



**Université de Batna 2 – Mostefa Ben Boulaïd**  
**Faculté de Technologie**  
**Département d'Électrotechnique**



**Thèse**

Préparée au  
Laboratoire des Systèmes Propulsion - Induction Électromagnétiques  
LSP-IE'2000 Batna

Présentée pour l'obtention du titre de :  
**Doctorat en Sciences en Électrotechnique**  
**Option : Commande électrique**

Sous le Thème :

**Contribution à la modélisation et à la commande d'un  
système de génération hybride Solaire-Eolien**

Présentée par :

**BOUTABBA Tarek**

**Soutenue le : 11/10/2018 Devant le jury composé de :**

Pr. MAKOUF Abdessalam	Prof.	Université de Batna2	Président
Pr. Drid Said	Prof.	Université de Batna2	Rapporteur
Pr. BENBOUZID M <sup>ed</sup> El Hachemi	Prof.	Université de Brest, France	Co-Rapporteur
Pr. Boubekour Azoui	Prof.	Université de Batna2	Examineur
Pr. RAHEM Djamel	Prof.	Université de Oum Bouaghi	Examineur
Pr. KOUZOU Abdellah	Prof.	Université de Djelfa	Examineur
Dr Larbi Chrifi-Alaoui	MCA	Université de Picardie, France	Invité

**Année universitaire : 2018/2019**

## **RESUME ET MOTS CLE**

Le présent travail présente une étude systématique et détaillée d'un système hybride de production d'énergie électrique à appliquer dans les petites communautés rurales non desservies par le service d'électrification rurale. Dans de nombreux cas, les facteurs géographiques et économiques empêchent les compagnies d'énergie de construire des réseaux de distribution ruraux. Mais ces petites communautés rurales développent une micro-économie, nécessitant de l'électricité. Le système proposé produit de l'énergie à partir de sources alternatives en utilisant un système hybride photovoltaïque, éolien.

Le système de présentation du travail traitera du fonctionnement de chacun des systèmes de production d'énergie, discutera des modèles respectifs et les mettra en œuvre en utilisant le programme MATLAB.

**Mots clés :** générateur photovoltaïque, système éolien, système hybride, MPPT, logique floue, couplage au réseau.

## ملخص الأطروحة- كلمات البحث

يقدم هذا العمل دراسة منهجية لنظام توليد الطاقة الكهربائية المختلط الذي سيطبق في المجتمعات الريفية الصغيرة التي لا تخدمها خدمة كهربة الريف. وفي كثير من الحالات، تمنع العوامل الجغرافية والاقتصادية شركات الطاقة من بناء شبكات التوزيع الريفية. ولكن هذه المجتمعات الريفية الصغيرة تقوم بتطوير اقتصاد صغير يتطلب الكهرباء. وينتج النظام المقترح الطاقة من مصادر بديلة باستخدام أنظمة الطاقة الهجينة الضوئية والرياح.

سوف يناقش نظام عرض العمل تشغيل كل من أنظمة توليد الطاقة، ومناقشة النماذج الخاصة بها وتنفيذها باستخدام برنامج ماتلاب.

كلمات البحث: مولد الضوئية، ونظام توربينات الرياح، نظام هجين، MPPT، المنطق الضبابي، إلى الربط بالشبكة الكهربائية.

## **SUMMARY AND KEY WORDS**

The present work presents a systematic and detailed study of a hybrid system for producing electrical energy to be applied in small rural communities not served by rural electrification service. In many cases, geographical and economic factors prevent energy companies from building rural distribution networks. But these small rural communities are developing a micro-economy, requiring electricity. The proposed system produces energy from alternative sources using a hybrid energy system (photovoltaic, wind).

The work presentation system will discuss the operation of each of the power generation systems, discuss the respective models and implement them using the MATLAB program.

Keywords: Photovoltaic generator, wind turbine system, hybrid system, MPPT, fuzzy logic, network coupling.

# REMERCIEMENTS

*Louange et glorification à Dieu, Le tout Puissant, qui m'a donné la foi, le courage et la patience de parvenir à finir ce modeste travail.*

*J'adresse tout d'abord ma profonde reconnaissance à monsieur **DRID Saïd**, Professeur à l'Université de Batna 2 pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de rapporter cette thèse, et pour ses conseils et encouragements réguliers, sa bienveillance, sa gentillesse, ses qualités scientifiques et humaines ont toujours été une source de motivation.*

*Je remercie aussi monsieur **Dr. Larbi Chrifi-Alaoui**, Maitre de conférence à l'université de Picardie, Jules verne à l'IUT de l'Aisne, Cuffies-Soissons, France, de m'avoir fait profité de ses grandes qualités d'Automaticien et pour ses qualités humaines pleines de respect et de gentillesse qui ont été pour moi une source de motivation et d'exemplarité. Qu'il soit remercié aussi pour sa grande disponibilité et pour les moyens matériels qu'il a mis à ma disposition afin que je puisse accomplir mon travail dans de bonnes conditions.*

*Je remercie vivement les membres du jury pour avoir accepté d'évaluer cette modeste thèse :*

*Je remercie sincèrement monsieur **Mohamed El Hachemi BENBOUZID**, Professeur au Laboratoire d'Ingénierie Mécanique et Electrique (LIME) de Brest, pour avoir co-dirigé ce travail.*

*Je remercie monsieur Professeur **MAKOUF Abdessalam** à l'université de Batna 2, de m'avoir fait l'honneur de présider ce jury.*

*Je tiens également à remercier Monsieur, **AZOUI Boubaker**, Professeur à l'Université à l'université de Batna 2, qui me fait un grand honneur en acceptant d'examiner cette thèse.*

*Mes profonds remerciements vont également à monsieur **KOUZOU Abdellah**, Professeur à l'Université de Djelfa, et monsieur **RAHEM Djamel**, Professeur à l'Université d'Oum El-Bouaghi pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'examiner cette thèse.*

*Enfin, je ne saurais terminer ces remerciements sans oublier toute ma famille, sans exception, ainsi que tous mes amis et collègues du laboratoire.*

# DÉDICACE

*A mon Père et à ma Mère*

*A Ma chère Epouse*

*et à mes*

*deux*

*adorables enfants : Mohamed Adam et Rym*

# Notation et symboles

## *I. Système photovoltaïque*

$R_S$	: Résistance en séries ( $\Omega$ )
$R_{sh}$	: Résistance en shunt ( $\Omega$ )
$I$	: Courant du module (A)
$I_{cc}$	: Courant de court circuit (A)
$I_0$	: Courant de saturation de la diode inverse (A)
$V_{pv}$	: Tension du module (V)
$V_{oc}$	: Tension à circuit ouvert (V)
$V_{th}$	: Tension thermique (V)
$I_{op}$	: Courant optimum (A)
$V_{op}$	: Tension optimale (V)
$N_S$	: Nombre de modules en série
$N_P$	: Nombre de modules en parallèle
$V_{cell}$	: Tension d'une cellule (V)
$J$	: Densité de courant ( $A/m^2$ )
$E_{oc}$	: Tension à circuit ouvert de la cellule (V)
$T_{ref}$	: Température de référence ( $^{\circ}K$ )
$T$	: Température ( $^{\circ}K$ )
$P_{O_2}$	: Pression d'oxygène (bar)
$F(i)$	: Flux molaire de gaz i (mole/s)
$n_S$	: Nombre de cellule
$n_f$	: Rendement faradique
$n$	: Nombre de moles d'électrons échangés par mole d'eau
$C_P(i)$	: Capacité molaire calorifique du gaz i ( $J.mole^{-1}.K^{-1}$ )
$T_{Pile}$	: Température de la pile (K)
$T_{amb}$	: Température ambiante (K)
$U$	: Tension d'une cellule (V)

$U_{th}$	: Tension thermo neutre d'une cellule (V)( $U_{th}=1.48V$ )
$H_{ext}$	: Coefficient d'échange avec l'extérieur (W.K-1)
$T_{elec}$	: Température de l'électrolyseur (K)
$\theta$	: Variation de température (K)
$\eta$	: Rendement faradique
$I_L$	: Courant de la bobine (A)
$V_c$	: Tension aux bornes de capacité (V)
$V_{c,ref}$	: Tension aux bornes de capacité de référence (V)
$I_{ch}$	: Courant de charge (A)
$V_e$	: Tension d'entrée (V)
$V_S$	: Tension de sortie (V)
$V_{bus}$	: Tension de bus continu (V)
$V_{ref}$	: Tension de référence (V)
$R$	: Résistance de charge ( $\Omega$ )
$P_{nomel}$	: Puissance nominale de système électrolyseur (W)
$P_{max}$	: Puissance maximale (W)
$P_{nomfc}$	: Puissance nominale de système pile à combustible (W)
$P_{max,charge}$	: Puissance maximale de charge (W)
$E_{PV}$	: Energie produit par un générateur photovoltaïque (KWh)
$A_{PV,toatle,m}$	: Surface total du générateur photovoltaïque ( $m^2$ )
$\eta_{gen}$	: Rendement de générateur photovoltaïque
$G_{in}$	: Irradiation solaire sur plan incliné (KWh/ $m^2$ )
$E_L$	: Energie demandé par la charge (KWh)
$N_{PV}$	: Nombre de modules
$A_{PV,r}$	: Surface totale retenue
$\alpha_{ond}$	: rapport cyclique de l'onduleur
$\alpha_{pv}$	: rapport cyclique de GPV
$\alpha_{pile}$	: rapport cyclique de la pile
$\alpha_{elec}$	: rapport cyclique de l'électrolyseur
$\alpha_{reg}$	: rapport cyclique de GPV en mode régulation de puissance
$P_{PV}$	: Puissance de GPV(W)



$P_{pile}$	: Puissance de la pile à combustible(W)
$P_{el}$	: Puissance de l'électrolyseur(W)
$P_{pile,ref}$	: Puissance de la pile de référence (W)
$P_{el,ref}$	: Puissance de l'électrolyseur de référence (W)
$P_{ch}$	: Puissance de la charge (W)
$V_L$	: Tension aux bornes de la bobine (V)
$V_{pv}$	: Tension de générateur photovoltaïque (V)
$V_{pv,ref}$	: Tension de référence du générateur photovoltaïque (V)
$V_{pile}$	: Tension de la pile (V)
$V_{el}$	: Tension de l'électrolyseur (V)
$I_{pv}$	: Courant du générateur photovoltaïque (a)
$I_{pv,ref}$	: Courant de référence du gpv (a)
$I_{pile,ref}$	: Courant de référence de la pile (a)
$I_{ele,ref}$	: Courant de référence de l'électrolyseur (a)
$I_{pv,m}$	: Courant a la sortie de générateur photovoltaïque (a)
$I_{pile,m}$	: Courant a la sortie de la pile (a)
$I_{el,m}$	: Courant a la sortie de l'électrolyseur (a)
$P_{sref}$	: Puissance de référence (w)
$P_f$	: Puissance fictif (w)
$V_{ch}$	: Tension de la charge (v)

## ***II. Système éolienne (génératrice asynchrone à double alimentation, turbine)***

$CC(DC)$	: Courant continu
$CCR$	: Convertisseur côté réseau
$CCG$	: Rotor côté générateur
$GADA$	: Générateur d'induction doublement alimenté
$MPP$	: Point de puissance maximale
$MPPT$	: Suivi de du point maximum de puissance
$PI$	: Régulateur proportionnel-intégral

$PMSG$	: Générateur synchrone à aimants permanents
$SCEE$	: Systèmes de conversion d'énergie éolienne
$GICE$	: Générateur d'induction à cage d'écureuil
$\lambda_{rabc}$	: Flux rotorique dans le référentiel stationnaire
$\lambda_{rdq}$	: Flux rotorique dans le référentiel tournant
$\lambda_{sabc}$	: Flux statorique dans le référentiel stationnaire
$\lambda_{sdq}$	: Flux statorique dans le référentiel stationnaire tournant
$\omega_r$	: vitesse angulaire du rotor
$\omega_s$	: vitesse angulaire synchrone du stator
$\omega_{sr}$	: vitesse de glissement
$\sigma$	: Coefficient de dispersion
$\theta_m$	: déplacement angulaire mécanique
$\theta_r$	: déplacement angulaire électrique du rotor
$C$	: Capacitance du bus continu
$D_G$	: Coefficient de friction dans le rotor du générateur
$i_{rabc}$	: Courant rotorique dans le référentiel stationnaire
$i_{rdq}$	: Courant rotorique dans le référentiel tournant
$i_{sabc}$	: Courant statorique dans le référentiel stationnaire
$i_{sdq}$	: Courant statorique dans le référentiel tournant
$J_G$	: Inertie du générateur
$L_f$	: Inductance du filtre de la ligne
$L_m$	: Inductance du Magnétisation
$L_{rabc}$	: Inductance d'enroulement du rotor
$L_{rdq}$	: Inductance rotorique dans le référentiel tournant
$L_{sabc}$	: Inductance d'enroulement statorique
$L_{sdq}$	: Inductance statorique dans le référentiel tournant
$L_{sr\_abc}$	: Inductance mutuelle entre les enroulements du stator et du rotor
$P$	: Nombre de paires de pôles
$P_r$	: Puissance du rotor
$P_s$	: Puissance du stator
$R_f$	: Résistance de filtre de la ligne
$R_r$	: Résistance l'enroulement rotorique
$R_s$	: Résistance l'enroulement statorique
$T_{em}$	: Couple électromagnétique

$V_{cc}$	: Tension du bus continu
$V_{rabc}$	: Tensions rotorique dans le référentiel stationnaire
$V_{rdq}$	: Tension rotorique dans le référentiel tournant
$V_{sabc}$	: Tensions statorique dans le référentiel stationnaire
$V_{sdq}$	: Tensions statorique dans le référentiel tournant
<i>buck-to-buck</i>	: Convertisseur de tension connectée via une liaison continu
$\beta$	: pitch angle « l'angle des pales»
$n_{bv}/n_{av}$	: Rapport d'engrenage « multiplicateur» de la turbine
$\lambda$	: Le rapport de vitesse de pointe
$\lambda_0$	: Le rapport de vitesse optimal à l'extrémité de la pale
$\omega_T$	: Vitesse mécanique de la turbine
$\omega_{AV}$	: Vitesse angulaire sur l'axe à grande vitesse
$\omega_{BV}$	: Vitesse angulaire sur l'axe à basse vitesse
$\omega_m$	: Vitesse mécanique angulaire
$\phi$	: Angle d'incidence $\phi$ entre le plan de la pale et $V_{rel}$
$\rho$	: densité de la masse d'air
$C_p$	: Coefficient de puissance
$C_T$	: Coefficient de couple
$n_{AV}$	: Nombre de dents d'engrange à grande vitesse
$n_{BV}$	: Nombre de dents de l'engrenage de l'arbre à basse vitesse
$P_m$	: Puissance mécanique produite par l'éolienne
$P_N$	: Puissance nominale de l'éolienne
$P_{min}$	: Puissance de fonctionnement minimale de l'éolienne
$R$	: longueur de la pale de la turbine
$T_o$	: Couple optimal
$T_{éol}$	: Couple mécanique de la turbine
$V_1$	: vitesse de coupure d'enclenchement de l'éolienne
$V_2$	: Vitesse nominale de l'éolienne
$V_3$	: Coupe-vent coupe-circuit
$v_v$	: Vitesse du vent
$V_p$	: Vitesse à l'extrémité de la pale
$V_{rel}$	: Vitesse du vent relative
<i>pitch</i>	: Terme anglais pour l'angle d'inclinaison

# TABLE DES MATIERES

LISTE DES SYMBOLES & ACRONYMES

INTRODUCTION GENERALE

## **Chapitre I :** Généralité sur les systèmes de génération d'énergie électrique

Introduction.....	6
I.1 Définition d'un système hybride .....	6
I.2 Régime du fonctionnement.....	7
I.3 Principaux composants des systèmes hybrides.....	8
I.3.1 Architecture à bus continu.....	8
I-3.2 Architecture à bus alternatif.....	9
I.3.3 Avantages et inconvénients d'un système hybride.....	10
I-3.3 Architecture à bus avec commutation .....	10
I.4 Généralité sur les systèmes de conversion d'énergie éolienne .....	11
I.4.1 Les statistiques d'énergie éolienne .....	12
I.4.1.1 La capacité mondiale installée de l'énergie éolienne .....	12
I.4.2 Les différents types d'éoliennes.....	14
I.5 Généralité des systèmes de conversion photovoltaïque.....	15
I.5.1 Tendances globales .....	16
I.5.2 Potentiel Solaire.....	17
I.5.3 Performance des systèmes photovoltaïques.....	18
I.5.3.1 Générateur photovoltaïque.....	19
I.5.3.2 Cellules et panneaux photovoltaïques.....	19
I.5.3.3 Propriétés électriques de la cellule photovoltaïque.....	22
I.6 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque.....	22
I.6.1 Paramètres de la cellule solaire.....	23
I.7 Le module photovoltaïque.....	24
I.7.2 Caractéristiques d'un module.....	25
I.8 Architecture d'un module photovoltaïque.....	26
I.8.1 Regroupement des cellules en série.....	26
I.8.2 Regroupement des cellules en parallèle.....	27
I.8.3 Regroupement hybride des cellules (en série & en parallèle) .....	27
I.9 Le panneau solaire.....	29
I.10.1 Principe de fonctionnement des batteries.....	30

I.10.2 Choix de la technologie.....	31
I.10.3 Composition d'une batterie solaire plomb- Acide.....	31
I.10.4 Les caractéristiques d'une batterie au plomb.....	32
I.10.5 Principe de fonctionnement d'une batterie au plomb.....	33
I.11 Système de conversion.....	34
I.11.1 Types de convertisseurs.....	35
I.11.1.1 Le convertisseur continu-continu.....	35
I.11.1.2 Le convertisseur continu- alternatif.....	35
I.11.3 Caractéristiques de convertisseurs.....	36
I.12 La Charge.....	36
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....	38

## **Chapitre II : Modélisation et commande d'un système photovoltaïque**

Introduction .....	40
II.1. Description de l'installation photovoltaïque .....	40
II.2. Description et modélisation des éléments de l'installation photovoltaïque.....	41
II.2.1 Conversion de la lumière en électricité .....	41
II.2.2 Modèle à une diode .....	41
II.2.3 Modèle à deux diodes .....	43
II.3. Le bus PV .....	45
II.4. Le hacheur élévateur « Boost » .....	45
II.5. Le bus continu « le filtre PV » .....	46
II.6. L'onduleur triphasé .....	47
II.7. Le filtre RLC .....	50
II.8. La batterie .....	50
II.9. Dispositif de commande des éléments de l'installation photovoltaïque.....	52
II.9.1 Maximisation de puissance du générateur photovoltaïque .....	52
II.9.2 Synthèse des différentes MPPT rencontrées dans la littérature.....	53
II.9.3 Les premiers types de commande MPPT.....	53
II.9.4 Les commandes MPPT à algorithmes performants.....	54
II.9.5 Boucle de régulation de rapport cyclique (MPPT).....	72
II.10. Régulation de la tension du bus continu.....	73
II.11. Commande du convertisseur de puissance (onduleur).....	74
II.12. Résultats de simulation.....	77

Conclusion .....	83
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....	84

### **Chapitre III : Modélisation et commande d'un système éolien**

Introduction .....	89
III.1 Discription du système de conversion de l'énergie éolienne .....	90
III.2 Topologies système de conversion de l'énergie éolienne.....	91
III.2.1 Eoliennes à vitesse fixe avec convertisseur de puissance partiel.....	91
III.2.2 Eolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance totale .....	92
III.2.3 Eolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance complet .....	93
III.3 Extraction de l'énergie éolienne.....	95
III.3.1 Contrôle de la puissance captée .....	99
III.3.2 Suivi du point de puissance maximal (MPPT).....	101
III.4 Modèle du système électrique.....	105
III.4.1 Modèle électrique de la génératrice a double alimentation.....	106
III.4.2 Concept de glissement .....	109
III.4.3 Modes de fonctionnement .....	110
III.5 Modèle des convertisseurs.....	112
III.5.1 Modèle de convertisseur Back-to-back.....	112
III.5.2 Modèle de filtre de la ligne .....	114
III.5.2 Modèle de bus DC .....	114
III.6 Caractéristique couple-vitesse d'une éolienne .....	115
III.7 Contrôle de la génératrice à double alimentation.....	117
III.7.1 Contrôle en boucle du convertisseur.....	118
III.7.2 Conception du contrôleur .....	122
III.8 Résultat de simulation .....	123
Conclusion .....	125
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....	127

### **Chapitre IV : Contrôle d'un système hybride (solaire - éolien) pour un site isolé**

Introduction.....	130
IV.1 Superviseur pour la gestion de l'énergie.....	131
IV.2 Modelisation du système isolé.....	132
IV.2.1. Système photovoltaïque.....	132

IV.2.2. Système éoliens.....	133
IV.2.3. Système de stockage.....	133
IV. 3 Résultats de simulation.....	133
IV.3.1. Conditions initiales.....	137
Conclusion .....	139
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....	140

**Chapitre V : Validation Expérimental de l’algorithme de maximisation de puissance a base de logique flue « FLC »**

Introduction .....	141
V.1 Partie "puissance" .....	141
V.2 Partie "commande" .....	141
V.3 Partie "mesures" .....	142
V.4 Stratégie de contrôle du système photovoltaïque.....	143
V.5 Implémentation en temps réel de la technique de maximisation de puissance proposée .....	147
V.6 Résultats et interprétation.....	149
Conclusion.....	153
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	154
CONCLUSION GENERALE .....	156
ANNEXES .....	159

# ***Introduction générale***



# Introduction générale

Au cours des années 1960 jusqu'au début des années 1970, le coût de l'énergie électrique a été maintenu pratiquement constant dans le monde entier. La matrice énergétique était basée sur des centrales thermoélectriques qui utilisaient du charbon ou du mazout comme sources primaires. Avec l'avènement de la hausse des prix du pétrole au début des années 1970, le coût de l'énergie a augmenté avec un taux annuel moyen de 11 à 12% [7].

A partir de ce moment-là, les pays importateurs de pétrole ont engagé une série de procédures de manière à modifier la vision de leurs propres matrices énergétiques. Des études effectuées à cette époque ont montré que si la consommation d'énergie annuelle se poursuivait à la même échelle, les réserves mondiales de pétrole seraient épuisées dans cinquante ans, suivies de celles de charbon dans deux cents ans.

Pour cela, la recherche d'autres sources d'énergie alternatives qui pourraient remplacer les sources habituelles a commencé. Chaque pays, en explorant ses ressources naturelles ou même en cherchant des alternatives techniques et économiques plus durables a commencé le processus de changements dans sa matrice énergétique. Il arrive que le nombre des alternatives adoptées, ne résolvent les problèmes que sous une forme palliative et en plus, ils ont créé de nouveaux problèmes ou même aggravé les problèmes existants. A titre d'exemple, l'alternative de l'utilisation de l'énergie nucléaire, qui en dépit de son efficacité a de nombreuses conséquences négatives telles que: les déchets atomiques, le réchauffement des écosystèmes avoisinants aux installations établies, le risque accru d'accidents. L'exploitation des ressources en eau entraîne l'inondation de vastes zones, où les impacts environnementaux ne peuvent être mesurés immédiatement. Bien que le problème a été résolu sous l'aspect technique mais n'a pas été définitivement résolu. Ainsi, la plupart des alternatives adoptées à l'époque ont entraîné de nombreux problèmes environnementaux, qui sont aggravés jour après jour jusqu'aux temps présents.

Face à tous ces problèmes, l'intérêt pour les sources d'énergie renouvelables a trouvé d'innombrables adhérents. Les institutions gouvernementales et non gouvernementales, le milieu académique et scientifique ont donné de l'importance à ce sujet en créant des programmes d'encouragement ou même en organisant des symposiums et des congrès pour discuter du sujet. [1]

En ce qui concerne l'Algérie, où le secteur électrique a adopté le modèle basé sur les ressources en eau, il a promu pendant plusieurs décennies le développement économique et industriel du pays (avant et après l'indépendance nationale 1962) [2]. La recherche basée sur les sources renouvelables de production d'électricité ouvre des perspectives pour une nouvelle philosophie de production et de commercialisation de l'énergie dans le pays. Les importants changements économiques intervenus ces dernières années, tant au niveau national qu'international ont conduit l'Algérie à engager des réformes structurelles visant à une adaptation progressive, notamment dans le secteur de l'énergie (énergies fossiles et renouvelables), de manière à respecter une, économie ouverte et compétitive.

L'image présentée en Algérie est très favorable à la croissance de l'utilisation des énergies renouvelables. Ainsi, en encourageant les chercheurs à développer des études de nouvelles techniques appliquées dans l'optimisation de la production d'énergie électrique à partir de sources renouvelables. Bien que l'aspect économique soit encore défavorable, les coûts des panneaux photovoltaïques et des éoliennes restent élevés. Pour surmonter ce problème, des programmes de subventions gérés par des organismes gouvernementaux sont utilisés [3]. Tous ces facteurs ont fourni la motivation nécessaire pour le développement de cette recherche.

Ce travail est basé sur l'obtention d'énergie électrique ayant comme sources primaires le soleil et le vent [3]. Une ou plusieurs sources associées constituent des systèmes appelés systèmes hybrides. Il arrive que dans les systèmes conventionnels du marché, chacune de ces sources fonctionne pour charger une batterie, sans tenir compte de l'optimisation, de la performance, du contrôle, de la supervision et des aspects économiques, entraînant gaspillage d'énergie et de matériel. Cela peut entraîner un risque d'épuisement d'énergie pendant les périodes de faible ensoleillement ou de faible vent. Il convient également de noter que ces systèmes, compte tenu des sous-stations de même puissance, ils sont bien conçus et fonctionnent aux points d'opération idéaux et peuvent desservir un plus grand nombre de personnes, réduisant encore plus leurs coûts [4].

- **OBJECTIFS**

Les nombreux systèmes de production d'électricité qui utilisent l'énergie renouvelable comme source primaire présentent certains inconvénients techniques qui, grâce à l'application de technologies appropriées, peuvent être facilement surmontés. Un des inconvénients observés

est l'utilisation de techniques de commande classiques appliquées aux systèmes de contrôle de vitesse de la turbine, pour la recherche du point de puissance maximale de fonctionnement. Un autre inconvénient concerne le système de mesure qui nécessite un équipement à installer sur de grands panneaux. Ce qui entraîne une augmentation de l'espace physique et, par conséquent, d'une zone correctement construite.

L'objectif principal de ce travail est de bâtir une plateforme de connaissance autour des chaînes de conversion PV et éolienne suivi par l'optimisation du transfert énergétique entre les sources d'énergie hybride (PV, éolienne) et le bus continu, dans le but d'améliorer le rendement des systèmes.

Pour atteindre cet objectif, il faut réaliser les tâches suivantes:

- Analyse du transfert d'énergie dans les sources PV et éolienne ;
- Étude comparative des différentes méthodes MPPT disponibles dans la littérature,
- Développement d'un nouvel algorithme MPPT,
- Validation du système MPPT proposé par la simulation et l'expérimental.

Pour cela on a suivi les étapes suivantes:

- Recherche bibliographique approfondie ;
- Analyse des travaux effectués dans le même sens ;
- Optimisation de l'énergie PV par la poursuite du PPM en utilisant des algorithmes de commande numérique basée sur la logique floue et la technique de filtre de Kalman ;
- Optimisation de l'énergie de système éolienne par l'application de commande vectorielle à la génératrice utilisée « machine à double alimentation ».
- Optimisation du transfert énergétique entre les sources d'énergie hybride (PV, éolienne) et le bus continu
- Application sur une plateforme de simulation basée sur le logiciel Matlab/Simulink™ ;
- Expérimentation du système MPPT proposé en implémentant les techniques MPPT sur une carte dSpace DS 1104 ;
- Comparaison avec d'autres méthodes MPPT, notamment les techniques P&O et IncCond ;

Pour ce faire, la thèse est organisée en cinq chapitres :

Le premier chapitre abordera l'étude sous une forme assez descriptive de la production de l'énergie électrique des sources renouvelables. Ensuite, à travers des revues de la littérature

disponible, nous dresserons un état de l'art des différentes technologies photovoltaïques et éoliennes. Des statistiques seront données montrant l'évolution de la production et la consommation des énergies dans le monde et principalement l'Algérie, où les caractéristiques principales des systèmes photovoltaïque, et les systèmes de stockage seront cités.

Dans le deuxième chapitre, nous étudierons l'optimisation de la production de l'électricité à partir de l'énergie solaire. Nous expliquerons les phénomènes des générateurs photovoltaïques et la modélisation du système photovoltaïque. Nous discuterons les différentes méthodes de la poursuite du point de puissance maximale des panneaux photovoltaïques qui existent dans la littérature. Quelques stratégies de commande seront proposées afin de répondre aux objectifs définis c'est-à-dire une commande robuste en augmentant la fiabilité, améliorant le rendement énergétique, quelles soient les conditions climatiques et leurs variations, et tout cela, en limitant l'oscillation de la sortie. La résolution du système d'équations établie est abordée par des programmes MATLAB/Simulink.

Le troisième chapitre sera composé de quatre parties :

- Une première partie est consacrée à la modélisation de la partie mécanique de l'éolienne, où le modèle du vent et son évolution seront étudiés de façon détaillée. Par la suite on calculera la puissance maximale pouvant être extraite à l'aide de la limite de Betz.
- La deuxième partie est consacrée à la modélisation de la machine asynchrone à double alimentation, celle-ci sera clôturée par une simulation en fonctionnement générateur.
- Dans la troisième, nous présenterons la modélisation de (CCM et CCR) alimentant la génératrice à double alimentation GADA.
- Dans la dernière partie nous intéresserons à la commande des différents éléments constituant une chaîne de production éolienne : la turbine, convertisseur électromécanique et statique (CCM et CCR). Nous étudierons la commande de la turbine afin de maximiser la puissance captée (MPPT). Ainsi nous avons proposé une loi de commande classique pour la GADA basée sur l'orientation du flux statorique de la machine, utilisée pour la faire fonctionner en génératrice. Cette dernière met en évidence les relations entre les grandeurs statoriques de la machine (bobinage de puissance BP) et les grandeurs rotoriques (bobinage de commande BC). Ces relations vont permettre d'agir sur les signaux rotoriques de la machine (BC), en vue de contrôler l'échange de puissances active et réactive la génératrice et le réseau.

Et enfin, en terminera ce chapitre par des résultats de simulation pour vérifier les modèles et la commande du système proposé.

Dans le quatrième chapitre, nous nous intéresserons à l'optimisation de la production et la gestion de l'énergie des sites isolées composé des systèmes de génération « photovoltaïque, éolienne » et d'un système de stockage « batterie » ainsi qu'une charge alternative. En fin, nous étudions le fonctionnement des trois parties ensemble pour assurer la stabilité et la sûreté du fonctionnement. L'objectif fondamental des réseaux autonomes est de fournir aux clients de l'énergie électrique avec une parfaite continuité, sous forme de tensions parfaitement sinusoïdales, avec des valeurs d'amplitude et de fréquence préétablies. Nous analyserons donc les différentes conditions climatiques et d'exploitation pour prouver que nos contrôleurs proposées fonctionnent bien.

Dans le dernier chapitre, une validation expérimentale d'un algorithme basé sur la logique floue pour la maximisation de la puissance d'un système photovoltaïque sera présentée. Cette validation a été établie au sein du laboratoire des Technologies Innovantes LTI à Cuffies-Soissons en France. Des résultats et des interprétations seront également présentés.

Ce travail sera clôturé par une conclusion générale, dont laquelle une synthèse des travaux réalisés et des perspectives seront données.

## **REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE**

- [1] J. C. Andréas, Energy-Efficient Electric Motors – Selection and application, Marcel Dekker, inc, New York, 1982, pp. 58 – 70.
- [2] <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php>? Page guide des energies renouvelables.
- [3] Miroslav Begovic et all,,: An energy odyssey – IEEE/Proceedings, vol. 89, pp 1731-1743, December 2001.
- [4] ANEEL publications available in the Virtual Library.<http://www.anel.gov.br>.
- [5] PRODEEM documents. <http://www.eletrabras.gov.br>. - Light Program in the Field.
- [6] Salas, V., Olias, E., Barrado, A., and Lazaro, A. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. Solar Energy Materials and Solar Cells (2006)., 90(11) :1555-1578.
- [7] MENADI Abdelkrim, Commande Par Les Techniques Intelligentes D'un Système Photovoltaïque Connecté Au Réseau. Université Mohamed Khider – Biskra (2016).

# ***Chapitre I***

**Généralités sur les systèmes  
de génération d'énergie  
électrique**

## Introduction

Les sources d'énergies renouvelables présentent l'avantage d'être disponibles en quantité illimitée, leur exploitation est un moyen de répondre aux besoins en énergie, tout en préservant l'environnement. Les énergies éoliennes et solaires sont parmi les sources d'énergies renouvelables qui ont les potentiels énergétiques le plus important. Cela est manifesté par une augmentation rapide des installations des sites de génération dans le monde de plus en plus chaque année [4].

Le terme « système d'énergie hybride » fait allusion aux systèmes de génération d'énergies électriques utilisant plusieurs types de sources. La combinaison des sources d'énergie renouvelable comme l'éolienne, le photovoltaïque ou les petites centrales hydroélectriques peuvent constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesels. Les systèmes d'énergies hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées mais la présence du générateur diesel dans ce type de système hybride autonome suscite certaines discussions quant aux notions de « propreté » et de durabilité [1] et [2].

Dans ce chapitre, on présentera un état d'art sur les systèmes de génération de manière générale puis l'évolution de chaque type durant les dernières décennies. Des statistiques seront présentés pour montrer l'ampleur de cette évolution dans la production et la consommation de ces énergies dans le monde, A la fin en clôture par une conclusion.

### I.1 Définition d'un système hybride

Les systèmes d'énergie hybrides associent au moins deux sources d'énergie renouvelable ainsi qu'une ou plusieurs sources d'énergie classiques [5], [6], [7]. Vu leurs complémentarités, les sources d'énergie renouvelable, comme le photovoltaïque et l'éolienne ne délivrent pas une puissance constante, mais leur association permet d'obtenir une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées [8], [9].

Le but d'un système d'énergie hybride est de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable pour satisfaire la demande de la charge. En

plus des sources d'énergie, un système hybride peut aussi incorporer un système de distribution à courant continu, un système de distribution à courant alternatif, un système de stockage, des convertisseurs, des charges ainsi qu'une option de gestion des charges ou un système de supervision. Toutes ses composantes peuvent être connectées en différentes architectures voir figure (I.1). En fonction de la dimension du système, les sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées au bus continu ou alternatif [9].

Ainsi le champ d'application des systèmes d'énergie hybrides (SEH) est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes, mais on peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance (tableau I.1)

**Tableau I-1** : classification des SEH par gamme de puissance.

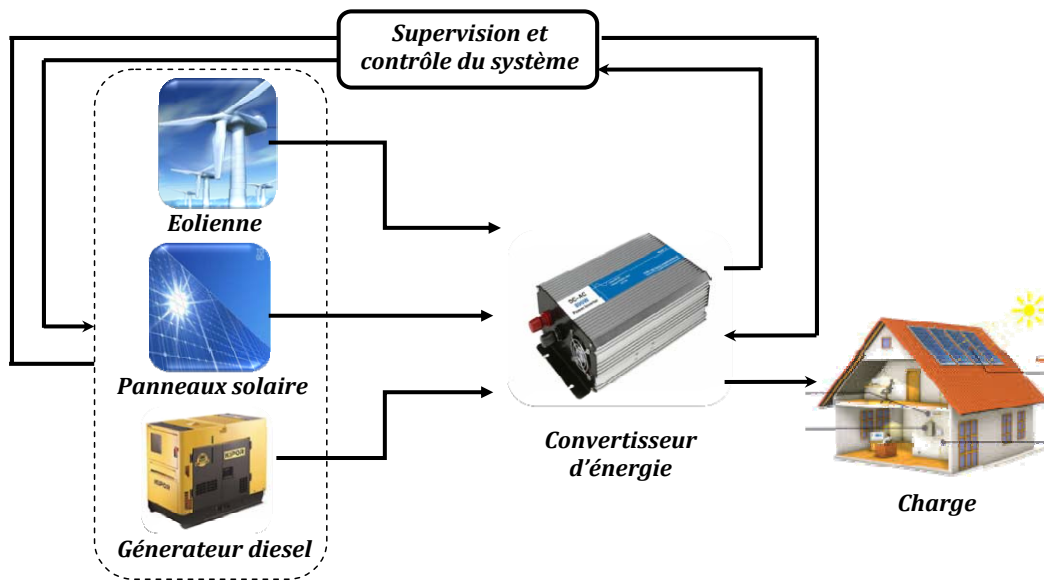
Puissance du SEH [KW]	Application
Faible < 5	<b>Systèmes autonomes</b> : stations de télécommunications pompage de l'eau, autre application isolés.
Moyenne 10-250	<b>Micro réseaux isolés</b> : alimentation d'un village isolé, des zones rurales...
Grande > 500	<b>Grands réseaux isolés</b> (exemple : réseaux insulaires)

Les grandes installations de SEH en site isolé peuvent être classées en fonction du degré de pénétration de l'énergie renouvelable [4], qui est défini par la proportion de la puissance (énergie) produite par les sources d'énergies renouvelables et la puissance demandée par la charge demandée.

## I.2 Régime du fonctionnement

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides, travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectés réseaux. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique du pays. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode autonome. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique : refuges de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière etc.





*Figure I-1 : Structure d'un SH éolien/PV/diesel connecté à une charge [4].*

### 1.3 Principaux composants des systèmes hybrides

Les systèmes d'énergies hybrides sont en général constitués de source d'énergie classique (groupe électrogène), de source renouvelable (éolienne, photovoltaïque). Ils peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie comme l'énergie hydroélectrique, géothermique etc., des systèmes de stockages (batterie), des charges principales.

Le système hybride peut comprendre un dispositif de stockage. D'un point de vue plus global, le système énergétique d'un pays donné peut être considéré comme un système hybride.

#### 1.3.1 Architecture à bus continu :

Dans le système hybride présenté dans la figure (I.2), la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus continu. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à courant alternatif (CA) fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie ensuite en courant continu (CC). Les générateurs sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges alternatives. L'onduleur doit alimenter les charges alternatives à partir du bus continu et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence. Les batteries sont dimensionnées pour alimenter des pics de charge. L'avantage de cette topologie est la simplicité de commande.

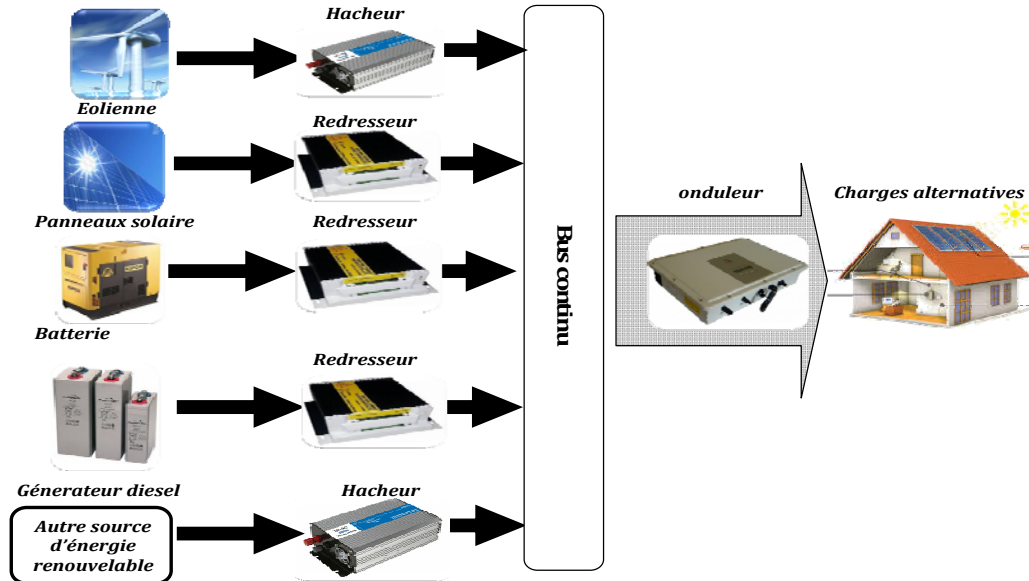


Figure I-2 Configuration du système hybride à bus continu [4].

### 1-3.2 Architecture à bus alternatif

Dans cette topologie, tous les composants du système hybride sont reliés à la charge alternative, comme montrée sur la figure (1.3). Cette configuration présente des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure, puisque chaque convertisseur peut être synchronisé avec son générateur de sorte qu'il puisse alimenter la charge indépendamment et simultanément avec les autres convertisseurs [12], Ceci offre une flexibilité pour que les sources d'énergie puissent satisfaire la demande de la charge. Dans le cas d'une faible demande de charge, tous les générateurs et les systèmes de stockages sont à l'arrêt sauf par exemple le générateur photovoltaïque, pour couvrir la demande de la charge. Cependant, pendant les fortes demandes de charge ou les heures de pointes les générateurs et les unités de stockage fonctionnent en parallèle pour couvrir la demande de la charge.

