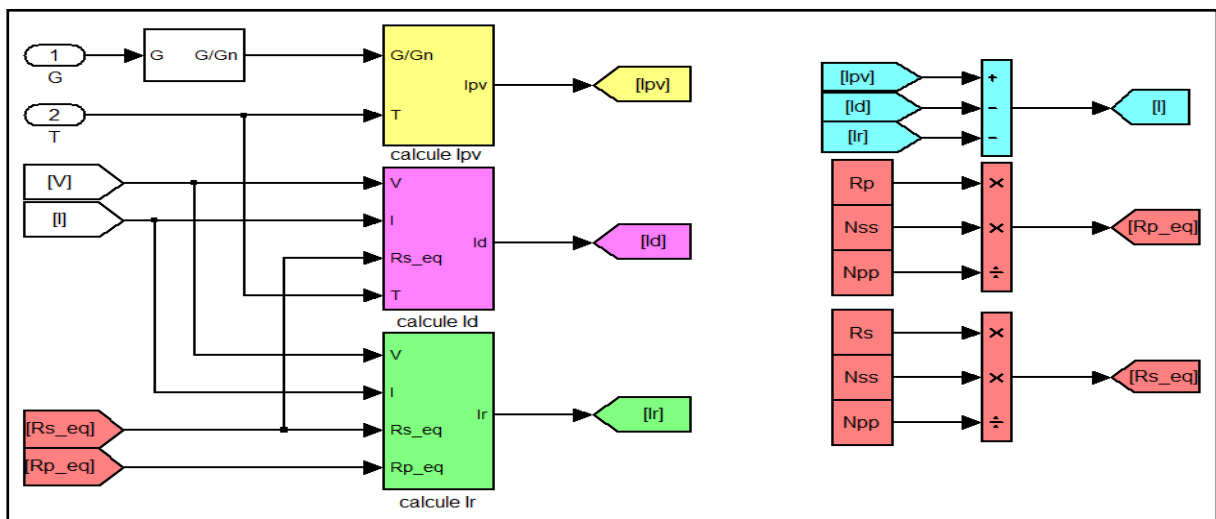


Figure 3.8. Schéma fonctionnel du GPV

Dans le but d'évaluer l'efficacité, la stabilité et la performance des trois techniques MPPT : P&O, Inc-Cond et logiquefloue, le système PV doit être testé sous différentes irradiances et sous différentes températures.

Test 01: Changement de l'éclairement

Dans ce test, la température étant fixée à $T = 25\text{ C}^\circ$ voir figure 3.10, par contre l'éclairement est rapidement diminué de 1000 à 950 W/m^2 durant la 1^{ère} seconde, puis à partir de 2 secondes, il est progressivement diminué de 950 à 900 W/m^2 , enfin, il est augmenté à la valeur 950 W/m^2 à partir de la 4^{ème} seconde, comme indiqué sur la figure. 3.9.

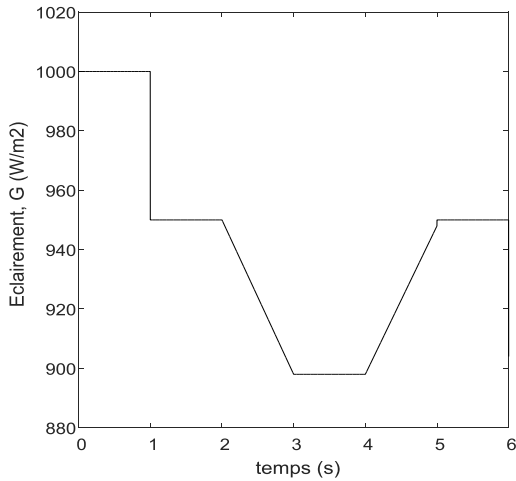


Figure 3.9. Profil de l'éclairement

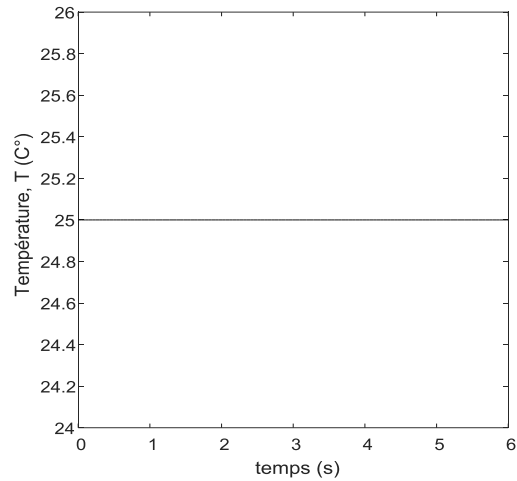
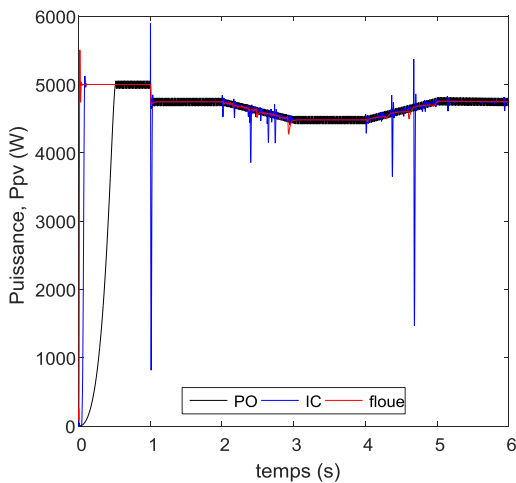
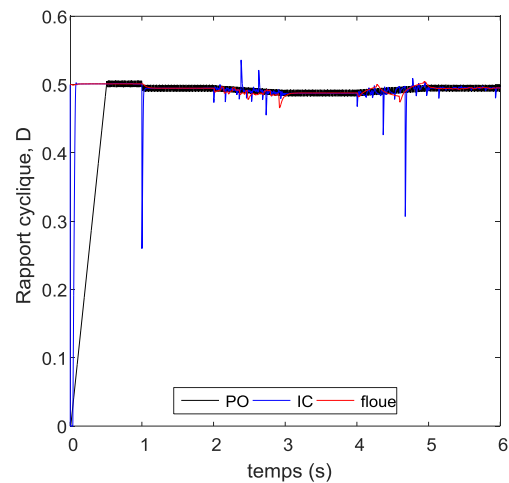


Figure 3.10. Profil de la température

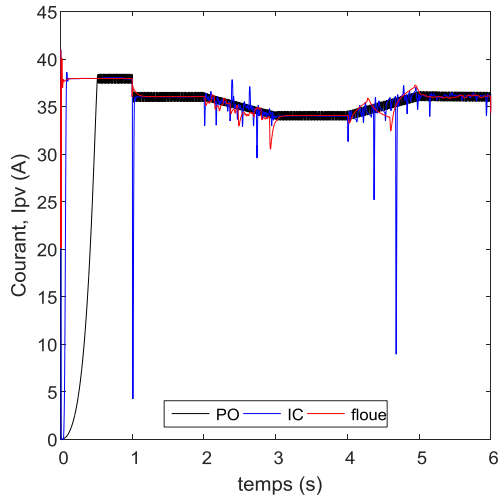
La puissance de sortie du système PV, le rapport cyclique D du convertisseur statique, le courant I_{pv} et la tension V_{PV} sont illustrés respectivement dans les figures suivantes :



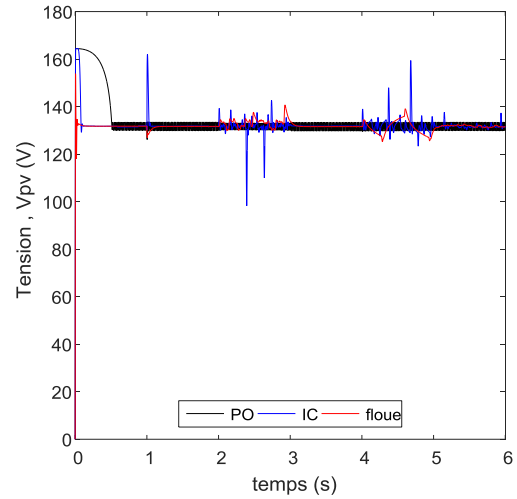
a). Puissance de sortie du système PV



b). Rapport cyclique D



c). Courant du système PV



d). Tension du système PV

Figure 3.11. Principaux résultats du test 01

Test 02: Changement de la température

Pendant le deuxième test, nous considérons que l'irradiation est constante $G=1000W/m^2$ voir figure 3.12, mais, la température est rapidement diminuée de 25 à 17C° à l'instant $t=1$ s, puis elle est lentement augmentée à la valeur 22C° à l'instant $t=2$ s, comme illustré à la figure 3.13.

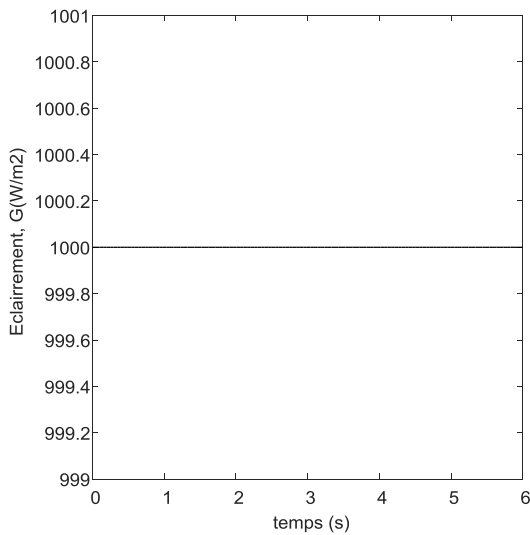


Figure 3.12. Profil de l'éclairement

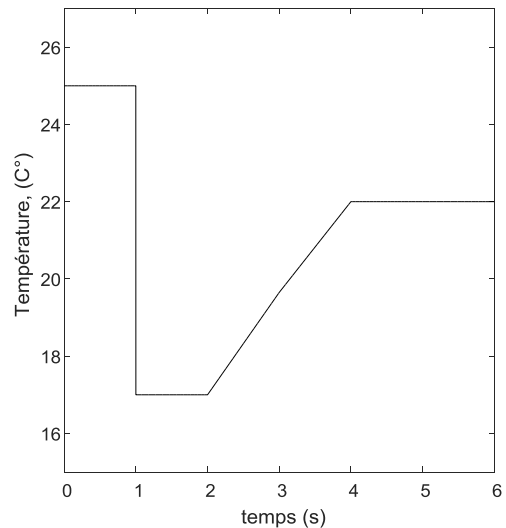
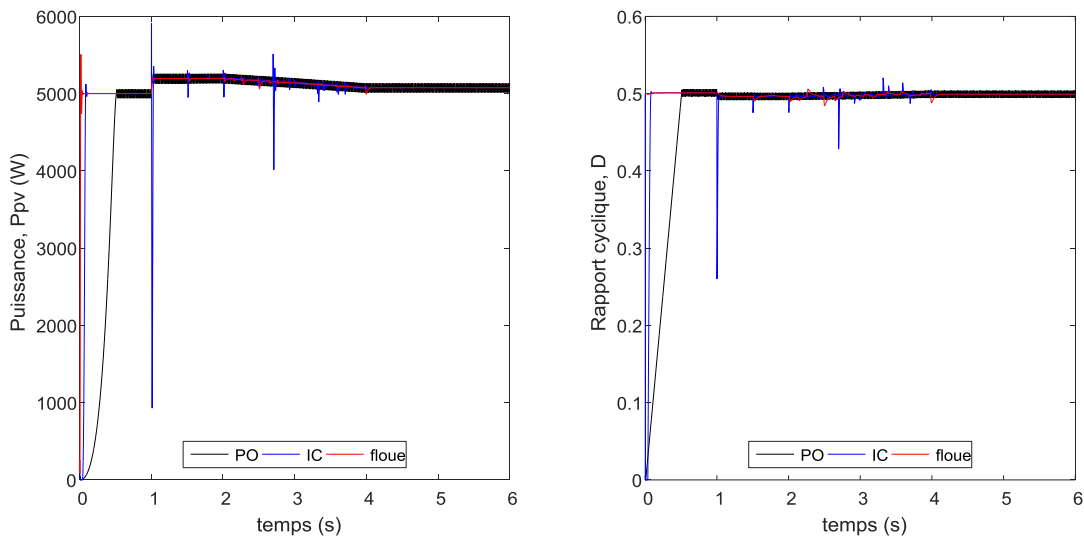


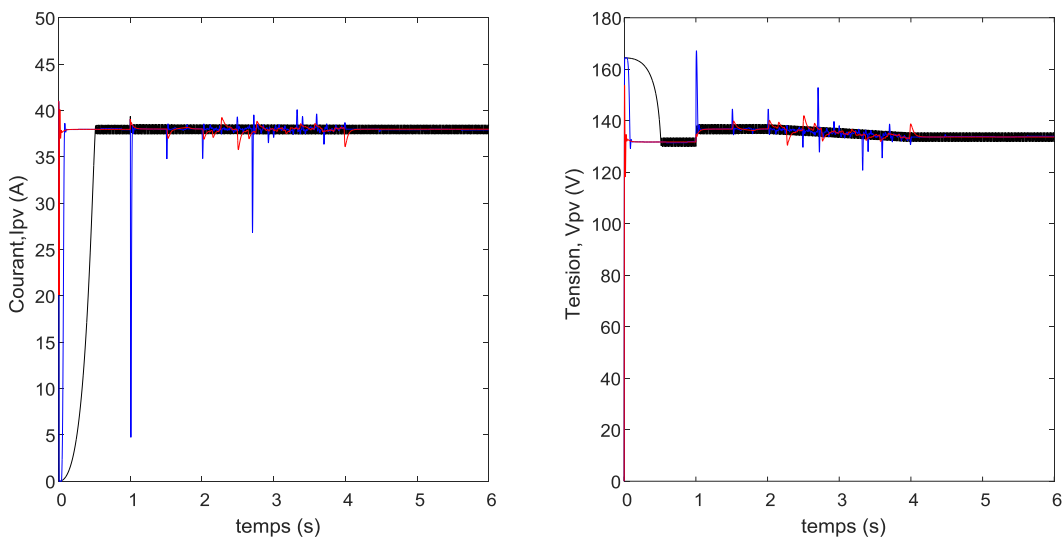
Figure 3.13. Profil de la température

La puissance de sortie du système PV, le rapport cyclique appliqué au convertisseur buck/boost, le courant I_{pv} et la tension V_{PV} sont illustrés respectivement dans les figures suivantes :



a). Puissance de la sortie du système PV

b). Rapport cyclique D



c). Courant du système PV

d). Tension du système PV

Figure 3.14. Principaux résultats du test 02

D'après les résultats de la simulation, nous constatons que le système PV produit le maximum de la puissance quelque soient les conditions météorologiques avec les trois MPPT appliqués P&O, InC et logique floue. Néanmoins, l'algorithme P&O présente des oscillations autour de la valeur optimale, l'oscillation autour du MPP peut être minimisée en réduisant la taille de l'étape de perturbation D. Cependant, les performances dynamiques sont gênées par une plus petite taille de pas de perturbation. Les deux autres techniques: Inc-Cond et logique floue ont des performances supérieures. Elles fonctionnent au point optimal sans oscillations. Mais, nous pouvons déduire que

la technique floue présente moins de fluctuations pendant la variation des conditions météorologiques par rapport à la technique d'Inc-Cond.

3.2.1.2. Algorithme MPPT pour le système éolien

La caractéristique de la puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses de vent est une forme de cloche comme le montre la figure 3.15. L'ensemble des sommets de ces caractéristiques, représente les points optimaux recherchés, qui définissent une courbe de puissance optimale, donnée par l'équation suivante [Haq'08]:

$$P_{opt} = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot C_{p_opt}(\lambda_{opt}, \beta_{opt}) \cdot (\Omega_{t,opt} \cdot R / \lambda_{opt})^3 = K_{opt} \cdot \Omega_{opt}^3 \quad (3.7)$$

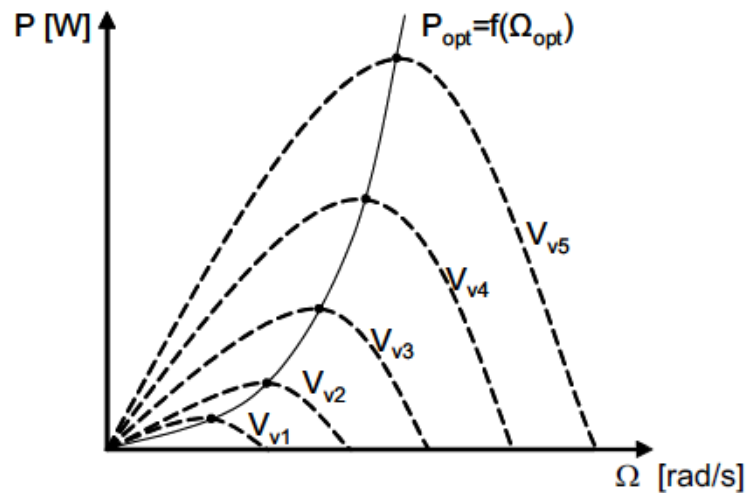


Figure 3.15. Caractéristiques de voilure dans le plan puissance-vitesse

Afin d'optimiser le système de production éolien, il faut poursuivre la courbe de puissance optimale à tout instant pendant son fonctionnement [Mir'05]. En effet, des stratégies de commande de maximisation de la puissance produite doivent être utilisées. Dans la littérature, nous distinguons deux catégories:

- **MPPT sans la connaissance de la courbe caractéristique $C_p(\lambda)$ de la turbine :** Comme son nom l'indique, dans cette catégorie, nous considérons que la caractéristique $C_p(\lambda)$ de la turbine, figure 2.13, n'est pas connue. Dans ce cas, nous adoptons des contrôleurs MPPT qui se basent sur les méthodes classiques comme le type P&O, ou bien sur les méthodes intelligentes (logique floue).
- **MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine :** Dans ce cas, nous supposons que la caractéristique de la turbine est connue, donc, il suffit de suivre la courbe de puissance optimale à l'aide des mesures simples. Dans cette catégorie, nous

distinguons deux structures de commande:

1. Contrôle par asservissement de la vitesse mécanique;
2. Contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

Dans le présent travail, nous supposons que les caractéristiques de la turbine sont connues, et nous adaptons la deuxième structure : contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique

a) Contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique

Le système éolien proposé dans cette thèse est formé par une turbine, une machine synchrone à aimant permanent (MSAP), un redresseur à diodes, et un hacheur de type boost. Un contrôleur MPPT est mis en œuvre pour maximiser la puissance de sortie de l'éolienne en ajustant le rapport cyclique du convertisseur boost, comme le montre la figure 3.16.