La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle, en synchronisant les tensions de sortie avec les tensions de charge [9]. La configuration adaptée dans notre travail est celle à bus continu.

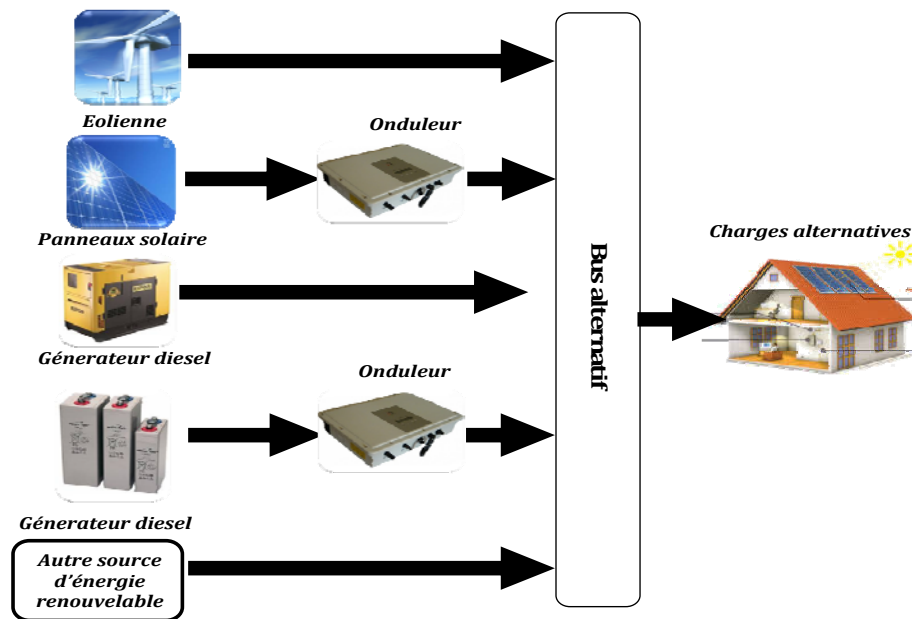


Figure I-3 : Configuration du système hybride à bus alternatif [12].

### 1.3.3 Avantages et inconvénients d'un système hybride

#### ➤ Avantages :

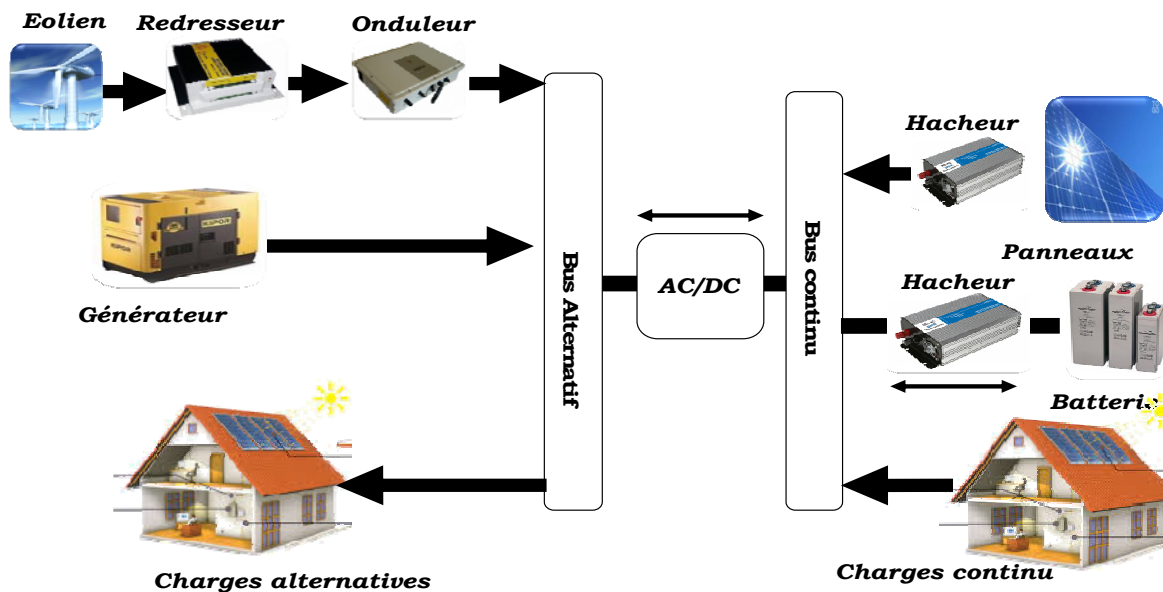
- Non dépendant d'une seule source d'énergie.
- Flexible, extensible et capable de satisfaire des charges évolutives.
- Exploitation simple, travaux de maintenance et de révision réduits.
- Rentabilité, Faible coût lié au cycle de vie des composants du système hybride.

#### ➤ Inconvénients :

- Plus complexe que les systèmes mono source et nécessite du stockage.
- Coût capital élevé comparé aux générateurs diesel

### I-3.3 Architecture à bus avec commutation

Elle est souvent utilisée malgré quelques désavantages. Le consommateur peut être alimenté soit par la source conventionnelle, soit par l'installation photovoltaïque et la batterie via l'onduleur. L'alimentation par les deux simultanément n'est pas possible. Le générateur diesel peut charger la batterie par l'intermédiaire d'un redresseur. La gestion du système doit être automatique à cause de la complexité du système hybride. Le schéma du système est présenté sur la Figure I.4. Les avantages de cette configuration sont :



**Figure I-4 :** Configuration du système hybride à bus alternatif [12].

Le système possède un rendement plus haut, parce que le générateur diesel peut alimenter directement la charge, d'où une baisse de la consommation de fuel ;

- L'onduleur peut assurer au consommateur la tension demandée en forme et valeur ;
- Une avarie de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique, parce que la charge peut être satisfaite par le générateur diesel. Les inconvénients sont :
- L'apparition d'une coupure instantanée de l'alimentation lors de la commutation des sources ;
- Le générateur et l'onduleur doivent être dimensionnés pour la consommation maximale du système. De cette façon, ils fonctionnent avec un moindre rendement lors les périodes de faible charge ;
- Une construction complexe.

## I.4 Généralités sur les systèmes de conversion d'énergie éolienne

Depuis l'avènement des moulins à vent jusqu'aux premiers aérogénérateurs, la technologie des capteurs éoliens (aéromoteurs) a connu une évolution considérable surtout ces dernières décennies ; notamment dans le domaine de la production

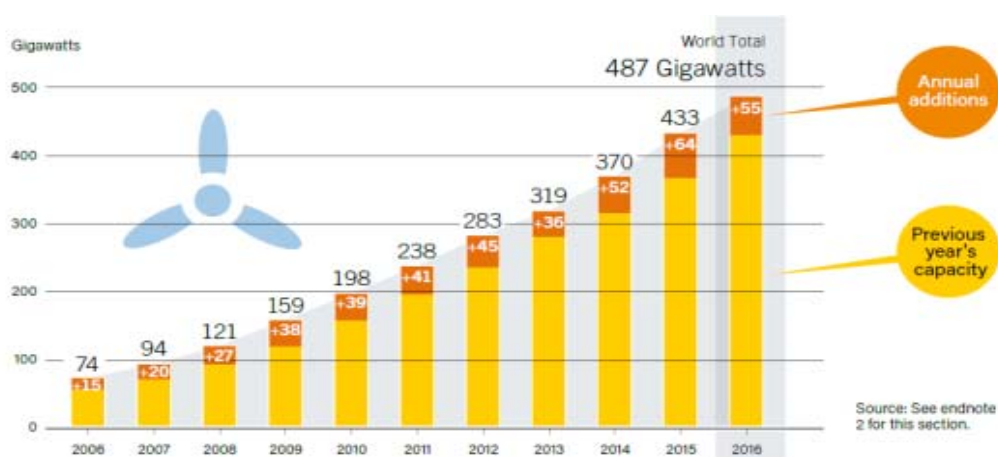
d'énergie électrique. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent, et leurs structures sont de plus en plus performantes. Nous nous intéressons à l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique. En effet, il existe deux types d'éoliennes à savoir les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal.

## I.4.1 Les statistiques d'énergie éolienne

### I.4.1.1 La capacité mondiale installée de l'énergie éolienne

Comme il est montré sur les figures (I.5 et I.6) la production de l'énergie éolienne connaît depuis quelques années le taux de croissance le plus important de l'industrie de la production d'électricité.

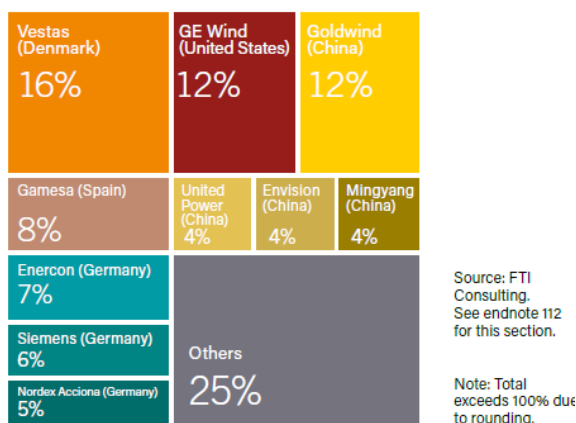
L'énergie éolienne est développée par de très nombreux pays et connaît une croissance très importante : +30% par an en moyenne depuis 10ans (+ 38 % en 2009). En 2013, de nouvelles capacités éoliennes ont été installées plus de « 319GW » dans le monde et les « 433GW » installées ont été dépassées, début 2015. L'éolien représente désormais 433 millions de *MWh* de production électrique par an, soit 2% de la consommation totale d'électricité dans le monde. Les experts du « GWEC » (conseil mondial de l'énergie éolienne) prévoient le maintien d'une croissance soutenue de l'éolien, conduisant à un parc installé de près de « 480 000 MW » en « 2016 » [WWW 02].



*Figure I.5: Capacité mondiale installé en MW, [17].*

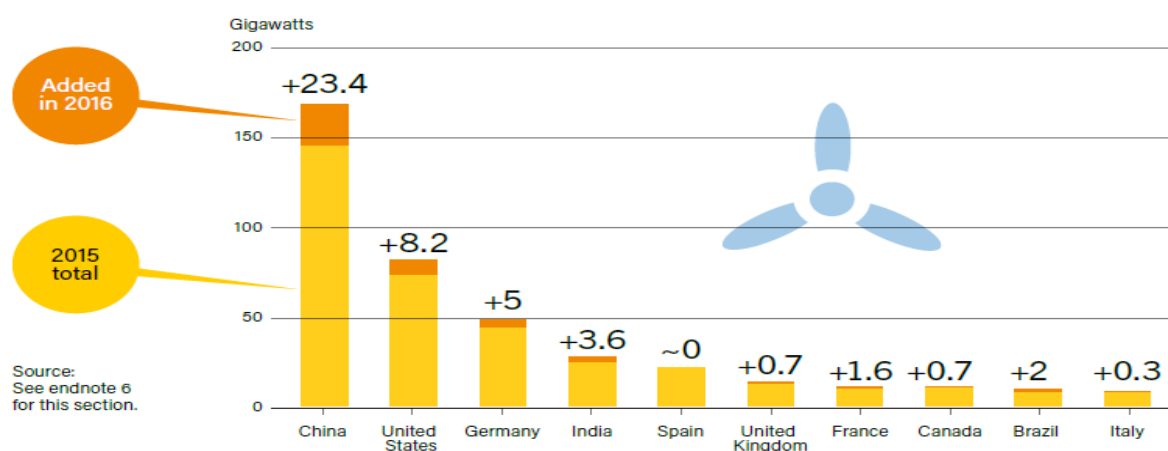
Les principaux fabricants mondiaux selon les statistiques de l'académie internationale des énergies renouvelable REN21 revue 2017 sont comme suit :

Le premier constructeur c'est Allemagne (Siemens, Enercon, Nordex Acciona) par une participation sur le marché mondial de 18% le deuxième constructeur des aérogénérateurs c'est Danemark (Vestas) avec un pourcentage de 16%, [7].



**Figure I.6 :** Parts de marché de 10 premiers fabricants d'éolienne 2016, [7].

Les pays les plus exploitants d'énergie éolienne sont : les États-Unis d'Amérique, l'Allemagne, la Chine et l'Espagne selon l'histogramme de la figure(I. 7).



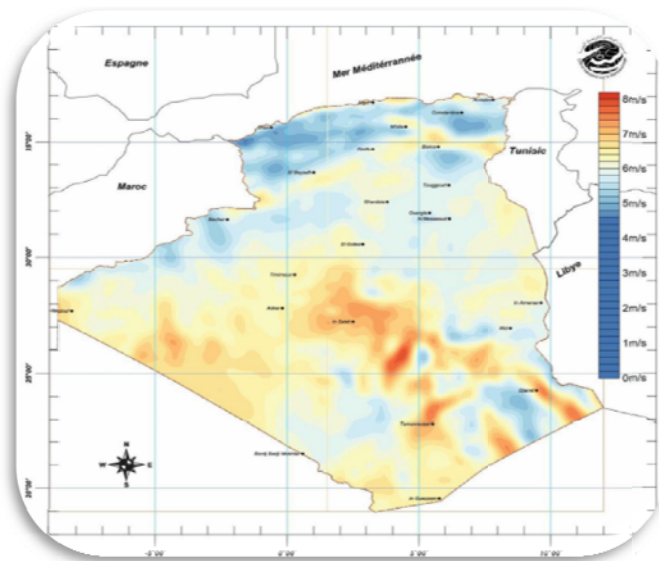
**Figure I.7:** Les plus grands pays exploitants d'énergie éolienne selon [17].

L'exploitation d'énergie éolienne en Afrique trouve une très faible contribution mondiale, les deux pays les plus exploitants sont : l'Égypte et le Maroc. Le premier avec une capacité totale de production de 430 MW (enregistrée à la fin 2008) avec un taux de croissance annuel de 17,8%, tandis que le Maroc produit environ 253 MW. Selon le conseil mondial de l'énergie éolienne (GWEC), une contribution de l'Algérie dans ce domaine reste à révéler[17].

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste

pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

La carte représentée ci-dessous montre que le sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le nord, plus particulièrement dans le sud-est, avec des vitesses supérieures à 7 m/s et qui dépassent la valeur de 8 m/s dans la région de Tamanrasset (In Amguel). Concernant le nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tebessa, Biskra, M'sila et Elbayadh (6 à 7 m/s), et le Grand Sud (>8m/s) [16].



**Figure I.8:** Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 50m du sol (m/s) en Algérie, [16].

## I.4.2 Les différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grands groupes [7]:

### a) L'éolienne à axe horizontal

Ces types d'éoliennes ont été inspirés d'un moulin à vent et ont la forme des hélices d'avions. Ce sont des dispositifs qui transforment une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en



énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. Son axe du rotor est horizontale, parallèle à la direction de vent avec deux ou trois pales qui tournent de façon aérodynamique, ce qui lui permet de capter une quantité plus importante d'énergie éolienne. Actuellement ce sont les éoliennes les plus utilisables et les plus répandus au monde à cause de leur conception simple avec un rendement élevé. Il y a deux types de fonctionnements pour les éoliennes à axe horizontale, fonctionnement en « amont » pour ce type le vent frappe les pales directement, la majorité des grandes éoliennes dont la puissance dépasse les 1000 KW fonctionnent avec ce principe.

Fonctionnement en « aval » pour ce type le vent frappe sur l'arrière de pales, cette configuration est plus utilisée pour les petites éoliennes.



### b) L'éolienne à axe vertical

Ces types d'éoliennes sont les premières structures développées pour produire de l'électricité, son axe de rotation est vertical et perpendiculaire à la direction du vent, par cette conception on a l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol. A partir d'axe vertical d'éoliennes le vent peut provenir de toutes les directions sans avoir à orienter le rotor et elles ne nécessitent pas des endroits vastes mais ne peut pas démarrer automatiquement, il faut les lacer dès l'apparition d'un vent suffisamment fort pour permettre la production [7]. On peut installer Les éoliennes à axe vertical sur des supports fixés sur le toit d'une résidence ou d'un bâtiment commercial, d'une ferme ou d'une usine, mais aujourd'hui ce type d'éoliennes sont moins utilisables car elles sont moins performantes que celles à axe horizontale.



## I.5 Généralité des systèmes de conversion photovoltaïque

Les investissements dans les capacités solaires photovoltaïques augmentent rapidement aussi bien qu'en mode connecté au réseau qu'en mode hors réseau. La production d'énergie solaire a été une source fiable d'approvisionnement en électricité dans les régions qui n'ont pas accès au réseau depuis longtemps. Cependant, la

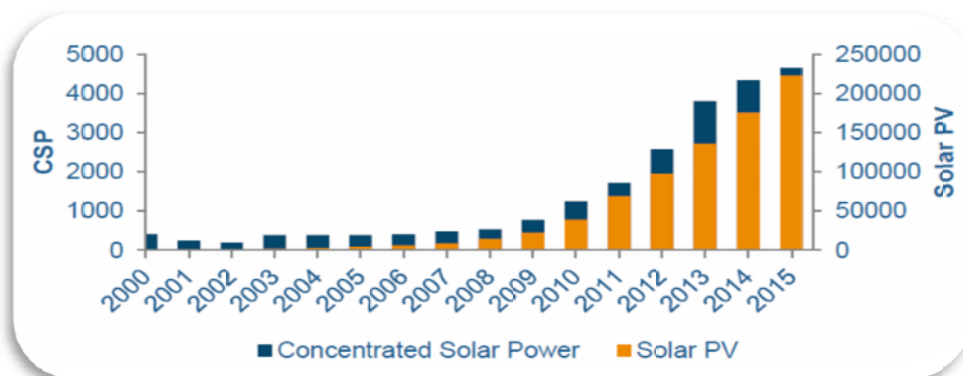


pénétration de l'énergie solaire en tant que source d'énergie connectée au réseau n'a augmenté de manière significative qu'au cours de la dernière décennie. Ainsi, la part globale de la production nette d'énergie reste faible à seulement 1% (2015) au niveau mondial et ne devrait augmenter qu'à l'avenir, [7].

Les coûts de la production des panneaux ne cessent de baisser, la technologie s'améliore et une gamme diversifiée et croissante d'applications est ouverte au secteur de l'énergie solaire. Par conséquent, l'énergie solaire sera une source d'énergie ou d'énergie compétitive à l'avenir avec des investissements énormes dans ce segment. La compétitivité peut représenter un défi lorsque le stockage de l'énergie est nécessaire pour répondre à la demande, car les technologies de stockage de l'énergie accusent un retard dans l'apprentissage et que l'acceptabilité commerciale n'est pas encore atteinte.

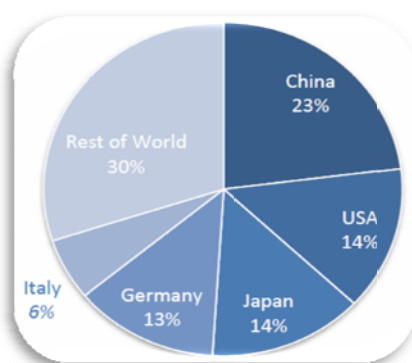
### I.5.1 Tendances globales

Le photovoltaïque est une technologie à grand public. La capacité installée mondiale d'électricité solaire atteint environ 227 GWe à la fin de l'année 2015, la capacité totale de chauffage et de refroidissement solaires en exploitation était estimée à 406 GW<sub>th</sub><sup>3</sup>. Le photovoltaïque (PV) a été la principale technologie de l'énergie solaire, comme le montre la figure I.9.



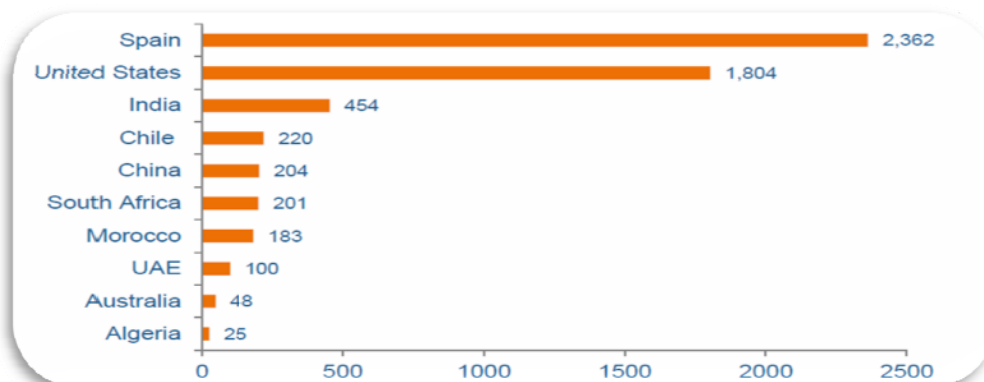
**Figure I.9:** Capacité d'énergie solaire installée mondiale, 2000-2015 (MW)[7].

La Chine est un leader dans les installations PV, suivi par les États-Unis, le Japon, l'Allemagne et l'Italie, comme le montre la figure I.10 ci-dessous.



**Figure I.10:** Installations PV Globales Cumulatives 2016[7].

L'énergie solaire concentrée (ESC) reste avec une capacité très limitée (4 GW aujourd'hui et 70 à 256 GW en 2040 selon les scénarios de l'IEA), c'est-à-dire moins de 3% de la capacité globale. Comme le montre la figure I.11, l'Espagne est le leader du déploiement de l'ESC avec une capacité installée de 2 362 MW en 2016, suivie des États-Unis avec 1 804 MW, de l'Inde avec 454 MW et de tous les autres pays. Selon le Fonds d'investissement climatique, le plus grand projet de ESC dans le monde jusqu'en Janvier 2016 Noor au Maroc et de la puissance opérationnelle mondiale est de 4705 MW.



**Figure I.11 :** Capacité installée par ESC dans les principaux pays jusqu'en 2016 (en MW)[7].

### I.5.2 Potentiel Solaire :

Vue de sa localisation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de  $1\text{m}^2$  soit près de 3 KWh/ $\text{m}^2$  au nord et dépasse 5,6 KWh/ $\text{m}^2$  au Grand Sud (TAMENRASSET).

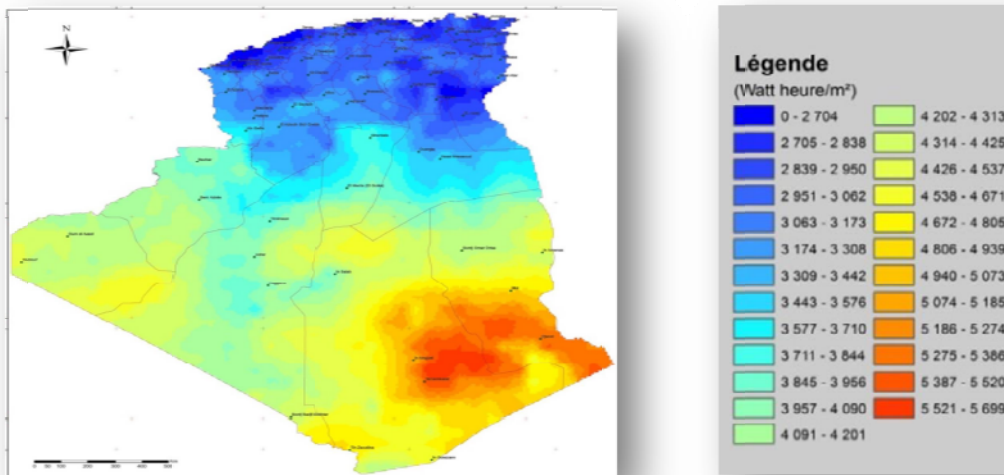


Figure I.12: Carte de l'Irradiation Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011)[7].

### ➤ Programme d'électrification Solaire

La figure ci-dessous montre les différents projets à caractère solaire en Algérie



Figure I.13: Carte de programme d'électrification solaire [7].

### I.5.3 Performance des systèmes photovoltaïques :

Les performances des systèmes PV dépendent fortement des conditions météorologiques, telles que le rayonnement solaire, la température et la vitesse du vent. Pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système PV doit donc

être correctement dimensionné. Ce qui exige une étude assez rigoureuse dans le but de faire le meilleur choix, le plus performant et au moindre coût. Mais les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent que de dimensionner approximativement le système PV.

### **I.5.3.1 Cellules et panneaux photovoltaïques**

Une cellule élémentaire est composée des matériaux semi-conducteurs capables de convertir l'énergie de photons reçus à sa surface en une différence de potentiel, créée par une délocalisation d'électrons dans le matériau. La circulation des électrons dans le circuit extérieur permet à la cellule PV de fonctionner comme un générateur.

### **I.5.3.2 les panneaux photovoltaïques**

Les systèmes photovoltaïques sont utilisés depuis 64 ans. Les applications ont commencé avec le programme spatial pour la transmission radio des satellites. Elles se sont poursuivies avec les balises en mer et l'équipement de sites isolés dans tous les pays du monde, en utilisant les batteries pour stocker l'énergie électrique pendant les heures sans soleil.

La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux Etats-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs. Mais en dépit de l'intérêt des scientifiques au cours des années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé [15].

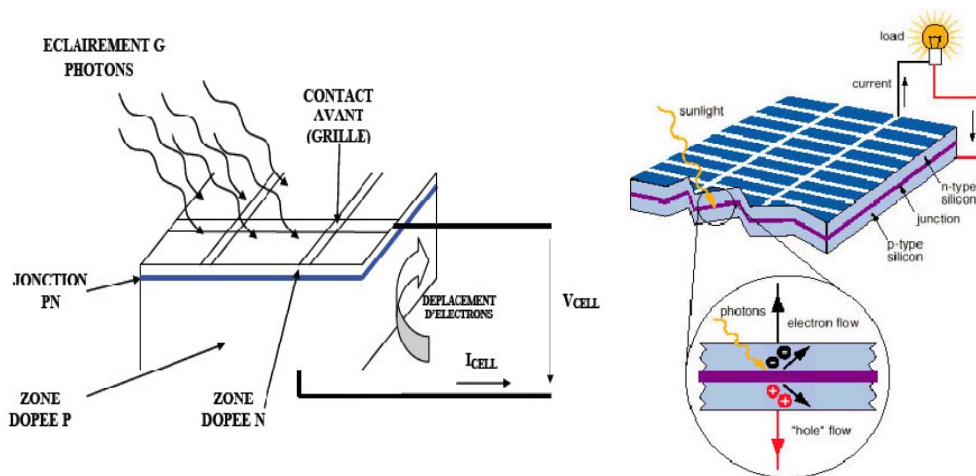
#### **a) Effet et cellule photovoltaïque**

Le mot "photovoltaïque" (PV) vient de "phôtos", la lumière en grec ancien, et du nom de l'inventeur de la pile électrique Alessandro Volta qui a donné son nom au "volt". Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « Effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

Nous allons maintenant tenter de comprendre comment est produite l'électricité à partir de la lumière, et comment sont fabriquées les photo générateurs. Chacun sait que : « Rien ne se perd, rien ne se crée, tout se transforme ». Convertir l'énergie lumineuse en électricité, telle est la fonction d'une *photopile* ou d'une *cellule solaire*. Toutes les photos génératrices sont donc des transformateurs d'énergie qui, lorsqu'ils sont exposés à la lumière, produisent de l'énergie électrique.

### b) Conversion de la lumière en électricité

En résumé, une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé *effet photovoltaïque* qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de la cellule. La figure (I.14) illustre une cellule PV typique où sa constitution est détaillée [15].



**Figure I.14 :** a) Effet photovoltaïque à l'échelle de la cellule

b) Schéma synthétique de l'effet photovoltaïque [15]

La puissance électrique produite par une cellule industrialisée est très faible typiquement de 1 à 3W avec une tension de moins d'un volt.

Le rendement de conversion des cellules commercialisées atteint actuellement 15 à 19 % pour le silicium monocristallin, 12 à 16 % pour le silicium Polycristallin, 7 à 9% pour le silicium amorphe [15].

Pour élever la tension, les cellules sont commercialisées sous forme des modules photovoltaïques.

### c) Types de cellules

La cellule est l'unité de conversion la plus adaptée à l'effet photovoltaïque. Les matériaux et la méthodologie utilisée pour la conception de ces cellules influent sur l'énergie récupérée. Il en résulte que de nombreuses solutions ont été développées et nous allons brièvement les présenter.

- ***Silicium Monocristallin***

Parmi les cellules photovoltaïques utilisant le silicium comme matériau de base, les monocristallins sont, en général, celles qui ont les meilleures performances. Ainsi, les cellules solaires commerciales obtenues avec le procédé décrit peuvent atteindre un rendement de 15 à 18%.

- ***Silicium Polycristallin***

Les cellules en silicium polycristallin sont moins coûteuses que celles en silicium monocristallin car les processus de préparation des cellules sont moins stricts. Leur efficacité est cependant plus faible. Le processus de production est semblable à celui présenté précédemment dans le cas de la fabrication de cellule en silicium mais avec un contrôle moins rigoureux. Il en résulte que les cellules obtenues sont moins coûteuses mais aussi moins efficace (12,5% de rendement en moyenne).

- ***Silicium amorphe***

L'utilisation de silicium amorphe pour les cellules solaires a montre de grands avantages a la fois au niveau des propriétés électriques et le processus de fabrication (processus simple, faiblement consommateur d'énergie, peu coûteux, possibilité de produire des cellules avec grands secteurs). Mais, même avec un cout réduit pour la production, l'utilisation du silicium amorphe a deux inconvénients: le premier est le rendement de conversion faible par rapport aux cellules de mono et Poly cristallin de silicium. Cellules solaires avec un rendement supérieur à 20% :

### I.5.3.3 Propriétés électriques de la cellule photovoltaïque

#### a) La résistance Série

En pratique, la cellule PV, contient des résistances dans le matériel qui constitue les semi-conducteurs, la grille en métal, les contacts, et l'autobus courant de rassemblement. L'ensemble des pertes dépend, de la résistance série ( $R_s$ ).

Son effet devient très remarquable en module composé de plusieurs cellules connectées en série, la valeur de cette résistance est multipliée par le nombre de cellules.

#### b) Résistance parallèle

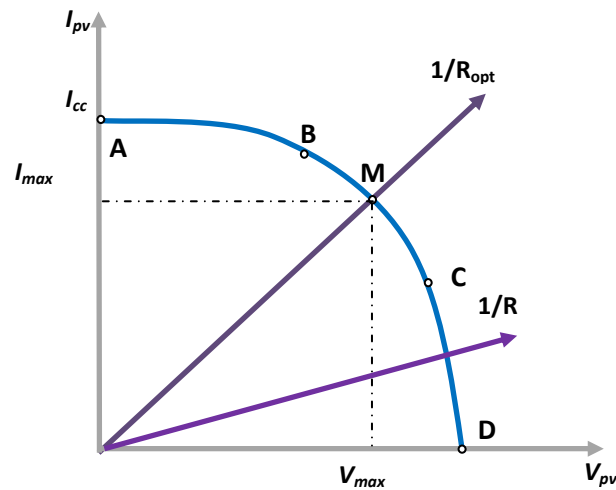
Egalement, la résistance shunt, représente une partie des pertes liée à une petite fuite de courant par un chemin résistif parallèlement au dispositif intrinsèque. Ceci peut être représenté par une résistance parallèle ( $R_p$ ). Son effet est beaucoup moins remarquable dans un module photovoltaïque comparé à la résistance série, qui devient seulement apparente quand un certain nombre de modules sont liés en parallèle pour créer un générateur PV.

## I.6 Caractéristique d'une cellule PV

La figure (I.15) montre la caractéristique courant-tension ( $I_{pv}$ - $V_{pv}$ ) pour une cellule photovoltaïque. Ainsi, si une résistance variable ( $R$ ) est connectée aux bornes de la cellule PV, le point de fonctionnement est déterminé par l'intersection de la caractéristique ( $I_{pv}$ - $V_{pv}$ ) de la cellule avec la courbe de charge. Pour une charge résistive, la courbe de charge est une droite avec la pente ( $1/R$ ). Par conséquent, si la résistance ( $R$ ) est petite, le point de fonctionnement est situé dans la région (AB) de la courbe. Le courant ( $I_{pv}$ ) varie peu en fonction de la tension (il est presque égale au courant de court-circuit) : La cellule se comporte comme un générateur de courant.

D'autre part, si la résistance ( $R$ ) est grande, la cellule fonctionne dans la région (CD). Dans cette zone, la tension de la cellule varie peu en fonction de lu courant ( $I_{pv}$ ) : la cellule se comporte comme une source de tension qui est presque égale à la tension de fonctionnement à vide.

Dans la région (BC) sur la courbe, la cellule PV ne peut être caractérisée par une source de courant, ni par une source de tension. C'est dans cette zone que se trouve le point pour lequel la puissance fournie est maximale dans des conditions fixées d'éclairement et de température.



**Figure I.15 :** Caractéristique ( $I_{pv}$ - $V_{pv}$ ) d'une cellule photovoltaïque.

$$T=25^{\circ}\text{C} \ \& \ S=1000\text{w/m}^2$$

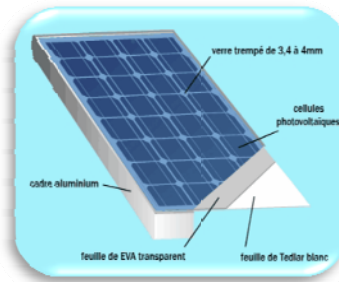
Une cellule réelle peut être caractérisée par les paramètres principaux présentés par la figure (I.17).

## I.7 Le module photovoltaïque

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module. Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (Ethylène-vinyle-acétate) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [12,13].

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation. A l'arrière de chaque module se trouve une boîte de jonction contenant deux diodes antiparallèles. Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre.





**Figure I.16:** Module photovoltaïque

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques
- Protection mécanique et support.
- Connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur.

### 1.7.1 Caractéristiques d'un module

#### a) **La puissance de crête, $P_c$**

Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup>).

#### b) **La caractéristique I/V**

Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

#### c) **Tension à vide, $V_{oc}$**

Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement "plein soleil".

#### d) **Courant de court-circuit, $I_{cc}$**

Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement "plein soleil".

#### e) **Point de fonctionnement optimum, $(U_m, I_m)$**

Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil,  $P_m = U_m \times I_m$

#### f) **Rendement**

Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

g) **Facteur de forme**

Rapport entre la puissance optimale  $P_m$  et la puissance maximale que peut avoir la cellule.

Le facteur de forme d'une cellule solaire est défini comme le rapport d'une puissance maximale à la puissance calculée en multipliant la tension de circuit-ouvert par le courant de court-circuit. Cela reflète combien de résistances en série et peu de résistances shunt dans la cellule solaire. Pendant que la cellule solaire se dégrade avec l'âge, sa résistance en série tend à augmenter le résultat en un facteur inférieur de suffisance.

$$ff = \frac{V_{op}I_{op}}{V_{oc}I_{cc}} \quad (I.1)$$

## I.8 Architecture d'un module photovoltaïque

### I.8.1 Regroupement des cellules en série

Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait, réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellule élémentaires.

Une association de ( $N_s$ ) cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, comme représenté par la figure (I.17).

L'équation (I.3) résume les caractéristiques électriques d'une association série de ( $N_s$ ) cellules :

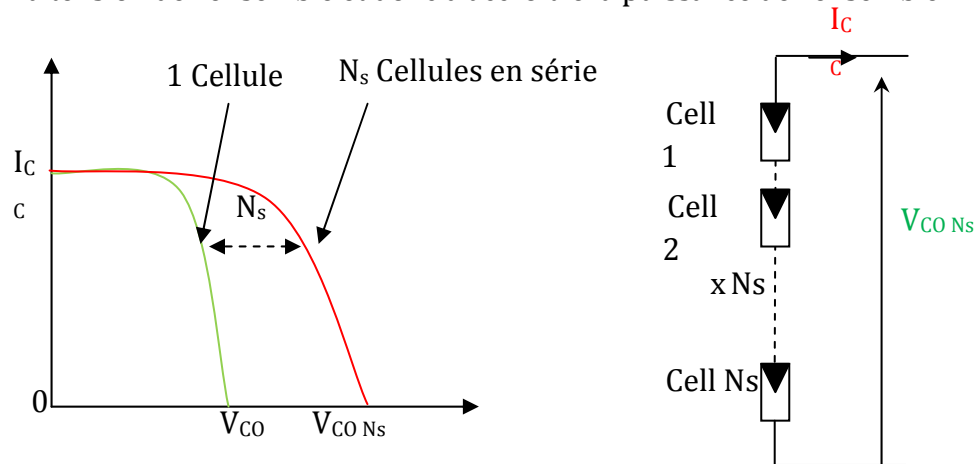
$$V_{ocN_s} = N_s \times V_{oc} \ ; \ I_{ccN_s} = I_{cc} \quad (I.2)$$

Où :  $V_{ocN_s}$  : La somme des tensions en circuit ouvert de ( $N_s$ ) cellules en série.

$I_{ccN_s}$  : Courant de court-circuit de ( $N_s$ ) cellules en série.

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce.

Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble.

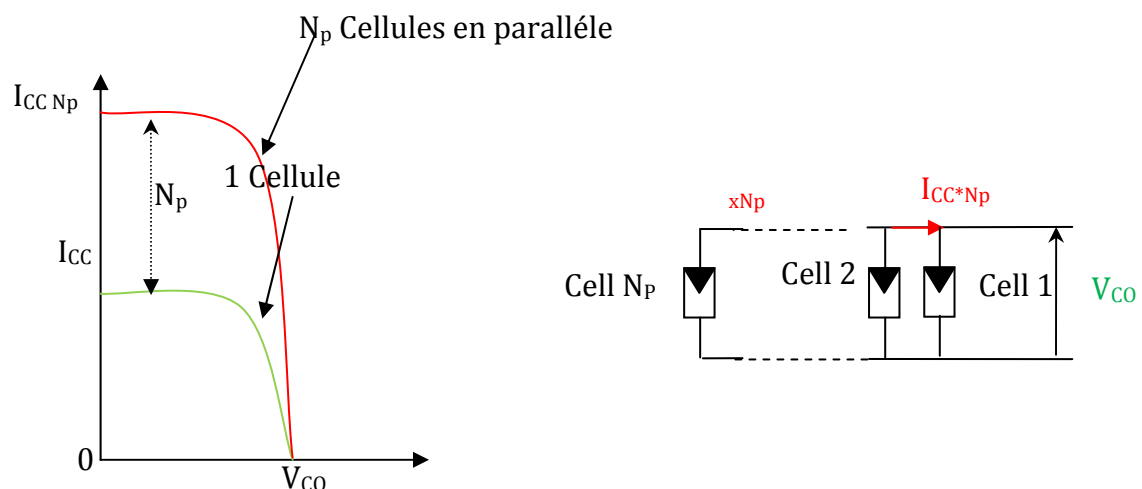


**Figure I.17:** Caractéristique résultante d'un groupement de ( $N_s$ ) cellules en série.

## I.8.2 Regroupement des cellules en parallèle

Une association parallèle de ( $N_p$ ) cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants.

L'équation (I.4) et la figure (I.18) résument les caractéristiques électriques d'une association parallèle de ( $N_p$ ) cellules.



**Figure I.18:** Caractéristique résultante d'un groupement de ( $N_p$ ) cellules en parallèle [14,15].

$$\text{Avec : } I_{ccN_p} = N_p \times I_{cc} \quad ; \quad V_{ocN_p} = V_{oc} \quad (I.3)$$

Où :

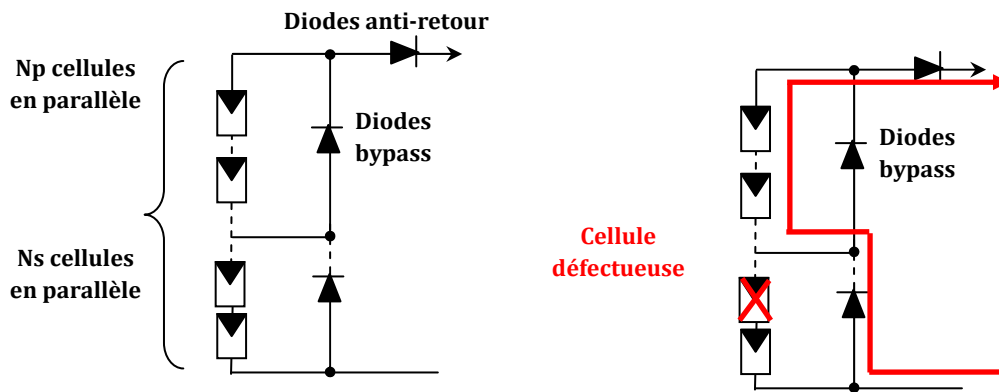
$I_{ccN_s}$  : La somme des courants de court-circuit de ( $N_p$ ) cellules en parallèle.