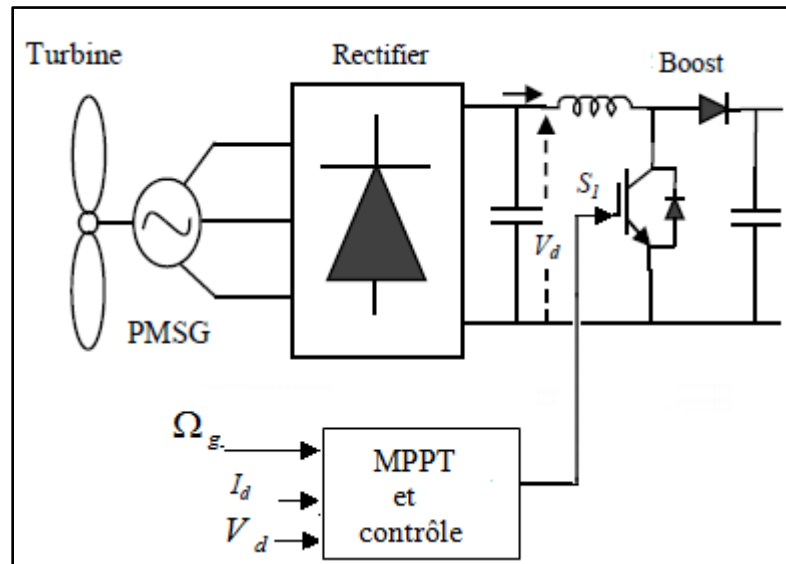


Figure 3.16. Structure de contrôle d'une turbine éolienne

Cette structure de contrôle repose sur l'hypothèse que, en régime permanent, nous pouvons négliger la variation de la vitesse du vent et la vitesse de rotation de la turbine [Mir'05]. En conséquence, le couple mécanique exercé sur l'arbre est nul.

$$J \frac{d\Omega_{méc}}{dt} = C_{méc} = C_G - C_{em} - C_r = 0 \quad (3.8)$$

En négligeant l'effet du couple résistant dû aux frottements visqueux $C_r \cong 0$, nous obtenons :

$$C_{méc} = C_G - C_{em} = 0 \Rightarrow C_G = C_{em} \quad (3.9)$$

Et nous avons :

$$G = \frac{C_{aer}}{C_G} \Rightarrow C_G = \frac{C_{aer}}{G} \quad (3.10)$$

Notons que $G=1$, donc l'équation (3.10) devient :

$$C_{aer} = C_{em} \quad (3.11)$$

Le couple électromagnétique de référence est déterminé à partir d'une estimation du couple aérodynamique :

$$C_{em-ref} = C_{aer-est} \quad (3.12)$$

Le couple aérodynamique estimé, est déterminé par l'expression :

$$C_{aer-est} = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_{est}^3 \cdot C_p \right) \cdot \frac{1}{\Omega_{t-est}} \quad (3.13)$$

Une estimation de la vitesse de la turbine est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique :

$$\Omega_{t-est} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \Rightarrow \Omega_{t-est} = \Omega_{mec} \quad (3.14)$$

L'estimation de la vitesse du vent peut être obtenue à partir de l'équation :

$$V_{est} = \frac{\Omega_{t-est} R}{\lambda} \quad (3.15)$$

En utilisant les expressions du (3.12) au (3.15), nous obtenons :

$$C_{em-ref} = \frac{1}{2} \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot C_p}{\lambda^3} \cdot \Omega_{mec}^2 \quad (3.16)$$

Nous en déduisons qu'au point de puissance maximale, cette expression s'écrit :

$$C_{em-ref} = \frac{1}{2} \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot C_{p-max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \Omega_{mec}^2 \quad (3.17)$$

En posant :

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot C_{p-max}}{\lambda_{opt}^3} \quad (3.18)$$

L'expression (3.18) peut s'écrire sous la forme :

$$C_{em-ref} = K_{opt} \cdot \Omega_{mec}^2 \quad (3.19)$$

La figure 3.17 montre le circuit de contrôle du hacheur boost du système éolien. Le courant de référence I_{d-ref} est déterminé à partir du couple C_{em-ref} et la tension redressée V_d . Nous appliquons la formule suivante [Haq'08] :

$$I_{d-ref} = \frac{C_{em-ref} \cdot \Omega_g}{V_d} \quad (3.20)$$

Nous comparons entre le courant redressé réel I_d et le courant de référence I_{d-ref} , l'erreur produite par cette comparaison est envoyé dans un bloc hystérésis pour obtenir le signal de commutation (la fermeture et l'ouverture) de l'interrupteur du hacheur survolteur.

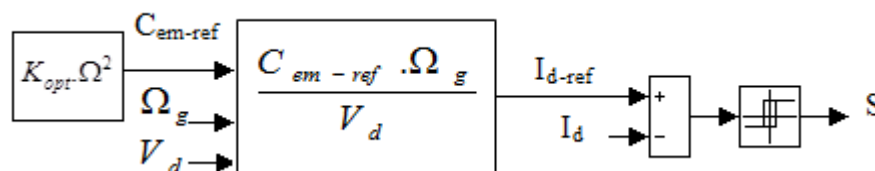


Figure 3.17. Circuit de contrôle du hacheur survolteur.

b) Tests d'efficacité d'algorithme MPPT

Dans cette étude, la chaîne de conversion éolienne développée est constituée par :

- Une turbine à axe horizontal,
- Une machine synchrone à aimant permanent (MSAP),
- Un redresseur à diodes,
- Un hacheur du type survolteur commandé par un bloc MPPT pour extraire le maximum de puissance quel que soit la vitesse du vent.

La figure 3.18 représente le schéma global de la chaîne éolienne dans l'environnement Matlab. Les paramètres utilisés sont résumés dans l'annexe A.

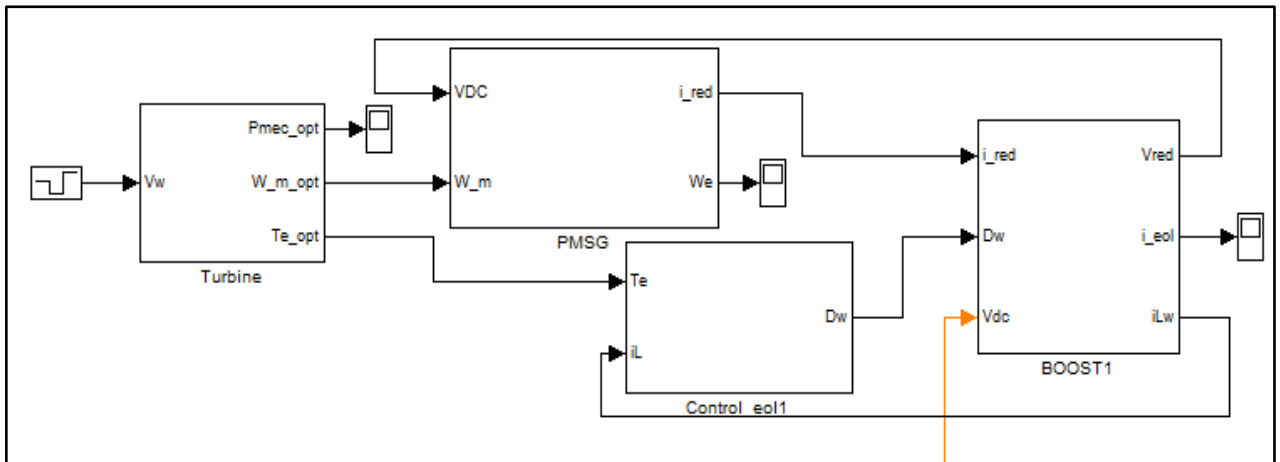


Figure 3.18. Schéma d'une chaîne éolienne sous environnement *Matlab*

Le sous bloc qui représente la turbine éolienne est donné par la figure 3.19.

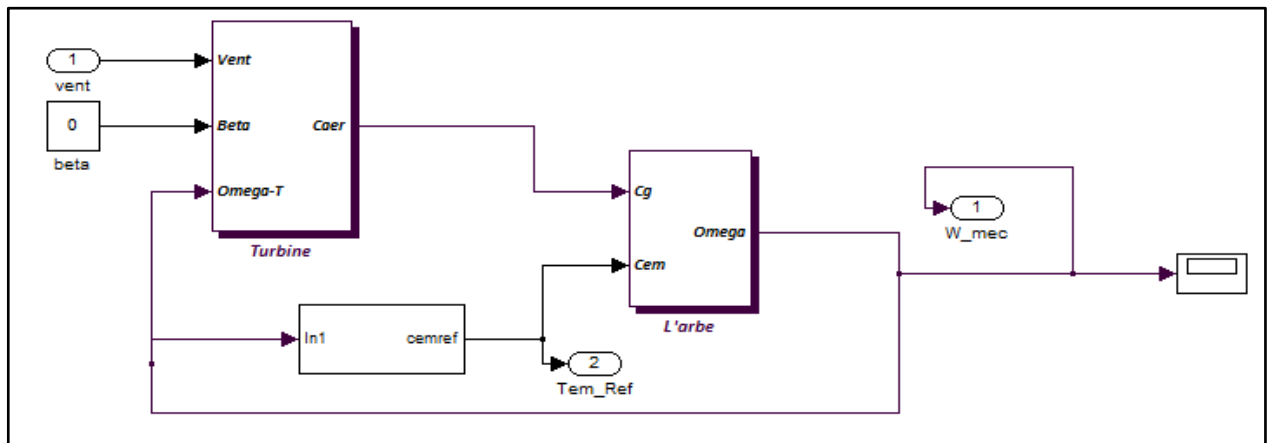


Figure 3.19. Bloc de simulation de la turbine éolienne

Afin d'évaluer la performance de la commande MPPT appliquée sur la chaîne éolienne, nous avons appliqué à la turbine un profil de vent réel donné par la figure 3.20.

Les figuresci-dessousreprésentent respectivement la puissance du système éolien P_{eol} , le couple électromagnétique C_{em} , la vitesse de rotation de la turbine, la vitesse spécifique, le coefficient de puissance C_p , le courant i_a , i_b et i_c de la MSAP et le courant à la sortie du redresseur pour une vitesse moyenne du vent égale à 11.5m/s.

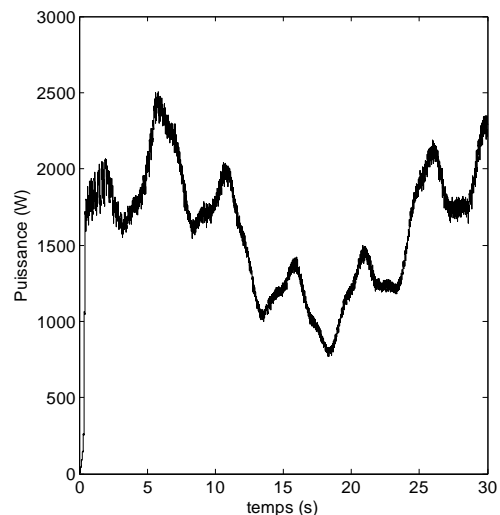
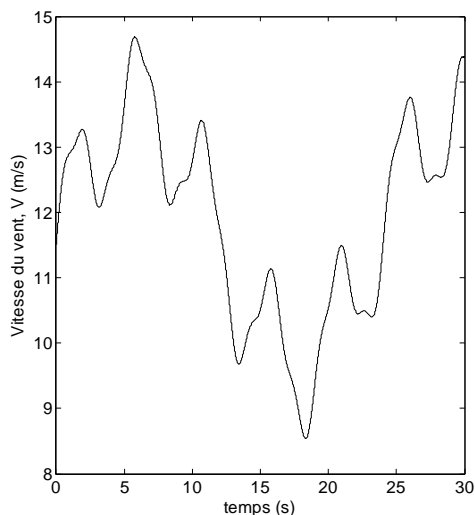


Figure 3.20. Profil du vent. **Figure 3.21.** Puissance du système éolien

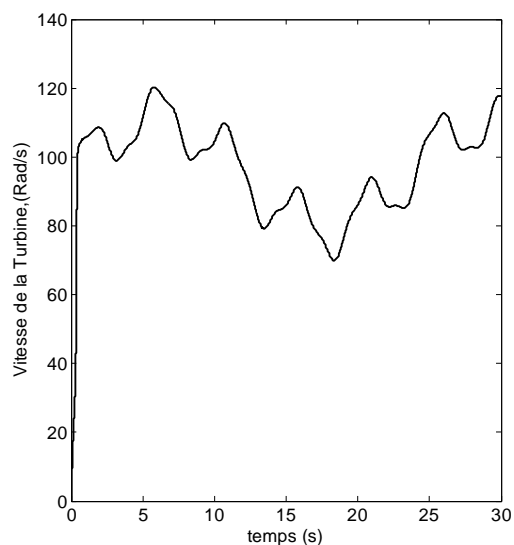
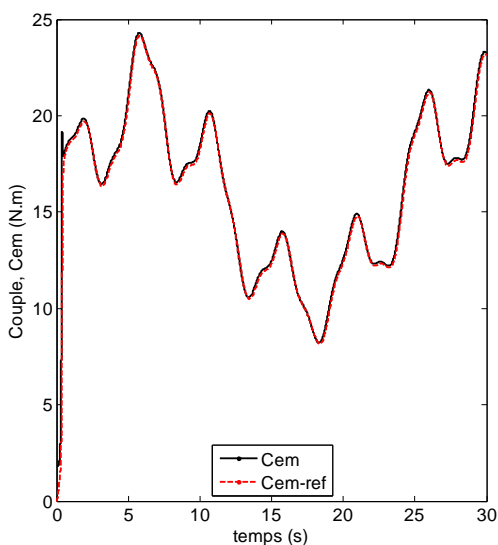


Figure 3.22. Couple électromagnétique **Figure 3.23.** Vitesse de rotation

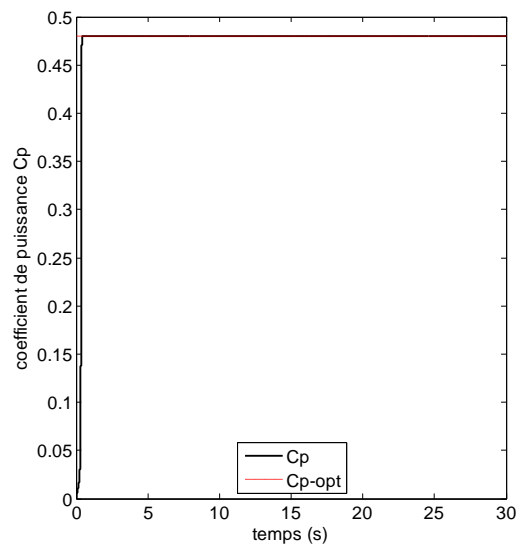
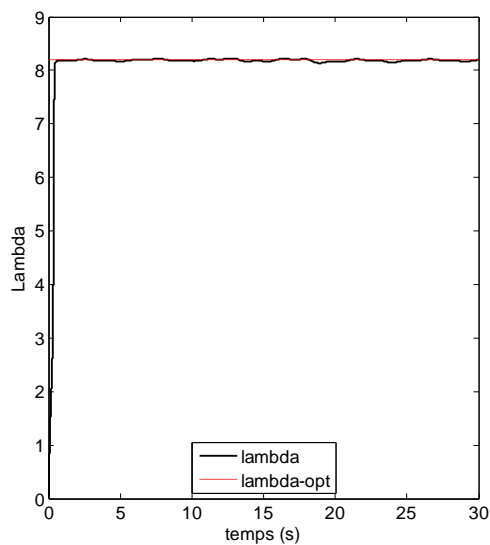


Figure 3.24. Vitesse spécifique **Figure 3.25.** Coefficient de puissance.

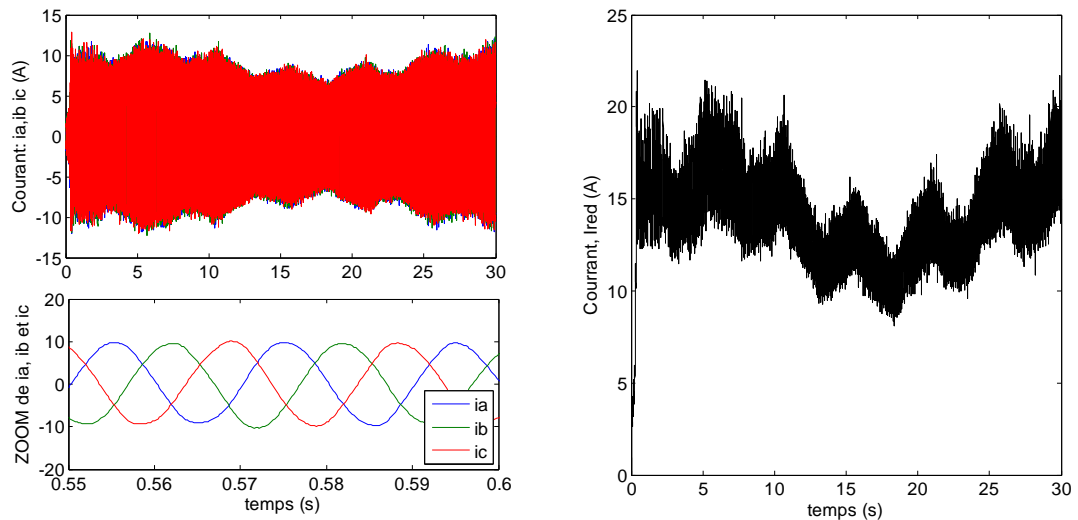


Figure 3.26. Courant : i_a , i_b et i_c de la MSAP. **Figure 3.27.** Courant du redresseur.

Les résultats de simulation montre bien l'adaptation du couple électromagnétique, la vitesse de rotation et la puissance produite avec les variations de la vitesse du vent, cela se vérifie à travers la vitesse spécifique qui est bien ajustée à sa valeur optimale 8.1 qui correspond à un coefficient de puissance $C_p = 0.48$ grâce à la commande MPPT appliquée.

3.2.2. Contrôle de la Tension du bus DC

Les différentes sources du système sont interconnectées par l'intermédiaire d'un bus DC dont la tension V_{dc} est fixée à 660 V. le contrôle de la tension du bus continu sera effectué par deux éléments, soit par :

- le système de stockage,
- le système de la PaC.

Une description est donnée ci-après.

3.2.2.1. Contrôle de la tension V_{dc} du bus DC par le système de stockage

En cas où l'énergie fournie par les sources renouvelables est insuffisante pour satisfaire les exigences de la charge, la tension du bus continu devient inférieure à la valeur de référence. L'énergie manquante est obtenue à partir de la batterie, à condition que l'état de charge de la batterie se trouve dans les limites prédéfinies. Typiquement, l'état de charge (SOC) de la batterie plomb-acide est compris entre 20 % et 80%. En effet, dans cette étude, pendant le fonctionnement normal de la batterie, le SOC est considéré dans la plage ($SOC_{min} = 20\%$) $< SOC <$ ($SOC_{max} =$

80%) [IEE'07]. Au contraire, quand il existe un excès d'énergie, la tension du bus continu devient supérieure à la valeur de référence, donc nous chargeons la batterie à partir de cet excès [Mad'16]. La régulation de la tension du bus continu se fera grâce à l'élément de stockage qui est la batterie. Cette régulation est mise en œuvre par un hacheur réversible en courant à travers un régulateur classique PI (Proportionnel-Intégral) comme le montre la figure 3.28.

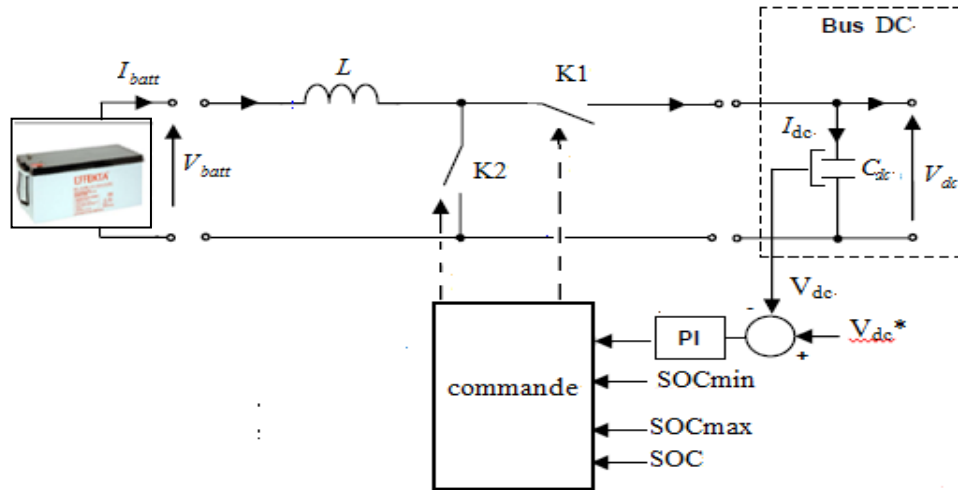


Figure 3. 28. Structure de contrôle du hacheur réversible en courant

Le régulateur *PI* est beaucoup utilisé en raison de sa simplicité d'implémentation et sa possibilité d'obtenir une bonne réponse dynamique, quand ses paramètres sont bien réglés. Il va élaborer la commande du hacheur réversible en courant à partir du signal qui correspond à l'écart évalué entre la tension V_{dc} et la référence V_{dc}^* . La figure 3.29 donne la régulation de la tension du bus continu par un contrôleur PI [Mad'16]. Nous utilisons l'équation dynamique de la tension du système d'équation (2.50)[Ben'12] :

$$\left\{ \frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{I_{dc}}{C} + \frac{I_{batt}}{C} D_b \right. \quad (3.21)$$

Où u représente la sortie du régulateur PI, elle est définie par:

$$u = C \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (3.22)$$

En introduisant (3.22) dans (3.21.) nous obtenons:

$$\left\{ u = -I_{dc} + I_{batt} D_b \Rightarrow \left\{ D_b = \frac{u + I_{dc}}{I_{batt}} \right. \quad (3.23)$$

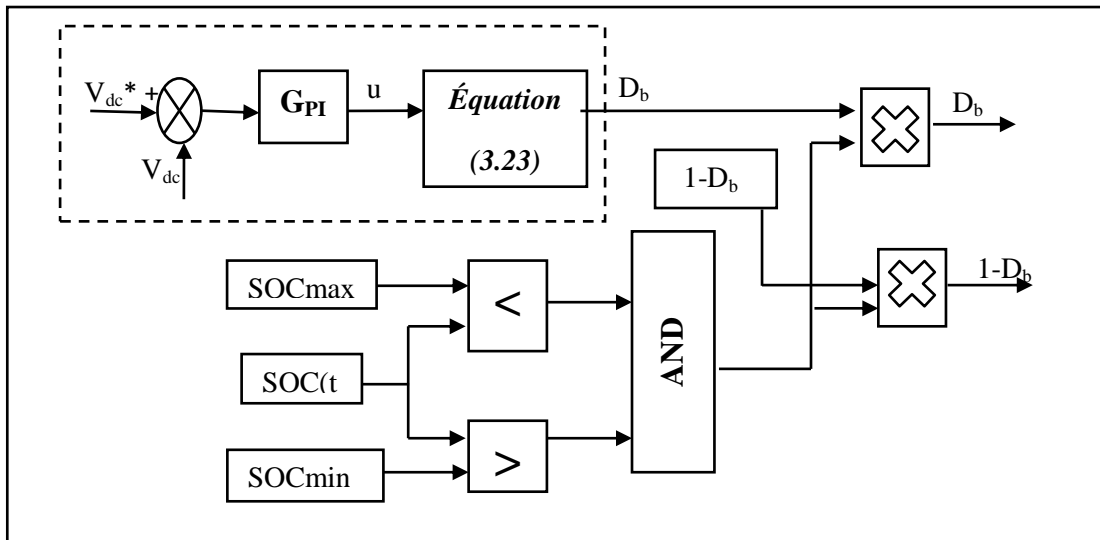


Figure 3.29. Régulation de la tension du bus continu par un contrôleur PI

3.2.2.2. Contrôle de la V_{dc} par le système pile à combustible

Dans le cas où la batterie atteint sa limite inférieure SOC-min, elle sera incapable de contrôler la tension du bus continu à sa valeur de référence. Pour cette raison, la régulation de tension du bus continu est assurée par le convertisseur boost, qui est situé entre la pile à combustible et le bus continu par un correcteur classique PI comme montré en figure 3.30 [Mad'16].

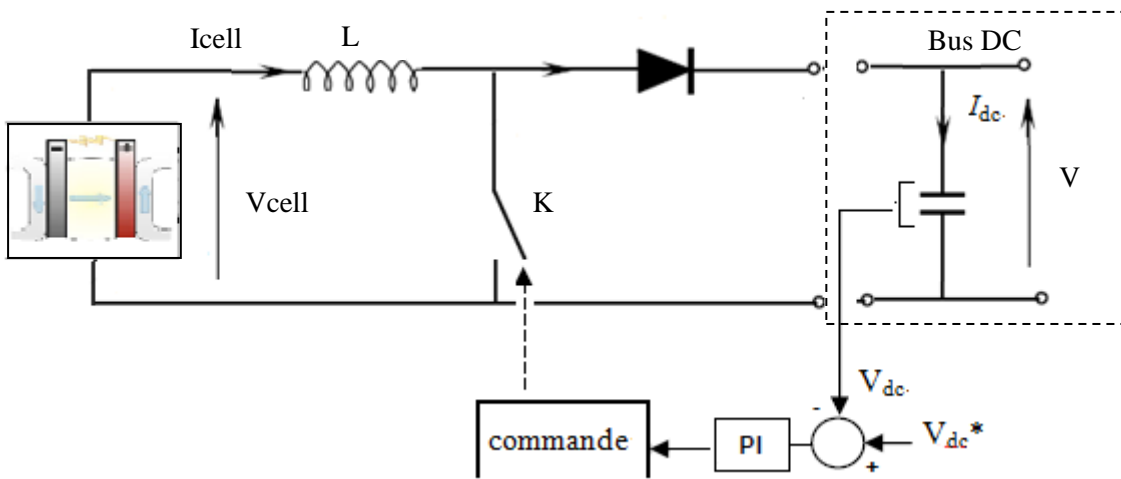


Figure 3.30. Structure de contrôle du hacheur boost

Le principe de la régulation de la tension du bus continu par un hacheur boost est donné par la figure 3.31 [Mad'16].

Comme il est présenté sur la figure 3.31 le système de contrôle est constitué par deux boucles en cascade :

- La boucle interne est une boucle de courant ;
- La boucle externe est une boucle de tension.

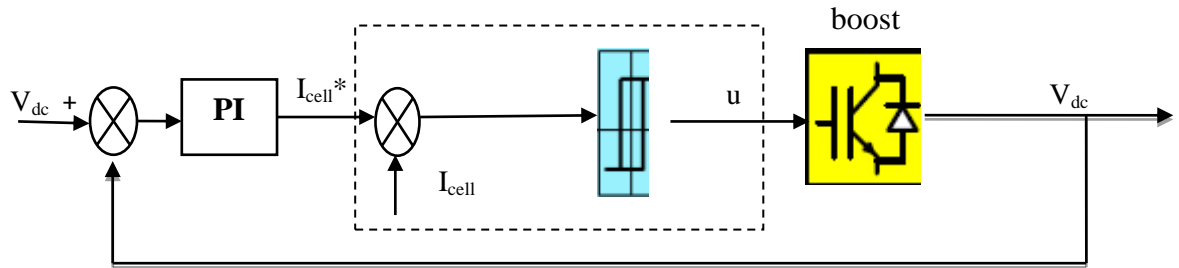


Figure 3.31 : Régulation de la tension du bus continu par un hacheur boost

3.2.2.3. Boucle de régulation de la tension V_{dc}

La boucle de courant est plus rapide que celle de la tension, ce qui revient à dire que la fonction de transfert de la boucle de courant n'intervient pas dans la stabilité de la boucle de tension [Cha'10]. La boucle de tension, contient deux fonctions de transfert, une pour le régulateur PI de tension G_1 et l'autre pour le boost G_2 .

La fonction de transfert du régulateur $G_1(s)$ est exprimée par [Bel'11]:

$$G_1(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (3.24)$$

La fonction de transfert du boost $G_2(s)$:

On part de l'équation dynamique de la tension du système

$$\begin{cases} \frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{V_{dc}}{RC} + (1-D) \frac{I_{cell}}{C} \\ (1-D)I_{cell} = \frac{V_{cell}}{V_{dc}} I_{cell} = C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} + \frac{V_{dc}}{R} \end{cases}$$

D'où:

$$\left\{ V_{cell} I_{cell} = V_{dc} C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} + \frac{V_{dc}^2}{R} = s C_{dc} V_{dc}^2 + \frac{V_{dc}^2}{R} = V_{dc}^2 \left(s C_{dc} + \frac{1}{R} \right) \right.$$

Nous faisons le changement de variable :

$$N = V_{dc}^2$$

Nous obtenons la fonction de transfert $G_2(s)$:

$$G_2(s) = \frac{N}{I_{cell}} = \frac{V_{cell}}{sC_{dc} + \frac{1}{R}} \quad (3.25)$$

La fonction de transfert du système en boucle ouverte est donnée par :

$$G_{BO}(s) = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \left(\frac{V_{cell}}{sC_{dc} + \frac{1}{R}} \right) \quad (3.26)$$

À partir de la figure 3.37, la fonction de transfert du système en boucle fermée est donnée par :

$$G_{Vdc(PI)}(s) = \frac{G_{BO}}{1 + G_{BO}} \quad (3.27)$$

$$G_{Vdc(PI)}(s) = \frac{V_{cell} K_p / C_{dc} (s + K_i / K_p)}{s^2 + (V_{cell} K_p / C_{dc})s + V_{cell} K_i / C_{dc}} \quad (3.28)$$

La fonction de transfert est identifiée à une fonction du second ordre donnée par :

$$G(s) = \frac{K}{s^2 + (2\xi\omega_n)s + \omega_n^2} \quad (3.29)$$

Afin d'obtenir les paramètres (Ki et Kp) du régulateur PI, nous égalions les deux dénominateurs :

$$s^2 + (2\xi\omega_n)s + \omega_n^2 = s^2 + (V_{cell} K_p / C_{dc})s + V_{cell} K_i / C_{dc}$$

Nous obtenons :

$$\begin{cases} 2\xi\omega_n = \frac{V_{cell} K_p}{C_{dc}} \\ \omega_n^2 = \frac{V_{cell} K_i}{C_{dc}} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} K_p = 2\xi\omega_n \cdot C_{dc} / V_{cell} \\ K_i = \omega_n^2 \cdot C_{dc} / V_{cell} \end{cases} \quad (3.30)$$

3.2.2.4. Simulation du bus continu (test de robustesse)

Afin de tester l'efficacité de la commande utilisée pour contrôler la tension du bus continu, nous devons considérer les deux tests suivants :

Test01 : Dans ce test, nous avons utilisé une consigne de référence variable, la tension est progressivement diminuée de 700 à 550 V durant la 1^{ère} seconde, ensuite elle passe brusquement à 660V à partir de la 3^{ème} seconde, enfin elle est rapidement augmentée à la valeur 750V à l'instant t= 5s, comme indiqué sur la figure 3.32.

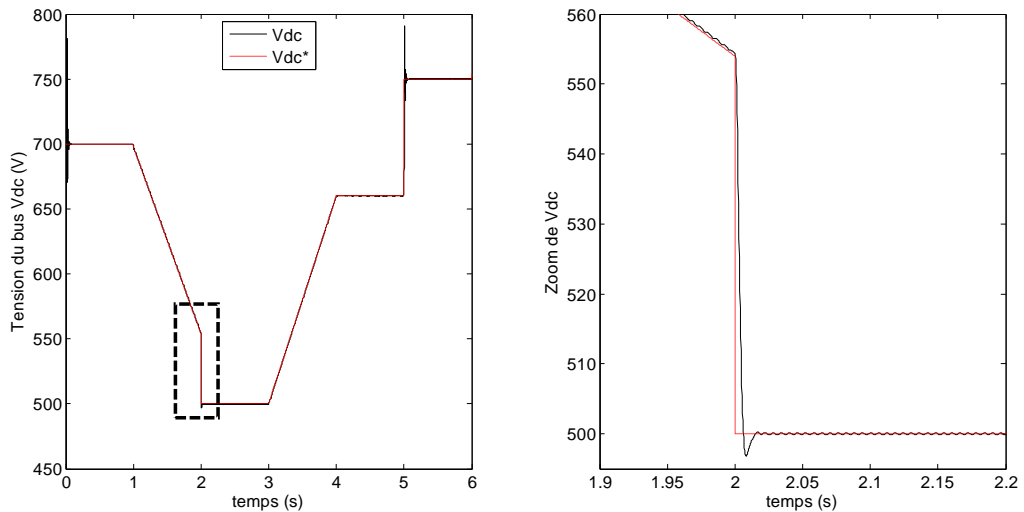


Figure 3.32. Evolution de la tension du bus continu V_{dc} .

Test 02 : Dans ce test, la demande de la charge augmentera rapidement de 2.4kW à 3kW à l'instant $t=3s$, avec une tension de référence constante $V_{dc}^* = 660V$, comme indiqué respectivement sur les figures 3.33, et 3.34.

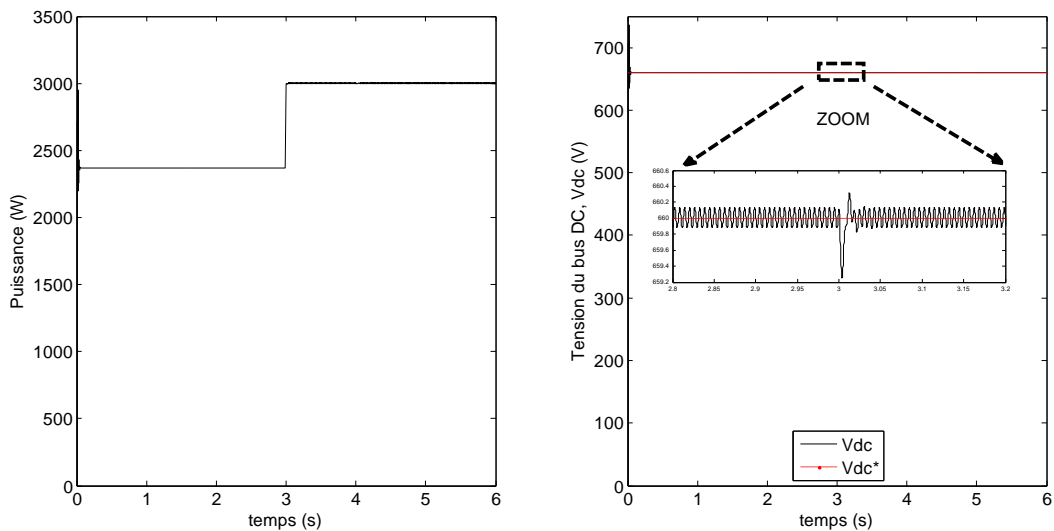


Figure 3.33. Evolution de la puissance **Figure 3.34.** Tension du bus continu V_{dc} .

Les résultats obtenus montrent que la tension du bus continu suit la tension de référence avec une bonne précision et stabilité.

3.2.3. Stratégies de commande de l'onduleur

En adoptant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI) afin d'obtenir les signaux de commande des interrupteurs de l'onduleur (Si) [Moh'16] [Mah'13]. [Ben'12]. Comme le montre la

figure 3.35 [Sal'09], la technique MLI consiste à comparer les trois tensions de références sinusoïdales (V_a^*, V_b^*, V_c^*) de même amplitude décalées de 120° l'une par rapport à l'autre à un signal (porteuse) triangulaire d'une fréquence F_c (fréquence de commutation), les intersections entre ces deux signaux définissent le signal de commande [Ahm'12].

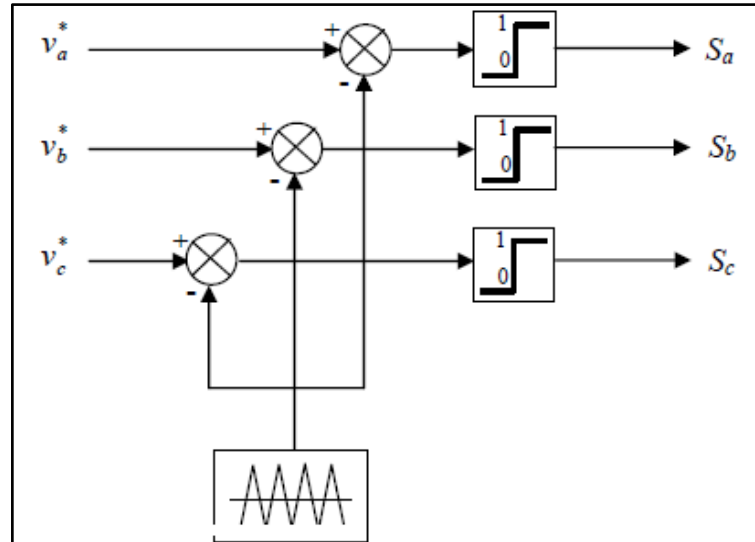


Figure 3.35. Principe de la modulation de la largeur d'impulsion M.L.I.

Les figures 3.36 et 3.37 montrent respectivement le comportement d'une MLI réalisée avec la technique "Sinus-triangle" et la tension Va de l'onduleur.

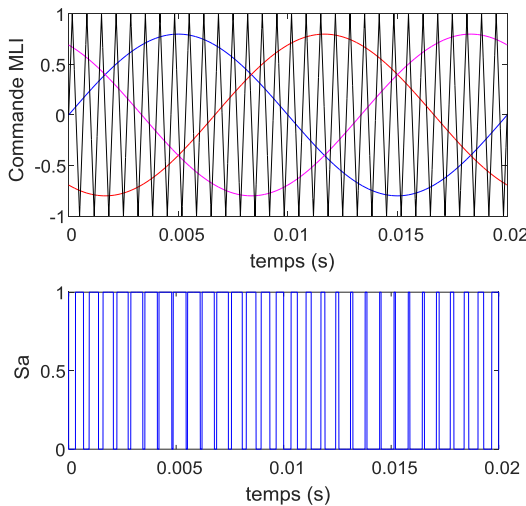


Figure 3.36. Principe de la commande MLI

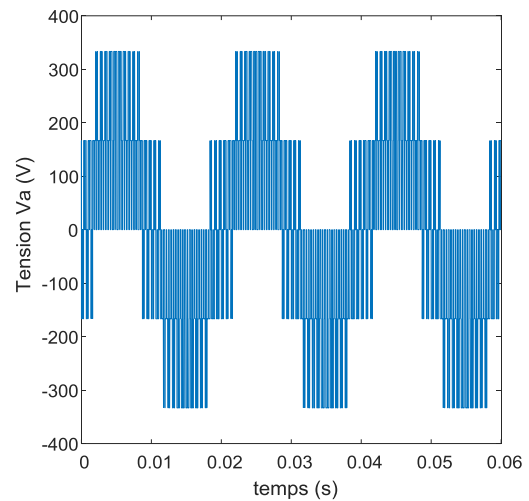


Figure 3.37. Tension Va de l'onduleur

3.3. Conclusion

Au cours de ce chapitre, le contrôle des différents composants du système hybride autonome ont été présentés. En premier lieu et afin d'améliorer l'efficacité des sources d'ER (PV et éolien), nous

avons adopté les algorithmes MPPT. Pour optimiser l'énergie produite par le système PV trois algorithmes MPPT sont développés, à savoir : Perturbation et Observation, Conductance Incrémental et la Logique Floue. Pour ce qui est du système éolien, nous supposons que les caractéristiques de la turbine sont connues, et nous adaptons l'algorithme MPPT basé sur le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

La deuxième partie concerne le contrôle de la tension du bus DC à une valeur de référence. Selon l'état de charge de batterie, ce contrôle peut être réalisé par deux éléments:

- Si $0.2 < SOC < 0.8$: le contrôle est effectué par le système de stockage,
- Si $SOC < 0.2$: le contrôle est effectué par le système de la pile à combustible.

Enfin, nous avons terminé cette partie par le contrôle appliqué sur l'onduleur.

Afin de tester l'efficacité des différentes commandes appliquées pour les sous-systèmes distincts du SEH, nous considérons quelques tests sous environnement Matlab. Les résultats obtenus nous permettent de valider ces commandes.

Le chapitre suivant est consacré à la gestion de l'énergie d'un système hybride PV/éolien/ pile à combustible avec la batterie.