$V_{ocN_s}$  : Tension du circuit ouvert de ( $N_p$ ) cellules en parallèle.

### I.8.3 Regroupement hybride des cellules (en série & en parallèle)

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit total et de la tension à vide totale sont données par les relations :

$$I_{cc}^t = N_p \times I_{cc} \quad ; \quad V_{oc}^t = N_s \times V_{oc} \quad (I.4)$$



**Figure I.19 :** Caractéristiques résultantes d'un groupement Hybride de ( $N_s \times N_p$ ) cellules [14, 15].

Où :  $N_s$  : Nombre des cellules en parallèle.

$N_p$  : Nombre des cellules en série.

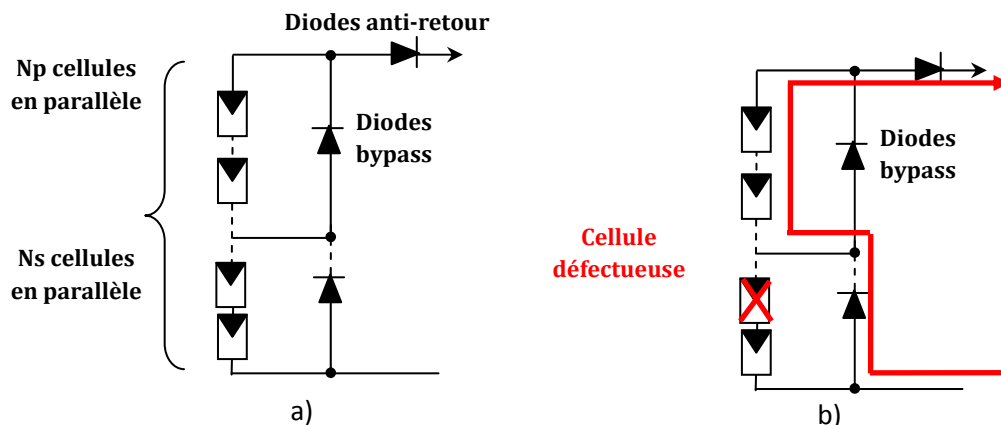
$I_{cc}^t$  : Le courant de court-circuit total.

$V_{oc}^t$  : La tension du circuit ouvert total.

Donc, la caractéristique ( $I_{pv}-V_p$ ) d'un générateur photovoltaïque peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de ( $N_s \times N_p$ ) cellules en série/parallèle. La caractéristique globale peut, en outre, varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'une occultation ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur

au courant produit par la cellule faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et devient un élément récepteur. Celle-ci se retrouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique qui pourrait aboutir à sa destruction si le défaut persiste trop longtemps. C'est le phénomène du point chaud.

Pour remédier à ce phénomène, on équipe donc les panneaux photovoltaïques de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives. Lorsque la diode by-pass se met à fonctionner, elle court-circuite une partie du module, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du module. La dégradation d'une cellule condamne le groupe de cellules associé à la cellule défectueuse et protégée par la diode by-pass à ne pas produire de puissance.



**Figure 1.20 :** **a)** Architecture classique d'un module photovoltaïque avec diodes de Protections.

**b)** Défaillance d'une des cellules de module PV et activation de la diode by-pass mise en évidence du courant de circulation  $I_{pv}$ .

Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un module en cas de problème sur une cellule avec un module fonctionnant sans protections.

## I.9 Le panneau solaire

Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux PV dépend :

- Des besoins en électricité.
- La taille du panneau.
- L'ensoleillement du lieu d'utilisation.
- La saison d'utilisation.

La puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximal, ce qui nécessite un élément de stockage.

## I.10 Le Stockage d'énergie

Le système de stockage est un élément crucial de l'installation photovoltaïque du point de vue technique, mais aussi du point de vue économique; car il représente 40 à 50 % du coût de l'installation. Vue l'importance du stockage électrochimique de l'énergie solaire, une étude théorique des différents types de batteries est menée, en particulier la batterie au plomb qui est la moins coûteuse comparativement aux autres batteries.

Dans un système d'alimentation en énergie photovoltaïque, les batteries sont utilisées comme un tampon de l'énergie (*figure I.21*).

Ce tampon est nécessaire parce que le soleil n'est pas toujours disponible dû aux divers facteurs: le climat, le temps pendant la journée...etc. Utiliser les batteries pour stocker la puissance électrique des panneaux solaires sous la forme d'énergie chimique rend l'énergie produite disponible chaque fois que cela est nécessaire, indépendamment des conditions du temps et du climat.

Comme les batteries font partie de l'ensemble du système électrique, il est nécessaire de les inclure dans le modèle du système. Cependant un modèle du circuit électrique équivalent pour les batteries est nécessaire, pour être en mesure pour analyser les performances dynamiques et le comportement, à l'état d'équilibre, du système électrique tout entier.

Lu, Liu et Wu ont utilisé un modèle qui a été initialement développé par Salameh, Casacca, et Lynch, comme le montre la *figure (I.21)*. C'est une amélioration du modèle couramment utilisé du circuit équivalent de Thevenin. Le modèle de Thevenin décrit le comportement primaire d'une batterie correctement, mais il ne rend pas compte aux changements lents des propriétés de la batterie, tel que l'augmentation et la diminution de la tension de fonctionnement, causée par le processus « chargement et déchargement ».

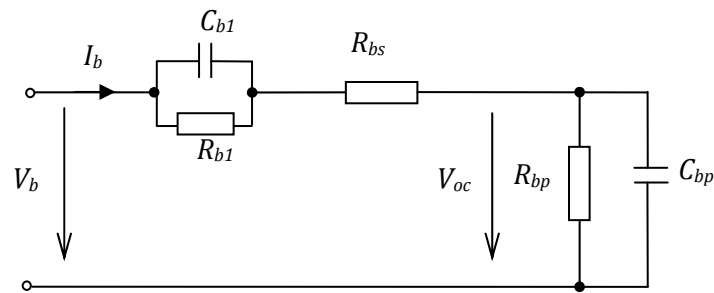


Figure I.21 : Circuit équivalent d'une batterie au Plomb-Acide.

### I.10.1 Principe de fonctionnement des batteries

Le principe de fonctionnement d'un générateur électrochimique est essentiellement basé sur la conversion de l'énergie chimique en énergie électrique. Toute réaction chimique d'oxydoréduction, pourvu qu'elle soit spontanée, c'est-à-dire accompagnée d'une diminution d'énergie libre, est en effet susceptible de donner naissance à un courant électrique lorsqu'elle a lieu dans des conditions appropriées. Pour cela, il faut que l'échange des électrons de valence s'effectue par le canal d'un circuit extérieur au système.

Ainsi la combustion libre de l'hydrogène produisant de l'eau et de l'énergie calorifique ne peut donner naissance à un courant électrique car l'échange électronique s'accomplit directement, en quelque sorte par un court-circuitage moléculaire.

### I.10.2 Caractéristique de la batterie

Les principales caractéristiques des batteries sont:

**a) La tension nominale :**

C'est la force électromotrice de l'accumulateur en fonction du couple électrochimique utilisé.

**b) La tension de charge**

C'est la tension minimale à appliquer pour charger efficacement l'accumulateur.

**c) La capacité nominale:**

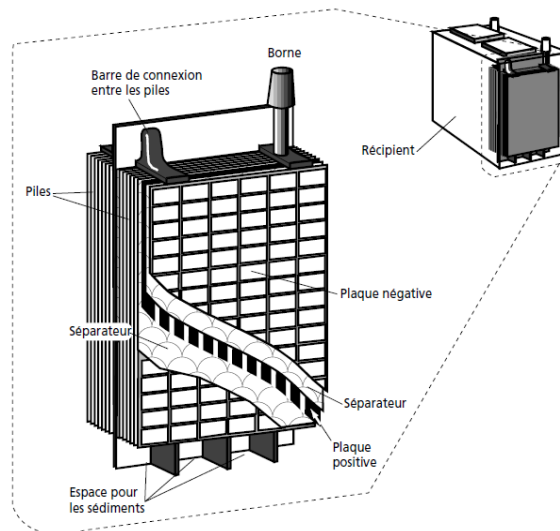
C'est la quantité d'énergie que l'on peut stocker dans la batterie, elle s'exprime en ampères-heures (Ah). Elle est donnée dans des conditions de référence (durée de décharge de 20h et une température de 25°C).

**d) La profondeur de décharge**

C'est le rapport entre la quantité d'électricité déchargée à un instant t et la capacité nominale.

### I.10.3 Choix de la technologie d'une batterie solaire plomb- Acide

Ces batteries sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquée sur la grille. La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte.



**Figure I.22:** Détail d'une batterie au plomb-acide de 12 volts.

Le matériel de la grille est un alliage de plomb parce que le plomb pur est un matériel physiquement faible, et pourrait se casser pendant le transport et le service de la batterie.

### I.10.4 Technologie d'une batterie au plomb

#### a) La tension

La tension nominale d'un élément au plomb est de 2V. Mais comme pour la technologie au nickel cette tension varie en fonction de l'état de charge de l'accumulateur. Un élément chargé présente une tension de 2,1V, et on peut le décharger jusqu'à une tension de 1,9V sans risque, le minimum absolu étant à 1,65V.

Les accumulateurs au plomb sont souvent vendus sous forme de batterie de plusieurs éléments. La version la plus courante est la batterie à 6 éléments, donc dite batterie 12V. La tension de ce type de batterie peut donc varier de 11V à 12,6V.

#### b) La capacité

La capacité des batteries au Plomb peut aller :

- de 1Ah à plus de 1000 Ah pour les batteries à électrolyte stabilisé
- de 2Ah jusqu'à 4000Ah pour les batteries à électrolyte liquide.



Ce sont donc des batteries de forte capacité comparées aux accumulateurs au Nickel et plus encore au Lithium.

### **c) La résistance interne**

La résistance des accumulateurs au plomb est négligeable dans le cas des fortes capacités. Ces accumulateurs sont capables de fournir des courants énormes >2000A sous 12V. Ce sont presque des générateurs parfaits. La résistance interne est inférieure au milli Ohms.

Cette valeur atteint au maximum 50 m dans le cas des accumulateurs à électrolyte stabilisé des plus faibles capacités.

### **d) L'autonomie « sans apport solaire »**

C'est la durée pendant laquelle le stockage assure le fonctionnement du récepteur sans recevoir aucune charge de la part de la photo génératrice. Elle dépend de la capacité de l'accumulateur et de l'énergie requise par le récepteur, indépendamment de la photo génératrice.

### **e) Respect de l'environnement**

Le plomb est classé parmi les métaux lourds toxiques. Cependant, la batterie au plomb lorsqu'elle est hermétique ne représente aucun risque pour l'environnement.

En effet, les batteries sont aujourd'hui récupérées et recyclées. L'industrie procède aux opérations suivantes : tri des batteries, élimination de l'acide, stockage, démontage, broyage des batteries, réparation des plastiques des parties métalliques des sels et oxydes de plomb, fusion et affinage.

## **1.10.5 Principe de fonctionnement d'une batterie au plomb**

La capacité de l'énergie électrochimique de la batterie est représentée par le condensateur  $C_{pb}$ , dont la charge est le résultat de la circulation des électrons dans le temps, et elle est linéaire pour des conditions de courant constant dans une marge de 10 à 90% du niveau de charge maximum. La valeur de  $C_{pb}$  est dérivée de l'expression générale de l'énergie dans un condensateur :

$$E_c = \frac{1}{2} C_{pb} V_c^2 \quad (1.6)$$

Avec :  $C_{pb}$  étant la capacité du condensateur et  $V_c$  : la tension.

Contrairement à un condensateur, la tension de la batterie ne sera pas égale à zéro dans son état de la plus basse charge. Cela est équivalent à un condensateur ayant un niveau de charge minimum égal à l'énergie  $E_{c,min}$ . La capacité d'une batterie complètement chargée est représentée par un niveau de charge maximum égal à l'énergie  $E_{c,max}$ . Cela conduit à l'équation suivante pour l'ensemble de l'énergie stockable dans la batterie :

$$E_b = E_{c,max} - E_{c,min} = \frac{1}{2} C_{pb} V_{max}^2 - \frac{1}{2} C_{pb} V_{min}^2 = \frac{1}{2} C_{pb} (V_{max}^2 - V_{min}^2) \quad (I.7)$$

L'énergie  $E_b$  est aussi donnée par le fabricant de la batterie directement en Kilowatt heures (kWh) ou bien elle est spécifiée en Ampère heures (Ah—qui doit être transformée aux unités utilisées pour l'énergie kWh, par multiplication avec une tension spécifique de fonctionnement). Les tensions  $V_{max}$  et  $V_{min}$  sont les tensions en circuit ouvert, de la charge max et la charge minimale de la batterie, respectivement. La conversion de l'équation (I.7) conduit en fin à une expression du condensateur représentant la capacité de charge de la batterie :

$$C_{pb} = \frac{2E_b}{V_{max}^2 - V_{min}^2} \quad (I.8)$$

La résistance interne de la batterie est représentée par deux séries de résistances  $R_{bs}$  et  $R_{b1}$ . Le bloc électrolyte et la résistance plate sont représentés par la résistance  $R_{bs}$ , alors que la résistance  $R_{b1}$  représente la diffusion de l'électrolyte.  $R_{b1}$  également modéliser (avec le petit condensateur  $C_{b1}$ ) l'effet de sur tension ou de polarisation de la batterie. Cela représente le phénomène dans lequel la tension de la batterie en circuit ouvert chute dès qu'une charge est connectée. De même, une soudaine augmentation de tension peut être observée avec l'application d'un courant de charge. En utilisant la notation donnée dans la *figure (I.23)*, la surtension peut être exprimée comme la différence entre la tension de la batterie en circuit ouvert  $V_{oc}$  et la tension de borne de la batterie  $V_b$ .  $R_{b1}$  et  $C_{b1}$  forment un réseau parallèle RC, avec une constante de temps  $\tau = R_{b1}.C_{b1}$ , donc :

$$v_b = v_{oc} + R_{b1}(1 - e^{-t/\tau})i_b + R_{bs}i_b \quad (I.9)$$

## I.11 Système de conversion

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu continue), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu alternatif).

L'onduleur est généralement associé à un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil [11].

### I.11.1 Types de convertisseurs

#### I.11.1.1 Le convertisseur continu -continu

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal [11].

Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (Maximum Power Point Tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95%.

Ce système présente deux inconvénients pour un PV de faible puissance :

- ✓ Prix élevé.
- ✓ Le gain énergétique annuel par rapport à un système moins complexe (cas d'une régulation de la tension) n'est pas important.

#### I.11.1.2 Le convertisseur continu- alternatif

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La formation de l'ordre de sortie peut être assurée par deux dispositifs :

**a) Rotatif** : c'est un moteur à courant continu couplé à un alternateur, son rendement varie de 50% à 60% pour 1kW jusqu'à atteindre 90% pour 50kW.

Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.

Ses inconvénients sont : cherté, faible rendement (surtout pour les faibles puissances).

**b) Statique** : on le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances. Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (pulse width modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale [11]. Avec ce système, on obtient :

- ✓ Un rendement élevé sur une plage du taux de charge.
- ✓ De faibles pertes à vide.

### I.11.3 Caractéristiques de convertisseurs

#### *a) la puissance nominale*

C'est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de délivrer en fonctionnement permanent. Théoriquement, le choix de la puissance à délivrer doit être la somme des puissances des équipements installés ou à installer, mais en pratique, il est rare que tous les appareils fonctionnent en même temps et le choix de la puissance nominale résultera de la valeur maximale du profil moyen de la consommation.

#### *b) Le rendement*

C'est un critère très important, car il influe sur le dimensionnement du champ PV et de la batterie. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie et de la puissance nominale), ainsi que la variation de ce rendement varie d'un onduleur à un autre. Le rendement de l'onduleur est aussi donné entre l'énergie consommée par la charge et l'énergie fournie par la source continue.

#### *c) La consommation à vide*

Une consommation importante à vide va réduire l'énergie emmagasinée par la batterie (cas de nuit) [15]. Pour cette raison, il est important de limiter les pertes à un faible pourcentage de la puissance nominale (1 à 5%). Pureté de la tension sinusoïdale pure (220V – 50Hz). La plus ou moins grande pureté de la tension de sortie est obtenue grâce à :

- Un système de régulation qui tend à maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales, quelle que soit la tension d'entrée.
- Un filtrage en sortie de l'onduleur, qui tend à lisser la forme de la tension donc à réduire le taux d'harmonique.

## I.12 La Charge

La charge et l'équipement électrique alimenté par le système peut être de type continue comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, ou de type alternative dans les cas d'usage domestique (maison solaire), ce cas nécessite un onduleur.

## **Conclusion**

L'énergie électrique est l'énergie la plus importante et la plus noble parmi toutes les autres formes d'énergies. Ainsi la proportion électrique par rapport à l'énergie totale consommée, ne cesse pas de croître, il faudrait pour cela pouvoir développer suffisamment les énergies renouvelables pour pouvoir diminuer la consommation absolue (et non relative) d'énergie fossiles ; les énergies renouvelables sont aussi parfois présentées comme une solution au problème de l'environnement.

Dans ce chapitre on a abordé les deux formes d'énergie existant ainsi que les systèmes hybride. Dans ce qui suit nous nous intéresserons seulement à la production d'électricité par l'énergie éolienne et photovoltaïque et le système hybride, car il nous semble que le vent et le soleil sont les ressources les mieux partagées et donc celles qui se prêtent le mieux à la production décentralisée d'électricité.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] "Photovoltaic's systems ; a buyer's guide.naturals resources Canada ", renewable and electrical energy division, 580 booth street, 17th floor Ottawa, Ont. KIA OE4. ISBN0-662-31120-5.
- [2] Mann Mk, "Economics of renewable hydrogen it's about more than production". Renewable hydrogen energy forum, Washington.
- [3] Vaughn C. Nelson, Ken L. Starcher, Robert E. Foster, R. Nolon Clark, Deon Raubenheimer, "wind hybrid systems technology characterization", West Texas AM University- AEI, New Mexico State University- SWTDI, USDA -ARS Bushland, Vista University, May 2002.
- [4] E. Ian Baring-Gould, L. Flowers, P. Lundsager, " Worldwide status of wind-diesel applications", Pre- Workshop Wind-Diesel 101, 2004, Anchorage, Alaska.
- [5] Ashok, S., "Optimised model for community-based hybrid energy system", Renewable Energy Vol.32, No.7, 2007, pp. 1155-1164.
- [6] Laure Marandet, « La deuxième vie des modules », Systèmes Solaires, le journal des énergies renouvelables, Mars-Avril 2008, n°184.
- [7] Goya, S.; Nakano, Y.; Yamashita, N.; Morita, S.; Yonekura, Y.; « Development of amorphous silicon/microcrystalline silicon tandem solar cells », Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on, Volume 2, 12-16 May 2003 Page(s):1570 - 1573 Vol.2, Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2003.1306227.
- [8] Adedamola Omole, "Analysis, Modelling and Simulation of Optimal Power Tracking of Multiple-Modules of Paralleled Solar Cell Systems", Master of Science Thesis, The Florida State University College of Engineering, 2006.
- [9] Geoff Walker, "Evaluating of MPPT Converter Topologies Using a MATLAB PV Model", the University of Queensland.
- [10] A. Saadi and A. Moussi, "Optimization of Buck Boost Converter By MPPT Technique With A Variable Reference Voltage Applied to Photovoltaic Water Pumping System Under Variable Weather Conditions," Asian Journal of Information Technology 6, 2007.

- [11] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho , "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays", IEEE Transactions on Power Electronics, vol 24, no. 5, 2009, pp 1198-1208.
- [12] T. Boutabba, S. Drid, and M.E.H. Benbouzid, "Maximum Power Point Tracking Control for Photovoltaic System Using Adaptive Neuro- Fuzzy ANFIS". 2013 Eighth International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), Mar 2013.
- [13] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, and N. C. Voulgaris, Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system, IEEE Trans. Power Electron., vol. 16, no. 1, pp. 46–54, (2001).
- [14] L. Guo, J.Y. Hung and R. M. Nelms, Design and implementation of a digital PID controller for a buckconverter, Proceedings of the 36th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, vol. 1, pp. 187-192, July/August 2001.
- [15] Goya, S.; Nakano, Y.; Yamashita, N.; Morita, S.; Yonekura, Y.; « Development of amorphous silicon/microcrystalline silicon tandem solar cells », Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on, Volume 2, 12-16 May 2003 Page(s):1570 - 1573 Vol.2, Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2003.1306227
- [16] [www.energies-renouvelables.org](http://www.energies-renouvelables.org)
- [17] World Energy ResourcesSolar[https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources\\_Solar\\_2016.pdf](https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_Solar_2016.pdf)

# ***Chapitre II***

**Modélisation et commande d'un  
système photovoltaïque**



## Introduction

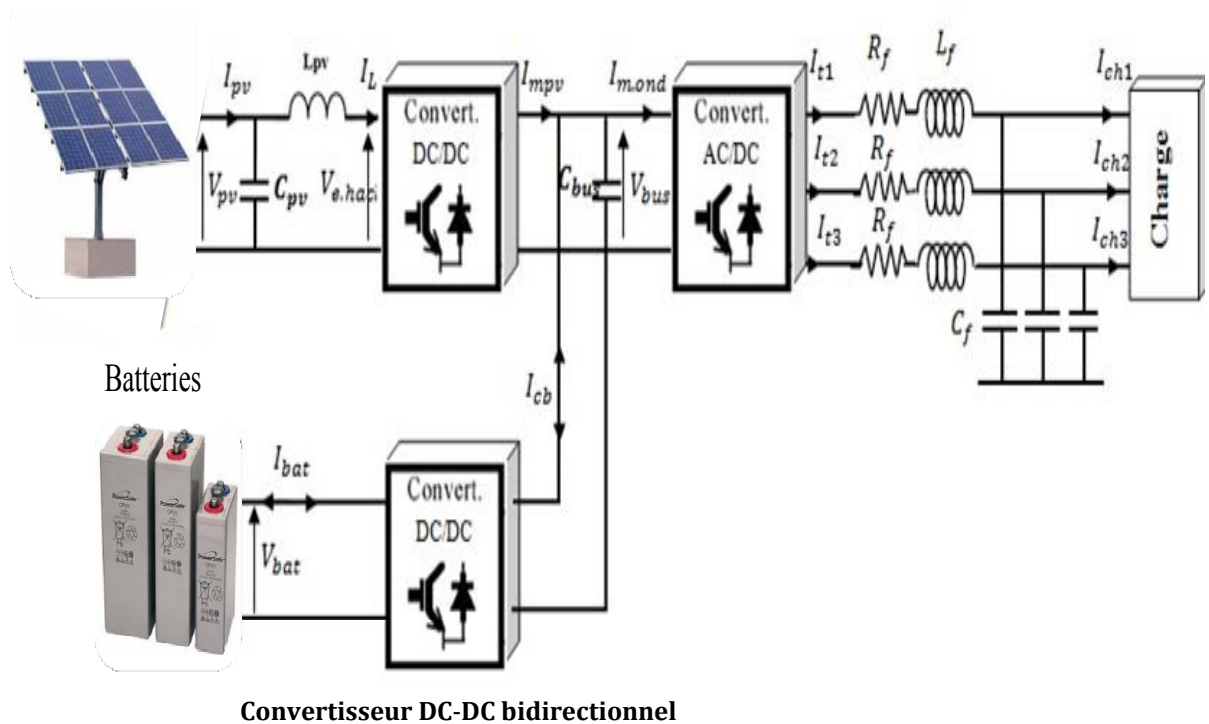
Lorsque le système PV est connecté au réseau de services publics. De nombreuses demandes telles que la stabilité du système d'alimentation et la qualité de l'alimentation sont des demandes principales. En conséquence, d'importants efforts de recherche sont mis sur le contrôle de ces systèmes afin d'améliorer leur comportement. Tous les systèmes photovoltaïques interfacent le réseau de distribution via un onduleur de source de tension et un circuit de filtrage RLC [1].

Par le biais des méthodes de symbolisme graphique évoquées dans [2], nous développerons pour chaque système ainsi que les modèles globaux du système photovoltaïque dans un site isolé. Par conséquent, par l'inversion du modèle trouvé, nous calculerons les lois de contrôle permettant l'extraction maximale de l'énergie photovoltaïque et la connexion au réseau d'alimentation électrique.

Les convertisseurs qui interfacent le module PV avec le réseau impliquent des tâches principales. La première consiste à s'assurer que le module PV fonctionne au point de puissance maximale. L'autre est d'injecter un courant sinusoïdal au réseau. Ces tâches sont examinées plus en détail dans ce chapitre. Des résultats de simulation sont obtenus pour le régime normal.

### II.1. Description de l'installation photovoltaïque

Le système étudié est une installation photovoltaïque débitant sur une charge isolée comme l'indique la figure II.1. Cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque qui fonctionne à sa puissance maximale grâce à un hacheur survolteur équipé d'un suiveur (MPPT). Le transfert de la puissance générée aux bornes de bus continu vers la charge est réalisé à l'aide d'un onduleur et d'un filtre "RLC". Pour faire l'équilibre entre la consommation et la production, et garantir le bon fonctionnement de l'installation, un banc de batteries équipé d'un hacheur réversible en courant est utilisé [3].



Convertisseur DC-DC bidirectionnel  
**Figure II.1** :Schéma général d'une installation photovoltaïque

## II.2. Description et modélisation des éléments de l'installation photovoltaïque

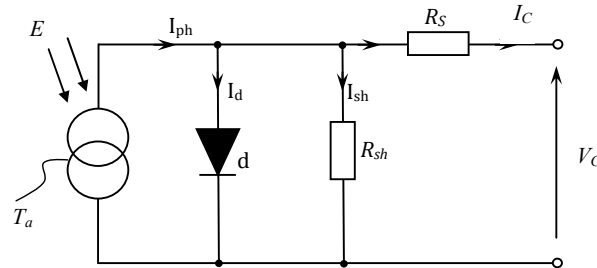
### II.2.1. Conversion de la lumière en électricité :

Le générateur photovoltaïque permet de transformer la lumière en énergie électrique au moyen de dispositifs semi conducteurs, communément appelés "cellules photovoltaïques" qui sont fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs, d'habitude du silicium [4].

Le générateur photovoltaïque ou (champ solaire) se compose de panneaux photovoltaïques interconnectés en série ( $N_{ps}$ ) et/ou en parallèle ( $N_{pp}$ ) afin de produire la puissance requise. Ces panneaux sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique. Le panneau photovoltaïque, à son tour, est constitué de ( $N_{cs}$ ) cellules en série et/ou ( $N_{cp}$ ) cellules en parallèle encapsulées sous verre. Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension.

### II.2.2. Modèle à une diode :

La caractéristique (I-V) d'une cellule élémentaire est modélisée par le circuit équivalent représenté par la figure (II.2.a) Ce circuit introduit une source de courant et une diode en parallèle, ainsi que des résistances série ( $R_s$ ) et parallèle (shunt) ( $R_{sh}$ ) pour tenir compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule [1, 22].



**Figure II.2.a :** Schéma équivalent électrique de la cellule PV à une seule diode

Avec:

- $I_c$  : Le courant délivré par la cellule.
- $I_{ph}$  Photocourant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident).
- $I_d$  : Le courant de la diode.
- $I_{sh}$  : Le courant shunt.

$$I_{ph} = P_1 \cdot E_G \cdot \left[ 1 + P_2 \cdot (E_G - E_{ref}) + P_3 \cdot (T_j - T_{jref}) \right] \quad (II.1)$$

$$T_j = T_a + E_G \left( \frac{N_{oct} - 20}{800} \right) \quad (II.2)$$

$$I_d = I_s \left[ \exp \left( \frac{q}{A \cdot K \cdot T_j} (V_c R_{s-p} \cdot I_c) \right) - 1 \right] \quad (II.3)$$

$$I_s = P_4 \cdot T_j^3 \exp \left( \frac{-E_G}{K \cdot T_j} \right) \quad (II.4)$$

$$I_{sh} = \frac{V_c}{R_{sh}} \quad (II.5)$$

$$I_c = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (II.6)$$

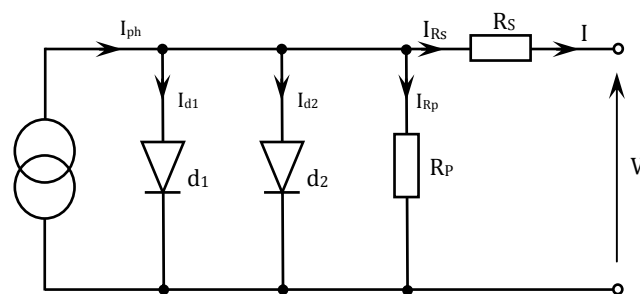
Avec :

- $E_G$ : Irradiation solaire.
- $P_1, P_2, P_3, P_4$  : Sont des constantes dépendantes de la nature de matériau de la cellule et déterminées expérimentalement par le constructeur.
- $T_a$ : Température ambiante.
- $T_{ref}$  Température de référence (298 K).

- $T_j$  Température de la cellule.
- $N_{oct}$  La température nominale de fonctionnement de la cellule solaire qui est donnée par le constructeur ( $45^\circ\text{C}$ ).
- $E_{ref}$ : L'éclairement de référence ( $1000 \text{ W/m}^2$ ).
- $I_s$ : Courant de saturation de la diode.
- $E_g$  : Energie de gap, pour le silicium cristalline  $1.12 \text{ eV}$ .
- $A$ : Le facteur d'idéalité de la jonction ( $1 < A < 3$ ).
- $R_{s-p}$  Résistance série d'un panneau photovoltaïque.
- $R_{sh-p}$ : Résistance équivalente d'un panneau photovoltaïque.
- $q$ : La charge de l'électron ( $1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$ )
- $K$ : Constante de Boltzmann ( $1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$ ).
- $V_c$  : La tension aux bornes de la cellule.

### II.2.3. Modèle à deux diodes :

Le modèle de double diode inclut une diode additionnelle pour un meilleur ajustement de courbes. Cette diode symbolise le phénomène de recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau. Ce modèle semble plus sophistiqué et offre plus de précision, mais il est un peu compliqué et difficile à résoudre, et il exige la connaissance de quatre paramètres aux conditions standards de l'ensoleillement et de la température. Les paramètres sont généralement donnés par le fabricant ou peuvent être obtenus à partir des essais de module sous trois conditions: courant à court-circuit ( $I_{cc}$ ), tension à circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) et la tension ( $V_{max}$ ) et le courant ( $I_{max}$ ) au point maximum de puissance. Des coefficients de la température sont également nécessaires dans cette technique de modélisation pour considérer l'effet de la température sur les paramètres importants de la cellule solaire.



**Figure II.2.b :** Modèle électrique, à deux diodes, équivalent d'une cellule photovoltaïque

$$I_{d1} = I_{s1} \left[ e^{\frac{q(V+IR_s)}{n_1 kT}} - 1 \right] \quad (\text{II.7})$$

$$\text{Avec : } I_{d2} = I_{s2} \left[ e^{\frac{q(V+IR_s)}{n_2 kT}} - 1 \right] \quad (\text{II.8})$$

Ainsi :

$$I_{ph} = I + I_{d1} + I_{d2} + I_{Rp} \quad (\text{II.9})$$

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{Rp} \quad (\text{II.10})$$

Alors :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[ e^{\frac{q(V+IR_s)}{n_1 kT}} - 1 \right] - I_{s2} \left[ e^{\frac{q(V+IR_s)}{n_2 kT}} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (\text{II.11})$$

$n_1, n_2$  : facteurs d'idéalité des diodes  $d_1$  et  $d_2$  (compris entre 1 et 2 selon la technologie)

Le photo-courant dépend de la température, son expression est :

$$I_{ph}(T) = I_{ph}(T = 298K) [1 + (T - 298K) \cdot (5 \cdot 10^{-4})] \quad (\text{II.12})$$

$I_{s1}, I_{s2}$  : sont les courant de saturations des diodes  $d_1$  et  $d_2$  respectivement, et ils dépendent de la température :

$$I_{s1} = K_1 T^3 e^{\frac{-E_g}{KT}} \quad (\text{II.13})$$

$$I_{s2} = K_2 T^{\frac{5}{2}} e^{\frac{-E_g}{KT}} \quad (\text{II.14})$$

Où:  $E_g$  : L'énergie de  $K_1 = 1.2 \text{ A/cm}^2 T^3$  et  $K_2 = 2.9 \cdot 10^5 \text{ A/cm}^2 T^{5/2}$ .

Pour un panneau solaire composé de  $z$  cellules connectées en série, et en prenant en considération le modèle de la figure II.2.b, l'équation décrivant ce panneau et :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[ e^{\frac{q(V+IzR_s)}{zn_1 kT}} - 1 \right] - I_{s2} \left[ e^{\frac{q(V+IzR_s)}{nz_2 kT}} - 1 \right] - \frac{V+IzR_s}{R_p} \quad (\text{II.15})$$

- Le modèle a trois diodes : la troisième diode incluant dans le schéma équivalent les effets non pris en compte dans les autres modèles (ex : courant de fuite lie aux diodes).

Le courant et la tension aux bornes d'un panneau photovoltaïque sont donnés par :

$$\begin{aligned} I_p &= N_{cp} I_c \\ V_p &= N_{cs} V_c \end{aligned} \quad (\text{II.16})$$

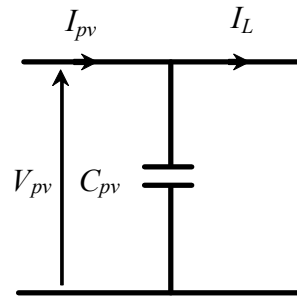
Alors que le courant et la tension aux bornes d'un générateur photovoltaïque sont donnés par :

$$\begin{aligned} I_g &= I_{pv} = N_{pp} I_P = N_{pp} N_{cp} I_c \\ V_g &= V_{pv} = N_{ps} V_P = N_{ps} N_{cs} V_c \end{aligned} \quad (\text{II.17})$$

Le courant généré par le générateur photovoltaïque à une tension donnée dépend uniquement de l'éclairement et de la température de la cellule.

### II.3. Le bus PV

Le bus PV peut être schématisé par la figure II.3.



**Figure II.3 :** Schéma électrique de bus PV

D'après cette figure, la tension aux bornes du bus PV est modélisée par l'équation suivante

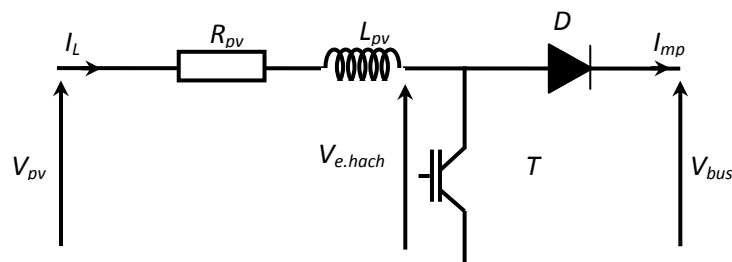
$$I_{cpv} = I_{pv} - I_l \quad (\text{II.18})$$

$$V_{pv} = \frac{1}{C_{pv}} \int I_{cpv} dt = \frac{1}{C_{pv}} \int (I_{pv} - I_l) dt \quad (\text{II.19})$$

avec  $C_{pv}$ : Condensateur aux bornes de générateur PV.

### II.4. Le hacheur élévateur « Boost »

La connexion directe entre le générateur photovoltaïque et le bus continu ne permet plus de faire fonctionner les panneaux à leur puissance maximale. Pour cette raison, on est amené à disposer entre les deux éléments un convertisseur continu-continu (Hacheur) équipé d'un suiveur du point maximal de production de puissance (MPPT). Le hacheur Boost et le filtre PV sont schématisés par la figure II.4 :



**Figure II.4 :** Schéma électrique équivalent d'un hacheur Boost avec un filtre PV

Le filtre PV qui permet de limiter l'ondulation du courant à la sortie du générateur peut-être modélisé par la relation suivante :

$$L_{pv} \frac{dI_L}{dt} + R_{pv} I_L = V_{pv} - V_{e-hach} \quad (II.20)$$

$$I_L = \frac{1}{L_{pv}} \int (V_{pv} - V_{e-hach} - R_{pv} I_L) dt \quad (II.21)$$

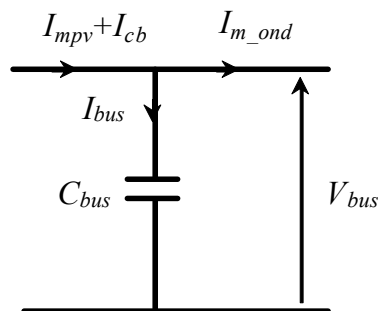
Le modèle du hacheur a été simplifié en utilisant le théorème des valeurs moyennes. Ainsi les équations modélisant le hacheur sont :

$$V_{s-hach} = V_{bus} = \frac{V_{e-hach}}{(1-\alpha)} \quad (II.22)$$

$$I_{s-hach} = I_{mpv} = (1 - \alpha) I_L \quad (II.23)$$

## II.5. Le bus continu « le filtre PV »

Le condensateur du bus continu est de forte capacité, il a un rôle très important pour les onduleurs photovoltaïques dans le maintien d'un point de fonctionnement stable. Il a une fonction d'accumulateur d'énergie et une fonction de filtrage des fluctuations de tension dues aux commutations [7]. Ce bus continu est modélisé par une capacité " $C_{bus}$ " et joue le rôle d'interface entre les différentes sources comme il est présenté par la figure II.5.



**Figure II.5 :** Schéma électrique de bus continu

La tension du bus continu  $V_{bus}$  est donnée par l'équation suivante :

$$V_{bus} = \frac{1}{C_{bus}} \int I_{cbus} dt = \frac{1}{C_{bus}} \int (I_{mpv} \pm I_{cb} - I_{m_ond}) dt \quad (II.24)$$

$I_{cb}$ : Le courant de la batterie.

### II.6.L'onduleur triphasé

Pour la transmission d'énergie du bus continu vers le site à alimenter à fréquence fixe, nous avons utilisé un convertisseur de puissance DC/AC (Onduleur). Ce convertisseur est constitué de trois bras dont chacun est formé de deux IGBT et deux diodes en antiparallèle. Chaque ensemble transistor-diode peut être considéré comme un interrupteur idéal. Les interrupteurs d'une même cellule sont commandés d'une façon complémentaire «  $f_{1i} + f_{2i} = 1, i \in \{1,2,3\}$  » pour ne pas court-circuiter la source de tension au niveau de bus continu. L'onduleur est commandé par modulation de largeur d'Impulsion «MLI».

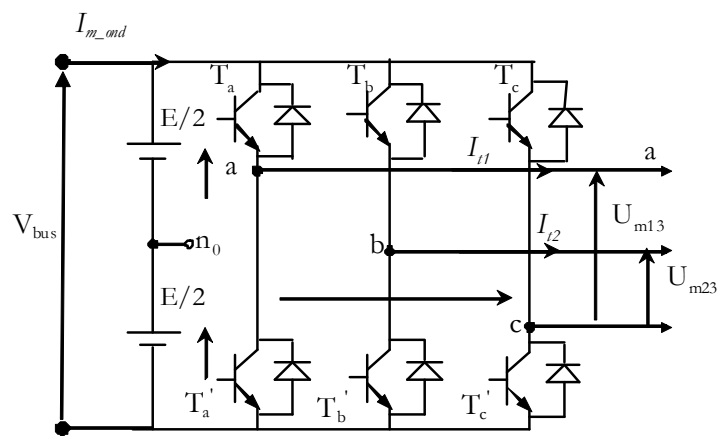


Figure II.6 : Structure générale d'un convertisseur triphasé DC/AC

Comme nous l'avons déjà vu, deux cellules de commutation de semi-conducteurs de chaque bras ne peuvent pas fonctionner en même temps, nous avons alors huit états réalisables pour l'onduleur, ceux-ci sont classés dans le tableau 1.1 [9-13] :

Tableau II.1 : Différents états de fonctionnement de l'onduleur

$f_{11}$	$f_{12}$	$f_{13}$	$f_{21}$	$f_{22}$	$f_{23}$	$m_1$	$m_2$	$U_{m13}$	$U_{m23}$
1	1	0	0	0	1	1	1	$U$	$U$
1	0	0	0	1	1	1	0	$U$	0
1	0	1	0	1	0	0	-1	0	$-U$
0	0	1	1	1	0	-1	-1	$-U$	$-U$
1	1	1	1	0	0	-1	0	$-U$	0
1	1	0	1	0	1	0	1	0	$U$
1	0	0	1	1	1	0	0	0	0
0	1	1	0	0	0	0	0	0	0



Les fonctions  $m_1$  et  $m_2$  sont appelées fonctions de conversion. Ces deux fonctions dépendent elles-mêmes des fonctions de connexion  $f_{11}, f_{12}, f_{13}$  selon :

$$\begin{aligned} m_1 &= f_{11} - f_{13} \\ m_2 &= f_{12} - f_{13} \end{aligned} \quad (\text{II.25})$$

Les trois tensions simples modulées " $V_{m1}, V_{m2}$  et  $V_{m3}$ " sont issues des tensions composées modulées selon les expressions suivantes :

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} V_{m1} \\ V_{m2} \end{bmatrix} &= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_{m1} \\ U_{m2} \end{bmatrix} \\ V_{m3} &= -V_{m1} - V_{m2} \end{aligned} \quad (\text{II.26})$$

Le courant modulé à l'entrée de l'onduleur " $I_{m\_ond}$ " est obtenu à partir des courants du filtre  $I_{t1}$  et  $I_{t2}$  des fonctions de conversion " $m_1$  et  $m_2$ " selon :

$$[I_{m\_ond}] = [m_1 \quad m_2] \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.27})$$

La transformation de Park définie par la matrice de rotation  $[P(\tilde{A})]$  permet de passer d'un système triphasé alternatif à un système diphasé continu. Le passage dans le repère " $dq$ " d'un système triphasé " $X_a, X_b$  et  $X_c$ " s'écrit :

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \text{ avec } [P] = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{II.28})$$

$[P]$  est appelée matrice de Park et  $\theta$  représente l'angle de rotation du repère diphasé tournant de Park.