Chapitre 04

Gestion de l'énergie et Simulation d'un SEH

Sommaire

4.1. Introduction.....	85
4.2. Différents modes de fonctionnement du système hybride	85
4.3. Système de supervision du SEH	91
4.3.1. Stratégie de gestion à base de règles floues	93
4.3.1.1. Mise en œuvre du système flou.....	93
4.3.1.2. Choix des fonctions d'appartenance	93
4.3.2.3 Choix des règles d'inférence.....	94
4.4. Simulation du système hybride	95
Cas 01 : Fonctionnement du SEH sous des conditions climatiques variables	95
Cas 02 : Fonctionnement du SEH avec la PàC	99
Cas 03 : Fonctionnement du SEH avec l'électrolyseur	101
4.5. Conclusion	104

4.1. Introduction

Rappelez-vous que l'objectif principal de cette thèse consiste à proposer une stratégie de gestion de l'énergie entre les différents éléments du SEH: PV/ éolien/PàC/batterie, d'une manière optimale.

La stratégie de gestion proposée est basée essentiellement sur la connaissance de l'expert qui a conçu les règles. En effet, de nombreux scénarios de gestion peuvent être proposés en fonction des sources d'énergie disponibles, la consommation d'énergie et l'état de charge de la batterie pendant 24 heures afin d'assurer le bon déroulement de l'algorithme.

Dans ce cadre, nous avons utilisé un outil informatique Matlab, qui permet de déterminer à chaque instant le fonctionnement des différents éléments qui constitue le système d'énergie hybride.

4.2. Différentes modes de fonctionnement du système hybride

Notre système multi-sources est constitué par un GPV d'une puissance de 5 kW, d'un générateur éolien de puissance nominale égale à 1.5 kW, d'une pile à combustible d'une puissance de 7 kW et d'une batterie de 65 Ah. Le SEH est conçu afin d'alimenter trois charges : une charge DC, une charge AC et un électrolyseur. Avant de proposer la technique de supervision, on considère que :

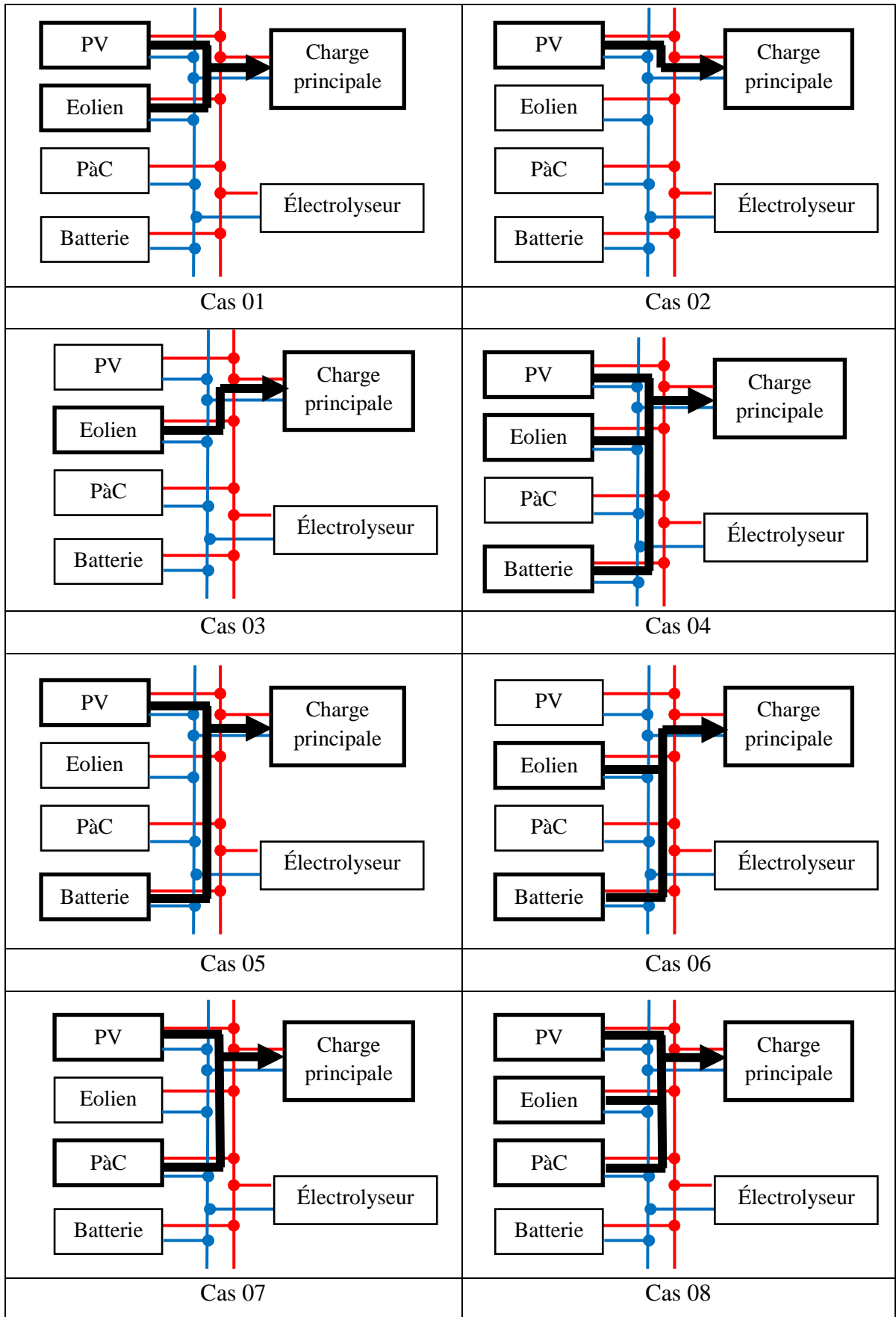
- Les systèmes PV et l'éolien sont considérés comme des sources principales ;
- La batterie est utilisée à la fois comme une source dans le cas d'un déficit de production, et comme une charge dans le cas d'une surproduction,
- La pile à combustible est considérée comme une source de secours,
- Les charges principales DC et AC sont toujours connectés,
- L'électrolyseur est considéré comme une charge auxiliaire pour dissiper le surplus de production.

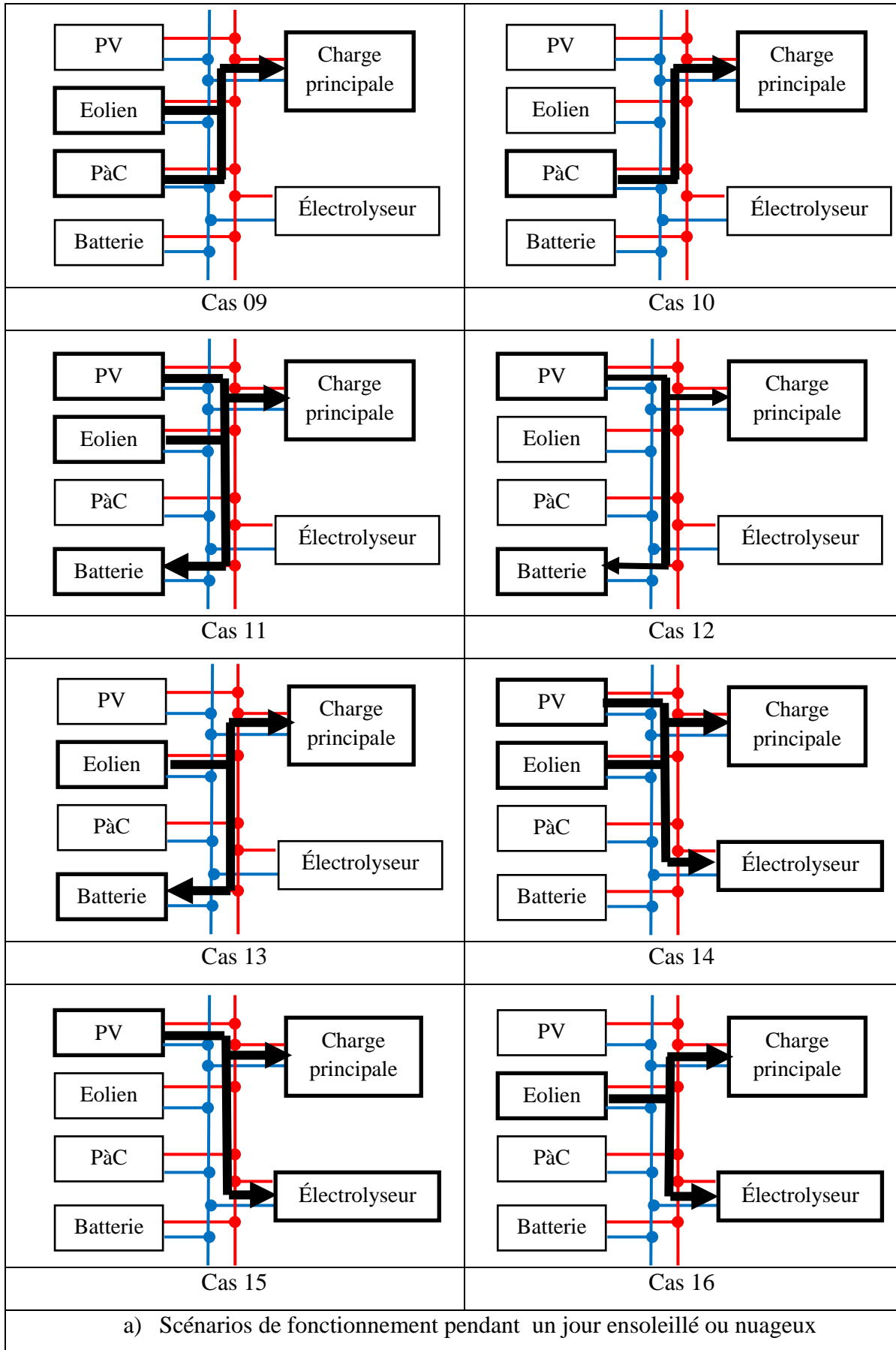
Par conséquent pour simplifier l'étude, nous supposons que chaque composant a deux états; actif ou inactif, par exemple sur une journée en été, le rayonnement solaire est plus fort pendant le jour alors que le vent peut souffler dans la nuit. Le tableau 4.1 exprime l'état de chaque composant constituant le SEH. En effet, selon les sources d'énergie disponibles, la consommation d'énergie et l'état de charge de la batterie, nous distinguons plusieurs scénarios de fonctionnement du système hybride.

Tous ces scénarios sont disponibles en figure 4.1 et sont détaillés dans le tableau 4.2.

Tableau 4.1: l'état de chaque composant constituant le SEH

Etat		Actif	Inactif
sources principales	PV	<ul style="list-style-type: none"> • Pendant un jour ensoleillé 	<ul style="list-style-type: none"> • Pendant la nuit • Pendant un jour nuageux • En cas de panne
	Eolien	<ul style="list-style-type: none"> • Pendant la nuit • Pendant un jour nuageux 	<ul style="list-style-type: none"> • Pendant un jour ensoleillé (Vitesse du vent < à la Vitesse de démarrage de l'éolien) • En cas de panne
Sources auxiliaire	Batterie	<ul style="list-style-type: none"> • Pendant l'incapacité des sources principales, par exemple lorsque: <ol style="list-style-type: none"> 1. Les conditions climatiques sont faibles 2. La demande de la charge est supérieure à la production 3. En cas de panne d'une source ou les deux sources principales • Lorsque l'état de charge est compris entre 20 et 80% 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ pendant le fonctionnement normal des sources principales (PV et éolien) ✓ La demande de la charge égale ou inférieure à la production ($P_{ch} = < P_{pv} + P_{eol}$)
	PàC	<ul style="list-style-type: none"> • Pendant l'incapacité des sources principales, • SOC de la batterie inférieur à seuil bas ($SOC_{min} < 0.2$) 	
Charge princip	DC et AC	La charge est toujours connectée.	
Charge auxiliaire	Batterie	En cas où existe un excès d'énergie, avec SOC est inférieur à seuil bas	Lorsque SOC est supérieur à seuil haut ($SOC_{max} = 0.8$).
	Electrolyseur	En cas où existe un excès d'énergie et SOC est supérieur à seuil haut.	En cas de manque d'énergie ou la demande est satisfaite ($P_{ch} = P_s$)





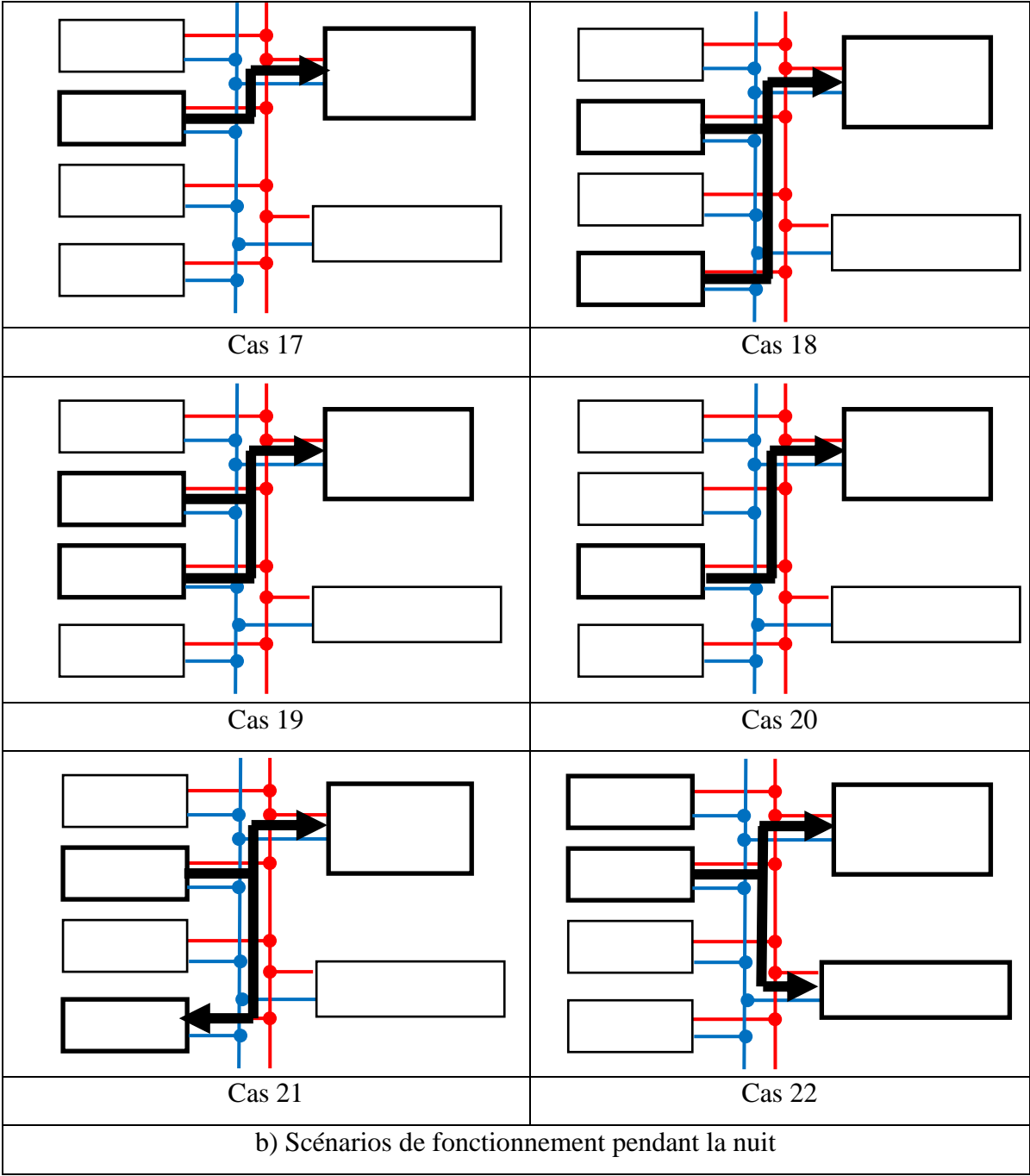


Figure 4.1.Scénarios de fonctionnement du système hybride

Tableau 4.2: Différents scénarios de fonctionnement du SEH

Cas	période	PV	Eol	Batt	Pdiff	PàC	SOC	Elect	description
1	Pendant un jour ensoleillé ou nuageux	✓	✓	Repos	$P_{diff}=0$	OFF	$0.2 < SOC < 0.8$	OFF	$P_{ch}=P_{pv}+P_{eol}$
2		✓	✗						$P_{ch}=P_{pv}$
3		✗	✓						$P_{ch}=P_{eol}$
4		✓	✓	Décharge (source)	$P_{diff}<0$	OFF	$0.2 < SOC < 0.8$	OFF	$P_{ch}=P_{pv}+P_{eol}+P_{batt}$
5		✓	✗						$P_{ch}=P_{pv}+P_{batt}$
6		✗	✓						$P_{ch}=P_{eol}+P_{batt}$
7		✓	✗	Repos	$P_{diff}<0$	ON	$SOC < 0.2$	OFF	$P_{ch}=P_{pv}+P_{PaC}$
8		✓	✓						$P_{ch}=P_{pv}+P_{eol}+P_{PaC}$
9		✗	✓						$P_{ch}=P_{eol}+P_{PaC}$
10		✗	✗						$P_{ch}=P_{PaC}$
11		✓	✓	Chargé (charge)	$P_{diff}>0$	OFF	$SOC < 0.2$	OFF	$P_{ch}-P_{batt}=P_{pv}+P_{eol}$
12		✓	✗						$P_{ch}-P_{batt}=P_{pv}$
13		✗	✓						$P_{ch}-P_{batt}=P_{eol}$
14		✓	✓	Repos	$P_{diff}>0$	OFF	$SOC > 0.8$	ON	$P_{ch}-P_{elect}=P_{pv}+P_{eol}$
15		✓	✗						$P_{ch}-P_{elect}=P_{pv}$
16		✗	✓						$P_{ch}-P_{elect}=P_{eol}$
17	Pendant la nuit	✗	✓	Repos	$P_{diff}=0$	OFF	$0.2 < SOC < 0.8$	OFF	$P_{ch}=P_{eol}$
18		✗	✓	Décharge	$P_{diff}<0$				$P_{ch}=P_{eol}+P_{batt}$
19		✗	✓	Repos		$P_{diff}<0$	ON	$SOC < 0.2$	OFF
20		✗	✗		$P_{ch}=P_{PaC}$				
21		✗	✓	Charge	$P_{diff}>0$	OFF	$SOC > 0.8$	ON	$P_{ch}-P_{batt}=P_{eol}$
22		✗	✓	Repos					$P_{ch}-P_{elect}=P_{eol}$
✓	Fonctionnement normal (actif)								
✗	Inactif								

4.3. Système de supervision du SEH

La gestion d'énergie entre les différentes sources constituant notre système hybride : PV, éolien, pile à combustible, batterie et l'électrolyseur est assurée par une technique de gestion à base de règles déterministes floues. Elle a été conçue en tenant compte de tous les scénarios de fonctionnement de l'ensemble SEH autonome mentionnés ci-dessus. Le principe de fonctionnement de la stratégie de gestion de l'énergie proposé est représenté par l'organigramme de la figure 4.2. Nous commençons par l'initialisation des :

- Paramètre des différents sous-systèmes,
- Données climatiques : la température, l'éclairement et la vitesse du vent.

Puis nous avons estimé la puissance totale P_s produite par les sources principales disponibles (PV et éolien) et la demande de la charge P_{ch} évaluée à chaque instant, afin de calculer la différence de la puissance P_{diff} entre ces dernières.

$$P_{diff} = (P_{pv} + P_{eol}) - P_{ch} \quad (4.1)$$

Si la différence de la puissance est égale à zéro, dans ce cas il y a une égalité entre la puissance totale produite par les sources et la puissance requise par la charge principale (production $P_s =$ consommation P_{ch}). Par effet, l'état de charge de la batterie reste constant (batterie au repos), à condition de supposer que le phénomène d'auto-décharge est négligé et les interrupteurs S (entre l'électrolyseur et le bus DC) et S_f (entre la pile à combustible et le bus DC) est en état OFF.

Si la différence de la puissance est supérieure à zéro (P_{diff} est positive), cela signifie que la puissance générée par les sources principales disponibles (PV et éolien) est supérieure à la demande de la charge et il y a suffisamment d'énergie pour alimenter la charge et stocker l'énergie excédentaire dans la batterie jusqu'à $SOC_{max} = 0.8$, et alimenter dans ce cas l'interrupteurs S à l'état ON, par contre l'interrupteur S_f reste en l'état OFF.

Si la différence de la puissance est inférieure à zéro (P_{diff} est négative), cela indique que l'énergie produite par les sources renouvelables n'est pas suffisante pour faire alimenter la charge. Dans ce cas, la batterie intervient pour fournir l'énergie nécessaire afin de couvrir la demande de la charge jusqu'à sa limite inférieure SOC_{min} . En effet, la pile à combustible commence à produire l'énergie manquante demandée par la charge, donc l'interrupteurs S_f est à l'état ON et l'interrupteur S à l'état OFF.

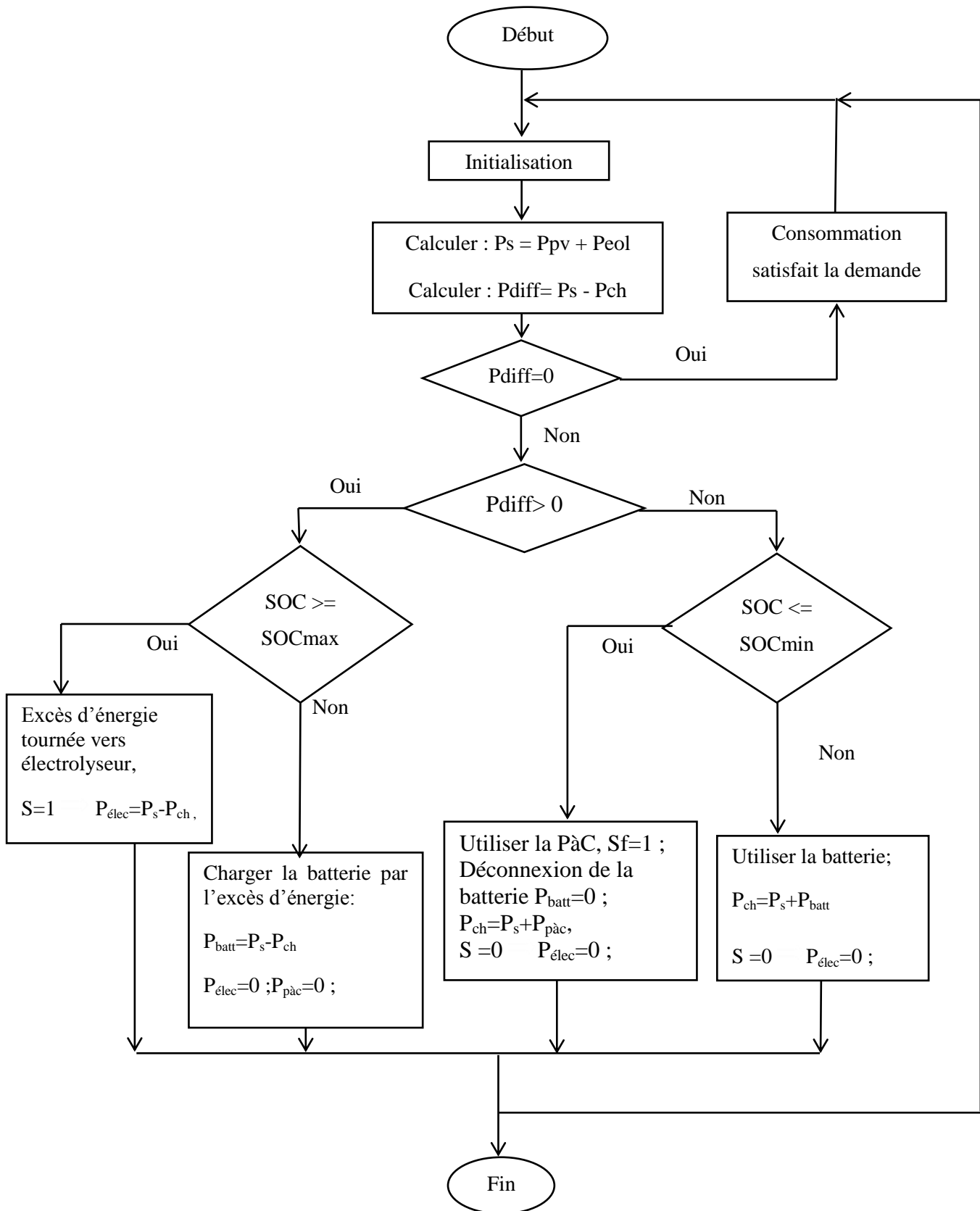


Figure 4.2. Organigramme de supervision de gestion

4.3.1. Stratégie de gestion à base de règles floues

La figure 4.3 illustre le système de supervision à base de la logique floue qui assure la gestion des flux de puissances entre les différentes parties.

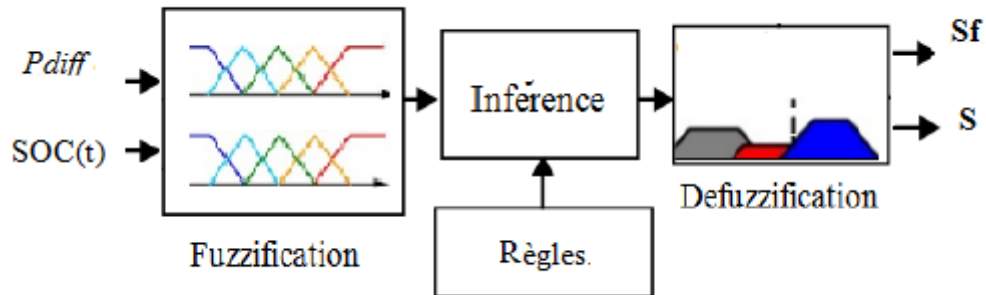


Figure 4.3. Système de supervision à base de la logique floue

4.3.1.1. Mise en œuvre du système flou

Le contrôleur flou adopté pour la gestion de l'énergie utilise deux variables d'entrées qui sont la différence de la puissance P_{diff} et l'état de charge de la batterie $SOC(t)$, la variable de sortie du système étant les signaux de commande des interrupteurs :

- S_f : situées entre la PàC et le bus DC ;
- S : situées entre l'électrolyseur et le bus DC.

4.3.1.2. Choix des fonctions d'appartenance

L'état de charge de la batterie peut être : Minimum "SMin", Moyen "M" ou Maximum "SMax". De même, la différence de la puissance peut être considérée comme : Négative "N", Zéro "Z" ou Positive "P". Enfin, les états des interrupteurs S et S_f peuvent être : fermé "OFF" ou ouvert "ON".

Chacun de ces ensembles flous est désigné par une fonction d'appartenance, nous avons choisi des fonctions d'appartenance de type trapézoïdal pour désigner chacun des ensembles flous répartis sur l'univers de discours des variables de notre système. Les fonctions d'appartenance choisies pour P_{diff} , le SOC de la batterie et l'état des interrupteurs (S_f et S) sont montrées respectivement dans les figures 4.4, 4.5 et 4.6.

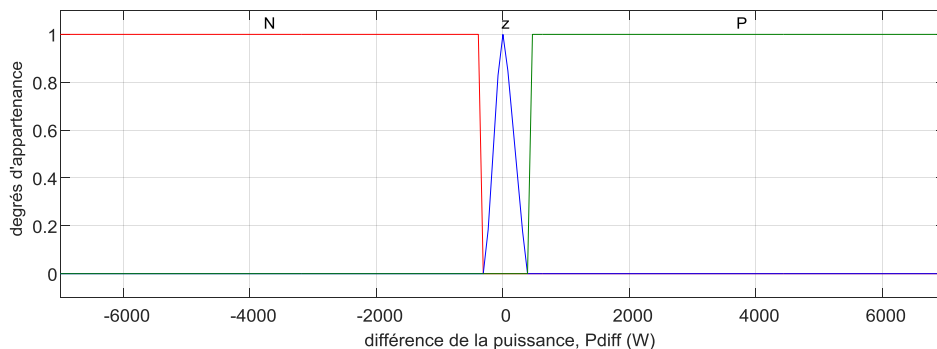


Figure 4.4. Fonctions d'appartenance de la Pdiff

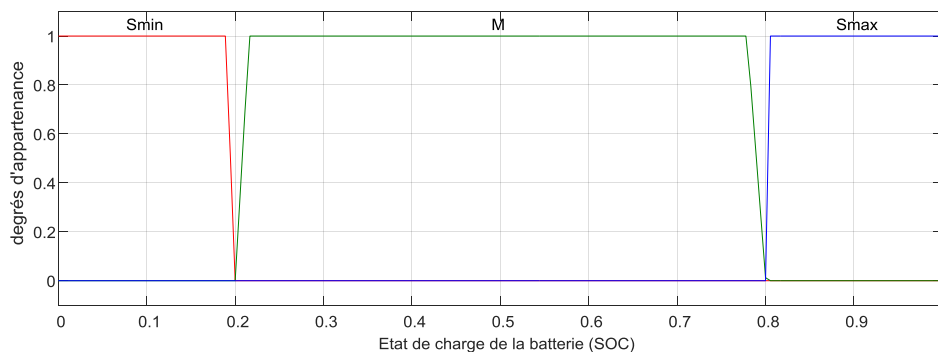


Figure 4.5. Fonctions d'appartenance de SOC

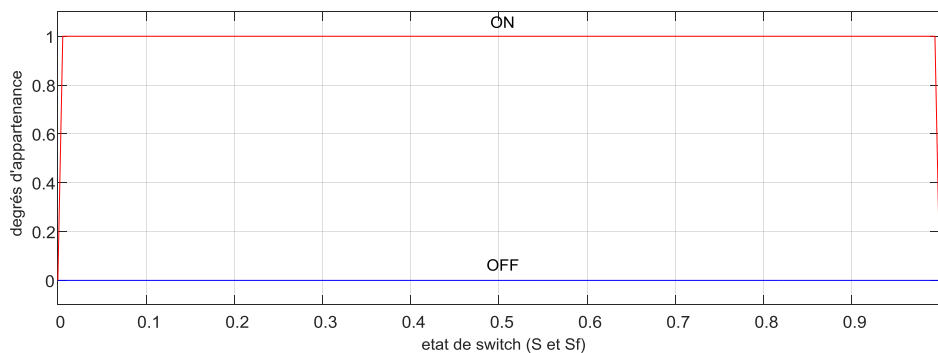


Figure 4.6. Fonctions d'appartenance del'état des interrupteurs Sf et S.

4.3.2.3 Choix des règles d'inférences

La stratégie de réglage dépend essentiellement des inférences adoptées. Elles lient les variables d'entrées à la variable de sortie linguistique à l'aide d'un certain nombre de règles. La description linguistique de l'inférence adoptée dans notre système est la suivante :

SI P_{diff} est Négative **ET** SOC est Smin **ALORS** Sf est OFF et S est ON ;

SI P_{diff} est Négative **ET** SOC est M **ALORS** Sf est ON et S est ON ;

SI P_{diff} est Négative **ET** SOC est Smax **ALORS** Sf est ON et S est ON ;

SI P_{diff} est Zéro **ET** SOC est Smin **ALORS** Sf est ON et S est ON ;

SI P_{diff} est Zéro **ET** SOC est M **ALORS** Sf est ON et S est ON ;

SI P_{diff} est Zéro **ET** SOC est Smax **ALORS** Sf est ON et S est ON ;

SI P_{diff} est Positive **ET** P_{diff} est Smin **ALORS** Sf est ON et S est ON ;

SI P_{diff} est Positive **ET** SOC est M **ALORS** Sf est ON et S est ON ;

SI P_{diff} est Positive **ET** SOC est Smax **ALORS** Sf est ON et S est OFF.

4.4. Simulation du système hybride

Afin d'évaluer les performances de stratégie de la gestion d'énergie du système multi-sources, le système d'énergie hybride (SEH) doit être implémenté dans le logiciel Matlab, en considérant quelques scénarios mentionnés dans le tableau 4.2

Cas 01 : Fonctionnement du SEH sous des conditions climatiques variables

Dans ce cas, nous avons considéré que les conditions climatiques (l'irradiation, la température et la vitesse du vent) varient de la manière suivante :

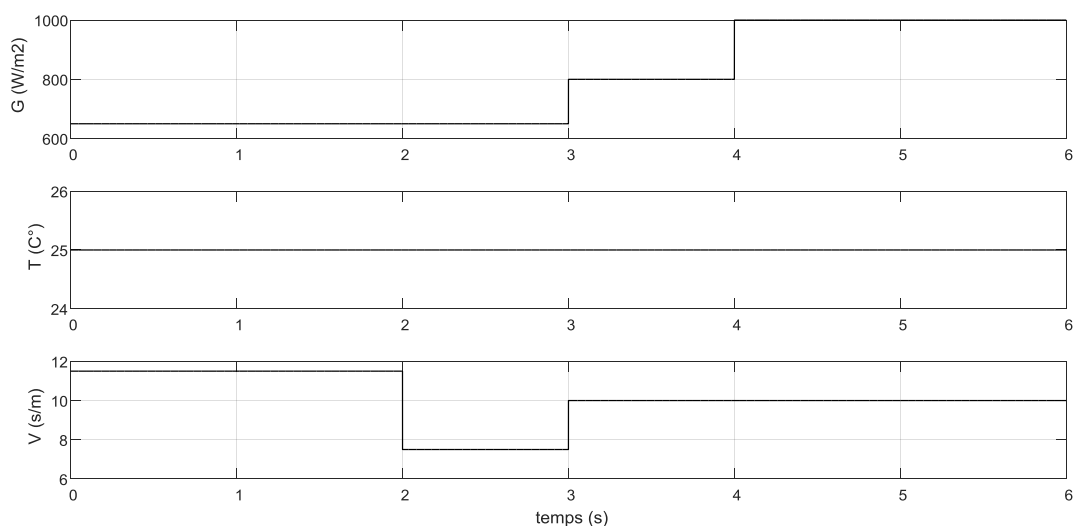
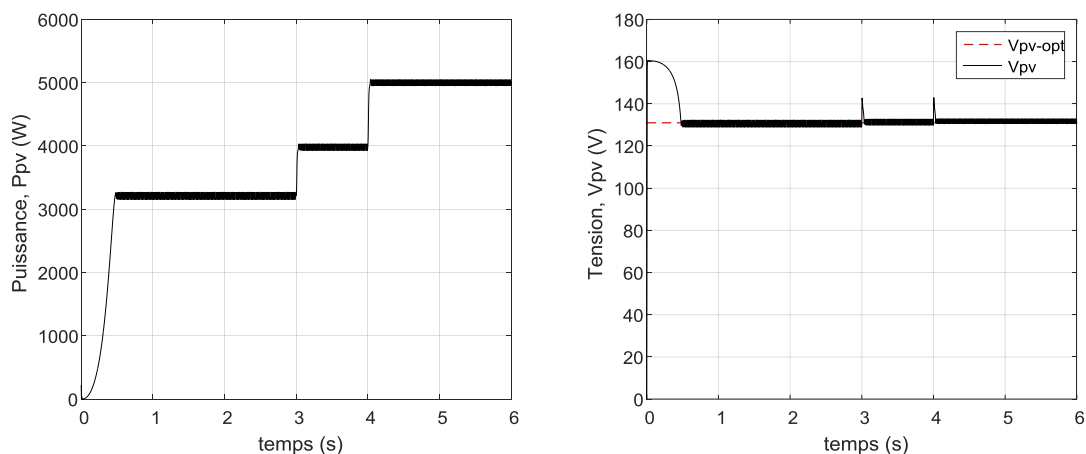


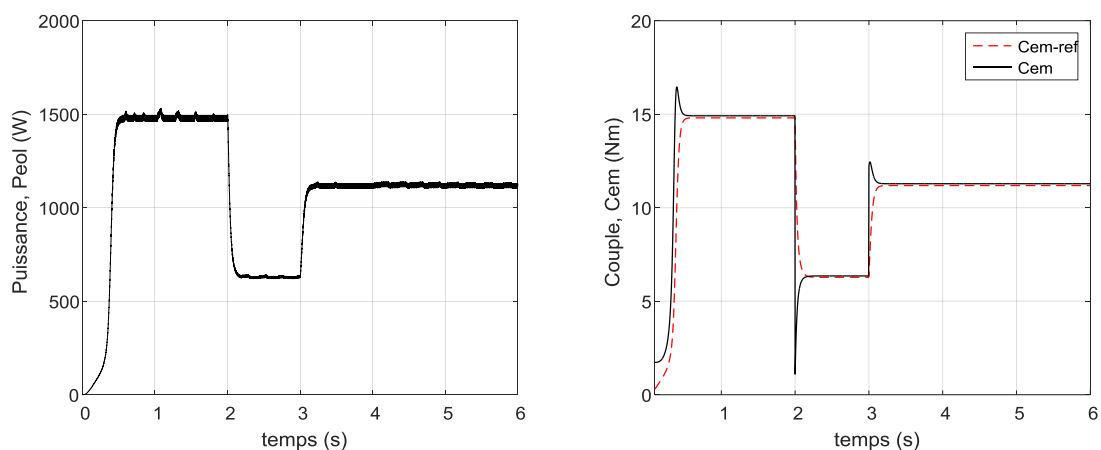
Figure 4.7: Evolution des données d'entrée (irradiation, température et vent)

Puis, nous avons fixé l'état de charge de la batterie à 50% afin de tester les différents modes de fonctionnement possibles du SEH ($P_{diff} < 0$, $P_{diff} = 0$ et $P_{diff} > 0$).