Dans le repère de Park, les tensions simples modulées par le convertisseur du côté charge " $V_{md}$  et  $V_{mq}$ " dépendent des tensions de réglage du convertisseur «  $U_{dw}$  et  $U_{qw}$  » et sont exprimées par [11] :

$$\begin{bmatrix} V_{md} \\ V_{mq} \end{bmatrix} = \frac{V_{bus}}{2} \begin{bmatrix} U_{dw} \\ U_{qw} \end{bmatrix} \quad (\text{II.29})$$

Ou ils sont exprimés par [11] :

$$\begin{bmatrix} V_{md} \\ V_{mq} \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} V_{m1} \\ V_{m2} \\ V_{m3} \end{bmatrix} \frac{V_{bus}}{2}. \quad (\text{II.30})$$

Le courant modulé à l'entrée de l'onduleur a pour expression :

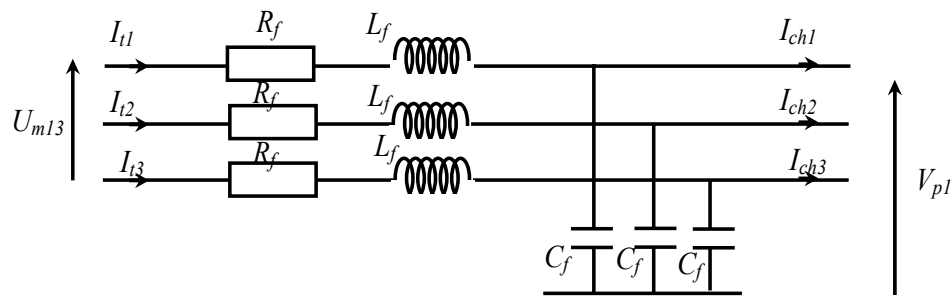
$$[I_{m\_ond}] = \frac{1}{2} [U_{dw} \quad U_{qw}] \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.31})$$

$I_{td}$  et  $I_{tq}$  sont les composantes directe et en quadrature des courants de ligne :

$$\begin{bmatrix} I_{td} \\ I_{tq} \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \\ I_{t3} \end{bmatrix} \quad (\text{II.32})$$

## II.7. Le filtre RLC

Entre l'onduleur et le site à alimenter, on doit insérer un filtre RLC qui est schématisé par la figure II.7. Ceci permet d'atténuer les harmoniques générées par le convertisseur DC/AC à cause de la commutation des semi-conducteurs. En plus, ce filtre permet aussi de créer une source de courant à la sortie.



**Figure II.7 :** Schéma électrique du filtre "RLC" triphasé

Le filtre RL est modélisé par les équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} V_{m1} \\ V_{m2} \\ V_{m3} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \\ I_{t3} \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \\ I_{t3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{p1} \\ V_{p2} \\ V_{p3} \end{bmatrix} \quad (\text{II.33})$$

En appliquant la transformation de Park, les équations précédentes deviennent :

$$v_{md} = R_f I_{td} + L_f \frac{d}{dt} I_{td} - \omega_s L_f i_{tq} + V_{pd} \quad , \quad (\text{II.34})$$

$$v_{mq} = R_f I_{tq} + L_f \frac{d}{dt} I_{tq} + \omega_s L_f i_{td} + V_{pq}$$

$$\frac{d}{dt} I_{td} = \frac{1}{L_f} (V_{md} - V_{pd} - R_f I_{td}) + \omega_s I_{tq} \quad , \quad (\text{II.35})$$

$$\frac{d}{dt} I_{tq} = \frac{1}{L_f} (V_{mq} - R_f I_{tq} - V_{pq}) - \omega_s I_{td} \quad ,$$

Aux bornes des capacités de filtrage et dans le repère naturel, on a les équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} I_{c1} \\ I_{c2} \\ I_{c3} \end{bmatrix} = C_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} V_{p1} \\ V_{p2} \\ V_{p3} \end{bmatrix} \quad (\text{II.36})$$

Après la transformation de Park, on obtient les équations suivantes :

$$I_{cd} = I_{td} - I_{chd} = C_f \frac{dV_{pd}}{dt} - C_f \omega_s V_{pq} \quad , \quad (\text{II.37})$$

$$I_{cq} = I_{tq} - I_{chq} = C_f \frac{dV_{pd}}{dt} + C_f \omega_s V_{pd}$$

$$\frac{dV_{pd}}{dt} = \frac{1}{C_f} (I_{td} - I_{chd}) + \omega_s V_{pq} \quad , \quad (\text{II.38})$$

$$\frac{dV_{pq}}{dt} = \frac{1}{C_f} (I_{tq} - I_{chq}) - \omega_s V_{pd}$$

## II.8. La charge triphasée

L'installation photovoltaïque alimente des charges triphasées jouant le rôle d'un site isolé. Ces charges sont constituées par des moteurs triphasés et d'autres divers consommateurs situés comme des accessoires. La puissance active  $P_{ch}$  et réactive  $Q_{ch}$  de chaque charge sont données par les équations suivantes :

$$P_{ch} = 3V_p I_{ch} \cos(\varphi), \text{ et } Q_{ch} = 3V_p I_{ch} \sin(\varphi) \quad (\text{II.39})$$

Dans le repère de Park, la puissance active  $P_{ch}$  et réactive  $Q_{ch}$  peuvent être représentées par les relations suivantes :

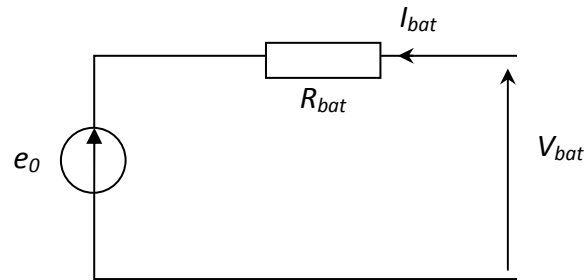
$$P_{ch} = V_{pd} I_{chd} + V_{pq} I_{chq} \text{ et } Q_{ch} = V_{pd} I_{chd} - V_{pq} I_{chq} \quad (\text{II.40})$$

En fonction de la puissance disponible à la charge, on peut déterminer les composantes directes et en quadrature des courants absorbés par cette charge.

$$I_{chd} = \frac{V_{pd} P_{ch} + V_{pq} Q_{ch}}{V_{pd}^2 + V_{pq}^2} \text{ et } I_{chq} = \frac{V_{pq} P_{ch} - V_{pd} Q_{ch}}{V_{pd}^2 + V_{pq}^2} \quad (\text{II.41})$$

## II.9. La batterie

Vu la grande diversité de type d'éléments des batteries ainsi que le nombre très varié de paramètres qui interviennent, on peut modéliser la batterie par un schéma électrique simplifié qui est représenté par la figure II.8 [10] :



**Figure II.8 :** Schéma électrique équivalent d'une batterie

$$V_{bus} = e_0 + R_{bat}I_{bat} \quad (\text{II.42})$$

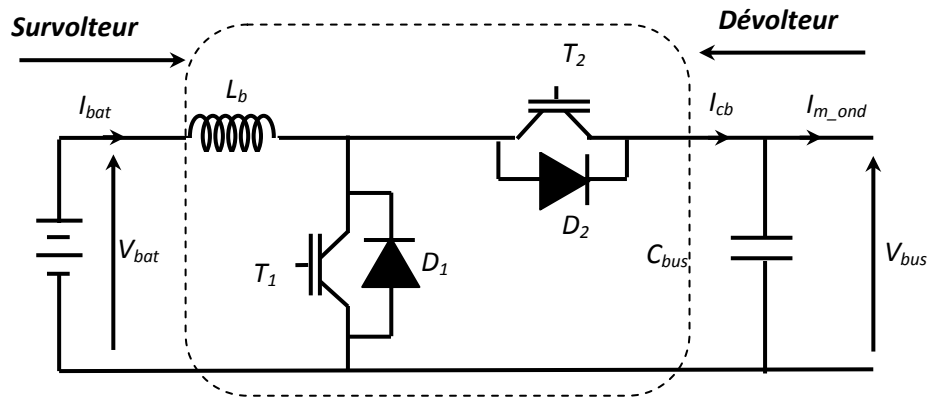
Avec :

- $R_{bat}$  : La résistance interne de la batterie.
- $e_0$  : La tension de circuit ouvert.

Plusieurs batteries sont assemblées en série lorsque l'on désire disposer d'une tension plus grande que celle d'une seule batterie, et en parallèle, lorsque le courant requis dépasse la capacité d'une seule batterie. D'après notre hypothèse, la batterie est vue comme un récepteur. Le courant de charge est positif et celui de décharge est négatif.

Pour avoir l'équilibre entre la production et la consommation et pour que l'onduleur puisse fonctionner correctement et garantir la continuité de fonctionnement de notre installation, la tension du bus continu doit être toujours maintenue constante.

La régulation de la tension " $V_{bus}$ " du bus continu est mise en œuvre par un hacheur réversible en courant, connecté à un banc de batteries. Ainsi, le bus continu est régulé à une valeur de tension constante en contrôlant le flux d'énergie entre les batteries et le bus. Quand l'énergie fournie par les panneaux photovoltaïques est insuffisante pour faire face à une augmentation soudaine de la charge, la tension du bus continu devient inférieure à la valeur de référence. Dans ce cas l'énergie manquante est obtenue à partir des batteries. Quand il existe un excès d'énergie, il est utilisé pour recharger les batteries. Le hacheur réversible en courant joue aussi le rôle d'un adaptateur de tension entre la tension de la batterie et la tension du bus continu. Le schéma électrique du hacheur réversible est représenté par la figure II.9 [5] :



**Figure II.9 :** Schéma électrique équivalent d'un 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 " $T_1$ " et " $T_2$ " est simultanée avec des rapports cycliques " $\alpha_{bat}$  et  $1 - \alpha_{bat}$ " complémentaires, le fonctionnement du hacheur est décrit par [5] :

$$V_{bat} = \alpha_{bat} V_{bus} \text{ et } I_{bat} = I_{cb} / \alpha_{bat} \quad (\text{II.43})$$

## II.10. Dispositif de commande des éléments de l'installation photovoltaïque

### II.10.1. Maximisation de puissance du générateur photovoltaïque

Pour assurer le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque à son point de puissance maximale (PPM), un contrôleur MPPT est souvent utilisé. Celui-ci permet de suivre le point de puissance maximale en contrôlant la tension ou le courant PV indépendamment de la charge.

Cependant, l'emplacement du MPP sur les courbes P-V n'est pas connu a priori. Il doit être localisé par une méthode de calcul ou par un algorithme de recherche. La situation est compliquée par le fait qu'entre le MPP, l'éclairement et la température, il existe une dépendance non-linéaire [5]. Afin de surmonter ces difficultés, plusieurs méthodes sont souvent adoptées.

Il existe plusieurs principes de fonctionnement des commandes MPPT plus ou moins performantes en fonction de leur complexité. Nous pouvons classer d'une manière générale les commandes MPPT selon le type d'implémentation électronique (analogique,

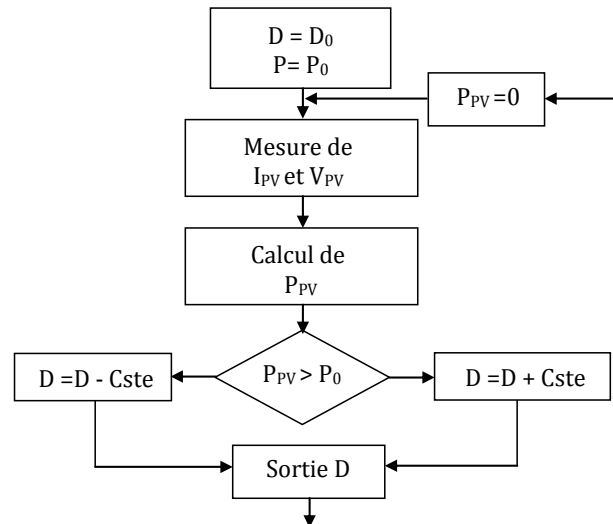
numérique ou mixte) ou selon le type de recherche qu'elles effectuent et selon les paramètres d'entrée ou de sortie de la commande MPPT. Certaines d'entre elles se basent sur la caractéristique physique en température d'une jonction PN d'une diode proche de celle d'une cellule PV, d'autres déduisent la tension optimale  $V_{opt}$  à partir de la tension de circuit ouvert VOC du GPV en effectuant des estimations plus ou moins précises. D'autres types de commandes MPPT sont basées sur la régulation du courant du GPV supposant que ce dernier soit une image proportionnelle à P<sub>MAX</sub>. Egalement, certaines se basent sur les paramètres de sortie du convertisseur tels que la tension ou le courant de sortie du CS. Selon le type de contrôle, certaines sont basées sur des techniques de « Hill Climbing » où la commande MPPT essaye de faire « monter » le point de fonctionnement du GPV le long de la caractéristique  $P_{PV}(V_{PV})$  jusqu'à atteindre le PPM. On peut distinguer les méthodes basées sur l'incrément de conductance (IncCond) et les méthodes « *Perturb & Observe* » (P&O).

### II.10.2. Synthèse des différentes MPPT rencontrées dans la littérature :

Diverses publications sur les commandes assurant un fonctionnement de type commande MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce genre, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type photovoltaïque. Etant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, nous avons fait une classification des différentes MPPT existantes en les regroupant selon leur principe de base. La classification, en plus du principe, s'est effectuée selon des critères comme la précision de la recherche ou sa rapidité pour en faire une évaluation comparative.

### II.10.3. Les premiers types de commande MPPT.

L'algorithme mis en œuvre dans les premières commandes MPPT était relativement simple. En effet, les capacités des microcontrôleurs disponibles à l'époque étaient faibles et les applications, surtout destinées au spatial avaient beaucoup moins de contraintes en variation de température et d'éclairement que les applications terrestres. Appliqué initialement au photovoltaïque. Cette commande est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permettant de maintenir le système à son point de puissance maximum (PPM). Ce dernier est décrit en **figure II.10** et peut être implanté entièrement en numérique.



**Figure II.10 :** Principe de la première commande MPPT numérique. [4]

Il consiste à calculer la puissance à l'instant ( $t_i$ ) à partir des mesures de ( $I_{PV}$ ) et ( $V_{PV}$ ), et de la comparer à celle stockée en mémoire, correspondant à l'instant ( $t_{i-1}$ ). De là, un nouveau rapport cyclique ( $D$ ) est calculé et est appliqué au convertisseur statique. Ce principe est toujours valable du point de vue théorique et appliqué de nos jours sur des algorithmes numériques plus performants. Cependant, le temps de réaction a été amélioré ainsi que la précision de la recherche du PPM associée à un certain nombre de précautions pour ne pas perdre le PPM même temporairement.

#### II.10.4. Les commandes MPPT à algorithmes performants

L'analyse des différents algorithmes MPPT pour la recherche de PPM, montre qu'elles ne sont pas trop éloignées sur leur fonctionnement en pratique ni sur les compromis à effectuer entre précision. Les divers essais extraits de la littérature montrent que ce type de commande peut être performant dans certaines conditions mais ne permettent pas de dire que tel mode de recherche est plus performant qu'un autre et quand car les conditions de test et les valeurs de variable d'incrémentacion ne sont pas similaires. En revanche, la classification des algorithmes MPPT dépend de degré de difficulté de réalisation, le cout ainsi que l'efficacité de l'algorithme voila dans ce tableau quelque techniques d'MPPT[23] :

MPPT Technique	PV Array Dependent?	True MPPT?	Analog or Digital?	Periodic Tuning?	Convergence Speed	Implementation Complexity	Sensed Parameters
Hill-climbing/P&O	No	Yes	Both	No	Varies	Low	Voltage, Current
IncCond	No	Yes	Digital	No	Varies	Medium	Voltage, Current
Fractional $V_{OC}$	Yes	No	Both	Yes	Medium	Low	Voltage
Fractional $I_{SC}$	Yes	No	Both	Yes	Medium	Medium	Current
Fuzzy Logic Control	Yes	Yes	Digital	Yes	Fast	High	Varies
Neural Network	Yes	Yes	Digital	Yes	Fast	High	Varies
RCC	No	Yes	Analog	No	Fast	Low	Voltage, Current
Current Sweep	Yes	Yes	Digital	Yes	Slow	High	Voltage, Current
DC Link Capacitor Droop Control	No	No	Both	No	Medium	Low	Voltage
Load $I$ or $V$ Maximization	No	No	Analog	No	Fast	Low	Voltage, Current
$dP/dV$ or $dP/dI$ Feedback Control	No	Yes	Digital	No	Fast	Medium	Voltage, Current
Array Reconfiguration	Yes	No	Digital	Yes	Slow	High	Voltage, Current
Linear Current Control	Yes	No	Digital	Yes	Fast	Medium	Irradiance
$I_{MPP}$ & $V_{MPP}$ Computation	Yes	Yes	Digital	Yes	N/A	Medium	Irradiance, Temperature
State-based MPPT	Yes	Yes	Both	Yes	Fast	High	Voltage, Current
OCC MPPT	Yes	No	Both	Yes	Fast	Medium	Current
BFV	Yes	No	Both	Yes	N/A	Low	None
LRCM	Yes	No	Digital	No	N/A	High	Voltage, Current
Slide Control	No	Yes	Digital	No	Fast	Medium	Voltage, Current

### a) Principe des commandes “Perturb and Observe” (P&O) :

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension ( $V_{PV}$ ) d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance ( $P_{PV}$ ) qui en résulte [4]. Ainsi, comme l'illustre la figure II.11, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension  $V_{PV}$  engendre un accroissement de la puissance ( $P_{PV}$ ), cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM.[4]

Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique PPV( $V_{PV}$ ), il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié.

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM.



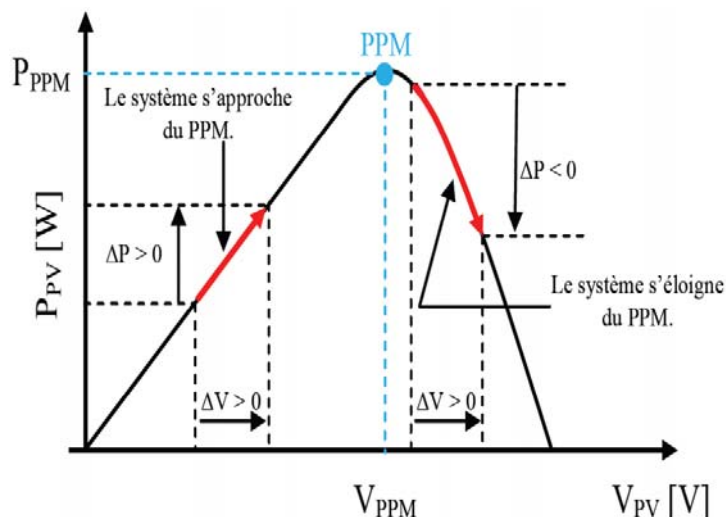


Figure II.11 : Illustration du principe de la commande MPPT type « P&O » [4].

La figure II.12 représente l’algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l’évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant.

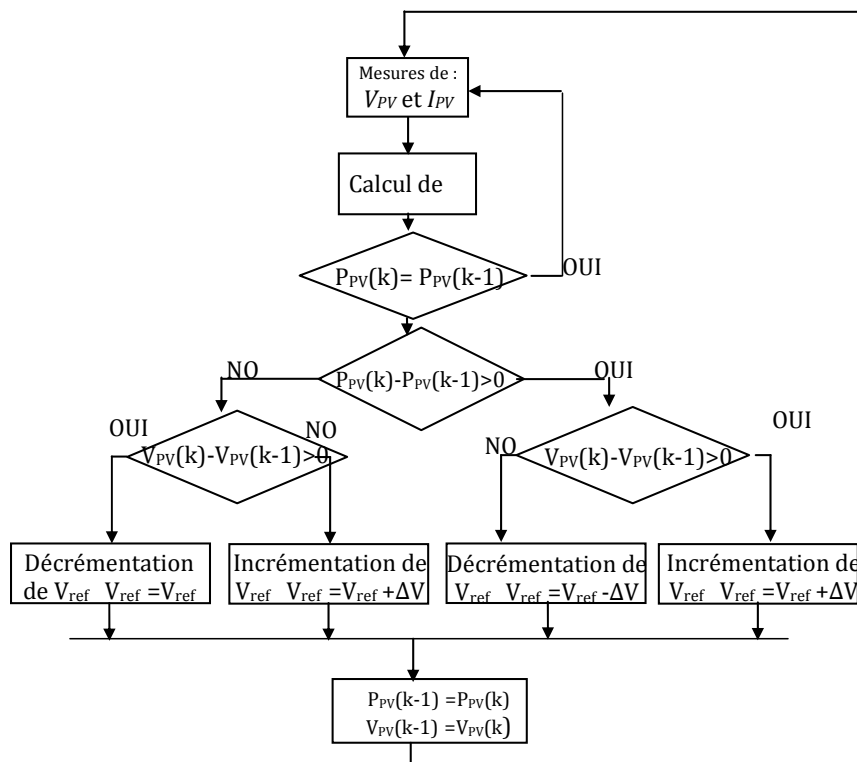
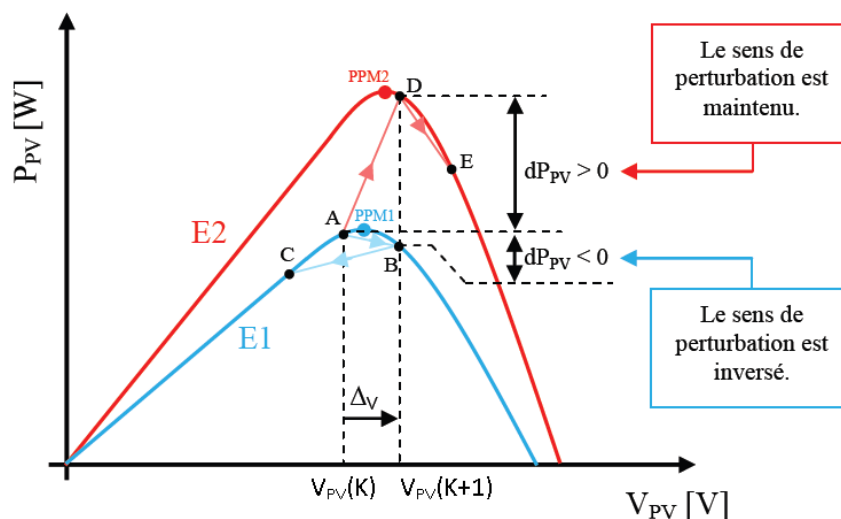


Figure II.12: Algorithme type de la méthode P&O[4].

La méthode P&O est aujourd’hui largement utilisée de par sa facilité d’implémentation. Cependant elle présente quelques problèmes liés aux oscillations

autour du PPM qu'elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation. Cependant, une faible valeur d'incrément ralenti la recherche du PPM, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser.

En effet, si on analyse en détail ce mode de recherche, il présente des erreurs d'interprétation au niveau de la direction à suivre pour atteindre le PPM lorsque des variations brusques des conditions climatiques ou/et de charge apparaissent, comme cela est décrit sur la figure II.13.



**Figure II.13:** Divergence de la commande P&O lors de variations d'irradiation [4].

### b) Principe des commandes "Hill Climbing" :

La technique de contrôle nommée Hill Climbing consiste à faire « monter » le point de fonctionnement le long de la caractéristique du générateur présentant un maximum. Pour cela, deux pentes sont possibles. La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximal est atteint. Cette méthode est basée sur la relation entre la puissance du panneau et la valeur du rapport cyclique appliqué au CS « convertisseur statique ». Mathématiquement, le PPM est atteint lorsque  $dP_{PV}/dD$  est forcé à zéro par la commande, comme le montre la figure II.14.

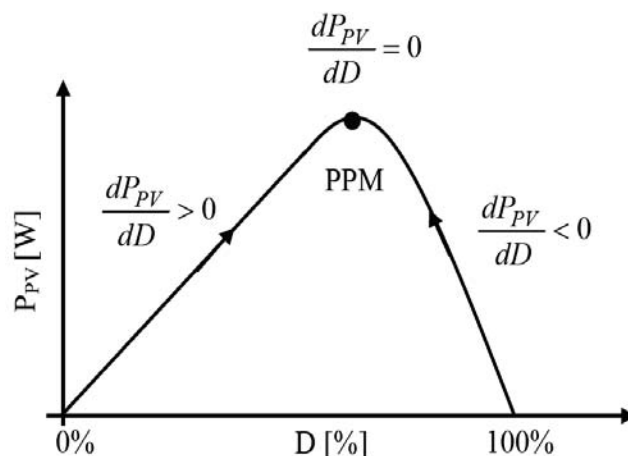


Figure II.14 : Relation entre PPV et le rapport cyclique D du convertisseur statique[4].

L'algorithme de cette méthode est illustré sur la figure II.15. La variable *Slope* correspond à une variable qui prend la valeur « 1 » ou « -1 » suivant la direction que l'on doit donner à la recherche pour augmenter la puissance en sortie du panneau. (D) et (P<sub>PV</sub>(k)) représentent respectivement le rapport cyclique et la puissance du générateur, (a) symbolise la variable d'incrément du rapport cyclique. Périodiquement, la puissance (P<sub>PV</sub>) est comparée à la valeur déterminée précédemment (P<sub>PV</sub>(k-1)), en fonction du résultat de la comparaison, le signe de la valeur *Slope* change ou reste identique. Ce qui a pour effet d'incrémenter ou de décrémenter la valeur du rapport cyclique. Une fois le PPM atteint, le système oscille autour de ce dernier indéfiniment rejoignant alors les compromis à faire entre rapidité et précision comme la méthode précédente et les pertes liées à ces oscillations [4].

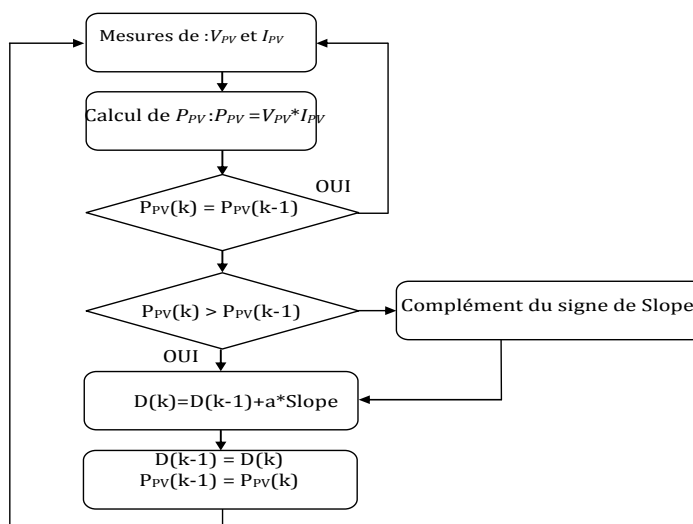


Figure II.15 : Algorithme type de la commande Hill Climbing[4].

L'avantage de cette dernière technique est qu'elle est simple à mettre en œuvre. Par contre, elle possède les mêmes inconvénients que la méthode P&O concernant des oscillations autour du PPM en régime établi et une perte occasionnelle de la recherche du PPM lors de changement rapide des conditions climatiques.

**c) Principe des commandes "Incrément de conductance" (IncCond) :**

Pour rechercher les PPM, cette autre technique se base sur la connaissance de la variation de conductance du GPV et des conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport à un PPM[4]. Ainsi, la conductance du module photovoltaïque est définie par le rapport entre le courant et la tension du GPV comme indiqué ci-dessous :

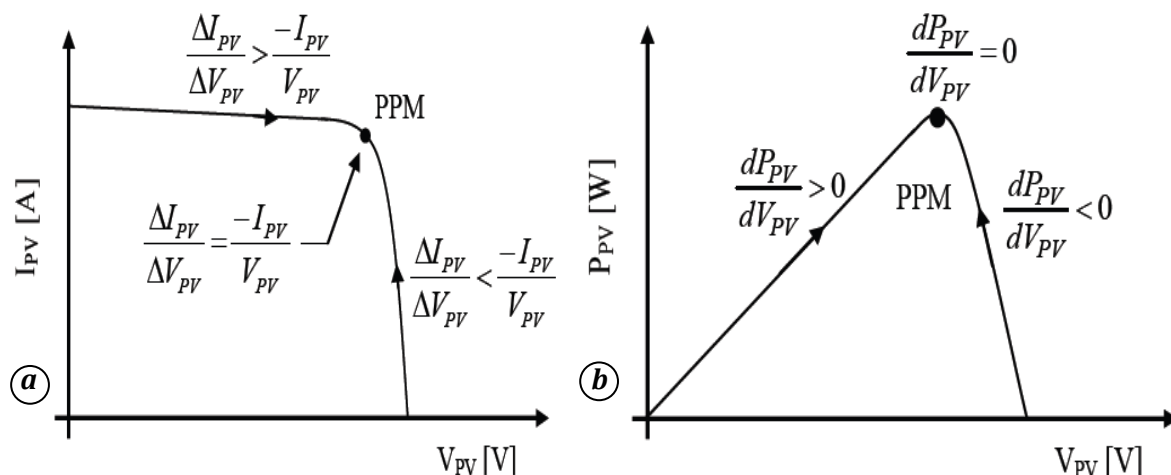
$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (\text{II.44})$$

Et une variation élémentaire (incrément) de conductance peut être définie par :

$$dG = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (\text{II.45})$$

D'autre part, l'évolution de la puissance du module ( $P_{PV}$ ) par rapport à la tension ( $V_{PV}$ ) donne la position du point de fonctionnement par rapport au PPM. Lorsque la dérivée de puissance est nulle, cela signifie que l'on est sur le PPM, si elle est positive le point d'opération se trouve à gauche du maximum, lorsqu'elle est négative, on se situe à droite. La figure II.16 permet d'écrire les conditions suivantes :

- Si  $dG = \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} > 0$  , le point de fonctionnement est à gauche du PPM,
  - Si  $dG = \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0$  , le point de fonctionnement est sur le PPM,
  - Si  $dG = \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} < 0$  , le point de fonctionnement à droite du PPM,
- $\left. \vphantom{\begin{matrix} \bullet \\ \bullet \\ \bullet \end{matrix}} \right\} (\text{II.46})$



**Figure II.16 :** Positionnement du point de fonctionnement suivant :

**a)** le signe de  $dP_{PV}/dV_{PV}$  sur la caractéristique de puissance

**b)** le signe de la valeur de  $\Delta I_{PV}/\Delta V_{PV}$  sur la caractéristique de courant [23].

Le lien entre la conductance donnée par l'équation (II.47) et la dérivée de la puissance ( $dP_{PV}/dV_{PV}$ ) peut être décrit par l'équation suivante :

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(I_{PV} \times V_{PV})}{dV_{PV}} = I_{PV} \frac{dV_{PV}}{dI_{PV}} + V_{PV} \cdot \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cong I_{PV} + I_{PV} \cdot \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} \quad (\text{II.47})$$

D'où, on peut alors écrire de nouvelles conditions sur la variation de conductance comme celles données par II.48 sur la dérivée de puissance :

- Si  $\frac{\Delta P_{PV}}{\Delta V_{PV}} > \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}$ , le point de fonctionnement est à gauche du PPM,
- Si  $\frac{\Delta P_{PV}}{\Delta V_{PV}} = \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}$ , le point de fonctionnement est sur le PPM, (II.48)
- Si  $\frac{\Delta P_{PV}}{\Delta V_{PV}} < \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}$ , le point de fonctionnement à droite du PPM,

Le maximum de puissance peut être alors traqué en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de la conductance ( $I_{PV}/V_{PV}$ ) avec celle de l'incrément de conductance ( $\Delta I_{PV}/\Delta V_{PV}$ ), comme l'illustre l'algorithme de la figure II.17. ( $V_r$ ) correspond à la tension de référence et force le GPV à fonctionner à cette valeur. Si on est au PPM, alors la tension ( $V_r$ ) correspond bien à la tension optimale ( $V_{OPT}$ ). Une fois le PPM atteint, le point de fonctionnement peut être maintenu sur cette position jusqu'à la détection d'une variation de ( $\Delta I_{PV}$ ). Cela indique alors un changement de conditions climatiques, donc un nouveau PPM à rechercher. Pour cela, l'algorithme incrémente ou décrémente la valeur de ( $V_r$ ) jusqu'à atteindre le PPM.



### d) Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue

Les commandes basées sur la logique floue (dans la littérature anglo-saxonne Fuzzy Logic Control) sont de plus en plus populaires grâce à l'évolution des microcontrôleurs [16-18]. L'avantage de ces techniques est qu'elles peuvent fonctionner avec des valeurs d'entrées peu précises et qu'elles n'ont pas besoin de modèle mathématique de grande précision. De plus, elles peuvent traiter des non linéarités.

Le principe d'une commande floue se base sur deux variables d'entrées qui sont l'erreur (E) et la variation d'erreur ( $\Delta E$ ) et une variable de sortie ( $\Delta D$ ) (variation du rapport cyclique). La valeur de la variable de sortie, qui pilote le convertisseur statique pour rechercher le PPM, est déterminée à l'aide d'une table de vérité et de l'évolution des paramètres d'entrée.

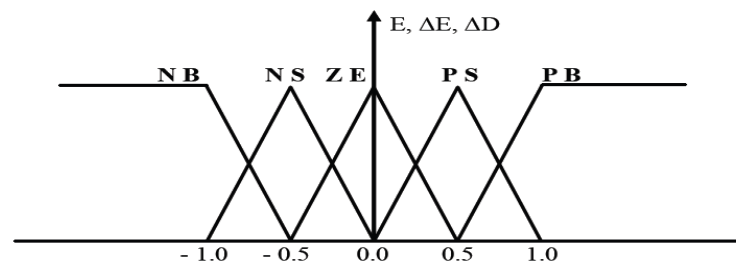
En général, la commande logique floue comprend donc trois étapes communément nommées dans la littérature :

- La fuzzification,
- La lecture de la table de vérité,
- La defuzzification.

Durant la fuzzification, les variables d'entrées numériques sont converties en variable linguistique pouvant prendre les cinq valeurs suivantes :

- NB : Negative Big,
- NS : Negative Small,
- ZE : Zero,
- PS : Positive Small,
- PB : Positive Big.

Comme le montre la structure de base de la commande logique floue illustrée en figure II.18.



**Figure II.18 :** Structure de base de la commande logique floue.

Les paramètres d'entrées  $E$  et  $\Delta E$  sont liées aux équations suivantes :

$$E(n) = \frac{P(n)-P(n-1)}{V(n)-V(n-1)} \quad (\text{II.49})$$

$$\Delta E(n) = E(n) - E(n - 1) \quad (\text{II.50})$$

En fonction de leurs évolutions et d'une table de vérité comme indiquée dans le tableau (II.2), une valeur est attribuée au paramètre de sortie ( $\Delta D$ ).

$\Delta E \backslash E$	<b>NB</b>	<b>NS</b>	<b>ZE</b>	<b>PS</b>	<b>PB</b>
<b>NB</b>	ZE	ZE	NB	NB	NB
<b>NS</b>	ZE	ZE	NS	NS	NS
<b>ZE</b>	NS	ZE	ZE	ZE	PS
<b>PS</b>	PS	PS	PS	ZE	ZE
<b>PB</b>	PB	PB	PB	ZE	ZE

**Tableau II.2 :** Exemple d'une table de vérité pour une commande logique floue

Par exemple, si les variables d'entrée ( $E$  et  $\Delta E$ ), ont comme valeur ( $PB$ ) et ( $ZE$ ) correspondant à un point de fonctionnement très éloigné du PPM, d'après la table de vérité la valeur donnée à la variable de sortie ( $\Delta D$ ) est  $PB$ , ce qui implique une forte variation positive du rapport cyclique pour atteindre le PPM. En résumé, les variations du rapport cyclique dépendent de la différence de position entre le point de fonctionnement et un PPM. Ainsi, dès que ce dernier s'approche du PPM, les incréments appliqués à ( $\Delta D$ ) s'affinent jusqu'à atteindre le PPM.

La defuzzification, consiste à convertir cette fois, une variable linguistique en variable numérique. Cette étape ne s'applique qu'à la variable de sortie ( $\Delta D$ ), afin de pouvoir piloter le convertisseur de puissance pour atteindre le PPM.

En résumé, cette méthode s'avère être très performante lors de changement des conditions climatiques, cependant sa précision en statique est fortement liée à la complexité de la table de vérité employée entraînant la nécessité du choix obligatoire d'un microcontrôleur ayant une grande capacité de calculs tenant compte des nombreuses divergences des paramètres électriques du panneau. Ici, typiquement, cette commande peut présenter les meilleures performances en termes de précision et de



rapidité de recouvrement de PPM mais elle entraîne obligatoirement une consommation énergétique non négligeable liée au microprocesseur ainsi qu'un surcoût.

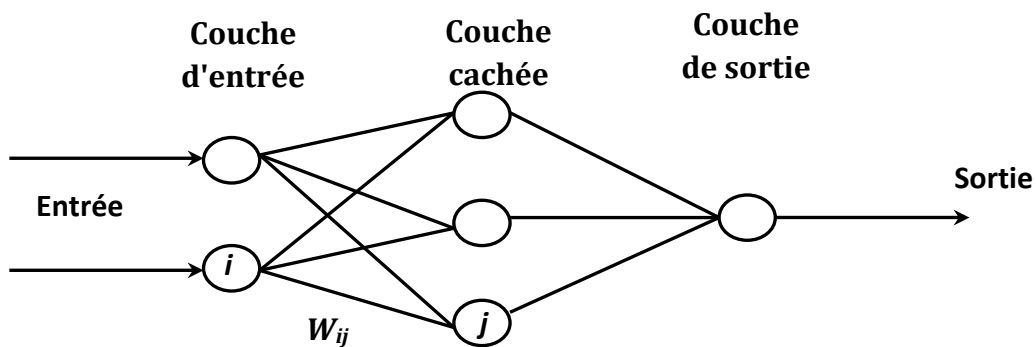
#### e) Les Commandes MPPT de réseaux de neurones artificiels :

La technique de réseaux de neurones est, elle aussi, de plus en plus utilisée, car elle offre une grande alternative pour résoudre des problèmes complexes [16-18]. Ces dernières années, l'utilisation de cette méthode dans divers domaines d'application ne cesse d'augmenter car elle fonctionne à partir d'une boîte noire qui n'exige pas d'informations détaillées sur le fonctionnement du système. Elle établit des relations entre les variables d'entrée et de sortie en analysant les précédentes données mémorisées. Un autre avantage est qu'elle peut traiter des problèmes d'une grande complexité grâce à des paramètres interdépendants.

Les réseaux de neurones sont composés généralement de trois couches différenciées, nommées :

- Couche d'entrée (Input layer),
- Couche cachée (Hidden layer),
- Couche de sortie (Output layer).

Comme le montre la figure II.19 :



**Figure II.19 :** Exemple d'un réseau de neurones

Le nombre de nœuds au niveau des différentes couches est variable en fonction du degré d'apprentissage souhaité et de la précision de la commande souhaitée. Pour une commande MPPT, les variables d'entrées peuvent donc être les paramètres caractéristiques d'un GPV ( $V_{oc}$ ,  $I_{cc}$ ) associées ou non à des données atmosphériques comme la température ou l'irradiation ou bien une combinaison de ces dernières. La sortie est généralement un ou plusieurs signaux de référence comprenant au moins le

rapport cyclique permettant de commander le CS pour fonctionner le plus souvent possible au PPM. La qualité de la recherche du PPM dépend essentiellement de l'algorithme utilisé dans la couche cachée et de la construction proprement dite du réseau. Ainsi, l'importance entre deux nœuds de la valeur du poids choisi ( $W_{ij}$ ) est à prendre en compte. Pour identifier avec précision les différents PPM éventuels, les poids ( $W_{ij}$ ) doivent être initialement déterminés avec le plus de soin possible à travers des procédures d'apprentissage laborieuses et spécifiques à chaque GPV, chaque site d'implantation et chaque type de charge. De plus, cet apprentissage doit être révisé régulièrement (typiquement chaque mois) pour mettre à jour les relations entre les entrées et les sorties du réseau.