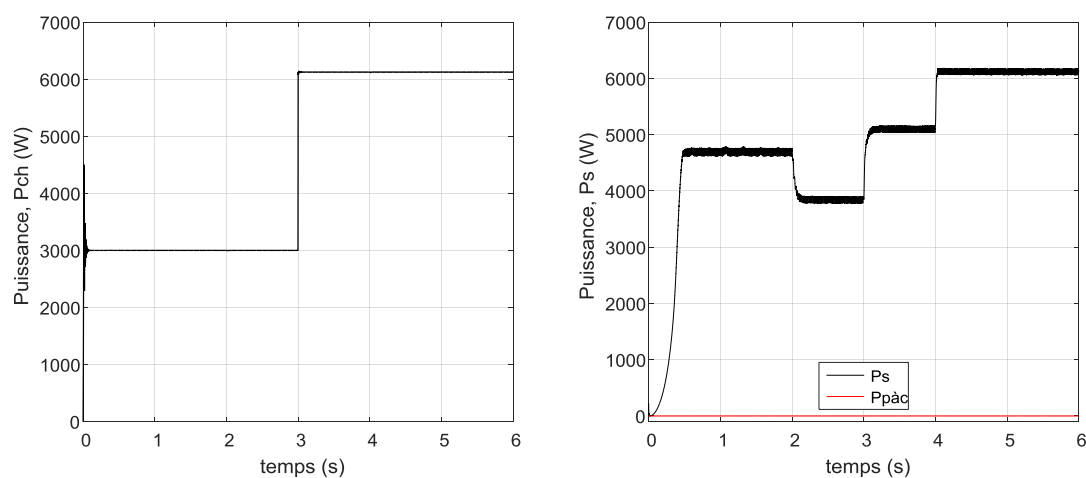
Les principaux résultats de ce test sont représentés dans les figures suivantes:



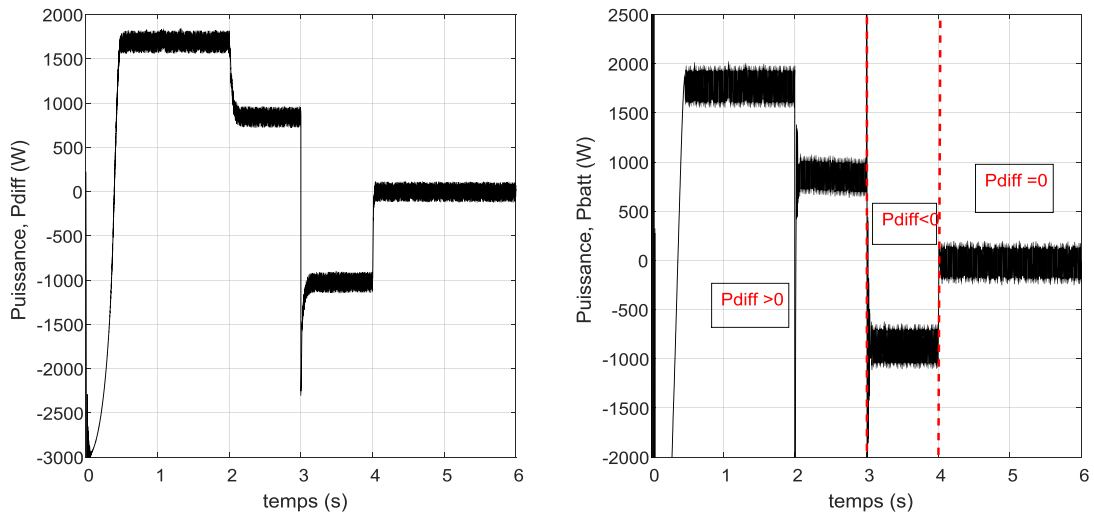
a) Evolution de la puissance et la tension du système PV



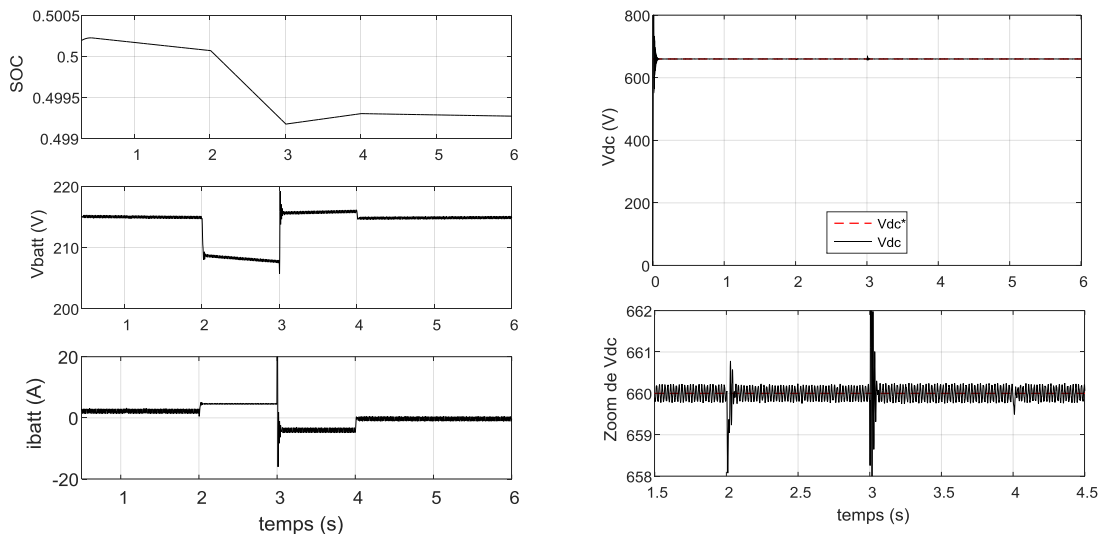
b) Evolution de la puissance et le couple du système éolien



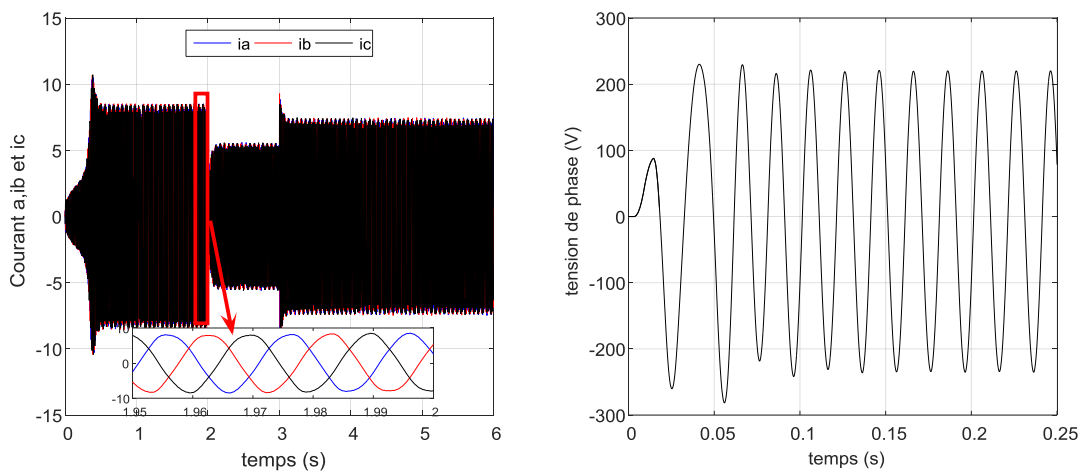
c) Evolution de la puissance demandée par la charge et la puissance des sources



d) Evolution de la différence de la puissance et la puissance de la batterie



e) Evolution des paramètres de la batterie f) Evolution de la tension du bus DC

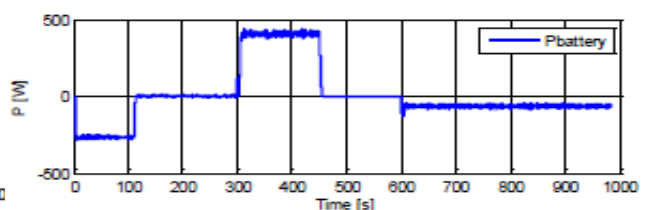
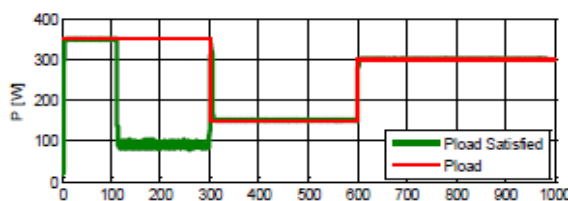


g) Evolution des courants ia, ib et ic h) Evolution de la tension de phase

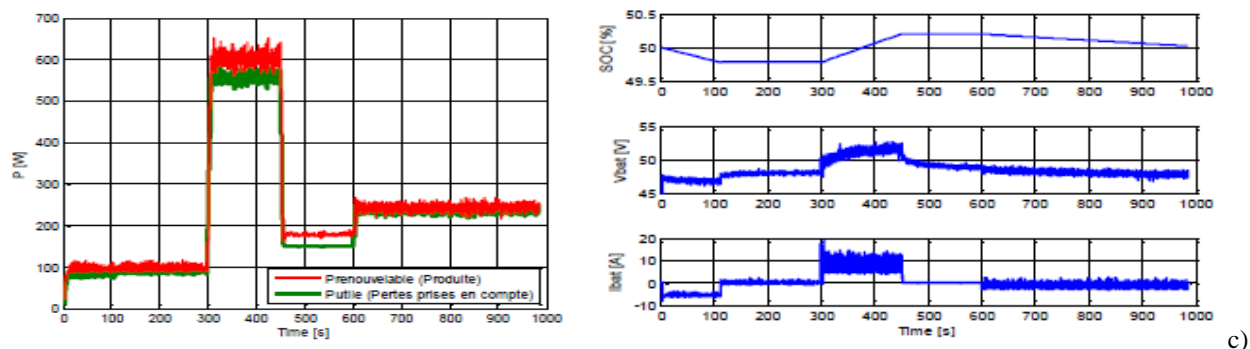
Figure 4.8 : Principaux résultats de scénario 01

Analyse des résultats :

- L'état de charge de la batterie est toujours compris entre les limites de seuils minimum et maximum ($0.2 < SOC < 0.8$) ;
- Dans l'intervalle [0-6] : Les deux systèmes PV et éolien fonctionnent à leur point de maximum de puissance 'MPPT' figure 4.8 (a) et (b),
- Dans l'intervalle [0-3] : $P_{diff} > 0$, il existe un excès d'énergie : La puissance délivrée par les systèmes PV et éolien assure totalement la demande de la charge, figure 4.8 (d), on recharge la batterie par l'excès existant, ce qui induit un courant positif aux bornes de la batterie, figure 4.8 (e).
- Dans l'intervalle [3-4] : $P_{diff} < 0$, il existe un manque d'énergie : les sources ne répondent pas à la demande de la charge, donc la batterie intervient pour assurer la demande de la charge, ce qui induit un courant négatif aux bornes de la batterie.
- Dans l'intervalle [4-6] : $P_{diff} = 0$, Dans ce cas il y a une égalité entre la puissance totale produite par les deux générateurs PV et éolien et la puissance demandée par la charge (production $P_s =$ consommation P_{ch}). Par effet, le courant devient nul aux bornes de la batterie. L'état de charge de batterie reste constant, figure 4.8 (e).
- La figure 4.8 (f) montre que la tension du bus continu suit la tension de référence ($V_{dc}^* = 660V$) avec une bonne précision et stabilité.
- La comparaison des résultats obtenus par simulation avec les principaux résultats de l'essai expérimental de la technique de supervision, figure 4.9 obtenus par A. Dhaker [Dak'12] confirment l'efficacité et la robustesse de la technique de gestion de l'énergie que nous avons adoptés.



a) Evolution de la puissance de la charge b) Evolution de la puissance des batteries



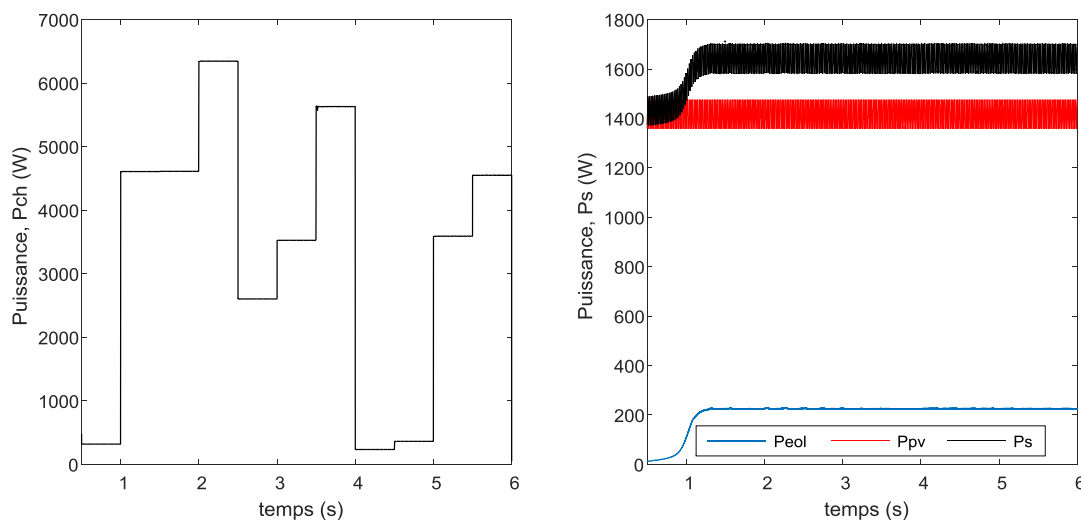
Bilan des puissances en fonction du temps d) Evolution des paramètres des batteries

Figure 4.9. Principaux résultats de l'essai de validation de la technique de supervision [Dak'12]

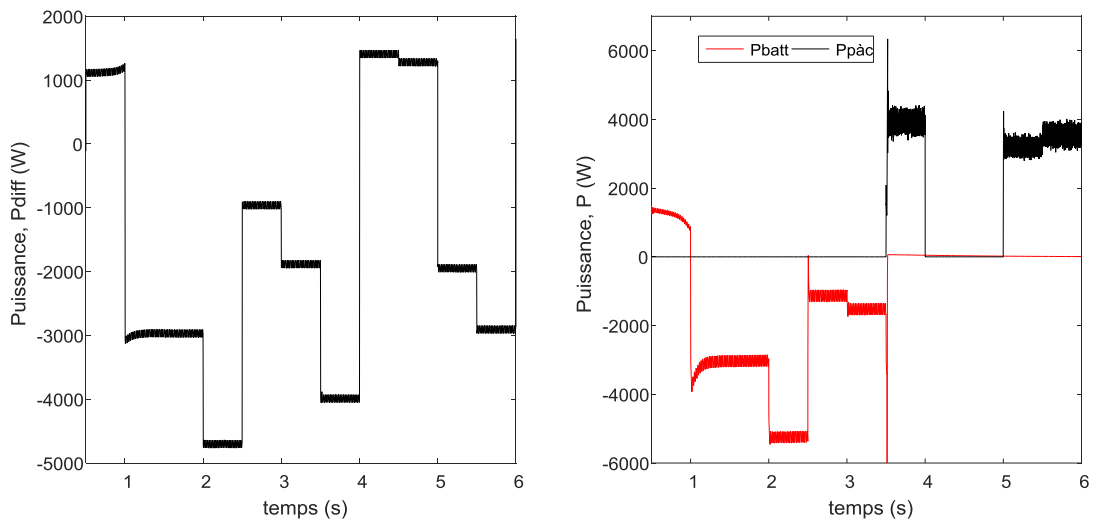
Cas 02 : Fonctionnement du SEH avec la PàC

Enfin, nous avons voulu tester le comportement de la commande appliquée à la PàC. Nous supposons que les conditions climatiques sont constantes ($G = 300 \text{ W/m}^2$, $T = 25 \text{ °C}$ et $V = 4.5 \text{ m/s}$) et le SOC de la batterie est adopté à environ 0,2.

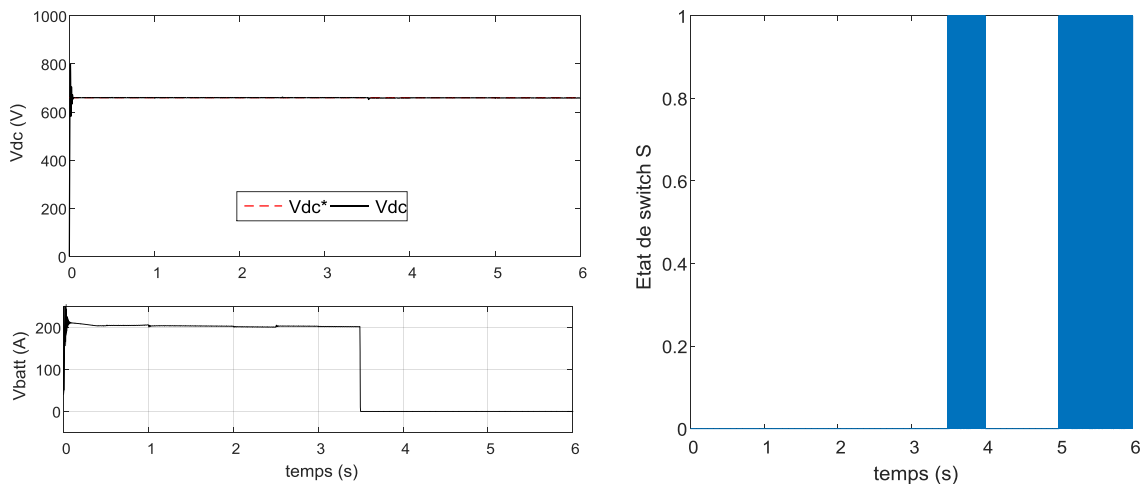
Les principaux résultats de ce test sont représentés dans les figures suivantes :



a) Evolution de la puissance demandée par la charge et la puissance des sources



b) Evolution de ladifférence de la puissance et les puissances de la batterie et de la PàC



c) Evolution des Vdc, Vbatt et Ibatt d) Evolution de l'état du switch S

Figure 4.10 : Principaux résultats de scenario 02

Analyse des résultats :

- Dans les intervalles [1-4] [5-6]: $P_{diff} < 0$, il existe un manque de l'énergie produite, **figure 4.10 (b)**, dans ce stade la puissance produite par les sources PV et éolien ne suffisent pas à alimenter la charge. En effet la batterie intervient pour fournir l'énergie nécessaire afin de couvrir la demande de la charge jusqu'à sa limite inférieure du SOC = 0,2, à l'instant 3.5s, où la puissance de la batterie devient nulle et la PàC commence à produire de l'énergie nécessaire pour garantir la demande, figure 4.10 (b)

En conséquence, le contrôle de la PàC est activé, figure 4.10 (d), et le contrôle de la tension du bus DC à une valeur de référence $V_{dc}^* = 660V$ est assuré par la commande appliquée au boost intercalé entre la PàC et le bus DC, figure 4.40 (c).

- Dans l'intervalle [4-5] : $P_{diff} > 0$, il existe un excès d'énergie : La puissance délivrée par les systèmes PV et éolien assure la demande de la charge. En conséquence, le contrôle de la PàC est inactif (voir figure 4.10 (b)), et la puissance de la PàC devient nulle (figure 4.10 (d)).
- La comparaison des résultats obtenus par simulation avec les principaux résultats de simulation en temps réel (figure 4.11) obtenus par S.G. Malla [Mal'14] confirment l'efficacité et la robustesse de la commande appliquée à la PàC.

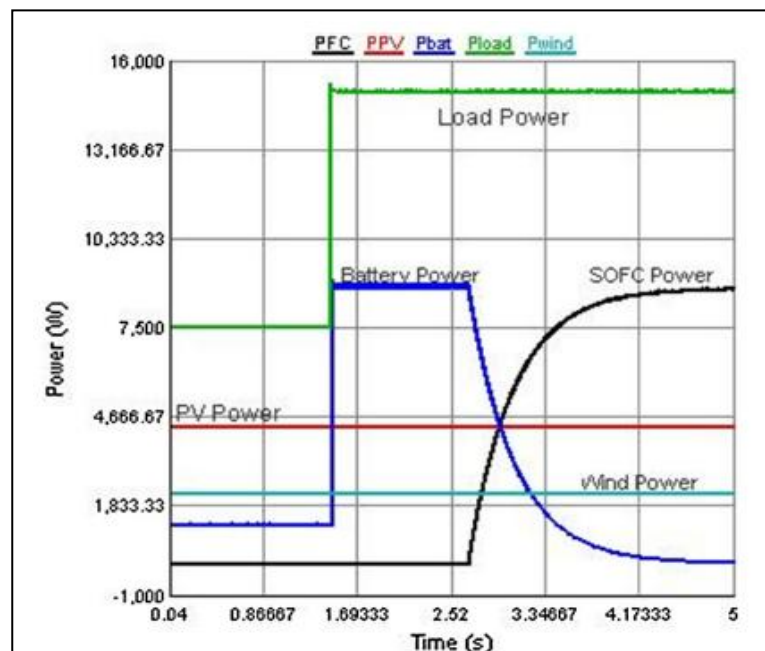
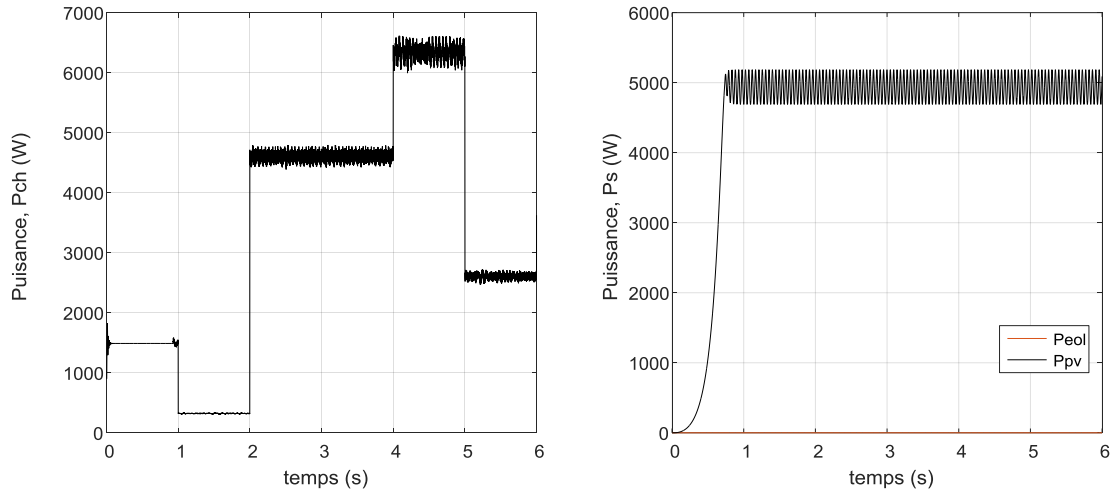


Figure 4.11. Evolution des différentes puissances du SEH [Mal'14]

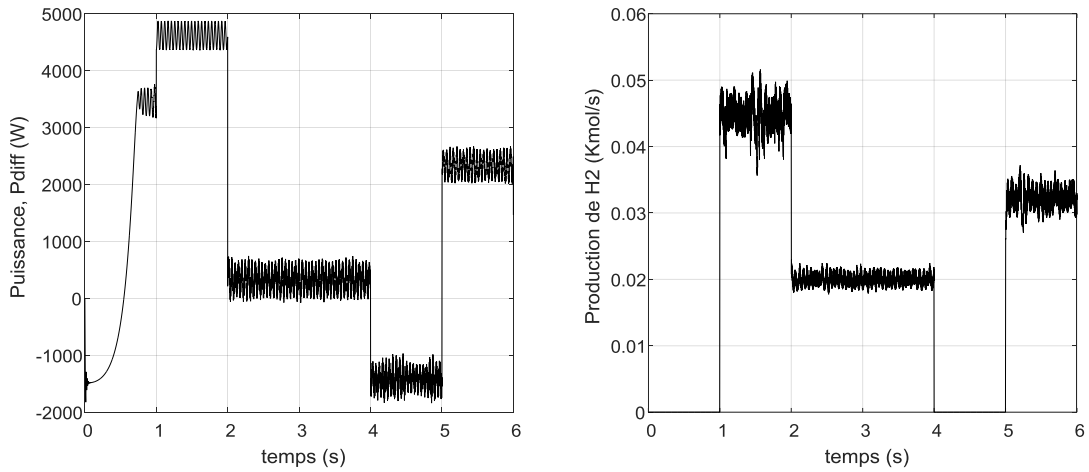
Cas 03 : fonctionnement avec l'électrolyseur

Nous supposons que le système PV est en fonctionnement normal avec des conditions climatiques constantes ($G = 1000W/m^2$, $T = 25\text{ }^\circ C$). Par contre, nous considérons que le système éolien est en panne ($P_{eol} = 0$). Le SOC de la batterie est adopté à environ 0,8.

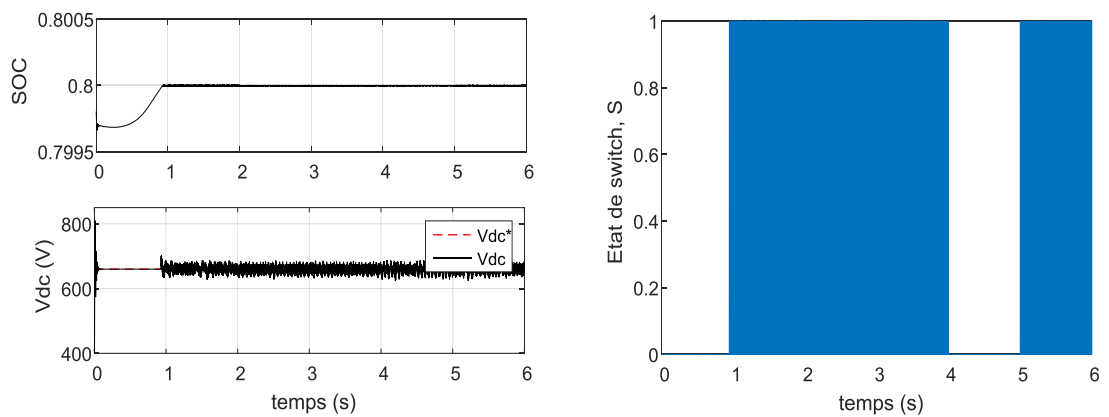
Les principaux résultats de ce test sont représentés dans les figures qui suivent :



a) Evolution de la puissance demandée par la charge et la puissance des sources



b) Différence de la puissance c) Production de l'hydrogène



d) Evolution de SOC et la tension du bus DC e) Etat de l'interrupteur S

Figure 4.12 : Principaux résultats de scénario 03

Analyse des résultats :

- Dans les intervalles [0-1] et [4-5] : $P_{diff} < 0$, il existe un manque de l'énergie produite (figure **4.12 (b)**): la batterie est intervenue pour fournir l'énergie manquante nécessaire pour couvrir la demande de la charge et assurer la continuité du service.
- Dans les intervalles [1-4] et [5-6] : $P_{diff} > 0$ il existe un excès d'énergie, on recharge la batterie par cet excès jusqu'à l'état $SOC = SOC_{max} = 0.8$, figure **4.12 (d)**.
- Nous constatons que lorsque le SOC devient 0,8 à l'instant $t = 0.98$ s, la batterie s'arrête de charger ce qui rend sa puissance nulle et l'électrolyseur intervient pour consommer le reste de l'excédent d'énergie pour commencer la production de l'hydrogène figure, **4.12 (c)**.
- le contrôle de l'électrolyseur est activé lorsque les deux conditions ($SOC = SOC_{max}$ et $P_{diff} > 0$) sont assurés, figure **4.12 (e)**.
- La figure **4.12 (d)** montre que la tension du bus continu suit la tension de référence $V_{dc}^* = 660V$ avec une bonne précision et stabilité.

4.5. Conclusion

Dans ce chapitre, la gestion d'énergie entre les différentes sources constituant notre système hybride : PV, éolien, PàC et la batterie, est assurée par une stratégie de gestion à base de règles déterministes floues. Les résultats de simulations obtenues sous diverses conditions permettent de conclure que la supervision de la gestion a été validée avec succès.

Conclusions Générales et Perspectives

L'objectif principal de ce travail était de développer un algorithme de gestion d'énergie d'un système hybride autonome : photovoltaïque/éolien/ pile à combustible et une batterie afin d'alimenter une charge isolée sans interruption, en adoptant deux charges, une charge principale (charge de type DC et l'autre de type AC) et une charge auxiliaire (électrolyseur). Afin d'atteindre cet objectif, nous avons fixé des objectifs auxiliaires qui ont tous été atteints. En effet, nous avons commencé ce travail de recherche par une introduction générale, où nous avons identifié les problèmes rencontrés dans un SEH à base des ERs.

Un état de l'art d'une manière générale sur les systèmes multi-sources a été effectué, ensuite, nous avons exposé d'une façon plus détaillée les principaux composants de notre SEH : le système photovoltaïque, le système éolien, les piles à combustible, les batteries, l'électrolyseur avec les convertisseurs. Enfin, nous avons donné une classification des différentes stratégies de gestion afin de choisir une stratégie adéquate pour gérer l'énergie produite entre les différentes sources et la charge. Nous avons aussi établi les modèles mathématiques qui décrivent le comportement des différentes parties de notre système d'énergie hybride autonome pour constituer le modèle complet du SEH. Le logiciel Matlab/Simulink, a été utilisé à cet effet.

Afin d'optimiser l'énergie produite par les sources d'ER (PV et éolien), nous avons adopté des algorithmes MPPT. Le processus de la charge/décharge de la batterie est contrôlé à travers un hacheur réversible en courant, ce dernier est commandé par un régulateur classique PI pour stabiliser la tension sur le bus continu, sur lequel sont connectés les différentes sources et les charges.

La pile à combustible est utilisée comme une source de secours, pour stabiliser la tension sur le bus continu en cas de décharge des batteries (l'état de charge de batterie égal à SOC_{min}) par un régulateur classique PI, qui commande le hacheur boost utilisé. Afin de tester l'efficacité des différentes commandes appliquées aux sous-systèmes distincts du SEH, nous considérons quelques tests de simulation sous environnement Matlab. Les résultats obtenus nous permettent de valider ces commandes.

Finalement, nous proposons une stratégie de gestion à base de règles déterministes floues, qui permettent de :

- Assurer la demande de la charge sans interruption ;
- Protéger les batteries contre les charges excessives et les décharges profondes ;

- Minimiser l'utilisation du système de stockage ;
- Brancher et débrancher automatiquement la pile à combustible selon le besoin ;
- Brancher et débrancher automatiquement l'électrolyseur selon le besoin.

Nous avons ainsi fait une comparaison entre les résultats obtenus par simulation et des résultats expérimentaux obtenus par [Dak'12] et avec les résultats de simulation en temps réel obtenus par [Mal'14], afin de vérifier et valider la stratégie de gestion choisie.

Ce thème de recherche nous a permis de réaliser les travaux suivants :

- B. Madaci, R. Chenni, E. Kurt, K. E.Hemsas, "Design and control of a stand-alone hybrid power system", **International Journal of Hydrogen Energy**. Elsevier 1-1 2, **2016**.
- B. Madaci, K. E.Hemsas, R. Chenni, A. Khellaf, 'Maximum Power Point Tracking Technical Based On Fuzzy Logic Controller For Photovoltaic System, International Journal of Management and Applied Science (**IJMAS**), Vol.5, Iss. 3,p.40-45, **Mar.-2017**.
- Bouthaina Madaci, Rachid Chenni, Erol Kurt, Kamel Eddine Hemsas, "Control of a stand-alone hybrid power system", Third European Conference on Renewable Energy Systems(**ECRES**), **2015**, Turkey.
- Bouthaina Madaci, Rachid Chenni, Erol Kurt, Kamel Eddine Hemsas, "Comparison of two maximum power point tracking techniques applied to a photovoltaic system", Third European Conference on Renewable Energy Systems (**ECRES**), **2015**, Turkey.
- B. Madaci, K. E.Hemsas, R. Chenni, A. Khellaf, 'Maximum Power Point Tracking Technical Based On Fuzzy Logic Controller For Photovoltaic System, 27th Research World International Conference, ISBN: 978-93-86291-87-5, At Paris, France**2017**.

Perspectives :

Le présent travail est loin d'être achevé. Sur la base du travail réalisé, plusieurs points très intéressants peuvent être, entre autres envisagés :

- Dimensionnement des composants du système hybride par un logiciel approprié spécialisé dans le calcul technique et économique pour une diminution des coûts de revient
- Valider les résultats par un banc d'essais ;
- Connecter le SEH au réseau électrique ;

ANNEXE.

Paramètres des composants du SEH

A1. Panneau PV (KC200GT)

Caractéristiques électriques en conditions standard ($G_n = 1000 \text{ W/m}^2$, et $T_n = 25^\circ \text{C}$)

KC200GT		
Puissance maximale	P_{\max}	200 W
Tension de circuit-ouvert	V_{oc}	32.9 V
Courant de court-circuit	I_{sc}	8.21 A
Courant de saturation de la diode	$I_{o,n}$	$9.8214 \cdot 10^{-8}$ A
Photo-courant	I_{ph}	8.214 A
Résistance série	R_s	0.221 Ω
Résistance parallèle	R_{sh}	415.405 Ω
Facteur d'idéalité de la diode	α	1.3
Nombre de cellules PV connectées en série	N_s	54

A2. Système éolien

Caractéristiques électriques du Turbine éolienne

Masse volumique de l'air	ρ	1.225 Kg/m^3
Surface balayée	S	1.06 m^2
Coefficient optimal	K_{opt}	$1.67 \cdot 10^{-3} \text{ Nm/ (rad/s)}^2$
Vitesse du vent nominal	V	11.5 m/s

Paramètres de la MSAP

Paires de pôles	P	10
Vitesse nominale	Ω	153 rad/sec
Résistance statorique	R_s	0.425 Ω
Flux efficace	\emptyset	0.433 Wb
Inductance statorique	L_s	8.4 mH
Puissance nominale	P_n	1.5 kW

A3. Pile à combustible

Caractéristiques électriques du PàC sous les conditions standards : la température du stack 70°C , les pressions des gaz à la sortie 2 bar, les températures de condensation de l'oxygène et de l'hydrogène sont respectivement 50 °C et 55 °C

Tension théorique à vide	E	27.1V
Densité de courant d'échange	I_0	6.54mA
Courant interne de la pile	I_n	230mA
Coefficient de Tafel	A	1.35V
Constante de transport	B	1.29V
Résistance totale de la pile	R_{int}	0.045 Ω
Nombre de cellules connectées en série	$N_{série}$	10
Nombre de cellules connectées en parallèle	$N_{parallèle}$	1

A3. Système de stockage

Paramètres de la batterie

Valeurs Nominales		Valeur	Unité
Tension	V_n	24	V
Capacité nominale	C_n	65	Ah
Résistance	R_{batt}	0.30	Ω

Références Bibliographiques

- [Bel'10] S. Belakehal, "conception & commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables", Thèse Doctorat, département d'électrotechnique, Université de Constantine, 2010
- [Bis'12] Biswas I, Dash V, Bajpai P. "Sizing optimization of PV-FC-battery system with hybrid PSO-EO algorithm". *IEEE Annual India Conference (INDICON)*, vol. 869e874; Dec 2012. p. 7-9.
- [Exp'04] I. V. Exposito, 'Interfaçage et contrôle commande de piles à combustible pour applications stationnaires et transport', Thèse Doctorat, Université Joseph Fourier, 2004.
- [Iee'07] IEEE guide for optimizing the performance and life of lead acid batteries in remote hybrid power systems. *IEEE Std.* p. 1561, 2007.
- [Lab'06] J. Labbé, 'L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés', thèse doctorat, l'Ecole des Mines de Paris, 2006.
- [Liu'14] C. L. Liu, J. H. Chen, Y. H. Liu and Z. Z. Yang "An asymmetrical fuzzy-logic-control-based MPPT algorithm for photovoltaic systems", *Journal of Energies*, 2177-2193, 1 April 2014
- [Oul'13] Ould Bilal B, Sambou V, Ndiaye PA, K_eb_e CMF, Ndongo M. Study of the influence of load profile variation on the optimal sizing of a standalone hybrid PV/wind/battery/diesel system. *Energy Procedia* 2013, p. 1265-75.
- [Sen'13] S. Sen, I. Koley, P. Chowdhury, P. K. Saha, G. K. Panda, "Modelling, simulation and control of a non-conventional fuel cell power generation system by varying oxygen", *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, Vol. 2, Issue 4, April 2013.
- [Sol'12] M. Soleymani, M. Montazeri-Ghb, R. Amiryanb, "Adaptive fuzzy controller for vehicle active suspension system based on traffic conditions", *Scientia Iranica* B19 (3), 443-453(2012)
- [Zha'11] L. Zhang, Li Y. "Optimal energy management of hybrid power system with two-scale dynamic programming". *Power Systems Conf. Exposition (PSCE), IEEE/PES*, vol. 1e8; March 2011. p. 20-3.
- [Abd'13] M. Abdulkadir, A. S. Samosir, A. H. M. Yatim and S. T. Yusuf, "A new approach of modelling, simulation of mppt for photovoltaic system in simulink model", *ARP Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 8, no. 7, 488-494, July 2013.
- [Abd'15] T. Abdulkader, Modelling, 'control and supervision of multi-source system connected to the network with a buffer storage of electrical energy via hydrogen vector', Thèse doctorat, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2015
- [Ahm'13] N. Ahmed, Stratégies de gestion de l'énergie électrique d'un système multi-source : décision floue optimisée pour véhicule électrique hybride. Thèse doctorat, Université De Toulouse, 2013
- [Ait'12] E. Aitor, 'Microgrid Hybrid Energy Storage Integration and Three Level NPC converter', Thèse doctorat, Université Bordeaux 1, 2012
- [Alt'13] N. Altun, 'Interval type-2 fuzzy logic controller based maximum power point tracking in

- photovoltaic systems. *Adv Electr Comput Eng* 2013; 13(3):65-70.
- [And'16] S.I. Andoni et M.Contrasta, 'Optimal sizing and control of energy storage systems for the electricity markets participation of intelligent photovoltaic power plants', Thèse doctorat, Université Grenoble Alpes, 2016
- [Ang'06] C. P. Angel, 'Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques', Thèse doctorat, INSA de Toulouse, 2006
- [Bad'13] N. A. Bader, H. A. Khaled, J. F. Stephen, and B. W. Williams, "A maximum power point tracking technique for partially shaded photovoltaic systems in microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, 1569-1606, April 2013.
- [Bel'11] N.Belhaouchet, " Fonctionnement à Fréquence de Commutation Constante des Convertisseurs de Puissance en Utilisant des Techniques de Commande Avancées Application : Amélioration de la Qualité de l'Énergie", Thèse Doctorat en Sciences, Université Ferhat Abbas-Sétif, 2011
- [Ben'12] T. Benmiloud, 'Commande Du Moteur Asynchrone Avec Compensation Des Effets Des Variations Paramétriques', Thèse de doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, 2012.
- [Ben'15] A. Benjemaa, Coopération méta heuristique et logique floue pour le dimensionnement d'une installation hybride. Thèse doctorat, Université de Reims Champagne-Ardenne, 2015
- [Bou'10] A.Bouafia, "Techniques De Commande Prédictive Et Floue Pour Les Systèmes D'électronique De Puissance: Application Aux Redresseurs à MLI", thèse de doctorat en sciences, Université Ferhat Abbas-Sétif, 2010
- [Bou'15] Y. Bouzelata, E. Kurt, N. Altın, R. Chenni, "Design and simulation of a solar supplied multifunction al active power Filter and a comparative study on the current-detection algorithms ", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 43(2015)1114–1126
- [Bou'16] H. Bounechba, A. Bouzid, H. Snani, A. Lashab, "Real time simulation of MPPT algorithms for PV energy system, " *Electrical Power and Energy Systems* 83 (2016) 67–78.
- [Cam'11] M. A.Camara, "Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par super-condensateurs", thèse doctorat, Institut Polytechnique de CONAKRY – Université Gamal Abdel Nasser –Guinee, 2011
- [Cha'08] H. Cha, S. Lee, " Design and Implementation of Photovoltaic Power Conditioning System using a Current based Maximum Power Point Tracking ", 978-1-4244-2279-1/08/\$25.00 © 2008 IEEE.
- [Cha'10] A. Chaoui. "Filtrage Actif Triphase Pour Charges Non Lineaires", Thèse doctorat, Université de setif, 2010.
- [Cha'14] S. Charfi, M. Chaabene, "A comparative study of MPPT techniques for PV systems", *The fifth International Renewable Energy Congress IREC*, March 25, 27, Hammamet, Tunisia, 2014.
- [Che'07] B. Cheikh, 'commande d'une machine asynchrone à double alimentation en vue de son application dans le domaine de l'énergie éolienne étude et expérimentation-', Thèse doctorat, l'université des sciences et de la technologie - MohamedBoudiaf-Oran, 2007
- [Chi'11] C.Chiu and Y. Ouyang, "Robust Maximum Power Tracking Control of Uncertain Photovoltaic Systems: A Unified T-S Fuzzy Model-Based Approach," *IEEE Transactions On Control Systems Technology*, Vol. 19, NO. 6, November 2011.