### **f) Modèles neuro-flous hybrides**

Le réseau neuronal et le système flou sont combinés dans une architecture homogène. Il peut être interprété comme un réseau neuronal spécial avec des paramètres flous ou comme un système flou mise en application sous une forme distribuée et parallèle. Plusieurs architectures mettant en œuvre cette approche hybride, sont décrites dans la littérature. Parmi ces architectures les plus utilisées on peut citer l'architecture ANFIS

- **ANFIS : Adaptif Neural Fuzzy Inference System**

Le réseau neuro-flou adaptatif (ANFIS : Adaptif Neural Fuzzy Inference System) est composé d'un ensemble de neurones connectés entre eux par des connexions directes. Chaque neurone modélise une fonction paramétrée ; le changement des valeurs de ses paramètres entraîne le changement de la fonction, de même que le comportement total du réseau adaptatif.

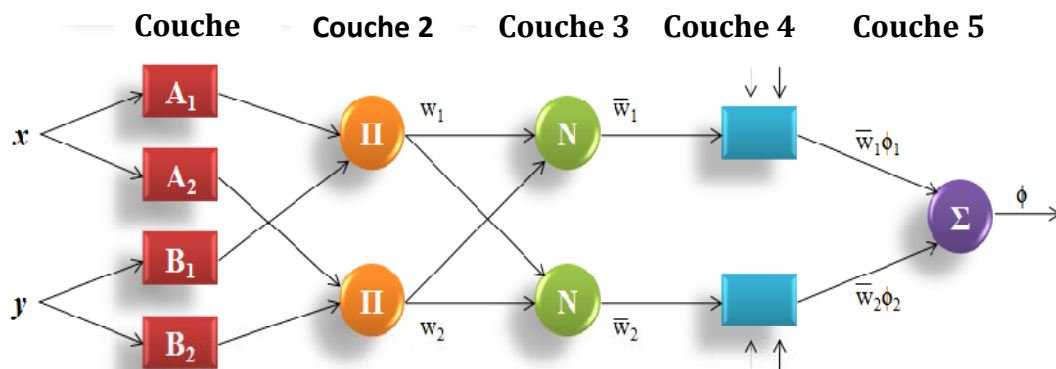
Les nœuds sont de deux types différents selon leur fonctionnalité : des nœuds adaptatifs (carrés) et des nœuds fixes (circulaires) [16]. La conception du modèle ANFIS peut être subdivisée en trois étapes : le développement du modèle, apprentissage du réseau et validation et test du système [17]. D'après [18], [19], ANFIS présente les avantages suivants :

- Raffine les règles floues Si-Alors pour décrire le comportement d'un système complexe.
- Présente un grand choix d'usage des fonctions d'appartenance.
- Temps de convergence rapide.

- Expertise préalable non requise.

- **Architecture de l'ANFIS**

Dans un ANFIS, les connexions entre neurones sont seulement utilisées pour spécifier le sens de la propagation des stimulations provenant des autres neurones. Pour la structure de ANFIS est composée de cinq couches, et les règle de type si prémisse alors conséquent. ANFIS est l'un de tous premiers systèmes neuro-flou qui existent. Il est très cité dans la littérature car il a prouvé son efficacité avec son algorithme d'apprentissage simplifié : la méthode de descente de gradient et la méthode des moindres carrés [17].



**Figure II.20.** Architecture d'ANFIS.

La figure présente l'architecture d'un ANFIS formalisant le raisonnement de Sugeno du premier ordre, à deux entrées et une sortie et une base de règles constituée de deux règles, dont une règle est exprimée par :

Règle  $i$  : si  $x$  est  $A_i$  et  $y$  est  $B_i$  alors  $f_i = p_i + q_i + r_i$

Correspondant à l'architecture d'ANFIS qui se compose de cinq couches.

➤ **Couche .1 :**

Les neurones adaptatifs  $A_i$  ( $B_i$ ) calculent les degrés d'appartenance, l'ensemble des paramètres caractérise les fonctions  $A_i$  ( $B_i$ ). Les paramètres correspondant sont appelés paramètres de la prémisse  $\{a_i, b_i, c_i\}$

$$\begin{cases} O_i^1 = \mu_{A_i}(x), & i=1,2 \\ O_i^1 = \mu_{B_i}(x), & i=3,4 \end{cases} \quad (\text{II.51})$$

Généralement  $\mu_{A_i}(x)$  est choisi sous forme de cloche avec son maximum égal à 1 et le minimum égal à 0.

Où  $\mu_{A_i}(x)$  et  $\mu_{B_{i-2}}(x)$  peuvent adopter n'importe quelle fonction d'appartenance floue (MF).

➤ **Couche.2 :**

Les neurones fixes modélisent l'opérateur "Et" et calculent la valeur de vérité de chaque règle.

$$O_i^2 = \omega_i = \mu_{A_i}(x)\mu_{B_i}(x), \quad i=1, 2 \quad (\text{II.52})$$

➤ **Couche.3 :**

Les neurones N sont des neurones fixes, ils effectuent la normalisation de la valeur de vérité de la règle (poids).

$$O_i^3 = \bar{\omega}_i = \frac{\omega_i}{\omega_1 + \omega_2}, \quad i=1,2 \quad (\text{II.53})$$

➤ **Couche.4 :**

Chaque neurone de cette couche est un neurone adaptatif tel que :

$$O_i^4 = \bar{\omega}_i z_i = \bar{\omega}_i (p_i x + q_i y + r_i), \quad i=1,2 \quad (\text{II.54})$$

Les paramètres  $\{p_i, q_i, r_i\}$  sont appelés paramètres de la conséquence.

➤ **Couche.5 :**

Le neurone de la couche 5 est un neurone fixe, à une entrée donnée, il délivre la réponse du réseau donnée par

$$O_i^5 = \sum_{i=1}^2 \bar{\omega}_i z_i = \frac{\omega_1 z_1 + \omega_2 z_2}{\omega_1 + \omega_2}, \quad i=1,2 \quad (\text{II.55})$$

L'architecture ANFIS est une classe de réseaux adaptatifs proposés par [17]. Il peut être vu comme un réseau de neurones non bouclé pour lequel chaque couche est un composant d'un système neuro-flou.

- **Apprentissage de l'ANFIS**

L'ajustement des paramètres de L'ANFIS est réalisé lors de la phase d'apprentissage. Cette étape commence par la construction d'un réseau initial, ensuite applique une méthode d'apprentissage par rétro-propagation Jang a proposé d'appliquer une méthode hybride.

L'algorithme d'apprentissage hybride est une association de la méthode de descente de gradient et de la méthode d'estimation des moindres carrés. La méthode de descente de gradient permet d'ajuster les prémisses en fixant les paramètres conséquents alors que la méthode des moindres carrés ajuste les paramètres conséquents en fixant les prémisses [17].

**g) Algorithme MPPT par mode glissant :**

Cette stratégie de commande, faisant partie de la commande robuste, a été généralement utilisée comme outil de régulation fiable des systèmes électromécanique et des variations paramétriques.

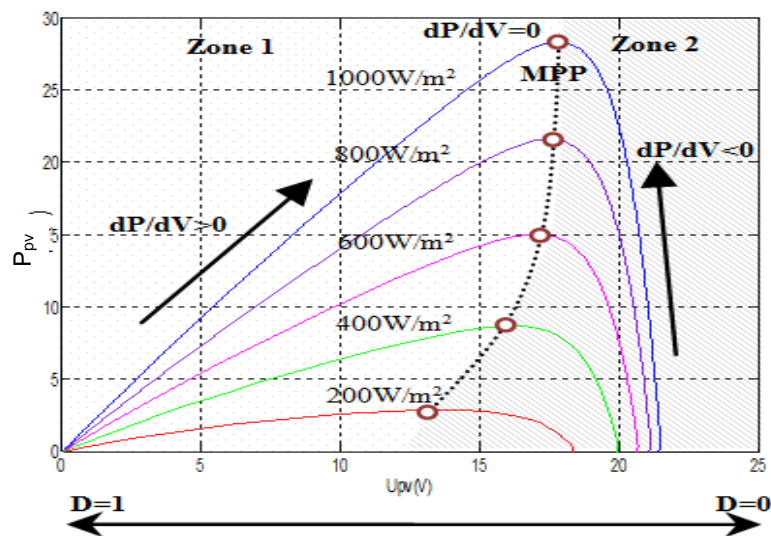
Au cours des dernières années, le mode glissant d'ordre un et d'ordre supérieur (supertwisting) a été implémenté avec succès comme algorithme MPPT. Dans ce travail, seul le mode glissant d'ordre un est utilisé.

Le concept de l'approche peut être introduit par la sélection de la surface de glissement  $\sigma$ , définie comme étant la condition de conductance incrémentale pour extraire le maximum de puissance :

$$\sigma = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} V_{PV} + I_{PV} \tag{II.56}$$

Elle est basée sur l'observation de la région du fonctionnement représenté sur la figure II.21, où le rapport cyclique D peut être augmenté ou diminué avec un incrément  $\Delta D$  préréglée à la suite du signe de la surface pour approcher le point MPP optimal [20]:

$$D(k) = \begin{cases} D(k-1) + \Delta D & \text{pour } \sigma > 0 \\ D(k-1) - \Delta D & \text{pour } \sigma < 0 \end{cases} \tag{II.57}$$



**Figure II.21 :** Répartition de la caractéristique P-V selon le signe de la fonction de commutation

La structure de la commande par le mode glissant se compose de deux parties : la première partie sur la quantité équivalente  $D_{eq}$ , et la deuxième fournit la partie stabilisante  $D_n$ .

$D_{eq}$  est dérivé de la condition  $\dot{\sigma} = 0$ , fournissant le rapport cyclique classique dans l'état d'équilibre.

La partie de stabilisation  $D_n$  est considérée comme l'effort nécessaire pour rejoindre la condition  $\sigma = 0$  quand la commande du système démarre. L'existence du mode glissant peut-être garantie en utilisant le théorème direct de la stabilité selon Lyapounov, comme suit :

$$v = \frac{1}{2}\sigma^2 \quad (\text{II.58})$$

Par conséquent, le gradient de la fonction coût  $v$  est dérivé comme suit :

$$\dot{v} = \dot{\sigma}\sigma \quad (\text{II.59})$$

La réalisation de  $\sigma = 0$  est obtenue si l'équation (II-59) est maintenue semi-définie négative ( $\sigma \dot{\sigma} \leq 0$ ). Dans [20], Slotine propose que la partie stabilisante de la commande  $D_n$  soit une fonction linéaire de la surface de glissement  $\sigma$ , ce qui permet d'attirer la surface de glissement  $\sigma$  vers son point d'équilibre  $\sigma=0$ :

$$D_n = -K\sigma \quad (\text{II.60})$$

Où le choix adéquat du gain  $K$  améliore la dynamique du mode de convergence.

Comme le rapport cyclique doit être maintenu dans la plage  $0 < D < 1$ , le signal de contrôle réel est donc synthétisé comme suit :

$$D = \begin{cases} 1 & \text{pour } D \geq 0 \\ D_{eq} - K\sigma & \text{pour } 0 < D < 1 \\ 0 & \text{pour } D \leq 0 \end{cases} \quad (\text{II.61})$$

La variation continue du rapport cyclique dans la gamme spécifiée peut être assurée, si le gain  $K$  n'est pas choisi trop grand[20].  $K$  est ajusté inférieur ou égale à l'admittance maximale côté DC ( $K \leq 1 / |R_{ch-min}|$ ).

Dans notre travail,  $R_{ch-min}$  est quantifiée en fonction d'un seuil de puissance extraite au lever du soleil  $P_{min}$ , et une parfaite régulation de la tension du bus ( $V_{DC-ref}$ ).

$$\left| R_{ch-max} \right| = \frac{V_{DC-ref}^2}{P_{min}} \quad (\text{II.62})$$

La commande équivalente  $D_{eq}$  est déduite, en fixant  $\sigma=0$ .

$$D_{eq} = 1 - \frac{V_{pv}}{V_{dc}} \quad (\text{II.63})$$

Qui représente en fait la valeur conventionnelle de l'hacheur boost..

## h) MPP avec l'estimateur a filtre de Kalman

- *Principe du filtre de Kalman*

Le filtre de Kalman est un algorithme récursif bien connu, qui prend le modèle d'espace d'état stochastique d'un système avec des sorties mesurées pour obtenir l'estimation optimale des états. L'effet de bruit dans le système est diminué en raison des cycles récursifs qui mènent finalement à la vraie valeur de mesure [6].

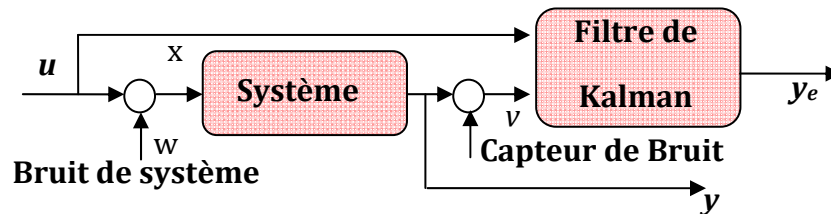


Figure II.22 :Schéma de principe du filtre de Kalman.

Soit  $x[k]$  l'entrée à l'itération  $t$ , et  $u[k]$  le processus de contrôle à l'itération  $k$ ,  $w$  est le bruit de processus ajouté et  $v$  le bruit de mesure ajouté. Les équations du filtre de Kalman linéaire [7] sont données comme suit.

- MISE À JOUR DE TEMPS (ÉTAT DE PRÉDICTION)

$$\begin{aligned}\hat{x}[k+1]^- &= A\hat{x}[k] + Bu[k] \\ H[k+1]^- &= AH[k]A^T + Q\end{aligned}\quad (II.64)$$

$Q$  est la covariance du bruit de processus, et  $\hat{x}[k+1]^-$  l'estimation d'état à l'itération  $k+1$  donnée par les résultats des itérations précédentes, et  $\hat{x}[k]$  l'estimation d'état à l'itération  $k$  donnée par la sortie de mesure  $y[k]$ , soit  $H[k+1]^-$  la covariance d'erreur a priori et  $H[k+1]$  ( $H[k]$ ) covariance d'erreur.  $A$  et  $B$  sont des constantes.

- MISE À JOUR DE MESURE (ÉTAT DE CORRECTION)

$$\begin{aligned}K[k] &= H[k]^- C^T (CH[k]^- C^T + R)^{-1} \\ \hat{x}[k] &= \hat{x}[k]^- + K[k](z[k] - C\hat{x}[k]^-) \\ H[k] &= (I - K[k]C)H[k]^- \end{aligned}\quad (II.65)$$

$R$  est la covariance du bruit de mesure,  $K[k]$  le gain de Kalman &  $C$  est constant [8]. Les équations ci-dessus représentent l'implémentation du filtre de Kalman pour un système discret linéaire. L'état de prédiction prédit l'état avant l'estimation et la covariance d'erreur. Les estimations sont ensuite mises à jour dans la mesure, qui agit comme un mécanisme de correction et corrige les valeurs estimées. Comme le cycle ci-dessus a lieu

plusieurs fois tour à tour, les bruits sont réduits et la covariance d'erreur devient de plus en plus proche de zéro.

- **MPPT UTILISANT L'APPROCHE LINÉAIRE DE FILTRE DE KALMAN**

Le MPPT utilisé par le filtre de Kalman est une alternative pour prévoir une performance acceptable contre les bruits de mesure et les changements de conditions environnementales dynamiques. En raison de la capacité d'estimation du filtre de Kalman dans le système dynamique avec l'environnement bruité, le MPP précis peut être prédit par le filtre de Kalman sans aucune baisse de la dynamique du système; D'autres méthodes MPPT perdent parfois leur dynamique de système en partie pour éliminer les effets de bruit. Une valeur de calcul élevée du filtre de Kalman peut être considérée comme un inconvénient.

Selon la courbe P-V d'une cellule solaire photovoltaïque, la puissance augmente avec une pente positive graduelle jusqu'à atteindre un point optimal et diminue ensuite fortement. Sur la base de cette caractéristique, l'algorithme MPPT est régi par l'équation d'état donnée où  $V_{act}[k+1]$  est la valeur de la tension mise à jour par le contrôleur MPPT à l'itération  $k + 1$  [9].

$$V_{act}[k+1] = V_{act}[k] + M \left. \frac{\Delta P[k]}{\Delta V[k]} \right|_{measured} + w[k], \quad (A = 1 \text{ and } B = M) \quad (\text{II.66})$$

$M$  est le correcteur de taille de pas et le rapport  $\Delta P[k]/\Delta V[k]$  indique la pente de la courbe P-V à l'instant  $K$  du panneau solaire. La pente  $\Delta P[k]/\Delta V[k]$  est la même que celle de l'unité de contrôle  $u[K]$  et lors de l'ajout d'un bruit de processus  $w$  dans le système, une équation d'espace d'état linéaire similaire peut être formée. L'équation de mesure dépend du bruit de mesure  $v$ .

$$y[k] = V_{act}[k] + v[k], \quad (C = 1) \quad (\text{II.67})$$

Considérant la tension  $y[K]$  référence à un instant donné, nous obtenons l'équation de mesure mise à jour [10].

$$\hat{V}_{ref}[k] - V_{act}[k] = v[k] \quad (\text{II.68})$$

Deux valeurs connues  $\hat{V}_{ref}[k]$ , et  $\Delta P[k]/\Delta V[k]$  sont utilisées pour l'estimation du filtre de Kalman.



• **Résumé d'exploitation dans la méthode proposée**

Le tableau 1 est un résumé des mises à jour de temps et de mesure dans la méthode proposée. A partir du gain de Kalman calculé, la tension estimée  $\hat{V}_{act}[k]$  et  $H[k]$  la covariance d'erreur sont corrigées et respectivement dans la mise à jour de mesure. La mise à jour de temps estime la tension d'acheminement  $\hat{V}_{act}[k+1]^-$  et la covariance  $H[k+1]^-$  d'erreur sur la base de la tension  $\hat{V}_{act}[k]$  et  $H[k]$  par conséquent, le résultat de l'estimation  $\hat{V}_{act}[k+1]^-$  devrait être plus proche d'un MPP que de  $\hat{V}_{act}[k]$  équivalant a ces cycles.

**Tableau II.3 :** Mesures et mises à jour de temps en général Filtre de Kalman

Mises à jour des Mesures	Mises à jour de temps
$K[k] = H[k]^- (H[k]^- + R)^{-1}$ $\hat{V}_{act}[k] = \hat{V}_{act}[k]^- + K[k] (V_{ref}[k] - \hat{V}_{act}[k]^-)$ $H[k] = (I - K[k]) H[k]^-$	$\hat{V}_{act}[k+1]^- = \hat{V}_{act}[k] + M \frac{\Delta P[k]}{\Delta V[k]}$ $H[k+1]^- = H[k] + Q$

**II.10.5. Boucle de régulation de rapport cyclique (MPPT)**

Après la détermination de " $V_{pv\_ref}$ ", un boucle de régulation est nécessaire pour garantir le bon fonctionnement du générateur PV à sa puissance maximale. Un correcteur de type Proportionnel-Intégral est utilisé pour réguler la tension " $V_{pv}$ ". Sa fonction de transfert est donnée par :

$$C(p) = \frac{K(1+\tau p)}{\tau p} \tag{II.69}$$

A partir de l'équation (II.19), nous avons déterminé la fonction de transfert du bus PV.

$$\frac{V_{pv}}{I_{pv} - I_l} = \frac{1}{C_{pv} \cdot p} \tag{II.70}$$

Les paramètres de son correcteur sont déterminés par la méthode de placement des pôles (Annexe 2).

Après la régulation de  $V_{pv}$ , le courant  $I_L$ , doit être régulé à sa valeur de référence  $I_{L\_ref}$  pour compléter la boucle de régulation et générer le signal de commande du hacheur.

La transformation de Laplace de l'équation (II.19), nous donne la fonction de transfert du filtre PV qui relie  $I_L$  avec la tension  $V_L$  comme suit :

$$\frac{I_L}{V_L} = \frac{1}{R_{pv} + L_{pv} \cdot p} \quad (\text{II.71})$$

Les paramètres  $\tau$  et la constante de temps du régulateur PI sont déterminés par la méthode de compensation des pôles (Annexe 2). Le principe de commande du bus PV est donné par la figure II.23 :

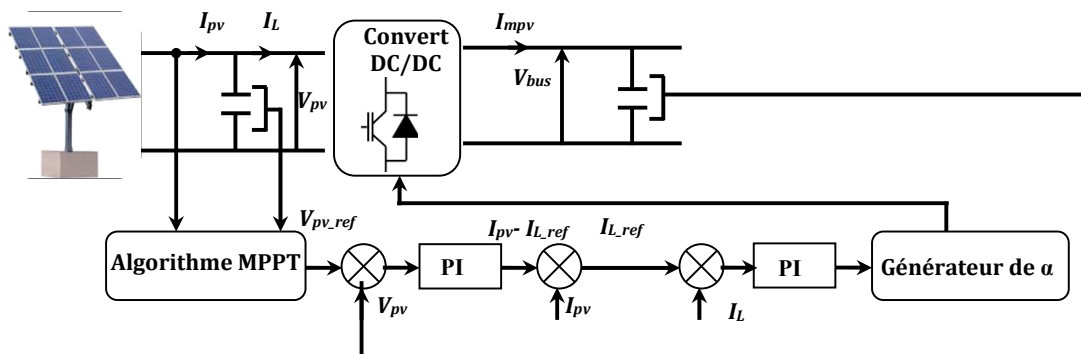


Figure II.23 : Structure de commande de bus PV

## II.11. Régulation de la tension du bus continu

Le bon fonctionnement de notre installation nécessite la régulation de la tension " et du courant du hacheur réversible " $I_{cb}$ ". Pour cela, on utilise deux correcteurs PI.

A partir de l'équation (II.22), nous avons déterminé la fonction de transfert qui relie avec la différence de courant comme suit :

$$\frac{V_{bus}}{I_{mpv} \pm I_{chd} - I_{m\_ond}} = \frac{1}{C_{bus} \cdot p} \quad (\text{II.72})$$

Les paramètres du correcteur de la tension «  $V_{bus}$  » sont déterminés par la méthode de placement des pôles.

Pour faire la régulation du courant " $I_{cb}$ " à celui du courant de référence, on doit déterminer la fonction de transfert reliant la différence de tension " $\alpha_{bat} V_{bat} - \alpha_{bat} e_0$ " avec le courant " $I_{cb}$ ". Selon le schéma électrique donné par la figure II.24 on a :

$$V_{bat} = e_0 + R_{bat} I_{bat} + L_b \frac{dI_{bat}}{dt} \quad (\text{II.73})$$

$$\alpha_{bat} V_{bat} = \alpha_{bat}^2 V_{bus} = \alpha_{bat} e_0 + \alpha_{bat} R_{bat} I_{bat} + L_b \frac{d\alpha_{bat} I_{bat}}{dt} \text{ avec } V_{bat} = \alpha_{bat} V_{bus} \quad (\text{II.74})$$

Puisque " $\alpha_{bat} V_{bat} = I_{cb}$ ", on obtient finalement la fonction de transfert suivante :

$$\frac{I_{cb}}{V_a} = \frac{1}{R_{bat} + L_b \cdot p} \text{ avec } V_a = \alpha^2_{bat} V_{bus} - \alpha_{bat} e_0 \tag{II.75}$$

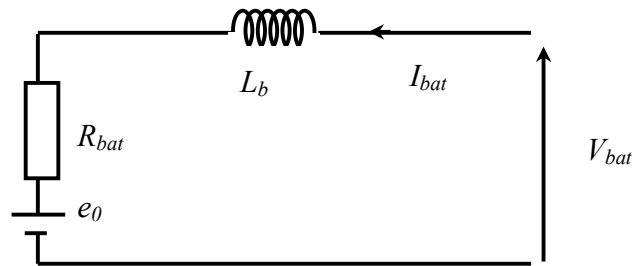


Figure II.24 : Schéma électrique de la batterie avec l'inductance du hacheur réversible

Les paramètres du correcteur du courant " $I_{cb}$ " sont déterminés par la méthode de compensation des pôles (Annexe 2). Le principe de commande et de régulation du bus continu est donné par la figure II.25 :

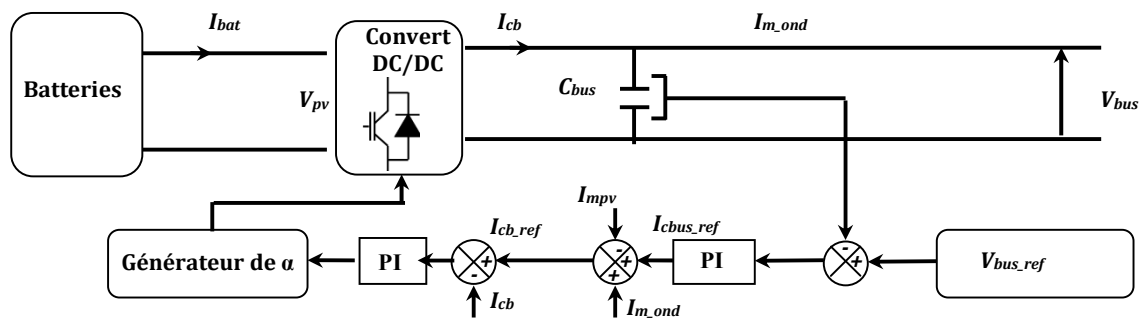


Figure II.25 : Structure de commande et de régulation du bus continu

## II.12. Commande du convertisseur de puissance (onduleur)

Afin de créer un système de production autonome qui alimente un site isolé, une commande du convertisseur de puissance est nécessaire. La commande de l'onduleur consiste à :

Réguler et contrôler de manière autonome en fréquence et en amplitude la tension à la sortie du filtre RLC.

Appeler le courant nécessaire à l'alimentation de la charge déterminé à partir de la puissance nominale de la charge.

Pour commencer la boucle de commande, il faut déterminer les expressions des signaux de référence des courants et des tensions délivrés à la charge. Les signaux de commande

" $V_{pd\_ref}$ " et " $V_{pq\_ref}$ " sont déterminés par la transformation de Park d'un système de tensions triphasées équilibrées d'amplitude maximale  $127\sqrt{2}$  V et de fréquence 50Hz.

$$\begin{bmatrix} V_{pd\_ref} \\ V_{pq\_ref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (II.76)$$

$\theta$  est obtenu en intégrant la pulsation  $\omega$  ( $\omega=2\pi f$ ).

Les expressions des composantes directe et en quadrature de courants de charge de référence sont données par les équations suivantes :

$$I_{chd\_ref} = \frac{V_{pd\_ref}P_{ch\_ref} + V_{pq\_ref}Q_{ch\_ref}}{V_{pd\_ref}^2 + V_{pq\_ref}^2} \quad (II.77)$$

$$\text{et } I_{chq\_ref} = \frac{V_{pq\_ref}P_{ch\_ref} - V_{pd\_ref}Q_{ch\_ref}}{V_{pd\_ref}^2 + V_{pq\_ref}^2}$$

Par réglage de la tension délivrée à la charge et à l'aide des expressions de  $I_{chd\_ref}$  et  $I_{chq\_ref}$ , les composantes de Park des courants  $I_{td\_ref}$  et  $I_{tq\_ref}$  sont déterminées par la relation inverse du modèle continu de la tension aux bornes de la capacité de filtrage.

$$\begin{aligned} I_{td\_ref} &= I_{d\_ref} + I_{chd\_ref} - C_f \omega_s V_{pq\_mes} \text{ avec } I_{d\_ref} = C_r (V_{pd\_ref} - V_{pd}) \\ I_{tq\_ref} &= I_{q\_ref} + I_{chq\_ref} - C_f \omega_s V_{pd\_mes} \text{ avec } I_{q\_ref} = C_r (V_{pq\_ref} - V_{pq}) \end{aligned} \quad (II.78)$$

Deux régulateurs PI sont utilisés pour contrôler les tensions " $V_{pd}$ " et " $V_{pq}$ ". A partir du système d'équations (II.39), on obtient les fonctions de transfert suivantes :

$$\begin{aligned} \frac{V_{pd}}{I_d} &= \frac{1}{C_f \cdot p} \text{ avec } I_d = I_{td} + I_{chd} + C_f \omega_s V_{pq} = C_f \frac{dV_{pd}}{dt} \\ \frac{V_{pq}}{I_q} &= \frac{1}{C_f \cdot p} \text{ avec } I_q = I_{tq} + I_{chq} + C_f \omega_s V_{pd} = C_f \frac{dV_{pq}}{dt} \end{aligned} \quad (II.79)$$

Les paramètres de régulateurs de tensions " $V_{pd}$ " et " $V_{pq}$ " sont déterminés par la méthode de placement des pôles.

Après la détermination de  $I_{td\_ref}$  et  $I_{tq\_ref}$ , les courants  $I_{td}$  et  $I_{tq}$  sont régulés à l'aide de deux correcteurs PI pour obtenir les expressions des tensions de référence " $V_{md\_ref}$ " et " $V_{mq\_ref}$ ". Ces dernières sont définies par :

$$\begin{aligned} V_{md\_ref} &= V_{d\_ref} - L_f \omega_s I_{tq\_mes} \text{ avec } V_{d\_ref} = C_r (I_{td\_ref} - I_{td}) \\ V_{mq\_ref} &= V_{q\_ref} - L_f \omega_s I_{td\_mes} \text{ avec } V_{q\_ref} = C_r (I_{tq\_ref} - I_{tq}) \end{aligned} \quad (II.77)$$

Enfin pour commander l'onduleur, selon la relation inverse du modèle continu équivalent du convertisseur, on a déterminé les signaux de commande du convertisseur représentés dans le repère de Park.

$$U_{md\_ref} = V_{md\_ref} \frac{2}{V_{bus}}$$

$$U_{mq\_ref} = V_{mq\_ref} \frac{2}{V_{bus}}$$
(II.80)

Afin de déterminer les paramètres de deux correcteurs utilisés dans ce boucle de régulation par la méthode de compensation des pôles, on a déterminé, à partir du système d'équations (II.36), les fonctions de transfert suivantes :

$$\frac{I_{td}}{V_d} = \frac{1}{R_f + L_f \cdot p} \text{ avec } V_d = V_{md} + L_f \omega_s I_{tq} \quad - \quad V_{pd} = R_f I_{td} + L_f \frac{dI_{td}}{dt}$$

$$\frac{I_{tq}}{V_q} = \frac{1}{R_f + L_f \cdot p} \text{ avec } V_q = V_{mq} + L_f \omega_s I_{td} \quad - \quad V_{pq} = R_f I_{tq} + L_f \frac{dI_{tq}}{dt}$$
(II.81)

Pour récapituler, on présente à la fin de cette partie une structure complète de l'installation photovoltaïque qui relie les différents composants entre eux comme le montre la figure II.26.

NB : les paramètres de simulation sont dans « l'annexe C ».

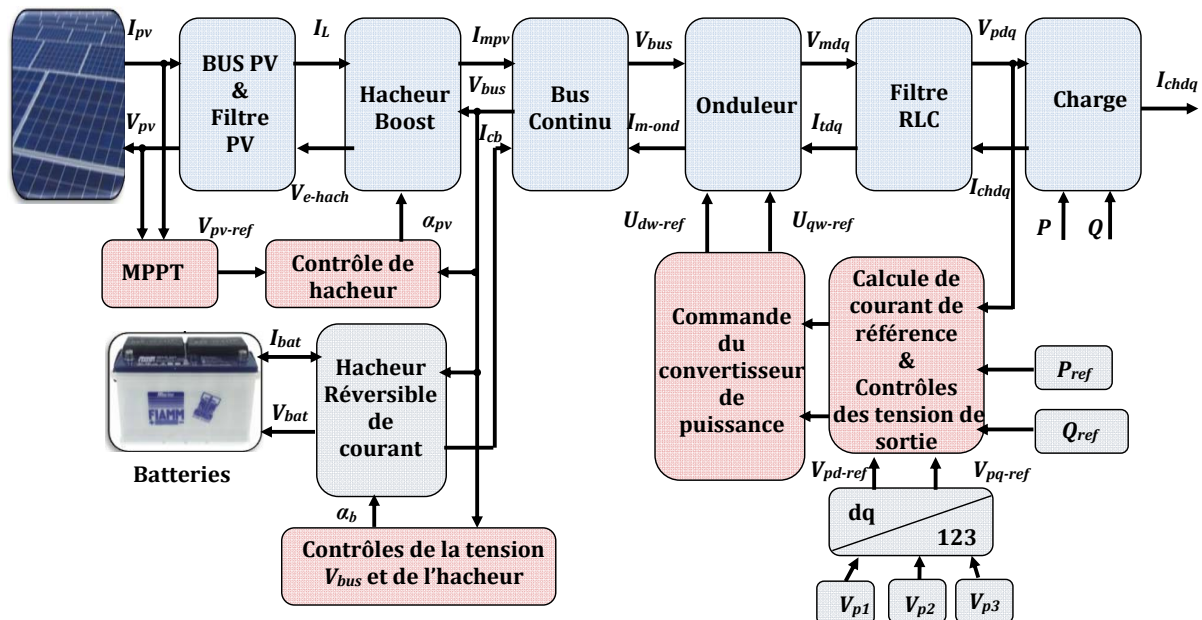
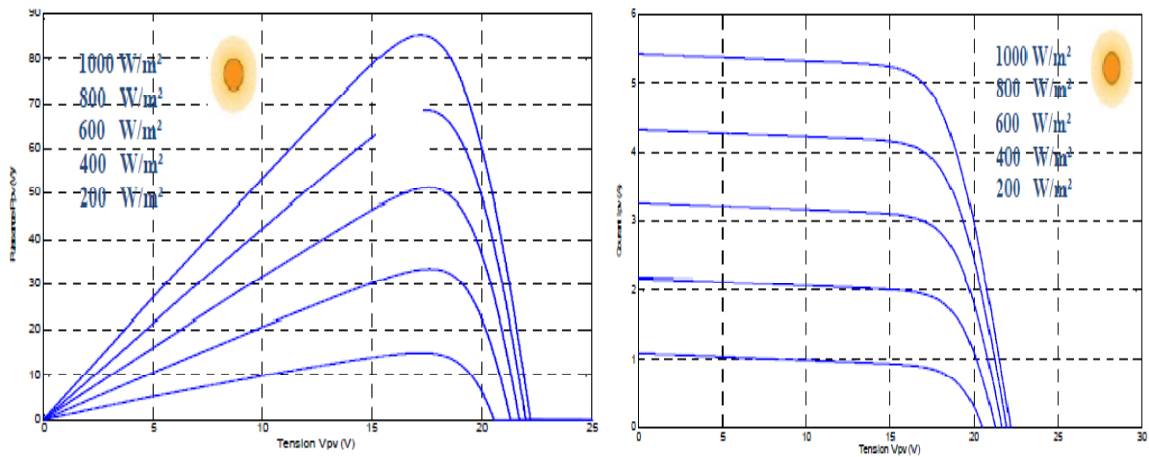


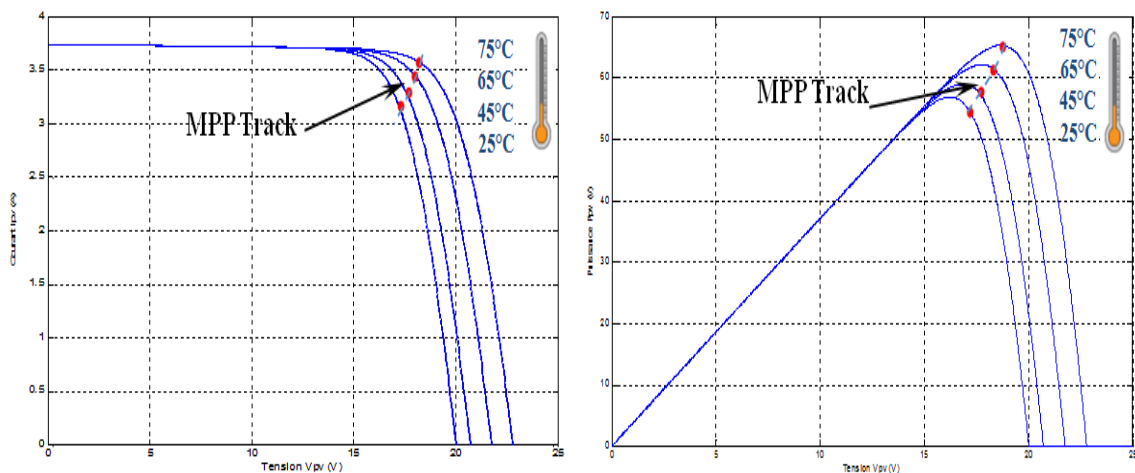
Figure II.26 : Schéma complet de principe de l'installation photovoltaïque

## II.13. Résultats de simulation

On trouve que l'ensemble des caractéristiques P-V et I-V sont fortement non linéaires et dépendent de l'irradiation solaire et de la température des panneaux photovoltaïques.



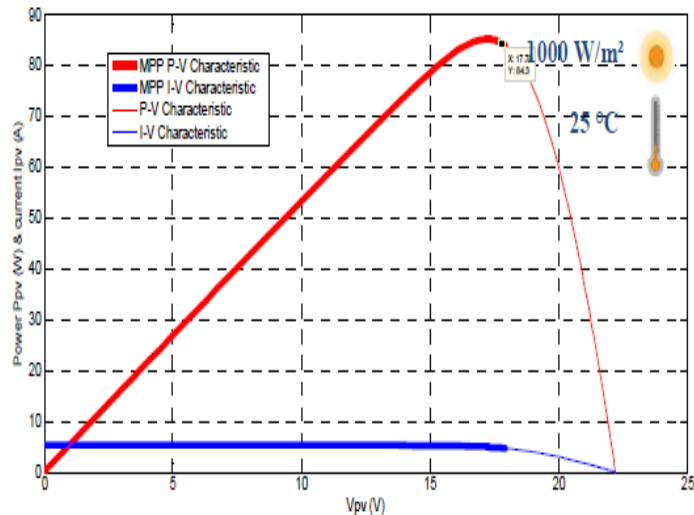
**Figure II.27 :** Influence du rayonnement sur les caractéristiques I-V et P-V



**Figure II.28 :** Influence de la température sur les caractéristiques I-V et P-V

La figure II.28 présente les caractéristiques courant-tension (I-V) et de puissance-tension (P-V) d'un module PV pour différentes valeurs du rayonnement solaire et de la température. Le courant de court-circuit est clairement dépendant de la température; une augmentation de la température entraîne une réduction de la tension en circuit ouvert (lorsqu'elle est suffisamment élevée) et également une puissance de sortie plus élevée.

D'autre part, la variation de l'irradiance affecte visiblement le courant de court-circuit et la basse tension sur le circuit ouvert, donc la variation de MPP est proportionnelle à l'irradiance (figure II.29).



**Figure II.29** : Réponse de MPP pour un rayonnement solaire ( $1000 \text{ W} / \text{m}^2$  à  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ )

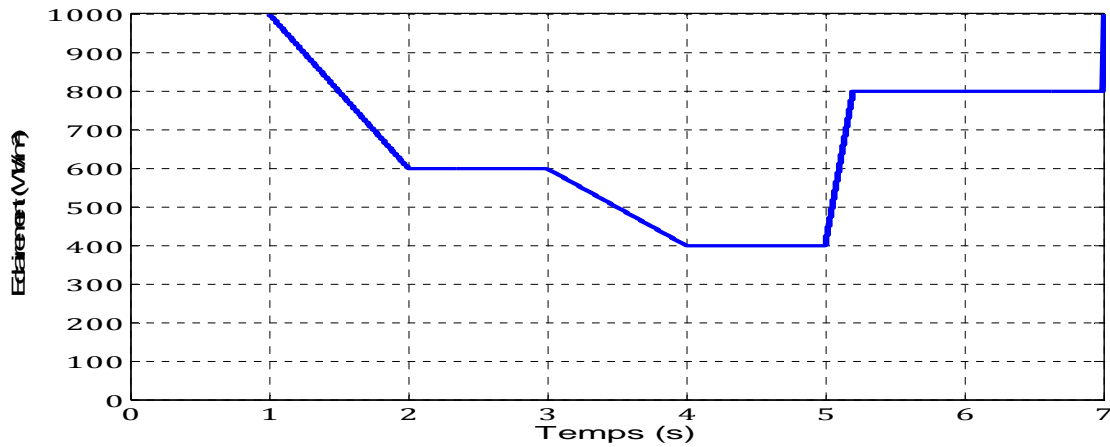
La caractéristique I-V d'un générateur PV a une forme non linéaire, ce qui implique que pour chaque condition de rayonnement et de température, il existe une charge optimale, c'est-à-dire un point de fonctionnement où l'extraction de puissance du générateur PV est maximale.