- [Cro'13] L. Croci, "Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs", Thèse Doctorat, Université de Poitiers, 2013.
- [Dah'15] M. Dahmane, 'Gestion, Optimisation et Conversion des Énergies pour Habitat Autonome', Thèse doctorat, Université de Picardie Jules Verne, 2015
- [Dak'12] D. Abbes, "Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome", Thèse Doctorat, Université de Poitiers, 2012.
- [Dar'11] 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 doctorat, l'université de Corse, 2011
- [Des'11] C. Desai, S.S. Williamson, "Comparative Study of Hybrid Electric Vehicle Control Strategies for Improved Drivetrain Efficiency Analysis", IEEE, 2009.
- [Dim'09] S. Dimitar, L. Vladimir, R. Daniel, Z. Zahari, MA. Omar, 'Modélisation Des Convertisseurs Statiques Dc-Dc Pour Des Applications Dans Les Energies Renouvelables En Utilisant MATLAB/SIMULINK, *Conférence EF UTC, Compiègne*, 24-25 Septembre 2009.
- [Dja'14] D. Djalel, G. Moatazbillah, "Behavior Study of PVG via Designing of a Solar Simulator Software," *The fifth International Renewable Energy Congress IREC*, March 25, 27, Hammamet, Tunisia, 2014.
- [Esr'07] T. Eswaran and P. L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 22, No. 2, pp. 439-449, June 2007.
- [Ezi'12] M. Eziane F, Khellaf A, Chellali F. Study and dimensioning of a wind-electrolyzer-fuel cell system for the power supply of an isolated site. *Rev des Energies Renouvelables* 2012:381e91. Ghardaïa.
- [Gou'13] R. E. Gouri, M. B. Brahim, L. Hlou, "A comparative study of mppt technical based on fuzzy logic and perturb observe algorithms for photovoltaic systems," *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, Vol. 58 No.2, 20th December 2013.
- [Had'17] B. Hadjer, 'Contribution à l'étude d'un système de pompage photovoltaïque', thèse doctorat, Université des Frères Mentouri Constantine, 2017.
- [Haq'08] M. E. Haque, and M. Negnevitsky, K. M. Muttaqi, "A Novel Control Strategy For A Variable-Speed Wind Turbine With A Permanent-Magnetsynchronous Generator", 978-1-4244-2279-1/08/\$25.00 © 2008 IEEE
- [Haq'10] M. E. Haque, "A Novel Control Strategy For A Variable-Speed Wind Turbine With A Permanent-Magnet synchronous Generator", *IEEE transactions on industry applications*, Vol. 24, No. 1, 2010
- [Hus'13] M. M. Hussein, T. Senjyu, M. Orabi, M. A. A. Wahab and M. M. Hamada, 'Control of a Stand-Alone Variable Speed Wind Energy Supply System', *Appl. Sci.* 2013, 3, 437-456; doi:10.3390/app3020437.
- [Ish'13] K. Ishaque, Z. Salam, A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19(2013)475–488.

- [Kir'13] Ch. Kiran Kumar, T. Dinesh, S. Ganesh Babu, "Design and Modelling of PV system and different MPPT algorithms," *International Journal of Engineering Trends and Technology (IJETT)*, vol. 4, 4104-4112, Iss. 9, Sep 2013.
- [Lai'10] Z. Laid, "étude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau", thèse doctorat en Electrotechnique, Université de Constantine, 2010
- [Laz'05] V. Lazarov, 'Hybrid Power Systems with Renewable Energy Sources – Types, Structures, Trends for Research and Development', Eleventh International Conference On Electrical Machines, Drives And Power Systems, Sofia, BULGARIA, 15 – 16 September 2005
- [Log'15] T. Logeswaran, A. Senthilkumar, P. Karuppusamy. "Adaptive neuro-fuzzy model for grid-connected photovoltaic system". *Int J Fuzzy Syst* 2015; 17(4):585-94.
- [Mad'15] B. Madaci, R. Chenni, E. Kurt, K. E.Hemsas, "Control Of A Stand-Alone Hybrid Power System", *Third European Conference on Renewable Energy Systems (ECRES)*, 2015.
- [Mad'15] B. Madaci, R. Chenni, E. Kurt, K. E.Hemsas, "Comparison of two maximum power point tracking techniques applied to a photovoltaic system", *Third European Conference on Renewable Energy Systems (ECRES)*, 2015.
- [Mad'16] B. Madaci, R. Chenni, E. Kurt, K. E.Hemsas, "Design and control of a stand-alone hybrid power system", *International Journal of Hydrogen Energy*, p. 1-12, 2016.
- [Mad'17] B. Madaci, K. E.Hemsas, R. Chenni, A. Khellaf, 'Maximum Power Point Traking Technical Based On Fuzzy Logic Controller For Photovoltaic System, *27th Research World International Conference*, ISBN: 978-93-86291-87-5, At Paris, France.
- [Mad'17] B. Madaci, K. E.Hemsas, R. Chenni, A. Khellaf, 'Maximum Power Point Traking Technical Based On Fuzzy Logic Controller For Photovoltaic System, *International Journal of Management and Applied Science (IJMAS)*, Vol.5, Iss. 3, p.40-45, Mar.-2017.
- [Mah'13] M. H. Mahmoud, S. Tomonobu, O. Mohamed, A.A.W.Mohamed, M.H. Mohamed, "Control of a stand-alone variable speed wind energy supply system". *Appl Sci* 2013;3:437e56.
- [Mak'08] H. Maker, "Optimisation et gestion d'énergie pour un système hybride : association Pile à Combustible et Supe condensateurs", Thèse Doctorat, Université De Technologie Belfort Montbéliard, 2008.
- [Mal'14] Malla S.G, Bhende C.N. "Voltage control of stand-alone wind and solar energy system". *Int J Electr Power Energy Syst.* 2014:361e73.
- [Mir'05] A. Mirecki, "Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance", thèse de doctorat en Génie Electrique, institut national polytechnique de Toulouse, 2005
- [Moh'13] S.Mohamed, E.Abdeslam, E.Rachid, "Maximum Power Point Tracker using Fuzzy Control for Photovoltaic System", *International Journal of Emerging Research in Management & Technology*, Iss.2278-9359, 2013.
- [Moh'15] S.B. Mohammad, N. Mohsen, "Comparative performance analysis of a hybrid PV/FC/battery stand-alone system using different power management strategies and sizing approaches". *Int J Hydrogen Energy* 2015;40(1):538-48..
- [Moh'16] R.M. Mohammad, F.R. Mohd, A.G. Ali, W.M. Mohd. "Control techniques for three-phase four-leg voltage source inverters in autonomous microgrids: a review". *Renew Sustain Energy Rev* 2016; 54:1592e610.

- [Mou'14] G. Mouloud. Heuristiques optimisées et robustes de résolution du problème de gestion d'énergie pour les véhicules électriques et hybrides. Traitement du signal et de l'image. Institut, Thèse doctorat, National Polytechnique de Toulouse - INPT, 2013
- [Nab'13] K. Nabil, 'Control of a Hybrid System Based PEMFC and Photovoltaic Panels', Thèse doctorat, Université Aix-Marseille, 2013
- [Noo'15] B.Nooshin, "Optimal management of hybrid PV/fuel cell/ battery power system: a comparison of optimal hybrid approaches". *Renew Sustain Energy Rev* 2015;42:3 77-93.
- [Nor'11] A.H.M Nordin, A.M.Omar, "Modeling and simulation of photovoltaic (PV) Array and Maximum Power Point Tracker (MPPT) for Grid-connected PV System" *3rd International Symposium & Exhibition in Sustainable Energy & Environment*, Malaysia, 2011
- [Ozd'14] Ozdemir S, Altin N, Sefa I, Bal G. "PV supplied single stage MPPT inverter for induction motor actuated ventilation systems". *Elektron Ir Elektrotehnika* 2014;20(5):116-22.
- [Pin'11] W. Ping, D. Hui, D. Changyu and Q. Shengbiao, "An improved MPPT algorithm based on traditional incremental conductance method", *4th Int. Conf. Power Electron. Syst. and Applicat.*, PESA 2011, pp. 1-4, 2011.
- [Ram'11] R. Ramaprabha, V. Gothandaraman, K. Kanimozhi, R. Divya and B. L. Mathur, "Maximum power point tracking using GA-optimized artificial neural network for solar PV system", *1st Int. Conf. Elect. Energy Syst.*, ICEES 2011, pp. 264-268, 2011.
- [Red'13] S. Redha, 'Intérêt d'une Source d'Energie Electrique Hybride pour véhicule électrique urbain – dimensionnement et tests de cyclage', Thèse doctorat, Ecole Centrale De Lille, 2013
- [Ref a] www.systemspv.com
- [Ref b] www.tomberdanslespoires.com
- [Ref c] www.maxicours.com
- [Rib'12] Ribeiro E, Marques Cardoso AJ, Boccaletti C. Standalone diesel-photovoltaic system with batteries and super capacitors as energy storage components for telecommunications. *IEEE 34th Int. Telecommunications Energy Conf.*; 30 Sep-4 Oct 2012 .
- [Rif'09] Y. Riffonneau, "gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecte au réseau– Application à l'habitat ", Thèse Doctorat, Université Joseph Fourier, 2009.
- [Sae'12] Saeid E, Mehdi S. Simulation of dynamic response of small wind-photovoltaic-fuel cell hybrid energy system. *Smart Grid Renew Energy* 2012;3:194-203..
- [Sal'07] F.R. Salamsi, Control strategies for hybrid electric vehicles: evolution, classification, comparison and future trends, *IEEE Transaction on vehicular technology*, Vol56, N°5, 2007.
- [Sef'08] Sefa I, Altin N, Ozdemir S, Demirtas, M. dSPACE based control of voltage source utility interactive inverter. *IEEE International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*; 11e13 June 2008. p. 662-6. Italy.
- [Sto'11] L. Stoyanov, 'Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables', Thèse doctorat, l'université technique de Sofia, 28 octobre 2011.
- [Sub'13] B. Subudhi, R. Pradhan, "A Comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems, " *IEEE Transaction on sustainable energy*, vol.4, no.1, 89-98, January 2013.

- [Tar'12] B. M. Tarik, 'système d'énergie hybride PV-SOFC étude de cas de réalisation stationnaire a l'USTO', Thèse doctorat, Université des sciences et de la technologie - mohamed boudiaf-Oran, 2012.
- [Tej'16] M. Tedjani. Influence des stratégies de gestion d'une source hybride de véhicule électrique sur son dimensionnement et sa durée de vie par intégration d'un modèle multi-physique. Thèse doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2016.
- [Tou'13] Tourkia Lf, Slim A, Anis A. Modeling, control, and simulation of a solar hydrogen/fuel cell hybrid energy system for gridconnected applications. *Adv Power Electron* 2013;9.
- [Tum'13] A. Tumma, V. Gade, P Balasubramanian, "Study on using maximum power point algorithms to improve the efficiency of solar energy storage for unmanned aerial vehicles," *International Journal of Electrical, Electronics and Data Communication*, ISSN: 2320-2084, vol. 1, Iss. 8, pp. 49-54, Oct-2013.
- [Uzu'13] Uzun Y, Kurt E. "The effect of periodic magnetic force on a piezoelectric energy harvester". *Sensors Actuat A Phys* 2013; p. 58-68.
- [Uzu'14] Uzun Y, Demirbas, S, Kurt E. "Implementation of a new contactless piezoelectric wind energy harvester to a wireless weather station". *Elektron Ir Elektrotehnika* 2014; 20(10):35-9.
- [Uzu'15] Uzun Y, Kurt E, Kurt H. Explorations of displacement and velocity nonlinearities and their effects to power of a magnetically-excited piezoelectric pendulum. *Sensors Actuat A Phys* 2015;224:119-30.
- [Val'00] F.Valenciaga, P.F.Puleston, P.E.Battaiotto and R.J.Mantz, "Passivity/sliding mode control of a stand-alone hybrid generation system", *IEE Proc.-Control Theory Appl.*, Vol. 147, No. 6, p.680-686 November 2000.
- [Vec'05] I. Vechiu, "modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome", Thèse Doctorat, Université du Havre, 2005.
- [Vig'10] S. Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion", Thèse Doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [Vil'09] M.G.VILLAVLA, J.R.GAZOLI, E.R.FILHO "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays", *IEEE transactions on power electronics*, VOL. 24, NO. 5, MAY 2009
- [Wat'12] D. A. R. Wati, W. B. Pramono, R. D.i G. Wibowo, "Design and implementation of fuzzy logic controller based on incremental conductance algorithms for photovoltaic power optimization, " *Proceeding of International Conference on Sustainable Energy Engineering and Application* Inna Garuda Hotel, Yogyakarta, Indonesia, pp. 45-49, 6 -8 November 2012.
- [Yam'11] T. Yamakawa, "Electronic circuits dedicated to fuzzy logic controller", *Scientia Iranica D* 18 (3), 528-538, 2011.
- [Zan'10] M. Zandi ; "contribution au pilotage des sources hybrides d'énergie électrique", Thèse Doctorat ; NANCY Université - Institut National Polytechnique de Lorraine, 2010.

ملخص:

نظر النمو العالمي للطاقة، وبسبب مشاكل الوقود الأحفوري، والمشاكل البيئية الناجمة عن انبعاث الغاز فان مصادر الطاقة المتجددة (الرياح، الالواح الضوئية...) تمثل بديلًا مثير للاهتمام لتزويد الواقع المعزولة بالكهرباء . ومع ذلك، فإن هذه المصادر غير موثوقة لأنها تتميز بطبيعة عشوائية. ومناجلا لخدمنا لتقلبات الإنتاج الناجمة عن الطبيعة العنيفة لهذا المورد لتلبية متطلبات المستهلكين بالحلول التي ينبغي اتخاذها لتجميع المصادر المختلفة لتوليد الطاقة الكهربائية لتكوين النظام الهجين.

يعتبر هذا العمل مساهمة في تطوير استراتيجيات الطاقة الهجينة المستقلة، والتي تتكون من أنظمة: الالواح الضوئية (PV)، والرياح، وخلايا الوقود PEM، والبطارية. يعتبر تخزين الطاقة عاملاً رئيسياً في نظام الطاقة الهجينة المعزول . الا انه يتميز بعمر محدود وكلفة عالية. من أجل تجنب تأثيراتها على عمق الشحن والتفريغ العميق والشحن الزائد من جهة، وآخر لتسيير الطاقة المستمدة من مختلف موارد الطاقة المكونة للنظام الهجين بطريقة حسنة، فإننا نقترح في هذا العمل استراتيجية التحكم القائمة على حالة شحن البطارية (SOC) للسيطرة على النظام الهجين المستقل. حيث تعتبر أنظمة الطاقة الكهربائية وضوابط الرياح مصادر أساسية، في حين يتم استخدام PEM والبطارية كمصادر احتياطية للطاقة، في حين يستخدم المحلل الكهربائي لاستهلاك الطاقة الزائدة عندما تكون البطارية مشحونة بالكامل.

تم عرض نموذج محاكاة لنظام PV والرياح مع خوارزمية MPPT لاستخراج أقصى قدر ممكن من الطاقة. وللحفاظ على توتر موصل التورنر المستمر بقيمة مرجعية، تقترح خوارزمية تحكم معدلة لتتطلب التحكم في المحول لتتأثر بالاتجاه المستمر / مستمر بين البطارية و توتر موصل التورنر المستمر. النتائج التي تم الحصول عليها عبر نماذج المحاكاة تظهر كفاءة الخوارزمية المختلفة المستخدمة.

كلمات مفتاحية: نظام الطاقة الهجينة، الالواح الضوئية (PV)، الرياح، خلايا الوقود PEM، البطارية، تسيير الطاقة، التحكم، المحاكاة.

Résumé :

A cause de la croissance mondiale de la demande énergétique, et à cause des problèmes posés par les énergies fossiles, l'épuisement de ces ressources et les problèmes environnementaux causés par l'émission des gaz, les sources d'énergies renouvelables (l'éolienne, photovoltaïque...) représentent une alternative intéressante pour l'électrification des sites isolés. Cependant, ces sources ont un inconvénient de dépendre aux conditions météorologiques. Afin de réduire les fluctuations de la production causées par la nature aléatoire de ces ressources et de satisfaire les exigences de la charge la solution à retenir est l'assemblage des différentes sources de production d'énergie électrique. Ce travail est une contribution à l'étude d'un système d'énergie hybride autonome, qui est constitué par les systèmes : photovoltaïque (PV), éolien, pile à combustible du type PEM et le système de stockage afin d'alimenter une charge isolée, sur plusieurs aspects : modélisation, commande et simulation.

Le stockage d'énergie est un facteur clé dans un système d'énergie hybride en site isolé. Néanmoins, elle est caractérisée par une durée de vie très limitée et un coût élevé. Afin d'éviter sa dégradation par des décharges profondes ou des surcharges d'une part, et d'un autre part pour gérer d'une manière optimale l'énergie obtenue à partir des différentes ressources énergétiques disponibles une stratégie de gestion à base de règles déterministe floues est conçue pour contrôler le système multi-sources autonome proposé. Où les systèmes PV et éolien sont considérés comme des sources principales, tandis que la PEMFC et la batterie sont utilisés comme des sources de secours, par contre l'électrolyseur est utilisé pour consommer l'excédent de puissance disponible lorsque la batterie est complètement chargée.

La modélisation et la simulation des systèmes PV et éolien ont été présentées avec application d'une commande MPPT pour maximiser la puissance délivrée. Pour maintenir la tension du bus DC à sa valeur de référence, un algorithme de contrôle modifié est proposé, qui est nécessit la commande du convertisseur bidirectionnel en courant DC/DC entre la batterie et le bus DC. Les résultats obtenus à l'aide du logiciel Matlab / Simulink montre l'efficacité des différentes commandes utilisées.

Mots Clés : système d'énergie hybride, photovoltaïque, éolien, pile à combustible, système de stockage gestion d'énergie, commande, simulation, MPPT.

Abstract :

Because of the global growth in energy demand, and because of the problems posed by fossil fuels, the depletion of these resources and the environmental problems caused by the emission of gases, renewable energy sources (photovoltaic, wind ...) represent an interesting alternative for the electrification of isolated sites. However, these sources have a disadvantage of being dependent on weather conditions. In order to reduce fluctuations in production caused by the random nature of these resources and to satisfy the requirements of the load the solution to be retained is the assembly of the different sources of electric power generation.

This work is a contribution to the study of an autonomous hybrid energy system, which consists of systems: photovoltaic (PV), wind, PEM fuel cell and a storage system on several aspects: modeling, supervision and simulation. Energy storage is a key factor in an isolated site hybrid energy system. However, it is characterized by a very limited lifespan and high cost. In order to avoid its degradation by deep discharges or overloads on the one hand and on the other hand to optimally manage the energy obtained from the various available energy resources, a management strategy based on The state of charge of the battery (SOC) is designed to control the proposed autonomous multi-source system. Where PV and wind systems are considered primary sources, while the PEMFC and the battery are used as emergency sources, the electrolysis is used to consume the excess power available when the battery is fully charged.

The modeling and simulation of the PV and wind systems were presented with an MPPT command to maximize the power delivered. To maintain the DC bus voltage at its reference value, a modified control algorithm is proposed which requires the control of the bidirectional converter to DC / DC current between the battery and the DC bus. The results obtained with the Matlab / Simulink software show the efficiency of the various commands used.

Key Words: hybrid power system, photovoltaic, wind, fuel cell, storage system power management, control, simulation, MPPT.