Ceci est connu comme le point de puissance maximale (MPP) et il existe plusieurs algorithmes pour le suivre dans la littérature scientifique. La courbe P-V est directement obtenue à partir de la courbe I-V et le point de puissance maximum est facilement trouvé.

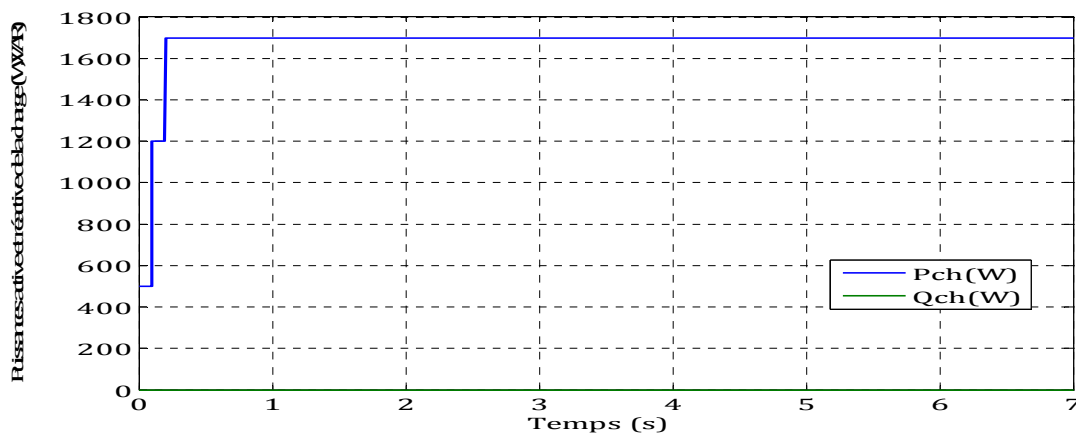
La tension MPP calculée est utilisée comme référence de commande pour la boucle de tension du bus DC et le courant  $I_{MPV}$  correspondant sera fourni au bus continu, comme indiqué sur la figure 26.

Un programme de simulation a été mis au point pour prédire le comportement du système. L'environnement MATLAB/Simulink a retenu notre intérêt de part la maturité et la richesse de ses outils de développement et de vérification. Pour cela, la simulation de notre installation a été effectuée à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. Cette simulation permet de valider la stratégie de commande qu'on a utilisée pour distribuer la puissance nécessaire vers la charge.

Nous avons appliqué la méthode P&O pour un profil d'éclairement sur une durée de "7s" tout en maintenant la température constante ( $T=25^{\circ}\text{C}$ ) comme le montre la figure II.31. La demande en puissances active et réactive d'une charge triphasée est donnée par la figure II.31.



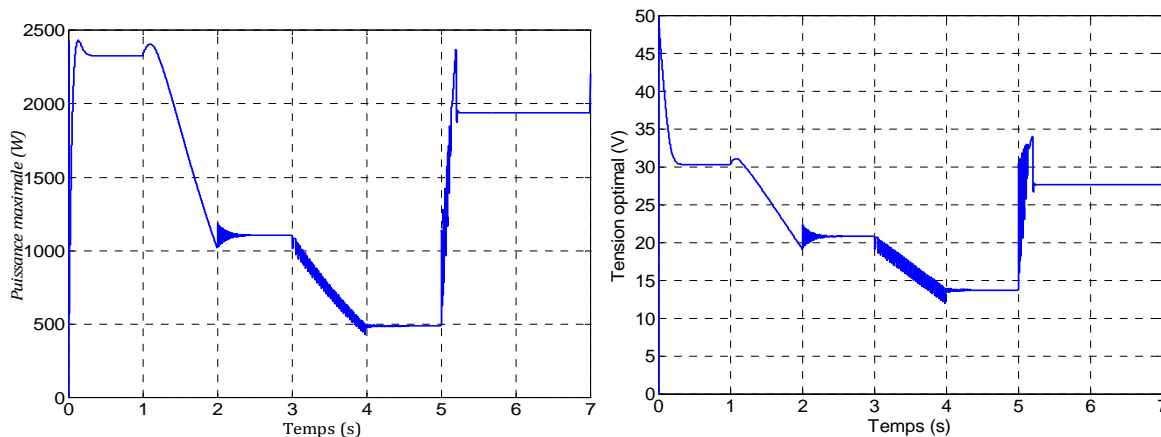
**Figure II.31** : Profil d'éclairement appliqué ( à  $25^{\circ}\text{C}$  )



**Figure II.32** : Puissances active et réactive demandées par la charge

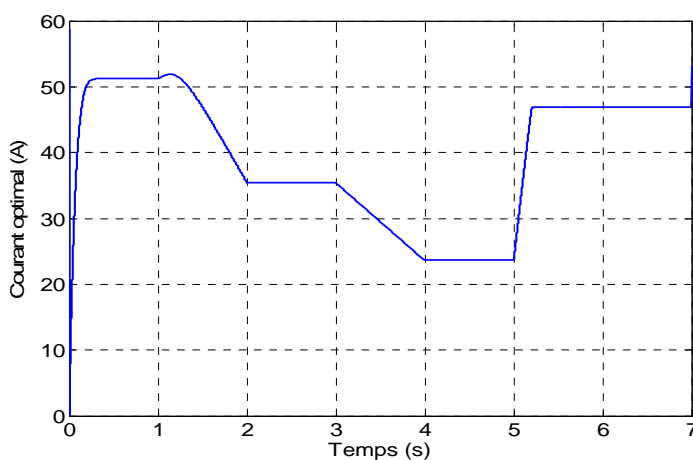
Pour chaque valeur d'éclairement, le générateur photovoltaïque délivre et transfère une puissance maximale vers le bus continu grâce au hacheur élévateur contrôlé par la commande MPPT. Ce convertisseur permet de poursuivre le point de fonctionnement optimal. Les courbes des différentes grandeurs électriques (puissances, tensions et courants) sont représentées par la figure II.33.





(a) Puissance délivrée par le générateur PV

(b) Tension aux bornes du GPV

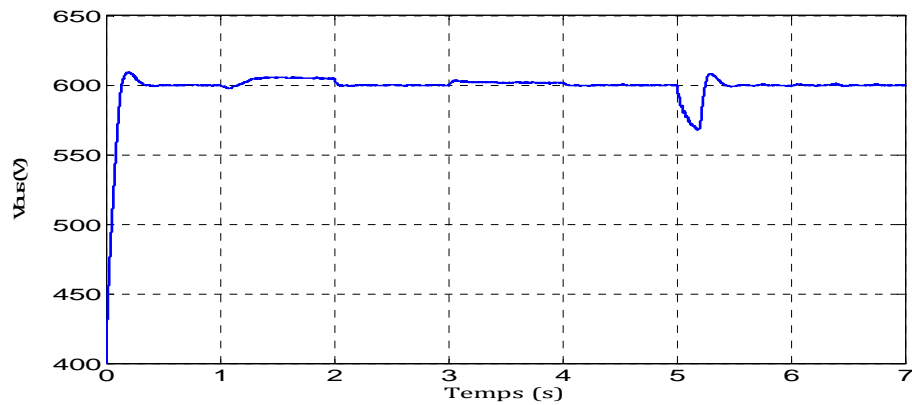


c) Courant délivré par le GPV

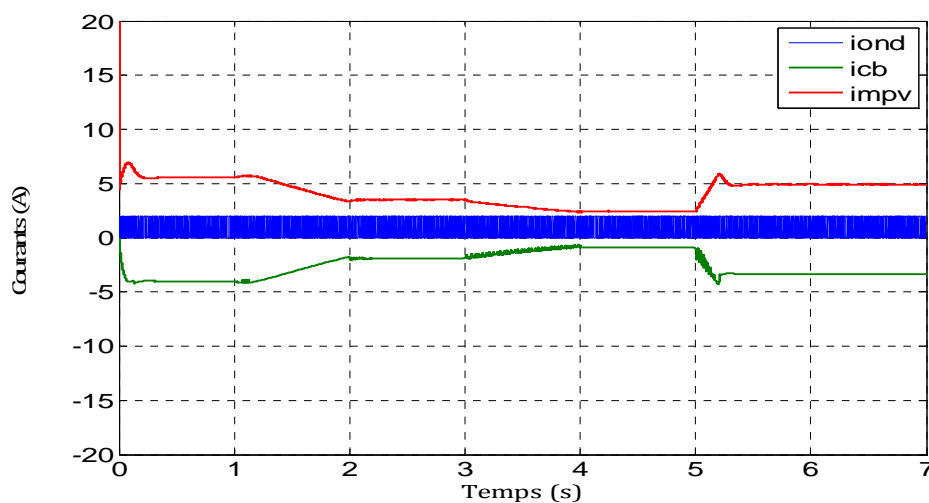
**Figure II.33 :** Puissance, tension et courant générés par le générateur PV

Lorsqu'on compare les valeurs obtenues par notre calcul théorique avec l'ensemble des résultats indiqués dans ces courbes, on s'assure que le convertisseur DC/DC et la commande MPPT effectuent correctement leurs rôles.

La connexion du générateur photovoltaïque et de la batterie est assurée au niveau du bus continu à travers deux hacheurs. La commande de ces deux convertisseurs, l'équilibre entre la production et la consommation et la commande de l'onduleur nécessitent la régulation de la tension du bus continu. La figure II.34 représente les divers courants modulés de cette installation  $I_{m-pv}$  et  $I_{cb}$  et le courant modulé à l'entrée de l'onduleur « $I_{m-inv}$ ». L'équilibre entre ces différents courants modulés permet le réglage de la tension du bus continu comme il est illustré sur la figure II.35



**Figure II.34 :** Tension du bus continu

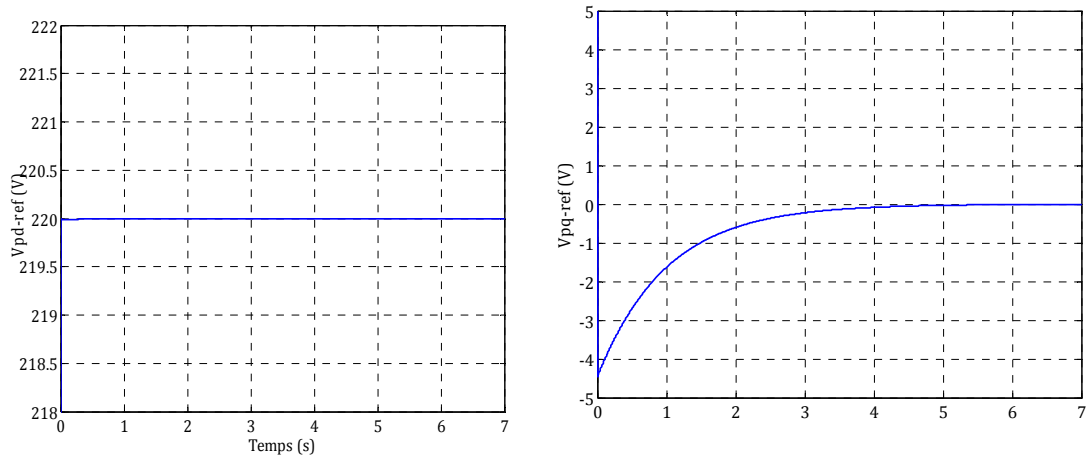


**Figure II.35 :** Différents courants modulés de l'installation photovoltaïque

On remarque qu'en régime permanent, la tension aux bornes de bus continu est toujours constante, et c'est le dynamique rapide du régulateur de la tension qui permet de la maintenir constante à sa valeur de référence ( $V_{bus\_ref}=600V$ ), sauf qu'il y a des petites perturbations qui apparaissent sur la courbe à chaque fois que le profil de la charge change.

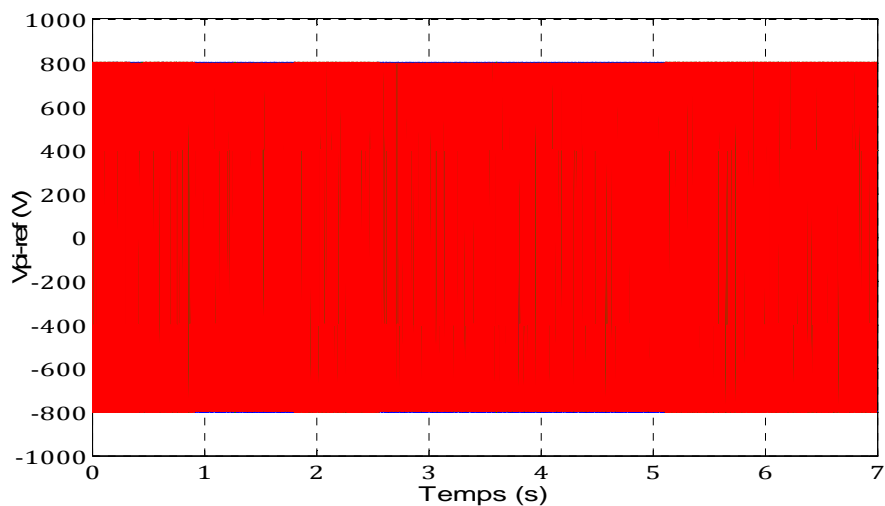
La connexion de cette installation photovoltaïque sur un site isolé nécessite la régulation des tensions et le maintien de la fréquence de la charge. Malgré la fluctuation engendrée par le générateur photovoltaïque et la variation de la charge, il faut garantir la stabilité de la tension aux bornes de la charge triphasée pour assurer une meilleure autonomie de cette installation. Pour cela l'utilisation de deux correcteurs "PI" permet d'assurer la régulation des tensions directe et en quadrature de la charge  $V_{pd}$  et  $V_{pq}$ . Ces deux

tensions sont contrôlées à partir des deux tensions de références  $V_{pd\_ref}$  et  $V_{pq\_ref}$ . La figure II.36 représente les tensions de référence et les tensions régulées.



**Figure II.36 :** Tensions directe et en quadrature de la charge

La transformation inverse de Park nous donne les tensions simples aux bornes de la charge. Les figures II.3 représentent les tensions simples de référence et les tensions simples régulées avec deux zooms à l'instant "0.02s". Le zoom des tensions simples régulées prouve bien l'efficacité des régulateurs PI même pendant des variations brusques de la charge, elles suivent bien les tensions de référence à l'amplitude et à la fréquence



**Figure II.37 :** Tensions simples de référence

## Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé les équations décrivant le modèle de chaque composant constituant notre système en schématisant leurs structures de commande contenant les boucles de régulation.

Concernant le premier niveau d'optimisation, pour notre système photovoltaïque, nous avons proposé quelques commandes de poursuite du point de puissance maximale en commençant par la simplicité de la recherche extrême (méthode Perturbation & Observation et l'incrémental) et la flexibilité de la logique floue jusqu'au test de algorithmes basé sur le filtre de Kalman.

En conséquence, le panneau extrait toujours la puissance maximale quel que soient les variations des conditions climatiques et/ou d'exploitation.

Les résultats de simulation pour valider le modèle développé et ont montré les performances des approches proposés.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Vechiu, I. Modelisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome. PhD these (2005).
- [2] Salas, V., Olias, E., Barrado, A., and Lazaro, A..Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(11) :1555-1578 (2006).
- [3] S. Brunton, , C. Rowley, , S. Kulkarni, , and C. Clarkson, ,Maximum power point tracking for photovoltaic optimization using extremum seeking.In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2009 34th IEEE, pages 000013-000016. IEEE.
- [4] Salim ABOUDA, 'CONTRIBUTION A LA COMMANDE DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES: APPLICATION AUX SYSTEMES DE POMPAGE' 14 avril 2015 , Thèse de Doctorat en co-tutelle de l'Université de Reims Champagne-Ardenne et de l'Université de Sfax;
- [5] T. Eswam, S. Member, J. W. Kimball, S. Member, P. T. Krein, P. L. Chapman, and P. Midya, "Dynamic Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Arrays Using Ripple Correlation Control," vol. 21, no. 5, pp. 1282–1291, 2006.
- [6] Belhadj Mohammed, Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome, Mémoire de Magister 2008, Centre Universitaire De Bechar Institut des Sciences Exactes.
- [7] O.AMRANI, D. REKIOUA, Etude et identification des différents modèles électriques photovoltaïques, Département d'électrotechnique, Université de Bejaia, (Algérie).
- [8] Violaine Didier, Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l'Art et Etude des Performances, HESPUL, Août 2007.
- [9] Achraf Abdelkafi "Gestion et supervision énergétiques de production hybride à base d'énergies renouvelables", thèse, ENIS 2012.
- [10] Brambilla, A., Gambarara, M., Garutti, A., and Ronchi, F. New approach to photovoltaic arrays maximum power point tracking. In *Power Electronics Specialists Conference*, 1999. PESC 99. 30th Annual IEEE, volume 2, pages 632-637. IEEE.
- [11] N. Hamrouni, M. Jraidi, A. Chérif and A. Dhouib, 'Modelling, Simulation and Control of PV Pumping System', *Electrimacs'2004*, Hammamet, Tunisia, 2004.

- [12] E. Koutroulis, J. Chatzakis, K. Kalaitzaks and N.C. Voulgaris, 'A Bidirectionnel, Sinusoidal, High Frequency Inverter Design', IEE Proc. Electr. Power Appl., Vol. 148, N°4, July 2001.
- [13] T.A Nergard, J.F. Ferrell, L.G. Leslie and Jih-Sheng Lai, '*Design Considerations for 48V Fuel Cell to Split Single Phase Inverter System with Ultra Capacitor Energy Storage*', In Conf. Rec. Power Electronics Specialists Conference, Pesc'02, 2002. IEEE, 33rd Annual, Vol.4, pp. 2007 - 2012, 23-27 June 2002.
- [14] B. François, '*Conception des Dispositifs de Commandes des Convertisseurs de Puissance par Modulation Directe des Conversions - Perspectives pour l'Insertion de Production d'Energie Dispersée dans les Réseaux Electriques*', Habilitation à Diriger des Recherches HDR, UST, Université de Lille, France, 2003.
- [15] Y. Pankow, '*Etude de l'Intégration de la Production Décentralisée dans les Réseaux Basse Tension -Application au Générateur Photovoltaïque*', Thèse de Doctorat, ENSAM, Université de Lille, France, 2004.
- [16] JANG.R, Neuro-fuzzy modeling :architecture, analyses and applications, PhD thesis ,Dep. Of electrical Engineering and computer Science, University of California, Berkeley. (1992).
- [17] Obanijesu Opeyemi, Emuoyibofarhe O. Justice .Development of Neuro-fuzzy System for Early Prediction of Heart Attack . I.J. Information Technology and Computer Science, 2012, 9, 22-28
- [18] Srikanta Patnaik, Yeon-Mo Yang (Eds.): Soft Computing Techniques in Vision Science. Studies in Computational Intelligence 395, Springer 2012, ISBN 978-3-642-25506-9.
- [19] Monireh Sheikh Hosseini, Maryam Zekri. Review of Medical Image Classification using the Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System. Journal of Medical Signals & Sensors. Journal of Medical Signals and Sensors. 2011.
- [20] MENADI Abdelkrim « Commande Par Les Techniques Intelligentes D'un Système Photovoltaïque Connecté Au Réseau » Thèse de Doctorat, 2016 Université Mohamed Khider – Biskra.
- [21] J. R. Wells, P. L. Chapman, and P. T. Krein, "Applications of ripple correlation control of electric machinery," in Proc. IEEE Int. Elect. Machines Drives Conf., 2003, pp. 1498–1503.

- [22] Sumathi, S., Kumar, L. Ashok, P. Surekha, "Solar PV and Wind Energy Conversion Systems: An Introduction to Theory, Modeling with MATLAB/SIMULINK, and the Role of Soft Computing Techniques" Livre 2015.

# ***Chapitre III***

**Modélisation et commande d'un  
système éolien**



## Introduction

La pollution de l'environnement est devenue une préoccupation majeure dans la vie quotidienne des gens et une crise énergétique potentielle a conduit les chercheurs à développer de nouvelles technologies pour la production d'énergie propre et renouvelable.

L'énergie du vent, du soleil, des rivières et des marées est des solutions possibles pour une production d'énergie respectueuse de l'environnement. Parmi ces sources d'énergie renouvelable, l'énergie éolienne a le taux de croissance le plus rapide (environ 20% par an) dans le secteur de l'énergie [1].

Dans ce contexte, nous mettons en évidence les systèmes de conversion de l'énergie éolienne (SCEE), qui rencontrera des obstacles d'intégration à grande échelle et nécessitera des études continues.

Dans ce contexte ce chapitre de la thèse s'inscrit alors dans la stratégie d'apporter une contribution à la modélisation, commande d'une turbine éolienne connectée au réseau de puissance.

Par ailleurs, afin d'évaluer l'intégration de ce type d'éolienne dans un système d'alimentation particulièrement complexe, dans ce chapitre on va étudier :

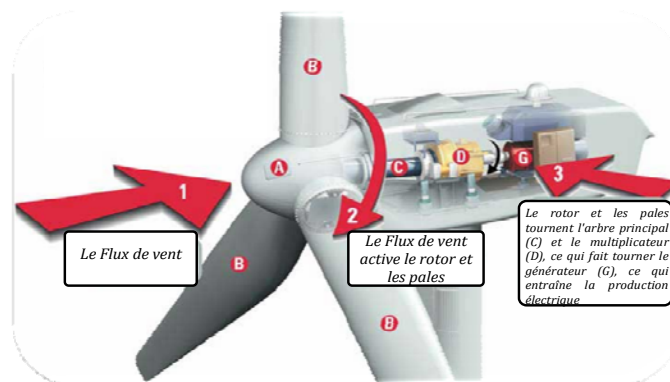
- ✓ Les différents composants du système de conversion de l'énergie éolienne SCEE.
- ✓ Les différentes Topologies de conversion de l'énergie éolienne SCEE.
- ✓ La modélisation de la machine concernée ainsi que la modélisation des convertisseurs côté machine (CCG) et côté réseau (CCR).
- ✓ Deux stratégies de contrôle basé sur :
  - Mettre en œuvre et évaluer la stratégie de contrôle conventionnelle pour « contrôle vectorielle de la génératrice à double alimentation GADA ».
  - Évaluer la méthode proposée par des simulations.

## III.1 Composant d'un système de conversion de l'énergie éolienne SCEE

Les principales composantes d'un SCEE sont illustrées à la figure III.1 [1]. L'éolienne est composée du rotor, de la tour et de la nacelle qui abrite la boîte de vitesses, le générateur et d'autres composants. Le train d'entraînement mécanique est constitué des pales, d'un arbre à faible vitesse, d'une boîte d'engrenages, d'un arbre à grande vitesse et d'un générateur. L'arbre à basse vitesse se connecte à l'arbre à grande vitesse par l'intermédiaire de la boîte d'engrenages, et celle-ci est connectée au générateur.

Le processus de conversion de l'énergie mécanique du vent en énergie électrique par le SCEE se résume comme suit:

- Le vent frappe les pales de la turbine, ce qui fait tourner le rotor et fait tourner le train d'entraînement.
- L'arbre à basse vitesse transfère l'énergie cinétique à la boîte d'engrenages, qui a pour fonction d'augmenter la vitesse de rotation et de rotation dans un arbre à grande vitesse.
- L'arbre à grande vitesse entraîne le rotor du générateur qui tourne à une vitesse proche de la vitesse nominale.
- Le générateur convertit l'énergie mécanique en énergie électrique.



**Figure III.1** Les principales composantes d'un SCEE [1]

Généralement, la tension de sortie du générateur est faible, et donc un transformateur est utilisé pour augmenter la tension de sortie du générateur et permettre la connexion au réseau. Dans la direction du vent, le système de lacet (Yaw système) de l'éolienne est la composante responsable de l'orientation du rotor de l'éolienne vers

le vent. Un freinage d'urgence est équipé de l'arbre à grande vitesse pour protéger le système d'usure mécanique lorsqu'il est soumis à des rafales de vent [1-2].

En outre, il existe des contrôleurs de bord qui permettent d'ajuster l'angle des pales de rotor (le pitch angle) pour réguler la puissance délivrée à la vitesse du vent au-dessus de la vitesse nominale.

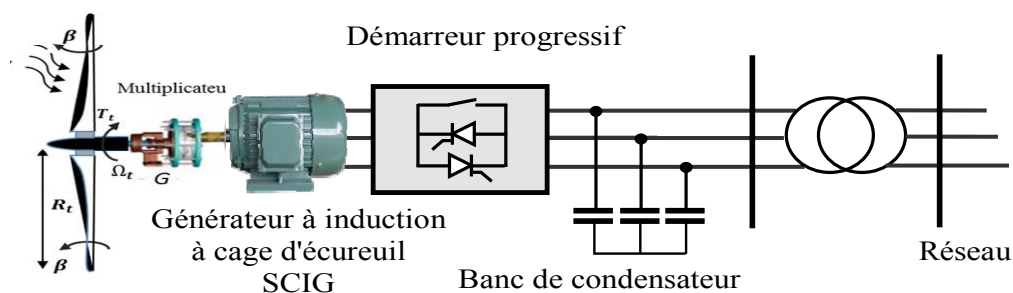
D'autres composants présents dans un SCEE sont les différents capteurs, y compris la girouette, l'anémomètre, les capteurs de vitesse ou de position, ainsi que les capteurs de tension et les capteurs de courant. La girouette est utilisée pour mesurer la direction du vent, puis ajuster le système de lacet « Yaw système ». L'anémomètre est utilisé pour mesurer la vitesse du vent de sorte qu'il est possible de tracer le point de la puissance maximale ou fournir une puissance nominale à travers le système de contrôle du pitch angle.

## III.2 Topologies système de conversion de l'énergie éolienne

En général, les systèmes de conversion d'énergie éoliens utilisent des turbines à vitesse fixe ou variable qui peuvent être classées en trois topologies principales, dont la principale différence est la façon dont l'efficacité aérodynamique du rotor est limitée aux conditions de vitesse du vent défavorable [2-3];

### III.2.1 Eoliennes à vitesse fixe avec convertisseur de puissance partiel

Ce type d'éolienne utilise un générateur à induction à cage d'écureuil (SCIG) connectée directement au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur, comme le montre la figure III.2.



**Figure III.2:** Éolienne à vitesse fixe avec SCIG [1].

Le terme "vitesse fixe" vient du fait que la vitesse de rotation de la turbine ne peut être réglée automatiquement, ainsi, la génératrice fonctionne à une vitesse presque constante, conditionnée à la fréquence du réseau. Ce type d'éolienne nécessite des dispositifs de compensation, tels qu'une batterie de condensateurs pour fournir une

puissance réactive pour le démarrage de la machine, et des équipements supplémentaires pour le contrôle de fonctionnement, tels que des démarreurs progressifs, ce qui empêche la machine de fonctionner comme moteur pendant les faibles vitesses du vent.

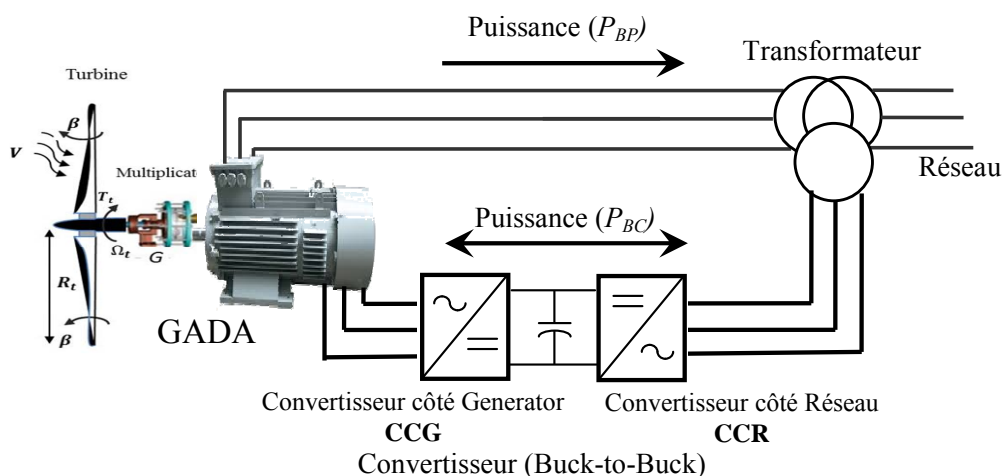
En raison de sa simplicité, le principal avantage de ce type de turbine est le faible coût. Parmi les inconvénients, citons le faible rendement et la consommation d'énergie réactive, puisqu'il n'y a pas de contrôle de puissance active ou réactive. En outre, ce type de turbine convertit les fluctuations du vent en fluctuations mécaniques, qui à leur tour sont converties en fluctuations électriques (Flicker). Ces fluctuations peuvent entraîner un impact sur la qualité de l'énergie au point de raccordement au réseau.

✚ **Les inconvénients des éoliennes à vitesse fixe sont:**

- ne prend pas en charge le contrôle de la vitesse
- Ils n'ont aucune compensation réactive
- nécessitent un réseau robuste et fiable,
- sa construction mécanique doit être capable de résister à de fortes contraintes mécaniques causées par des rafales de vent.

### III.2.2 Eolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance totale

Dans cette configuration connue sous le nom de générateur à induction à double alimentation (GADA), une éolienne à vitesse variable est utilisée. Les enroulements du stator sont connectés directement au réseau, tandis que les enroulements du rotor sont reliés à un convertisseur (buck-to-buck) au moyen de bagues collectrices, comme le montre la figure III.3.



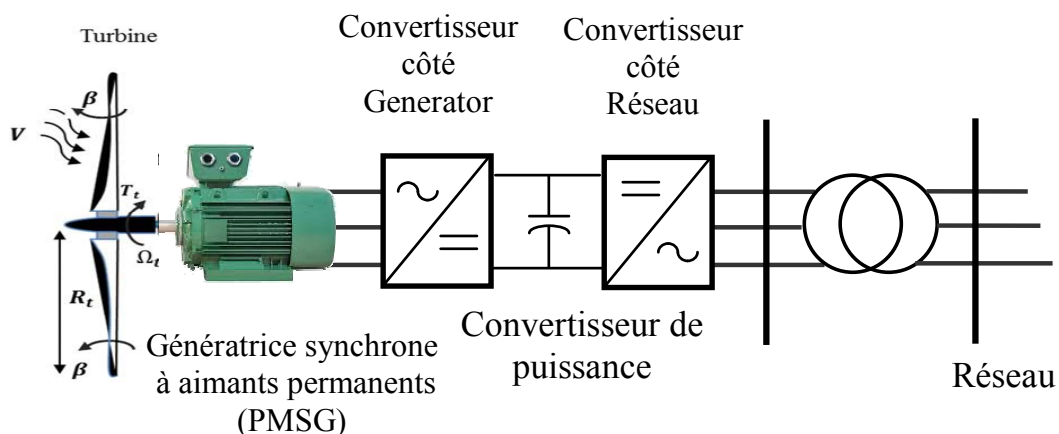
**Figure III.3:** Éolienne à vitesse variable avec GADA.

Les convertisseurs de puissance peuvent contrôler la fréquence du rotor et donc la vitesse du rotor. Dans cette configuration, la plage de vitesse pour le GADA est autour de  $\pm 30\%$  de la vitesse de synchrone. Ainsi, la puissance des convertisseurs « buck to buck » est généralement spécifié à  $\pm 30\%$  de la puissance nominale, puisque le rotor GADA ne traite que la puissance de glissement.

Ce type de convertisseurs utilisé rend ce concept intéressant du point de vue des turbines de forte puissance. De plus, ce type d'éolien peut également réaliser la compensation de puissance réactive souhaitée. D'un point de vue contrôle, le GADA est une machine très polyvalente car elle permet un contrôle précis et découplé des puissances actives et réactives ainsi que du couple et de la vitesse.

### III.2.3 Eolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance complet

Cette configuration utilise une génératrice synchrone à aimants permanents (PMSG) et un convertisseur « buck to buck ». Les enroulements du stator sont connectés au convertisseur, et celui-ci est connecté au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur, comme le montre la figure III.4.



**Figure III.4:** Éolienne à vitesse variable avec PMSG[1].

Certaines éoliennes de ce type ont une configuration directe, ce qui signifie qu'au lieu d'être relié à un multiplicateur ; le générateur est directement relié au rotor de la turbine. Le découplage entre la machine et le réseau permet au générateur de produire de l'énergie à n'importe quelle vitesse, et cette puissance sera fournie à la fréquence du réseau par le convertisseur buck to buck.

**Les avantages et les inconvénients des éoliennes à vitesse variable sont résumés ci-dessous :**

**✚ Avantages des turbines à vitesse variable basée sur GADA:**

Capacité de découplage entre le contrôle de puissance active et réactive. Par conséquent, un contrôle du facteur de puissance peut être implémenté dans ce système. La puissance des convertisseurs buck to buck est généralement spécifiée à 30% de la puissance nominale. Cette caractéristique conduit à de nombreux avantages, tels qu'un convertisseur à faible coût, des filtres de volume et de coût réduits, moins de pertes de commutation, moins d'injection d'harmoniques dans le réseau, une amélioration générale de l'efficacité (environ 2-3% de plus qu'un convertisseur de puissance complet) si on considère seulement les générateurs et les convertisseurs de puissance [1].

**✚ Inconvénients des éoliennes à vitesse variable basée sur la GADA:**

1. Il a besoin de bagues collectrices et d'un multiplicateur, ce qui nécessite un entretien fréquent.
2. la plage de variation de vitesse est limitée par rapport à la PMSG.

**✚ Avantages des éoliennes à vitesse variable basée sur PMSG:**

1. Le PMSG atteint la plage maximale de variation de vitesse.
2. Le PMSG permet d'éviter le multiplicateur (gearbox). Par conséquent, il n'y a pas de problèmes de contraintes mécaniques pendant les rafales de vent.
3. Le PMSG n'a pas besoin de bagues collectrices, par conséquent, moins d'entretien sera nécessaire.
4. Le PMSG permet également un contrôle découplé de la puissance active et réactive.

**✚ Inconvénients des éoliennes à vitesse variable basée sur PMSG:**

1. Les convertisseurs de puissance peuvent causer des pertes élevées, cela en augmentant les harmoniques dans le réseau ce qui aura un coût élevé.
2. Le PMSG est un générateur relativement grand et lourd, qui cause des inconvénients dans l'installation dans les SCEE de moyenne et haute puissance.
3. Le PMSG a naturellement besoin d'aimants permanents, ce qui augmentera le coût de cette topologie SCEE, compte tenu du marché actuel.
4. Les aimants permanents risquent de se démagnétiser à haute température.

Actuellement GADA est le plus utilisé pour les spécifications supérieures à 1 MW [1]. Considérant les mérites de la SCEE basée sur GADA, cette thèse se concentre sur ce type de générateur et fournit le modèle détaillé de cette topologie de la génération du vent.

### III.3 Extraction de l'énergie éolienne

La conception aérodynamique de l'éolienne a une influence significative sur la quantité d'énergie captée par le vent. La conception doit envisager des moyens de limiter la puissance captée et la vitesse de rotation du rotor de turbine à des vitesses de vent supérieures à la valeur nominale afin de maintenir les forces sur les composants mécaniques (pales, boîte de vitesses, arbre, etc.) et la puissance de sortie du générateur dans les marges de sécurité.

Théoriquement, un maximum de 59,3% de l'énergie disponible dans les vents peut être capté et converti par une éolienne, connue sous le nom de limite de Betz [23]. En pratique, les turbines réelles captent environ 35-45% de l'énergie, ce qui caractérise le coefficient d'utilisation de la puissance ( $C_p$ ). Mathématiquement, la puissance mécanique captée par une turbine est donnée par

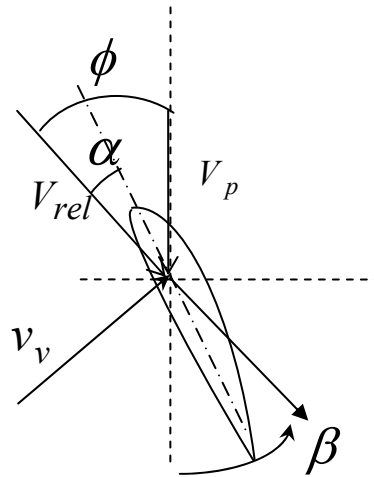
$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad \text{III.1}$$

où  $\rho$  est la densité de la masse d'air,  $R$  est la longueur de la pale de turbine,  $v_v$  est la vitesse du vent,  $\beta$  est le pitch angle et  $\lambda$  est le rapport de vitesse à l'extrémité de la pale, donné par

$$\lambda = \frac{R\omega_t}{V} \quad \text{III.2}$$

où  $\omega_t$  est la vitesse du rotor de la turbine. D'après l'équation (3.1), il est évident que, d'un point de vue physique, l'efficacité de l'exploitation de la puissance mécanique  $P_m$  extraite du vent dépend de la vitesse de rotation de la turbine, de la vitesse du vent et de pitch angle.

Les forces du vent agissant sur les pales, et de la même manière sur l'utilisation de l'énergie, dépendent de l'angle d'incidence  $\phi$  entre le plan de la pale et la vitesse relative du vent  $V_{rel}$ , comme le montre la figure III.5. Des considérations géométriques simples, qui ignorent la turbulence créée par les extrémités des pales (également appelée représentation aérodynamique bidimensionnelle), montrent que l'angle d'incidence  $\phi$  est déterminé par la vitesse à l'extrémité de la pale  $V_p$ .  $V_p = \omega_t * R$   $V_{rel} = \sqrt{V_p^2 + v_v^2}$



**Figure III.5:** Illustration des conditions de vent sur la pale [19].

Les valeurs les plus élevées de  $C_p$  sont habituellement obtenues pour des valeurs de 1 dans la plage de 8-9 (c'est-à-dire lorsque l'extrémité de la pale se déplace de huit à neuf fois plus vite que le vent entrant, par exemple à une vitesse du vent de 8 m/s, la vitesse optimale à la pointe de la pale sera d'environ 67 m/s, ce qui correspond à 240 km/h). Cela signifie que l'angle entre la vitesse relative de l'air et le plan de la pale est un angle assez forte. L'angle d'incidence est plus facilement calculé par [19] :

$$\varphi = \arctan\left(\frac{1}{\lambda}\right)$$

III.3

Dans les éoliennes modernes, il est possible d'ajuster l'angle d'inclinaison  $\beta$  de la pale entière au moyen d'un mécanisme d'asservissement. Si la pale tourne, l'angle d'attaque  $\alpha$  entre la pale et la vitesse de l'air relative sera modifié en conséquence. Encore une fois, il est évident d'un point de vue physique que les forces relatives du vent sur la pale, et donc aussi l'énergie tirent profit de  $C_p$ , dépend également de l'angle d'attaque  $\alpha$ .

Les valeurs du coefficient de puissance sont obtenues au moyen de procédures expérimentales et généralement fournies par le fabricant de la turbine.  $C_p$  est une fonction non linéaire de  $\lambda$  et  $\beta$ , cependant, un avantage majeur d'une approche incluant  $C_p$ ,  $\lambda$  et  $\beta$  est que ces grandeurs sont normalisées et ainsi extrapolées pour évaluer les modèles de turbines quelle que soit la taille de l'éolienne [19]. Une approximation analytique pour  $C_p$  peut être utilisée pour décrire l'aérodynamique des turbines à vitesse fixe et à vitesse variable, donnée par

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left( \frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4 e^{C_5} - C_6 \right) e^{C_5/\lambda_i} \quad \text{III.4}$$



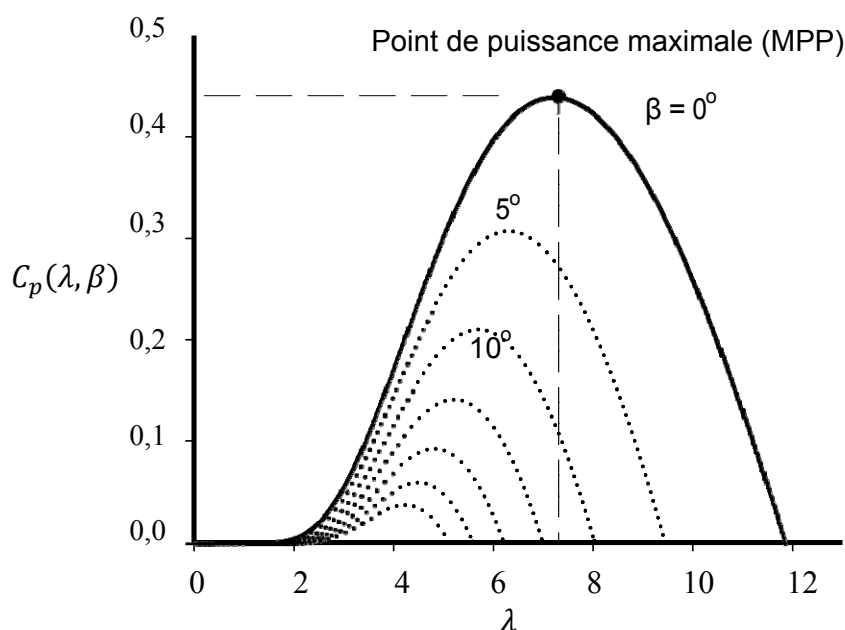
où il est défini comme

$$\frac{1}{\lambda_i} = \left[ \left( \frac{1}{\lambda + c_6 \beta} \right) - \left( \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right) \right] \quad \text{III.5}$$

Les coefficients  $c_1$ - $c_9$  sont conçus et adaptés pour décrire une turbine spécifique. Le tableau 3.1 montre les valeurs de coefficient proposées par plusieurs auteurs. Dans la figure III.6, nous présentons la courbe caractéristique de  $C_p$  en fonction de  $\lambda$  pour différentes valeurs de  $\beta$ , obtenues par approximation analytique [1, 28].

**Tableau 1:** Coefficients pour l'approximation analytique de  $C_p$

	$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$	$c_5$	$c_6$	$c_7$	$c_8$	$c_9$
[Heier 1998][14]	0,50	116	0,40	0,000	-	5,0	21,0	0,08	0,035
[Slootweg et al. 2001][26]	0,22	116	0,40	0,000	-	5,0	12,5	0,08	0,035
[Meirhaeghe et al. 2004][28]	0,22	112	0,40	0,000	-	3,8	12,5	0,08	0,001
[Slootweg et al. 2012][29]	0,73	151	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	-0,003

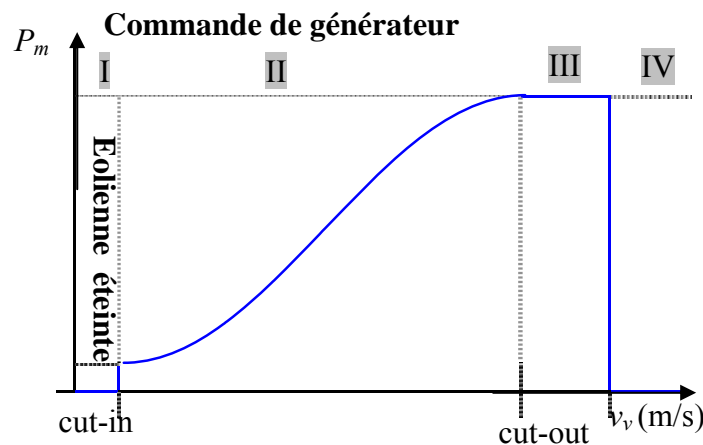


**Figure III.6:** Coefficient de puissance pour différentes valeurs de  $\lambda$  [28].

Les caractéristiques de puissance d'une éolienne sont définies par la courbe de puissance qui relie la puissance mécanique de la turbine à la vitesse du vent. La courbe de puissance est un certificat de performance garanti par le constructeur. L'Association internationale de l'énergie (AIE) a élaboré des recommandations pour la définition de la courbe de puissance, qui ont été continuellement améliorées et adoptées par la Commission électrotechnique internationale (CEI).

Une courbe de puissance typique est caractérisée par trois vitesses de vent: la vitesse d'enclenchement « cut-in », la vitesse nominale et de coupure « cut-out », comme décrit

dans la figure III.7, où  $P_m$  est la puissance mécanique capturée par la turbine et  $v_v$  est la vitesse du vent.



**Figure III.7:** Courbe de puissance typique d'une éolienne [9].

La vitesse de coupe inférieure est la vitesse du vent à laquelle la turbine commence à fonctionner et à fournir de la puissance. La turbine doit être capable de capturer suffisamment d'énergie pour compenser les pertes de puissance mécanique. Par conséquent, à des vitesses de vent inférieures à la vitesse d'enclenchement « cut-in », la turbine s'arrête. La vitesse nominale est la vitesse à laquelle le système produit une puissance nominale  $P_N$ , qui est également la puissance de sortie nominale du générateur. La vitesse de coupure « cut-in », est la vitesse de vent la plus élevée que la turbine peut exploiter. Pour les vitesses de vent supérieures à la vitesse de coupure, la turbine doit s'arrêter pour éviter d'endommager la structure.

Selon la figure III.7, l'éolienne commence à fonctionner à la vitesse d'enclenchement « cut-in », délivrant la puissance minimale  $P_{min}$ . Pour fournir l'énergie captée au réseau à différentes vitesses de vent, le générateur doit être correctement contrôlé avec un fonctionnement à vitesse variable. Lorsque la vitesse du vent augmente au-delà de la vitesse de consigne, la commande de puissance aérodynamique des pales est nécessaire pour maintenir la puissance de sortie à la valeur nominale. Cette tâche est effectuée par trois techniques principales: *stall* passif, *stall* actif et le *pitch* contrôle [9].

### III.3.1 Contrôle de la puissance captée

L'aérodynamique des éoliennes est très similaire à celle des avions. Les pales tournent avec le vent, parce que l'air circulant le long de la surface qui ne fait pas face au vent, se déplace alors plus vite que la surface face au vent, ce qui crée une force de levage qui provoque la pale de tourner. L'angle d'attaque de la pale joue un rôle essentiel dans la détermination de la quantité de force et de couple générée par la turbine. Par

conséquent, c'est un moyen efficace de contrôler la quantité d'énergie capturée. Il existe trois méthodes aérodynamiques pour contrôler la capture de puissance dans les éoliennes: le décrochage passif « passive-stall », le décrochage actif « active-stall » et le pitch contrôle.

### a) Système à pas Variable ou à Calage Variable ou Système Pitch.

Il utilise la variation de l'angle de calage des pales (variation de l'angle d'incidence). En variant l'angle d'incidence de la pale, on modifie le rapport entre les composantes de portance et de traînage. Les pales sont face au vent aux basses vitesses (de la vitesse minimale à la vitesse de base) puis s'inclinent pour atteindre la position « drapeau » à la vitesse maximale.

En cas de puissance de sortie trop élevée, les pales pivotent légèrement sur le côté hors du vent. En général, la modification de l'angle de calage de la pale de l'éolienne définit quatre zones de fonctionnement comme le montre la figure III.7.

**Zone I**, correspond aux vitesses très faibles du vent insuffisant pour entraîner l'éolienne et produire de la puissance ;

**Zone II**, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent  $V$ . C'est dans cette zone qu'il est intéressant de faire varier la vitesse de rotation par l'intervention du système de contrôle, la puissance récupérée est alors variable ;

**Zone III**, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine. La puissance fournie reste égale à  $P_n$  ;

**Zone IV**, dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête le transfert de l'énergie pour éviter des dégâts sur la structure.

On remarque que ce système intervient dans le fonctionnement de la turbine, par la variation du calage  $\beta$ , de manière prépondérante depuis le démarrage (zone I) et dans le régime de régulation de vitesse (zone II et III) jusqu'au phénomène de décrochage aérodynamique (zone

IV) de la turbine. Ce système de régulation offre les avantages suivants :

- toutes les conditions de vent (en dehors de la vitesse limite de sécurité), y compris à une puissance partielle ;
- elles peuvent fournir la puissance nominale même quand la densité de l'air est faible (des sites sur les hauteurs, grandes températures) ;

- une production d'énergie plus importante que les éoliennes à décrochage stall dans les mêmes conditions de fonctionnement ;
- démarrage rapide par changement de l'angle de calage ;
- il n'y a pas besoin de freins puissants pour les arrêts d'urgence ;
- les contraintes des pales sont faibles.

On peut agir sur l'angle de calage des pales par [14] :

- ✓ une régulation mécanique avec des masselottes centrifuges,
- ✓ une régulation électronique avec des servomoteurs, dans un système de régulation
- ✓ automatique de la vitesse de rotation (pour des grandes puissances).

### **b) Système Stall ou à Décrochage Aérodynamique**

Le contrôle à décrochage de charge est un système de contrôle passif qui réagit au-delà d'une certaine vitesse du vent [9]. Les pales sont fixées au moyeu de façon rigide. L'angle de calage est choisi afin de permettre le décrochage du flux d'air de la surface de la pale pour des vitesses du vent plus grandes que la vitesse nominale. Ce décrochage empêche la portance d'agir sur le rotor. En comparaison avec les turbines à angle de calage variable, celles à décrochage ne nécessitent pas de système de contrôle d'angle de calage et la construction du rotor est plus simple et moins coûteuse. La maintenance est plus aisée avec une meilleure fiabilité. Il est plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au de là d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive. Cette solution est utilisée surtout quand la génératrice et le couplage conduisent à une vitesse de rotation peu variable (génératrice asynchrone à couplage direct sur le réseau). On peut combiner ce dispositif à une machine à deux vitesses de rotation, ce qui permet d'étendre la plage de production. [24]

### **c) Système Stall Actif**

Durant les dernières années, un nombre croissant des grandes éoliennes conçues d'une combinaison de ces deux méthodes est apparue. Il s'agit du contrôle à décrochage actif (Stall actif). Dans ce cas, et afin d'avoir un couple relativement élevé à des vitesses de vent faibles les pales du rotor sont orientées dans la direction du décrochage (angle négatif) et non dans la direction contraire (angle positif) de la même façon que les éoliennes à pas variable.

Les systèmes « Stall actif » permettent d'ajuster l'effet du décrochage en fonction de la vitesse et d'offrir un mode de régulation de la puissance relativement efficace et plus simple que le système pitch grâce à une très faible rotation de l'axe des pales.

### III.3.2 Suivi du point de puissance maximal (MPPT)

Le contrôle d'une éolienne à vitesse variable en dessous de sa vitesse de vent nominale est obtenu en contrôlant la vitesse du générateur. L'objectif principal est de maximiser la capture d'énergie éolienne à différentes vitesses de vent, ce qui peut être obtenu en ajustant la vitesse de la turbine de sorte que le rapport de vitesse à l'extrémité de la pale soit maintenu à sa valeur optimale  $\lambda_0$ .

La figure III.8 illustre les caractéristiques typiques d'une éolienne fonctionnant à différentes vitesses de vent, où  $P_m$  et  $\omega_T$  sont respectivement la puissance et la vitesse mécanique de la turbine [26]. Les courbes  $P_m$  par rapport à  $\omega_T$  sont obtenus avec l'angle d'attaque des pales à sa valeur nominale. Pour faciliter l'analyse et la discussion, la puissance mécanique, la vitesse de la turbine et la vitesse du vent sont exprimées en pu (par unité).

Pour une vitesse de vent donnée, chaque courbe de puissance a un point de puissance maximale (MPP) auquel le  $\lambda_0$  est atteint. Afin d'obtenir la puissance maximale disponible à différentes vitesses de vent, la vitesse de la turbine doit être ajustée pour assurer son fonctionnement dans toutes les MPP. La trajectoire de l'MPP représente une courbe de puissance, qui peut être décrite par

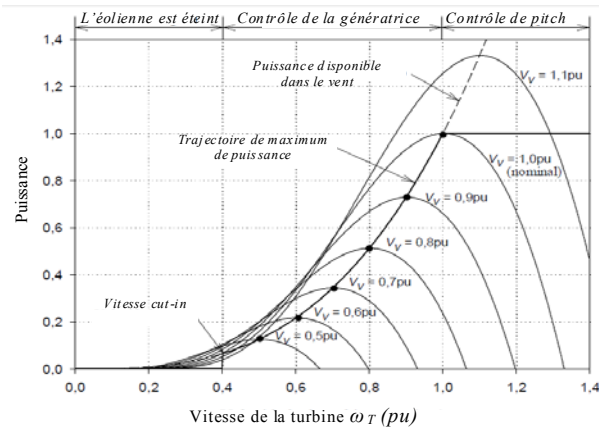
$$P_m \propto \omega_T^3 \quad \text{III.6}$$

La puissance mécanique captée par la turbine peut également être exprimée en termes de couple:

$$P_m = T_T \omega_T \quad \text{III.7}$$

où  $T_T$  est le couple mécanique de la turbine. La substitution de (III.7) en (III.6) nous donne :  $T_T \propto \omega_T^2$  III.8

Les relations entre la puissance mécanique, la vitesse et le couple d'une éolienne peuvent être utilisées pour déterminer la référence de vitesse ou de couple idéale pour commander le générateur et effectuer l'opération MPPT. Plusieurs schémas de contrôle ont été développés pour effectuer le suivi de maximum du point de puissance MPPT. Une brève description de trois méthodes MPPT est donnée dans les sous-sections suivantes. Selon la courbe de puissance, illustrée à la figure III.8, le fonctionnement de la turbine peut être divisé en trois modes: off, contrôle de générateur et contrôle de lancement.



**Figure III.8** Caractéristiques de la puissance et de la vitesse d'une éolienne et du suivi de la puissance maximale [9].

✓ **Mode éteint.**

Lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse d'enclenchement, le système de turbine génère moins d'énergie que sa consommation interne et donc la turbine est maintenue hors tension. Les pales sont complètement à l'abri du vent et le frein mécanique est engagé.

✓ **Mode de contrôle du générateur.**

Lorsque la vitesse du vent est comprise entre la vitesse de cut-in et sa valeur nominale, les pales sont tournées contre le vent à leur angle d'attaque idéal. La turbine fonctionne avec une vitesse de rotation variable afin de suivre le MPP à différentes vitesses de vent. Ceci est réalisé par un contrôle approprié du générateur.

✓ **Mode de contrôle de pas « pitch contrôle ».**

Lorsque la vitesse du vent est supérieure à la limite de coupure supérieure cut-out, la puissance captée est maintenue constante par le mécanisme de pas « pitch » afin de protéger la turbine contre les dommages lorsque le système génère et fournit la puissance nominale au réseau. Les pales sont écartées du vent progressivement avec la vitesse du vent, et la vitesse du générateur est contrôlée en conséquence [26].

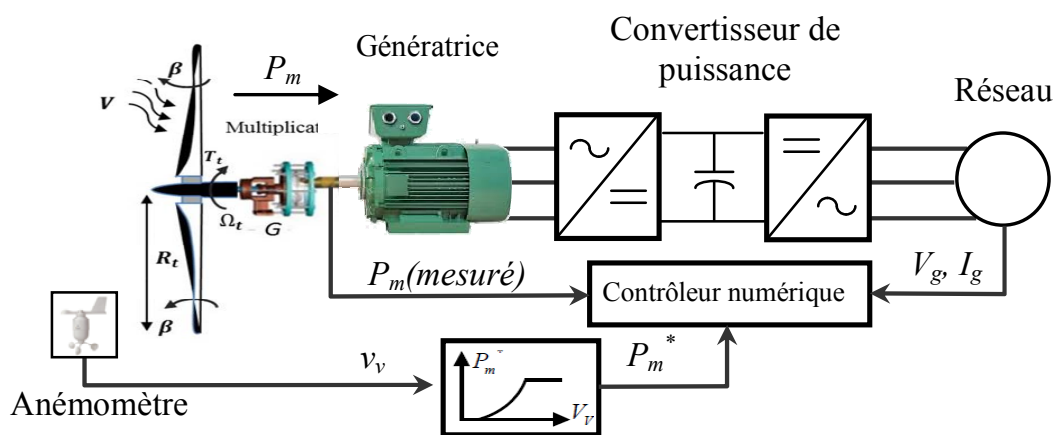
Lorsque la vitesse du vent atteint ou dépasse la vitesse de coupure cut-out, les pales sont complètement à l'abri du vent. Par conséquent, aucune puissance n'est générée et la vitesse de la turbine est réduite à zéro. La turbine est bloquée pour éviter les dommages dus au vent fort.

**a) MPPT basé sur la caractéristique de puissance-vitesse de la turbine**

L'une des méthodes de suivi du point de puissance maximale est basée sur la caractéristique de puissance-vitesse fournie par le fabricant. La courbe de puissance

définit la puissance maximale pouvant être produite par la turbine à différentes vitesses. Le principe de fonctionnement du schéma MPPT avec caractéristique de puissance-vitesse de la turbine est montré dans la figure III.9 [26].

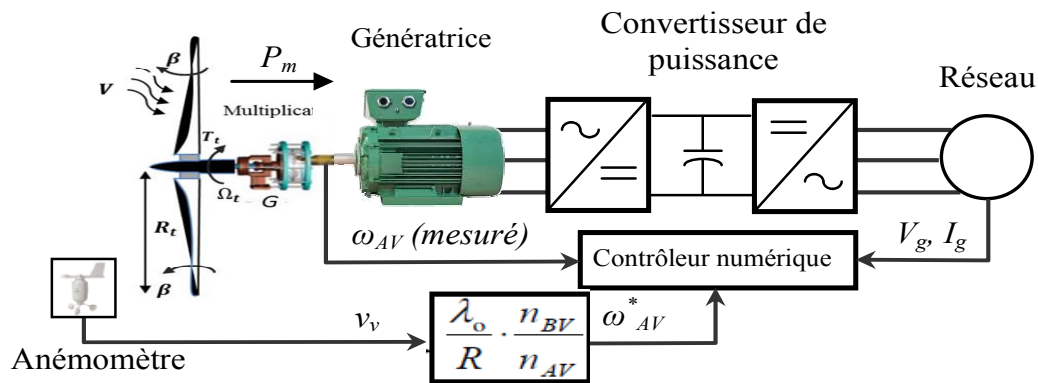
La vitesse du vent est mesurée en temps réel par un anémomètre et, selon la courbe fournie par le constructeur, la référence de puissance  $P_m$  est générée et envoyée au système de contrôle du générateur, qui compare la référence de puissance à la puissance mesurée du générateur pour produire les signaux de commande pour les convertisseurs buck-to-buck. En contrôlant les convertisseurs de puissance, la puissance mécanique du générateur sera égale à sa référence constante, à laquelle une puissance maximale est atteinte. Les pertes d'énergie dans le multiplicateur et la chaîne cinématique ne sont pas prises en compte dans cette analyse et par conséquent la puissance mécanique du générateur est égale à la puissance mécanique produite par la turbine.



**Figure III.9:** Schéma MPPT avec caractéristique de vitesse de puissance [26].

### b) MPPT basé sur le ratio de vitesse optimal de la pale

Dans cette méthode, la puissance maximale de l'éolienne est obtenue en maintenant le ratio de vitesse à l'extrémité de la pale  $\lambda$  à sa valeur idéale  $\lambda_0$ . Le principe de fonctionnement de technique MPPT avec un ratio de vitesse optimal à l'extrémité de la pale est illustré à la figure III.10 [26], dans lequel la vitesse du vent  $v_v$  est mesurée et utilisée pour calculer la vitesse de référence  $\omega_{AV}^*$  de générateur en fonction du ratio optimal  $\lambda_0$  et du ratio de vitesse de la turbine  $n_{BV}/n_{AV}$ . La vitesse du générateur est contrôlée par des convertisseurs de puissance et sera égale à sa référence en régime permanent, dans laquelle le MPPT est atteint.



**Figure III.10:** Schéma MPPT basé sur le ratio de vitesse optimal de la pale [26].

### c) MPPT basé sur le contrôle de couple idéal

La puissance maximale peut également être atteinte avec le contrôle du couple idéal selon (III.2.7), où l'on se rend compte que les points auxquels le couple mécanique de la turbine est maximal sont situés dans une courbe quadratique de  $\omega_T$ . Pour un rapport de transmission donné et sans tenir compte des pertes d'énergie mécanique dans le multiplicateur et le train d'entraînement, le couple  $T_T$  et la vitesse  $\omega_T$  de la turbine peut être directement converti en couple et vitesse sur l'arbre à grande vitesse,  $T_{AV}$  et  $\omega_{AV}$  respectivement.

Ainsi, quelle que soit la vitesse du vent et en contrôlant le couple du générateur en fonction du carré de la vitesse  $\omega_{AV}$ , amènera le système au couple maximal le plus proche, amènera le système au couple maximal le plus proche, c'est-à-dire lorsque le couple du générateur est égal au couple produit par la turbine sur l'arbre à grande vitesse et que la vitesse et le couple se stabilisent au point de puissance maximale. Le principe de fonctionnement du système MPPT avec un couple optimal est illustré à la figure III.11 [26] dans lequel la vitesse  $\omega_{AV}$  est mesurée et utilisée pour calculer le couple de référence  $T_{em}^*$  de générateur.

Le coefficient du couple optimal  $K_O$  peut être calculé en fonction des paramètres nominaux du générateur. Par une commande appropriée du convertisseur côté rotor, le couple du générateur  $T_{em}$  sera égal à sa référence constante, et le MPPT est atteint. Il n'est pas nécessaire d'utiliser le capteur de vitesse du vent dans ce schéma, ce qui est un avantage en raison de la nature stochastique du vent.

Dans le cas du SCEE basé sur le GADA, les schémas MPPT basés sur la caractéristique vitesse-puissance de la turbine et le ratio de vitesse de pale optimal ne sont pas pratiques, car ils nécessitent l'anémomètre ou plusieurs points de la courbe de puissance de la turbine, en plus d'une boucle de contrôle de vitesse supplémentaire dans



le cas de MPPT avec  $\lambda_0$ ; ce qui rend le MPPT basé sur le contrôle de couple optimal l'option la plus avantageuse puisqu'il ne nécessite pas l'anémomètre et que le couple peut être directement contrôlé par le courant d'axe en quadrature du rotor, comme on le verra ci-dessous.

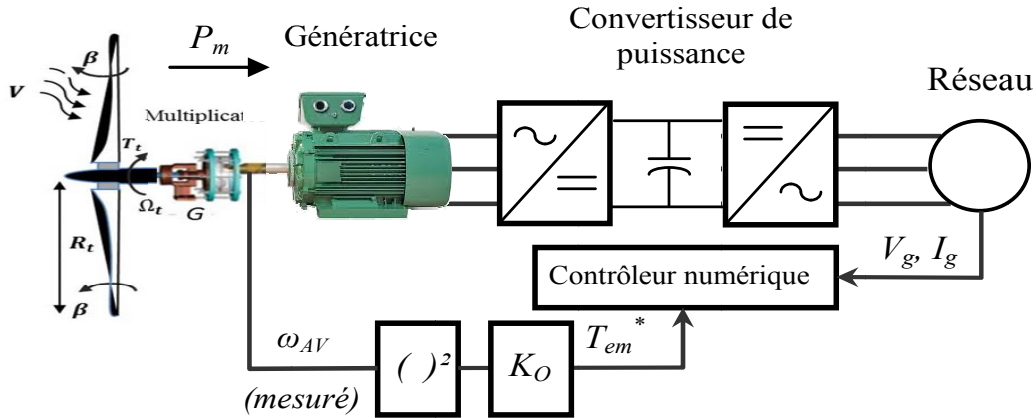


Figure III.11: Schéma MPPT basé le contrôle de couple idéal [26].

### III.4 Modèle du système électrique

De toutes les configurations possibles de système de production pour les éoliennes, La génératrice à double alimentation est la plus utilisé pour la puissance supérieure à 1 MW [1]. Dans la figure III.12, le diagramme d'un SCEE basé sur GADA est présenté.

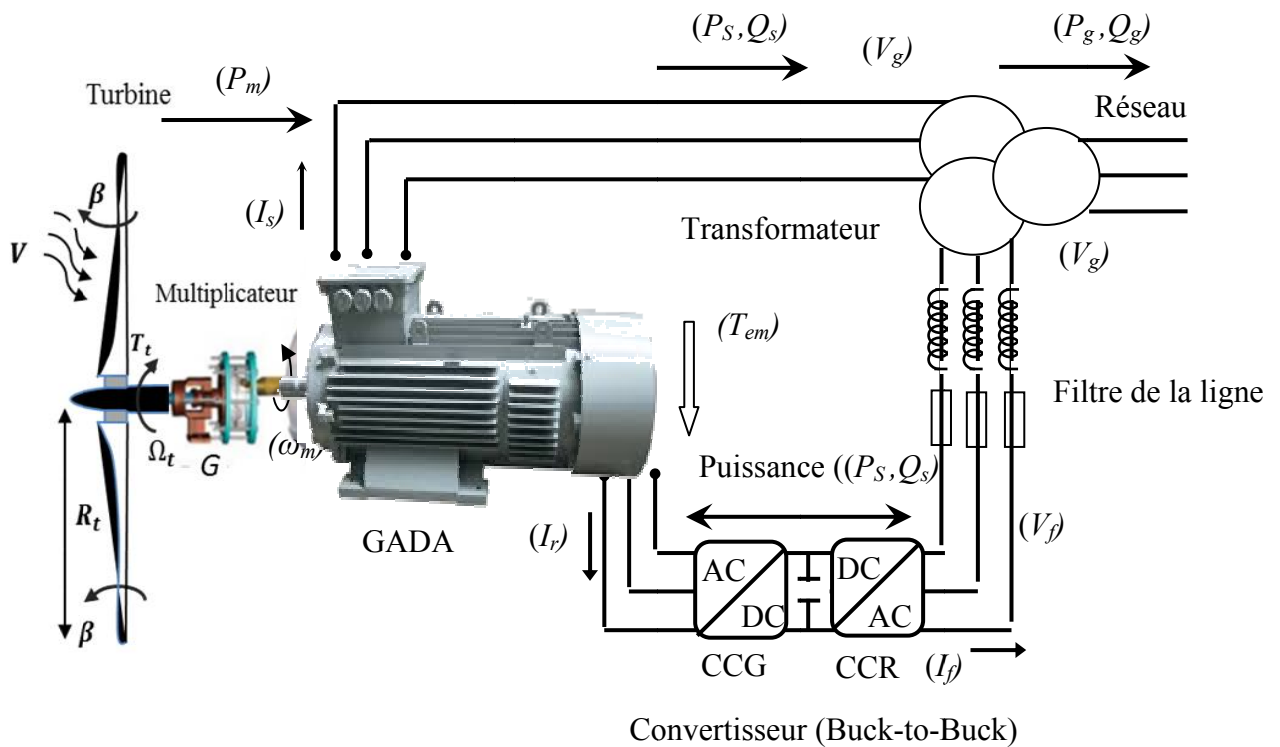


Figure III.12: Schéma appliqué de GADA à une production d'énergie éolienne

Ce système est équipé d'un contrôle d'angle de pas « pitch control », les pales d'éoliennes sont mis en rotation à un angle  $\beta$  pour l'extraction de la puissance maximale ou d'assurer la puissance nominale, comme le montre la section III.2.7. L'arbre de la turbine est relié au GADA au moyen d'un multiplicateur afin de permettre au générateur de fonctionner à des vitesses plus élevées. Le GADA est une machine à induction dans laquelle les enroulements du stator sont connectés au réseau directement ou par l'intermédiaire d'un transformateur, et les enroulements du rotor sont reliés à un convertisseur back to back au moyen de bagues collectrices. Ainsi, la puissance mécanique  $P_m$  captée par la turbine est convertie en énergie électrique par la machine, et les puissances actives  $P_s$  et réactives  $Q_s$  sont délivrées au réseau par le stator; tandis que les puissances rotoriques  $P_r$  et  $Q_r$  sont consommés ou livrés par le système de convertisseur back to back, en fonction du mode de fonctionnement. Le système back-to-back est constitué de deux convertisseurs de source de tension: le convertisseur côté réseau (CCR), dans lequel la lettre G désigne la grille de mots anglais et le convertisseur côté rotor (CCG). En fonction du mode de fonctionnement de la machine (hypo-synchrone ou hyper-synchrone), un convertisseur fonctionne comme redresseur et l'autre comme onduleur. Les convertisseurs sont interconnectés par une liaison DC pour le stockage d'énergie et la réduction de l'ondulation de tension.

Le CCR est connecté au réseau via un filtre de la ligne RL pour réduire l'injection d'harmoniques [19].

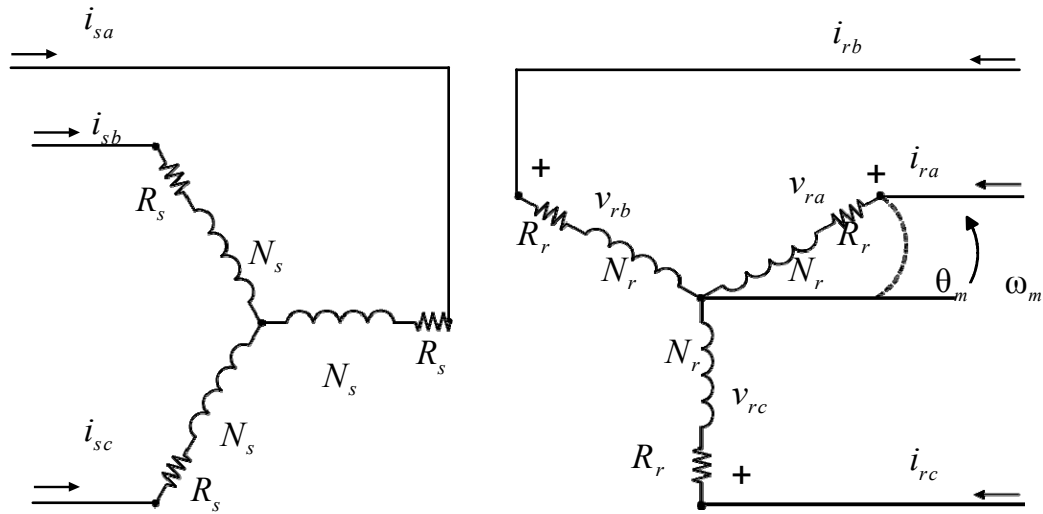
### III.4.1 Modèle électrique de la génératrice a double alimentation

Cette section est consacrée à la présentation du modèle électrique de la machine à induction à rotor bobiné, sur laquelle repose le GADA. Tout au long cette section, la notation suivante est utilisée:  $\lambda$ ,  $i$ ,  $v$ ,  $\omega$ ,  $\theta$  représentent le flux magnétique, le courant électrique, la tension électrique, la fréquence et la position angulaire, respectivement.  $R$ ,  $L$  et  $C$  représentent la résistance, l'inductance et la capacité, respectivement. Les indices  $s$ ,  $r$ ,  $m$ ,  $f$ ,  $g$ ,  $CC$  se réfèrent respectivement au stator, au rotor, à la mécanique, au filtre de la ligne, au réseau et aux quantités continues.

#### a) Modèle de référence stationnaire

La figure III.13 montre le schéma d'une machine à induction triphasée symétrique en étoile (Y). Les enroulements de stator sont identiques et séparés de 120 degrés l'une de l'autre, avec des nombres des spires  $N_s$  et la résistance  $R_s$ . Le rotor tourne avec une vitesse  $\omega_m$  générant un déplacement angulaire  $\theta_m$  par rapport à la phase  $a$  du stator. Les

enroulements du rotor sont également considérés comme identiques et séparés les uns des autres, avec  $N_r$  nombres des spires et la résistance  $R_r$ .



**Figure III.13:** Modèle électrique du GADA

Sans tenir compte des effets non linéaires du comportement de saturation, magnétique, la machine est décrite par:

$$v_{sabc} = R_s i_{sabc} + \frac{d}{dt} \lambda_{sabc} \tag{III.9}$$

$$v_{rabc} = R_r i_{rabc} + \frac{d}{dt} \lambda_{rabc} \tag{III.10}$$

Pour le stator et le rotor, respectivement. Les signaux de rotor peuvent être appelés du côté du stator à l'aide du rapport de transformation approprié

$$X'_r = \frac{N_r}{N_s} X_r, \tag{III.11}$$

$r$  représente une quantité de rotor (tension, courant ou flux) renvoyé au stator.

Par souci de simplicité, ce travail considérera une machine dont le nombre de spires des enroulements du stator est égal au nombre de spires des enroulements du rotor.

La vitesse électrique du rotor est donnée par

$$\omega_r = P \omega_m, \tag{III.12}$$

avec

$P$  est le nombre de paires de pôles de la machine. Par conséquent, le déplacement angulaire  $\theta_r$  est donné par

$$\theta_r = P \theta_m, \tag{III.13}$$

Les flux du stator et du rotor sont obtenus en fonction des courants du rotor et du stator, exprimés par

$$\begin{bmatrix} \lambda_{sabc} \\ \lambda_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{sabc} & L_{sr,abc} \\ (L_{sr,abc})^T & L_{rabc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sabc} \\ i_{rabc} \end{bmatrix} \quad \text{III.14}$$

où  $L_{sabc}$ ,  $L_{rabc}$  et  $L_{sr,abc}$  sont définis comme:

$$L_{sabc} = \begin{bmatrix} L_s + M_{sr} & -\frac{1}{2}M_{sr} & -\frac{1}{2}M_{sr} \\ -\frac{1}{2}M_{sr} & L_s + M_{sr} & -\frac{1}{2}M_{sr} \\ -\frac{1}{2}M_{sr} & -\frac{1}{2}M_{sr} & L_s + M_{sr} \end{bmatrix}, \quad L_{rabc} = \begin{bmatrix} L_r + M_{sr} & -\frac{1}{2}M_{sr} & -\frac{1}{2}M_{sr} \\ -\frac{1}{2}M_{sr} & L_r + M_{sr} & -\frac{1}{2}M_{sr} \\ -\frac{1}{2}M_{sr} & -\frac{1}{2}M_{sr} & L_r + M_{sr} \end{bmatrix}$$

$$L_{sr,abc} = M_{sr} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r) & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r) \end{bmatrix},$$

où  $L_s$  et  $L_r$  représentent les inductances propres du stator et du rotor, et  $M_{sr}$  représente l'inductance mutuelle entre le stator et les bobines du rotor.

Le couple électromagnétique produit par cette machine est donné par

$$T_{em} = P \cdot i_{sabc}^T \left[ \frac{dL_{sr,abc}}{d\theta_r} \right] i_{rabc} \quad \text{III.15}$$

### b) Modèle dans le référentiel tournant

Les inductances  $L_{sr,abc}$  de la machine sont en fonction de la vitesse du rotor  $\omega_r$ , ce qui rend variant dans le temps les coefficients d'équations différentielles (III.9) et (III.10), qui décrit le comportement dynamique de la machine. Il est nécessaire de changer les variables pour réduire la complexité de ces équations différentielles. La transformée Park est largement utilisée dans l'analyse des machines électriques car elle élimine toutes les inductances variant dans le temps en référant aux variables statorique et du rotorique à une nouvelle référence générique qui tourne à une vitesse  $\omega_a$ , décrivant la nouvelle variable en termes de composant l'axe direct  $d$ , un composant en quadrature d'axe  $q$  et une composante homopolaire  $o$ .

La transformée de Park pour le circuit de stator est constitué par

$$x_{sabc} = \overline{P}_s x_{sdqo}^a \quad \text{III.16}$$

et au circuit du rotor par

$$x_{rabc} = \overline{P}_r x_{rdqo}^a \quad \text{III.17}$$

où  $x_{sabc}$  et  $x_{rabc}$  sont des quantités triphasées du stator et du rotor, respectivement, tandis que  $x_{sdq}^a$  et  $x_{rdq}^a$  sont les grandeurs transformé en une référence rotative  $a$ , et les matrices de transformation utilisées dans ce travail sont:

$$\overline{P}_s = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_a) & -\sin(\delta_a) \\ \sqrt{\frac{2}{3}} \left[ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_a - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\delta_a - \frac{2\pi}{3}) \right] \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_a + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\delta_a + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

$$\overline{P}_r = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_a - \theta_r) & -\sin(\delta_a - \theta_r) \\ \sqrt{\frac{2}{3}} \left[ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_a - \theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\delta_a - \theta_r - \frac{2\pi}{3}) \right] \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_a - \theta_r + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\delta_a - \theta_r + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

En appliquant la transformation de Park dans (1.9), (1.10), (1.14) et (1.15), nous avons

$$v_{sdq}^a = R_s i_{sdq}^a + \frac{d\lambda_{sdq}^a}{dt} + \omega_a \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \lambda_{sdq}^a \quad \text{III.18}$$

$$v_{rdq}^a = R_r i_{rdq}^a + \frac{d\lambda_{rdq}^a}{dt} + (\omega_a - \omega_r) \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \lambda_{sdq}^a \quad \text{III.19}$$

$$\lambda_{sdq}^a = L_{sdq} i_{sdq}^a + L_m i_{rdq}^a \quad \text{III.20}$$

$$\lambda_{rdq}^a = L_{rdq} i_{rdq}^a + L_m i_{sdq}^a \quad \text{III.21}$$

$$T_{em} = PL_m (i_{sq}^a i_{rd}^a + i_{sd}^a i_{rq}^a) \quad \text{III.22}$$

D'où

$$v_{sdq}^a = \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} i_{sdq}^a = \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} \lambda_{rdq}^a = \begin{bmatrix} \lambda_{sd} \\ \lambda_{sq} \end{bmatrix},$$

$$L_{sdq} = L_{sabc} + L_m, L_{rdq} = L_{rabc} + L_m, L_m = \frac{3}{2} M_{sr}$$

où  $L_m$  est l'inductance de magnétisation.

Les composants homopolaires ont été ignorés dans les équations, car ils ne créent pas d'induction dans l'entrefer de la machine et donc ne donne pas lieu à un couple électromagnétique [15, 18].

### III.4.2 Concept de glissement

La tension induite dans le rotor dépend de la relation entre la vitesse angulaire synchrone  $\omega_s$  et la vitesse angulaire électrique du rotor  $\omega_r$ . En fait, la fréquence des tensions et des courants induits dans le rotor  $\omega_{sr}$  est donné par

$$\omega_{sr} = \omega_s - \omega_r \quad \text{III.23}$$

Le terme couramment utilisé pour définir la relation entre la vitesse angulaire synchrone et la fréquence angulaire du rotor est le glissement  $s$ , donné par

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad \text{III.24}$$

En fonction du signal de glissement, il est possible de distinguer trois différents modes de fonctionnement de la machine:

$$\omega_r < \omega_s \Rightarrow \omega_{sr} > 0 \Rightarrow s > 0 \quad : \text{mode hypo - synchrone.}$$

$$\omega_r > \omega_s \Rightarrow \omega_{sr} < 0 \Rightarrow s < 0 \quad : \text{mode hyper - synchrone,}$$

$$\omega_r = \omega_s \Rightarrow \omega_{sr} = 0 \Rightarrow s = 0 \quad : \text{mode synchrone,}$$

Avec le glissement, il est possible de rapprocher relation entre la puissance mécanique  $P_m$ , la puissance  $P_s$  du stator et la puissance du rotor  $P_r$ , donnée par:

$$P_r \cong -sP_s \quad \text{III.25}$$

$$P_m \cong P_s - sP_s = (1 - s)P_s \quad \text{III.26}$$

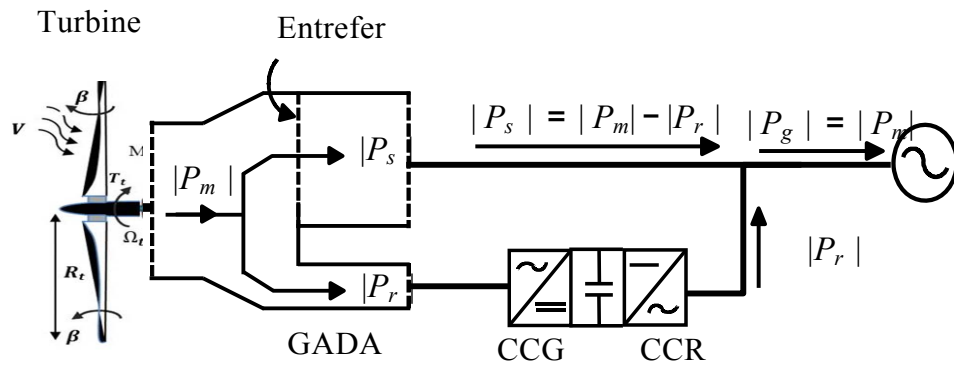
### III.4.3 Modes de fonctionnement

En fonction de la vitesse du rotor et donc du glissement, il existe trois modes de fonctionnement dans une SCEE basée sur le DFIG [1]:

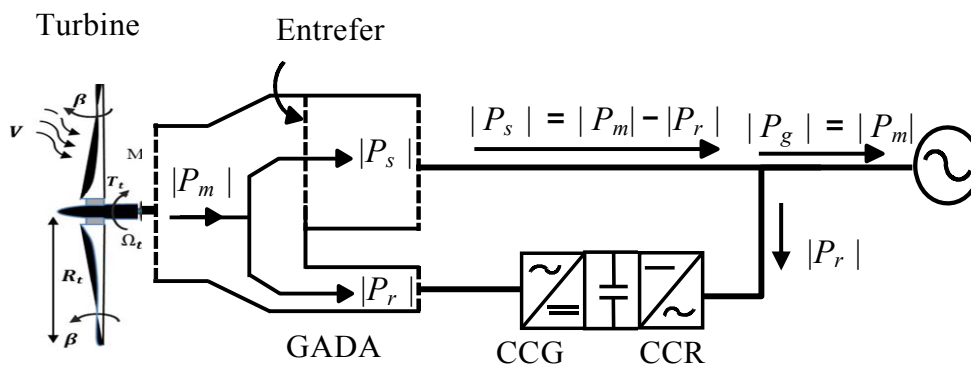
1. Mode hyper-synchrone, dans lequel le générateur fonctionne au-dessus de la vitesse synchrone  $\omega_s$ .
2. Mode hypo-synchrone, dans lequel le générateur fonctionne en dessous de la vitesse synchrone  $\omega_s$ .
3. Mode synchrone, dans lequel le générateur fonctionne à la vitesse synchrone et le glissement est nul.

Le flux de puissance dans le SCEE basé sur la GADA est illustré à la figure III.14. Le filtre d'harmonique de la ligne dans le circuit rotor et le transformateur côté réseau sont négligés pour simplification. Selon le glissement s'il est positif ou négatif, le circuit rotor peut recevoir ou délivrer de la puissance. Le glissement est négatif dans le mode hyper-synchrone, et positif dans le mode de hypo-synchrone. Dans le mode de fonctionnement hyper-synchrone, la puissance mécanique  $P_m$  de la turbine est fournie au réseau au moyen des circuits du stator et du rotor. La puissance du rotor  $P_r$  est transférée au réseau via les convertisseurs dos à dos (CCR et CCG), tandis que la puissance du stator  $P_s$  est directement transmise au réseau.

En ignorant les pertes dans le générateur et le convertisseur, la puissance délivrée au réseau  $P_g$  est égal à la puissance mécanique  $P_m$ , comme le montre la figure III.14(a).



(a) Mode hyper-ynchrone



(b) Mode hypo-ynchrone

**Figure III.14:** Flux de puissance dans la SCEE basée sur le GADA [1].

Dans le mode de fonctionnement hypo-synchrone, illustré à la figure III.14 (b), le rotor reçoit de l'énergie du circuit du stator. Ainsi, à la fois les puissances mécaniques  $P_m$  et la puissance rotorique  $P_r$  sont délivrées au réseau par le stator.

Bien que la puissance du stator  $P_s$  soit la somme de  $P_m$  et  $P_r$ , elle n'excédera pas sa puissance nominale maximale, puisque dans le mode hypo-synchrone, la puissance mécanique  $P_m$  dans l'axe du générateur est plus petite que dans le mode hyper-synchrone.

Comme dans le cas précédent, sans tenir compte des pertes, la puissance totale fournit au réseau de  $P_g$  est égale à la puissance mécanique  $P_m$ .

Comme dans le cas précédent, sans tenir compte des pertes, la puissance totale fournit au réseau de  $P_g$  est égale à la puissance mécanique  $P_m$ .

Comme la GADA génère moins de puissance lorsqu'il fonctionne en mode de hypo-synchrone, la puissance nominale pour les convertisseurs est déterminée par le glissement nominal ou maximal du générateur en mode hyper-synchrone, où les convertisseurs ont une puissance de rotor plus élevée.

Le glissement maximal de la GADA pendant les transitoires causés par les rafales de vent est de 0,3 et la puissance traitée par les convertisseurs est d'au plus 30% de la puissance maximale du stator.

### III.5 Modèle des convertisseurs

#### III.5.1 Modèle de convertisseur Back-to-back

Le schéma de convertisseur de puissance back-to-back, illustré à la figure III.15, est composé du convertisseur côté réseau (CCR) et du convertisseur côté rotor (CCG), connecté au moyen d'un bus DC (condensateur).

Cette configuration de convertisseurs qui permettent efficacement aux SCEE de fonctionner en mode à vitesse variable, car en plus de permettre le contrôle de la vitesse de la génératrice fournissent également un chemin d'accès bidirectionnel de puissance.

En effet, dans les SCEE à base de GADA, le CCG permet le contrôle de la puissance active et réactive délivrée au réseau par le générateur; et le CCR permet la commande de tension sur le bus CC et fournit un chemin pour la puissance du rotor. Le CCR est connecté au réseau par l'intermédiaire d'un filtre de la ligne, dont la fonction est d'éliminer les harmoniques introduites par le convertisseur à découpage. Le CCG est directement relié au rotor de la machine, étant donné que les enroulements du rotor forment déjà un filtre. Cependant, des filtres supplémentaires peuvent être utilisés dans le circuit du rotor.

Les convertisseurs CCG et CCR sont généralement basés sur une topologie appelée convertisseur à deux niveaux. Cette topologie est constituée d'interrupteurs commandés par 6 signaux  $S_a$ ,  $S_b$ ,  $S_c$ ,  $S_{0A}$ ,  $S_{0B}$  et  $S_{0C}$ . L'ouverture et la fermeture dynamiques de ces commutateurs sont commandées par une modulation PWM (Pulse Width Modulation), qui permet d'obtenir des tensions triphasées d'amplitude et de fréquence contrôlables à la sortie du convertisseur.

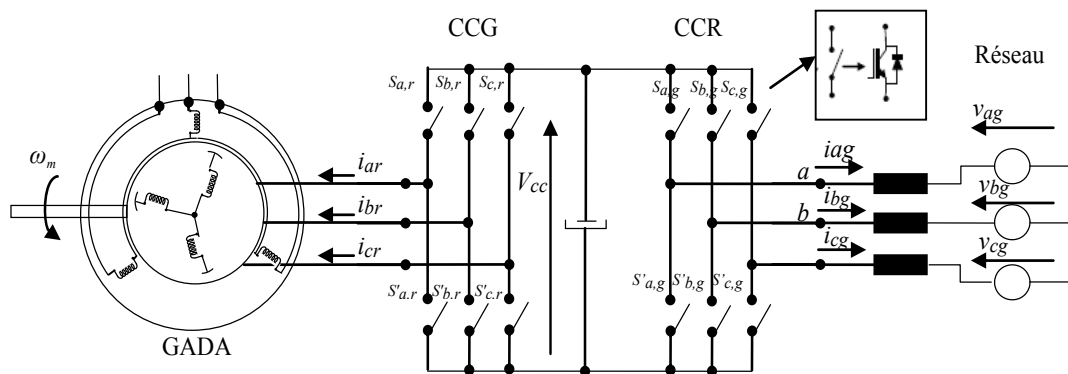


Figure III.15: Schéma du convertisseur back-to-back [26].



Le convertisseur à deux niveaux, illustré à la figure III.15, est modélisé avec des commutateurs qui permettent la circulation du courant dans les deux sens. Sa fonction est de convertir la tension et le courant du courant continu en courant alternatif, tandis que l'échange d'énergie peut s'effectuer dans les deux sens: du côté alternatif au côté continu (mode redresseur) et du courant continu au courant alternatif (mode onduleur).

La fonction principale est réalisée par un semi-conducteur commandé par une diode antiparallèle pour permettre la circulation du courant dans les deux sens. Le semi-conducteur commandé utilisé est un transistor bipolaire à grille isolée (IGBT). Pour des raisons de simplification et de modélisation, les indices g et r, qui se réfèrent au réseau et au générateur, puisque le CCR et le CCG sont les mêmes.

La commande des interrupteurs se fait à travers des moyens des signaux  $S_a, S_b, S_c$ , puisque les autres interrupteurs  $S'_a, S'_b, S'_c$  sont le complément logique du premier, ce qui entraîne la condition que, dans une branche de convertisseur il est impossible de réaliser les deux commutations à la fois. Différentes tensions de sortie peuvent être distinguées dans un convertisseur. Par exemple, les tensions référencées au point 0 peuvent être écrites comme

$$v_{jo} = V_{cc}S_j$$

Dans laquelle  $S_j \in \{1, 0\}$  et  $j = a; b; c$ . Par conséquent, en fonction de la valeur de  $S_j$ , chaque phase du convertisseur peut prendre deux niveaux de tension:  $V_{cc}$  et  $0V$ . Par conséquent, ce convertisseur est appelé un convertisseur à deux niveaux. D'autre part, les tensions référencées au point  $n$  peuvent être écrites en fonction des interrupteurs  $S_a, S_b, S_c$  comme suit:

$$v_{an} = \frac{V_{cc}}{3}(2S_a - S_b - S_c)$$

$$v_{bn} = \frac{V_{cc}}{3}(2S_b - S_a - S_c)$$

$$v_{cn} = \frac{V_{cc}}{3}(2S_c - S_a - S_b)$$

III.27

Dans le tableau est présenté un tableau récapitulatif des 8 combinaisons possibles de  $S_a, S_b, S_c$  et des tensions de sorties référencées au point n.

- **Représentation dans l'espace vectoriel**

À des fins de contrôle et de modulation, est de représenter les tensions de sortie du convertisseur par des vecteurs. Pour cela, on utilise la transformation de Clarke, également connue sous le nom de transformé  $\alpha\beta$ [26].

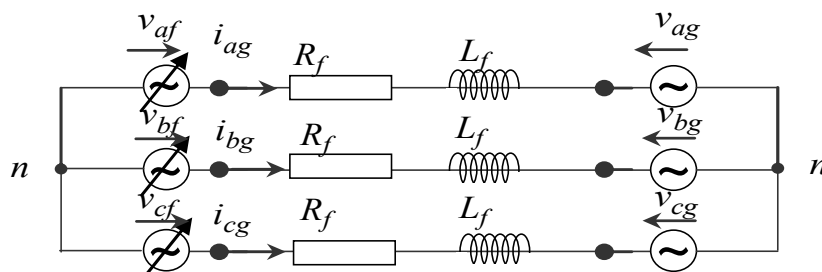
**Tableau III.1:** Tensions de sortie du convertisseur de puissance.

$S_a$	$S_b$	$S_c$	$V_{an}$	$V_{bn}$	$V_{cn}$	$V_{s\alpha}$	$V_{s\beta}$
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1	$\frac{2V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{2V_{cc}}{3}$	0
0	1	0	$\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{2V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{\sqrt{3}}$
0	1	1	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{2V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{\sqrt{3}}$
1	0	0	$-\frac{2V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{2V_{cc}}{3}$	0
1	0	1	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{2V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{\sqrt{3}}$
1	1	0	$\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{2V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{3}$	$\frac{V_{cc}}{3}$	$-\frac{V_{cc}}{\sqrt{3}}$
1	1	1	0	0	0	0	0

Cette transformation est équivalente à la transformation  $dq$  quand  $\delta_g = 0$ , à la différence que dans ce cas les constantes  $\sqrt{2/3}$  et  $1/\sqrt{2}$  qui font que la transformation de puissance invariante, est remplacées par  $2/3$  et  $1/2$ , respectivement, qui rend la transformation d'amplitude invariante.

### III.5.2 Modèle de filtre de la ligne

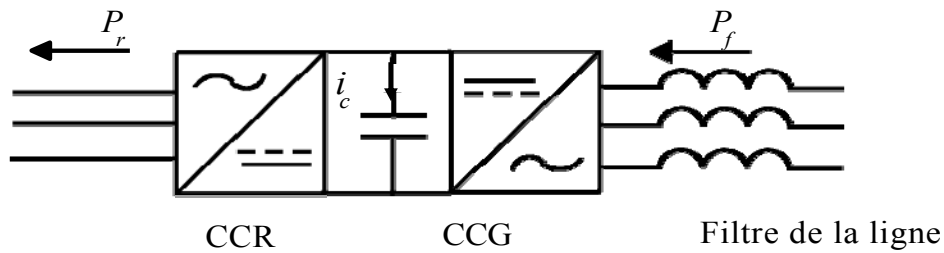
La fonction principale du filtre de réseau est d'atténuer les harmoniques injectées dans le réseau, qui sont introduites par le convertisseur. [1], Une solution simple et fiable consiste à utiliser un filtre inductif où le modèle a été cité au chapitre 1.

**Figure III.16:** Modèle de filtre de la ligne [26].

### III.5.3 Modèle de bus DC

Le bus DC fournit une interconnexion entre les convertisseurs de tension, formant le schéma back-to-back. Les principales fonctions du condensateur sont de

filtrer la tension de sortie du redresseur; et permettre le passage du courant d'un convertisseur à l'autre [1]. La figure III.17 montre un schéma simplifié du bus DC en assemblage avec les convertisseurs de puissance.



**Figure III.17:** Bus DC entre les convertisseurs [26].

L'énergie stockée  $E_c$  dans le condensateur est donnée par

$$E_c = \frac{1}{2} C V_{cc}^2 \quad \text{III.28}$$

où  $V_{cc}$  est la tension sur le bus continue « DC ». Sans tenir compte des pertes de commutation dans les convertisseurs, et en supposant que la puissance passe du CCR au CCG, la puissance dans le condensateur peut être écrite comme

$$\frac{dE_c}{dt} = C V_{cc}^2 \frac{dV_{cc}}{dt} = P_f - P_r \quad \text{III.29}$$

où  $P_f$  est la puissance délivrée au filtre de réseau.

Par conséquent, le courant dans le condensateur  $i_c$ , utilisé pour contrôler la tension  $V_{cc}$  est donnée par

$$i_c = C \frac{dV_{cc}}{dt} = \frac{P_f - P_r}{V_{cc}} \quad \text{III.30}$$

### III.6 Caractéristique couple-vitesse d'une éolienne

La caractéristique couple-vitesse d'une éolienne est obtenue au moyen d'essais expérimentaux fournis par le constructeur de la turbine avec les courbes de puissance. Cependant, la même expression analytique dans (1.4) proposée par [29] peut être utilisée pour obtenir une approximation de la vitesse de couple caractéristique d'une turbine spécifique. En remplaçant (III.6) et (III.2) par (III.1), on obtient

$$T_T = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_v^3 C_T(\lambda, \beta) \quad \text{III.31}$$

où  $C_T$  est appelé le coefficient de couple, qui est exprimé par

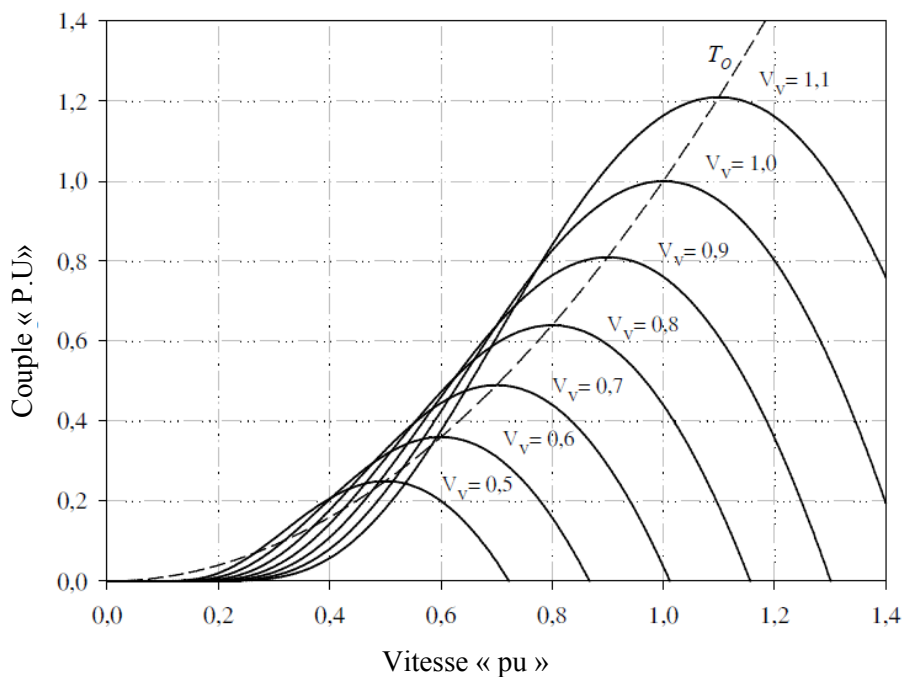
$$C_T(\lambda, \beta) = \frac{C_P(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad \text{III.32}$$

Le couple de la turbine  $T_T$  est une fonction de la vitesse du vent  $v_v$ ,  $\beta$  l'angle de *pitch* et de rapport de vitesse à la pointe de la pale  $\lambda$ , qui définit l'expression de couple

en fonction de la vitesse de la turbine. La figure III.18 présente des courbes caractéristiques couple-vitesse pour plusieurs vitesses de vent. La ligne pointillée représente la courbe de couple pour la stratégie MPPT avec un couple  $T_0$  optimal selon (III.2.7).

### ❖ Modèle de Multiplicateur

Un modèle de paramètres focalisés sur deux masses est une solution fiable pour former le modèle d'une éolienne, qui est conçu pour représenter la dynamique et la fréquence de résonance fondamentale du train d'entraînement [15,26].



**Figure III.18:** Couple-vitesse caractéristique pour différentes vitesses de vent [29].

Le diagramme représentatif du modèle à deux masses est présenté à la figure III.19. Dans ce modèle, la première inertie  $J_T$  est l'inertie totale de la turbine, l'arbre à basse vitesse et une partie de multiplicateur.

La deuxième inertie  $J_G$  consiste en une combinaison des masses du générateur, de l'arbre à grande vitesse et d'une partie de la boîte de vitesses. Les deux masses sont reliées au moyen d'un ressort, qui représente principalement la rigidité  $K_S$  de l'arbre d'entraînement et de la boîte de vitesses. Les coefficients de frottement dans les axes de la turbine et du générateur sont représentés respectivement par  $D_T$  et  $D_G$ , qui modélisent les pertes par frottement dans le mouvement.

Les équations dynamiques qui représentent le système de deux masses de rotation et la boîte de vitesses idéale sont données par:

$$J_T \frac{d\omega_T}{dt} = T_T - D_T \omega_T - K_S (\theta_T - \theta_{BV}) \quad \text{III.33}$$

$$J_G \frac{d\omega_{AV}}{dt} = T_{AV} - D_G \omega_{AV} - T_{em} \quad \text{III.34}$$

$$\frac{T_{AV}}{n_{BV}} = \frac{T_{AV}}{n_{AV}} \quad \text{III.35}$$

où  $\omega_T$  est la vitesse angulaire de la turbine,  $\omega_{AV}$  est la vitesse angulaire dans le générateur (arbre à grande vitesse),  $n_{BV} = n_{AV}$  est le rapport d'engrenage de multiplicateur,  $T_{BV}$  et  $T_{AV}$  sont les couples dans les axes à basse et à haute vitesse et  $\theta_T$  et  $\theta_{BV}$  sont les déplacements angulaires dans l'axe de la turbine à basse vitesse, respectivement [30].

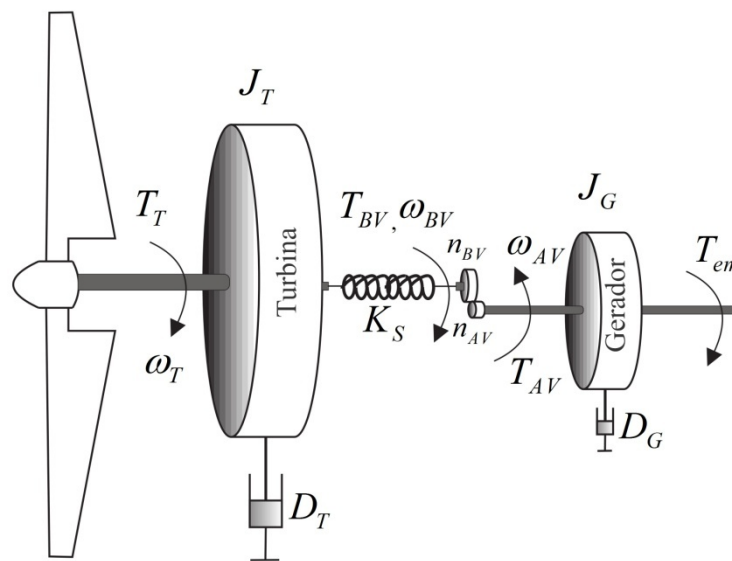


Figure III.19: modèle de train d'entraînement [29].

### III.7 Contrôle de la génératrice à double alimentation

Le contrôle joue un rôle très important dans les machines électriques d'entraînement et, par conséquent, dans la technologie de l'énergie éolienne. Contrôler la GADA quand il génère de l'énergie dans un système de conversion d'énergie éolienne est nécessaire et inévitable.

Le contrôle du SCEE vise à maintenir les valeurs du générateur à leurs valeurs optimales, telles que le couple, la puissance active, la puissance réactive et même les quantités liées au côté réseau, telles que la puissance réactive et la tension du bus DC, afin de maintenir la génération d'énergies aussi efficacement que possible. De cette manière, la commande, simultanément avec la modulation, est responsable de la génération des impulsions qui commandent le convertisseur back-to-back en fonction des tensions de référence. Cette partie démontre l'application de la technique classique ainsi que la

technique proposée à la SCEE basée sur la GADA. La performance des deux techniques est comparée par simulation.

### III.7.1 Contrôle en boucles du convertisseur

#### a) Contrôle du côté rotor « CCG »

Le contrôle de la GADA est très similaire au contrôle classique de la machine à induction à rotor à cage. Cette machine est généralement contrôlée dans la référence synchrone du flux du rotor, c'est-à-dire avec l'axe  $d$  de la transformée de Park en ligne avec le vecteur de flux de rotor.

Par conséquent, le courant d'axe direct dans le stator de la machine est proportionnel au flux et le courant de l'axe en quadrature est proportionnel au couple, ce qui permet un contrôle découplé de la vitesse de la machine et du courant d'excitation.

De même, dans le contrôle de la GADA, les composantes de l'axe direct et de l'axe en quadrature sont contrôlées, cependant, au lieu d'être des courants statorique, cette machine est commandée par des courants rotoriques.

La GADA diffère de la machine de rotor à cage essentiellement parce que le rotor n'a pas en court-circuit, contrairement, il rend les bornes de rotor disponibles l'intermédiaire des bornes à bagues collectrices.

Cette caractéristique rend pratique pour la production éolienne à base de GADA, comme son stator est directement relié au réseau et les bornes du rotor sont utilisées pour contrôler les grandeurs de la machine.

Les équations générales de la GADA dans (III.18) - (III.22) peuvent être simplifié en choisissant la référence alignée avec le vecteur de flux de stator, pour obtenir un contrôle découplé des puissances active et réactive dans le stator de la machine [1]. Par conséquent, en choisissant le vecteur de flux du stator comme référence, le vecteur  $\lambda_{sdq}$  devient

$$\lambda_{sdq} = \begin{bmatrix} \lambda_{sd} \\ 0 \end{bmatrix} \quad \text{III.36}$$

alors on peut réécrire (1.20) comme

$$\lambda_{sd} = \lambda_s = L_{sdq} i_{sd} + L_m i_{rd} \quad \text{III.37}$$

$$\lambda_{sq} = 0 = L_{sdq} i_{sq} + L_m i_{rq}$$

En utilisant les équations (1.35) et (1.36), le rapport entre les courants du rotor et le stator de la machine est obtenu sous forme

$$i_{sd} = \frac{\lambda_s}{L_{sdq}} - \frac{L_m}{L_{sdq}} i_{rd} \quad \text{III.38}$$

$$i_{sq} = -\frac{L_m}{L_{sdq}} i_{rq} \quad \text{III.39}$$

A partir de (III.18), sans tenir compte de la légère diminution de la résistance du stator, le flux statorique  $\lambda_s$  est proportionnel à la tension en quadrature  $v_{sq}$  du stator en régime permanent, à savoir

$$\begin{aligned} v_{sd} &\approx 0, \\ v_{sd} &\approx \omega_s \lambda_s, \end{aligned} \quad \text{III.40}$$

où  $\omega_s$  est la vitesse de rotation synchrone du vecteur flux du stator, est qui représente aussi la vitesse angulaire du réseau électrique. Par conséquent, lorsque l'axe direct de la transformée de Park est aligné avec le vecteur flux de stator, la tension de stator s'aligne avec l'axe de quadrature. Les puissances du stator de la machine peuvent alors être écrites comme suit

$$P_s = v_{sq} i_{sq}, \quad \text{III.41}$$

$$Q_s = v_{sq} i_{sd}, \quad \text{III.42}$$

La combinaison de (III.40) et (III.41) avec (III.37), (III.38) et (III.39) donne:

$$P_s = \frac{L_m}{L_{sdq}} v_{sq} i_{rq}, \quad \text{III.43}$$

$$Q_s = v_{sq} \left( \frac{\lambda_s}{L_{sdq}} - \frac{L_m}{L_{sdq}} i_{rd} \right) = \frac{v_{sq}^2}{\omega_s L_{sdq}} - \frac{v_{sq} L_m}{L_{sdq}} i_{rd}, \quad \text{III.44}$$

Selon les équations (III.41) et (III.42), dans le flux du statorique de référence, les éléments actifs et réactifs dans le stator de la GADA sont découplés et peuvent être commandés au moyen des courants du rotor. À partir du courant d'axe direct, vous pouvez contrôler la puissance réactive et, à partir du courant d'axe en quadrature, vous pouvez contrôler la puissance active. Ensuite, en utilisant (III.42) et (III.43), les courants de référence peuvent être calculés à partir des puissances de référence. Cependant, les relations dans cette équation ne sont pas complètement exactes à cause des considérations, ce qui peut provoquer une erreur entre la puissance de référence et la puissance de sortie. Pour corriger cette erreur, un régulateur PI est ajouté pour garantir que la puissance produite est égale à la puissance de référence comme indiqué dans la Figure III.20, les équations indépendantes d'inexactitude ou d'incertitude dans les paramètres de la machine.

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \omega_{sr} \lambda_{rq} + \frac{d}{dt} \lambda_{rd} , \quad \text{III.45}$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \omega_{sr} \lambda_{rd} + \frac{d}{dt} \lambda_{rq} , \quad \text{III.46}$$

où  $\omega_{sr}$  est la vitesse de glissement. La relation entre les flux et les courants de rotor est

$$\lambda_{rd} = \left( L_{rdq} - \frac{L_m^2}{L_{sdq}} \right) i_{rd} + \frac{L_m}{L_{sdq}} \lambda_s , \quad \text{III.47}$$

$$\lambda_{rq} = \left( L_{rdq} - \frac{L_m^2}{L_{sdq}} \right) i_{rq} , \quad \text{III.48}$$

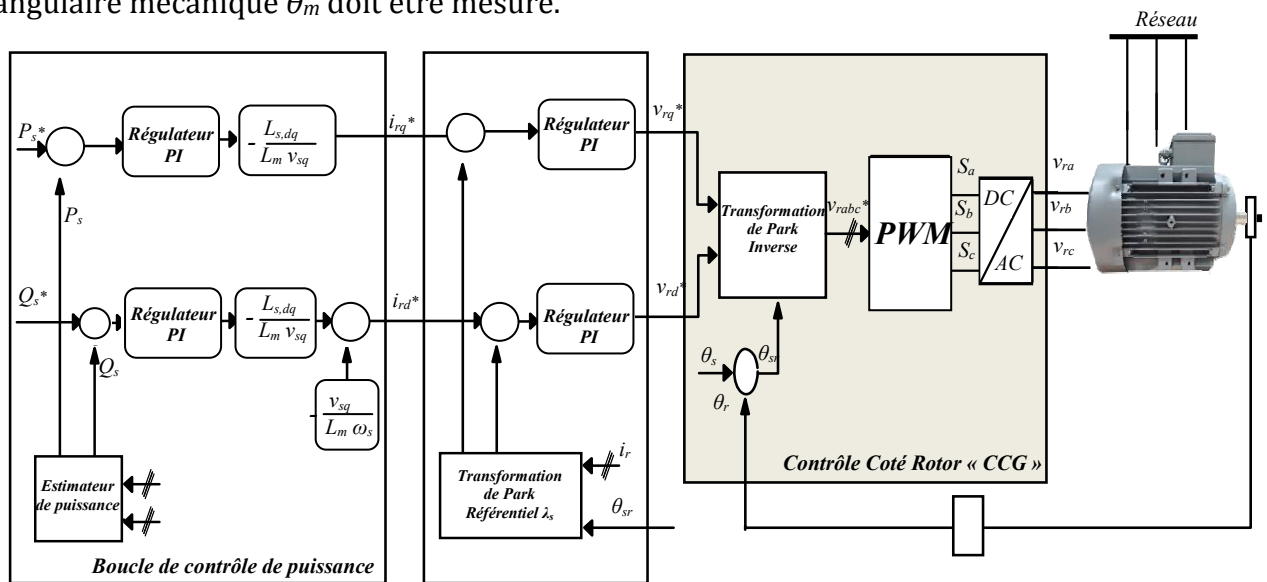
En combinant (III.45) avec (III.47) et (III.48), on trouve la relation entre les tensions et les courants du rotor dans le référentiel de flux statorique.

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_{rdq} \frac{d}{dt} i_{rd} - \omega_{sr} \sigma L_{rdq} i_{rq} + \frac{L_m}{L_{sdq}} \frac{d}{dt} \lambda_s , \quad \text{III.49}$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_{rdq} \frac{d}{dt} i_{rq} - \omega_{sr} \sigma L_{rdq} i_{rd} + \omega_{sr} \frac{L_m}{L_{sdq}} \lambda_s , \quad \text{III.50}$$

où  $\sigma$  est le coefficient de dispersion de la machine, donné par  $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_{sdq} L_{rdq}}$ .

Les tensions de référence sont calculées en référent au référentiel synchrone. Pour revenir au référentiel stationnaire, les tensions  $v_{rd}$  et  $v_{rq}$  doivent être transformées au moyen de la transformée de Park inverse. Cette transformation nécessite que l'on connaisse l'angle entre l'axe direct  $d$  et les phases du rotor  $\theta_r$ , et donc la position angulaire mécanique  $\theta_m$  doit être mesuré.



**Figure III.20:** Diagramme de contrôle du côté du rotor

Le système de contrôle du rotor est caractérisé par une cascade de contrôle représentée sur la Figure III.21, dans laquelle la modulation de largeur d'impulsion génère le contrôle des commutateurs pour contrôler la tension générée par le CCG, dont



la tension de référence est générée par la boucle de contrôle de courant, qui à son tour a sa référence générée par la boucle de contrôle de puissance.

Ce schéma de contrôle en cascade contrôle efficacement les grandeurs de la machine au moyen d'une variable terminale et exécute l'MPPT. Cependant, suite à l'utilisation de ce schéma, les problèmes suivants sont répertoriés:

1. Existence de perturbations de couplage dans les boucles de contrôle;
2. Nécessité d'un contrôle précis et robuste de chaque boucle interne puisqu'il existe une forte dépendance entre les boucles;
3. la bande passante du signal de commande limitée par le convertisseur; C'est à ce moment que la contribution de ce travail au contrôle de la machine entre, puisque les caractéristiques de robustesse et les avantages de la technique proposée correspondent aux contraintes et aux complexités de ce système de contrôle

#### **b) Contrôle coté du réseau**

Similaire au contrôle du côté rotor, le contrôle du côté du réseau vise, à travers une grandeur terminale, à contrôler les grandeurs du système. Dans ce cas, les grandeurs contrôlées sont la tension du bus continue DC du convertisseur back-to-back et la puissance réactive passant par le circuit du filtre de la ligne. Le contrôle de la tension dans le bus continue DC à une valeur constante garantit le flux de puissance vers / depuis le rotor, en fonction du mode de fonctionnement et normalement la puissance réactive est contrôlée avec sa référence à zéro pour que le facteur de puissance soit unitaire.

A partir du modèle du filtre de ligne développé dans l'équation (III.29), on obtient

$$v_{df} - v_{dg} = R_f i_{dg} + L_f \frac{d}{dt} i_{dg} - \omega_s L_f i_{qg} , \quad \text{III.51}$$

$$v_{qf} = R_f i_{qg} + L_f \frac{d}{dt} i_{qg} + \omega_s L_f i_{dg} , \quad \text{III.52}$$

Dans le cas de la commande du côté réseau, l'axe  $d$  de la transformée Park est aligné sur le vecteur de tension réseau  $v_g$ . Cela implique que les puissances active et réactive fournies au filtre de la ligne sur le réseau sont

$$\begin{aligned} P_f &= v_{sg} i_{dg}, \\ Q_f &= -v_{dg} i_{qg}, \end{aligned} \quad \text{III.53}$$

En excluant les pertes de commutation, la puissance reçue / délivrée par le CCG et le CCR sont égale respectivement à la puissance du rotor et du réseau. Sont données par

$$P_{CCR} = P_r,$$

$$P_{CCG} = P_f,$$

III.54

À partir des équations (III.33), (III.56) et (III.57), la tension sur le bus continue DC peut être contrôlé par la puissance qui circule dans le filtre de la ligne, et ceci peut être contrôlé par le courant d'axe direct  $i_{dg}$ , tandis que la puissance réactive peut être contrôlée par le courant de quadrature  $i_{qg}$ . Par conséquent, tout comme dans la commande côté rotor, une commande en cascade est effectuée comme indiqué sur la figure III.23, où la boucle de contrôle de tension  $V_{cc}$  génère la référence de puissance active  $P_f$ , qui génère la référence de courant d'axe direct  $i_{dg}$ , qui à son tour génère la référence de tension d'axe direct à imposer au filtre de la ligne  $v_{dg}$ ; et une boucle de commande de puissance réactive  $Q_f$  génère sur l'axe en quadrature le courant de référence  $i_{qg}$ , qui génère la référence de tension d'axe en quadrature  $i_{qg}$ .

### III.7.2 Conception du contrôleur

La technique de commande conventionnelle est toujours utilisée dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne basés sur la GADA principalement en raison de sa simplicité de mise en œuvre.

Les paramètres SCEE basés sur la GADA utilisés pour concevoir les contrôleurs sont présentés dans le Tableau A voir annexe 2.

Les contrôleurs de puissance actifs et réactifs de la Figure III. 22 et la tension du bus continue de la figure III.23 sont du type PI seulement pour garantir que leurs variables de processus suivent leurs références de manière asymptotique et sont généralement réglées par essais et erreurs [7] [8]. Cependant, il n'est pas trop difficile de les régler.

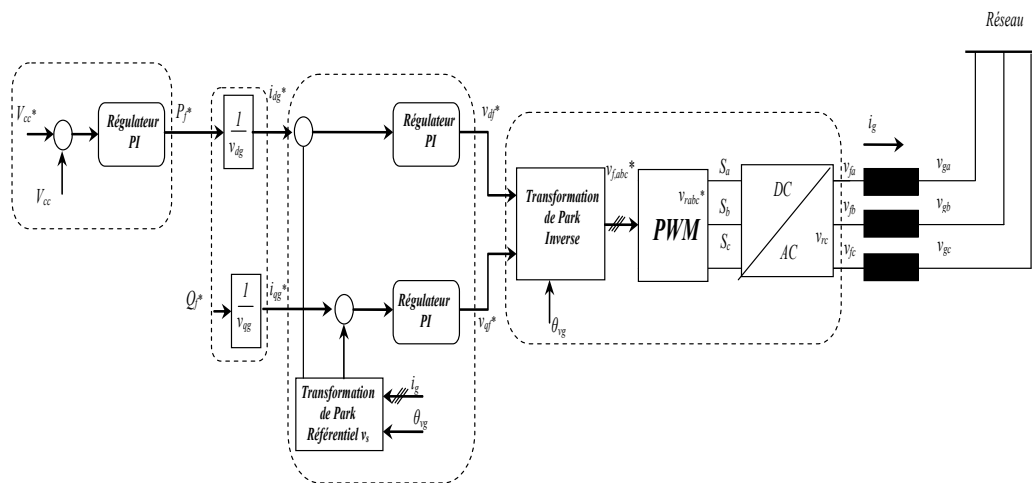


Figure III.23: Diagramme de contrôle côté réseau

### III.8 Résultat de simulation

La modélisation dynamisée vectorisée du DFIG est simulée avec les paramètres du tableau III.1. Les résultats des simulations sont obtenus avec la puissance réactive  $Q_{s\_ref} = 0 \text{ VAR}$  et l'application de l'échelon de la puissance active  $P_{s\_ref} = 5 \text{ KW}$  à l'instant  $t = 0.5 \text{ s}$  jusqu'à l'instant  $t = 2.5 \text{ s}$  avec l'application d'une référence de puissance active  $P_{s\_ref} = 2 \text{ KW}$  au début de la simulation (figure III. 24 et III.25).

En raison du découplage dynamique entre les courants de rotor d-q, le contrôle de la puissance active et réactive doit être effectué. La réponse des courants de stator (rotor) d-q est montrée dans (figure III.26).

La figure III.27 montre les formes d'onde du courant de phase A à une fréquence fondamentale de 50 Hz. Les formes d'onde des courants de phase B et de phase C sont similaires à celles du courant de phase A et sont mutuellement espacées de 120 degrés en phase.

La figure III.28 montre les formes de tension de bus continu qui rest constant vis-à-vis le changement des puissances.

Un profil de vitesse du vent variable est appliqué au générateur pour étudier sa performance. En raison de la variation de la vitesse du vent, la puissance générée par la machine peut également être modifiée. Ceci est montré dans la figure III. 29 le profil de la vitesse du vent de  $7 \text{ m.s}^{-1}$  moyennes . Les tailles (courant et tension du stator) sont indépendantes de la variation du vent et ne dépendent que des puissances de référence active et réactive.

Ces tests montrent que l'onduleur est capable de fournir un courant nominal au couple nominal pour une gamme de fréquences fondamentales.

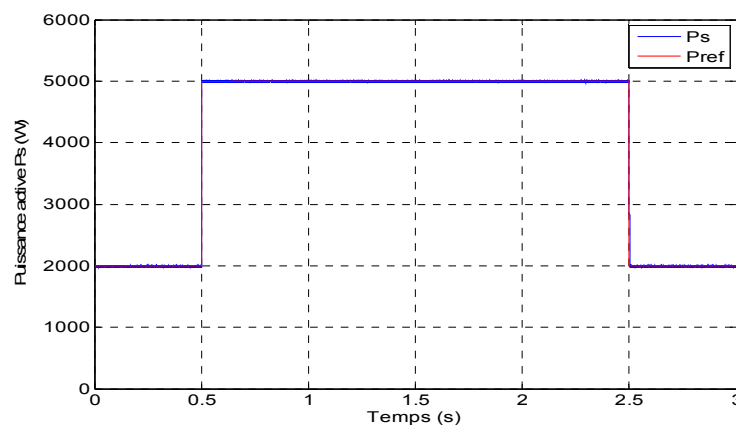


Figure III.24 Variation de la puissance active

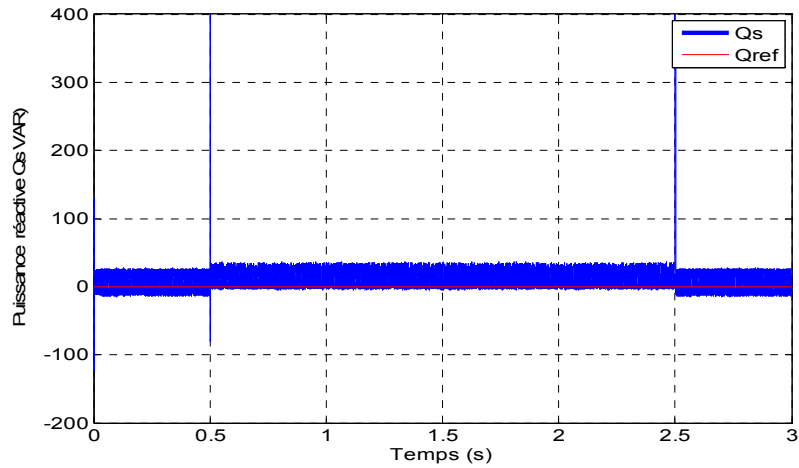


Figure III.25 Variation de la puissance réactive

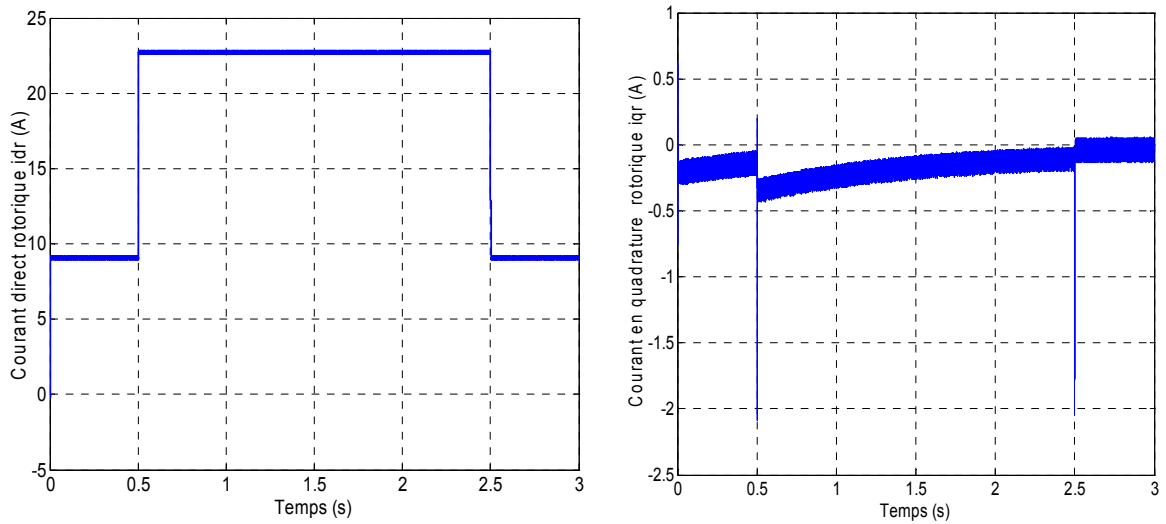


Figure III.26 réponse des courant rotorique d-q

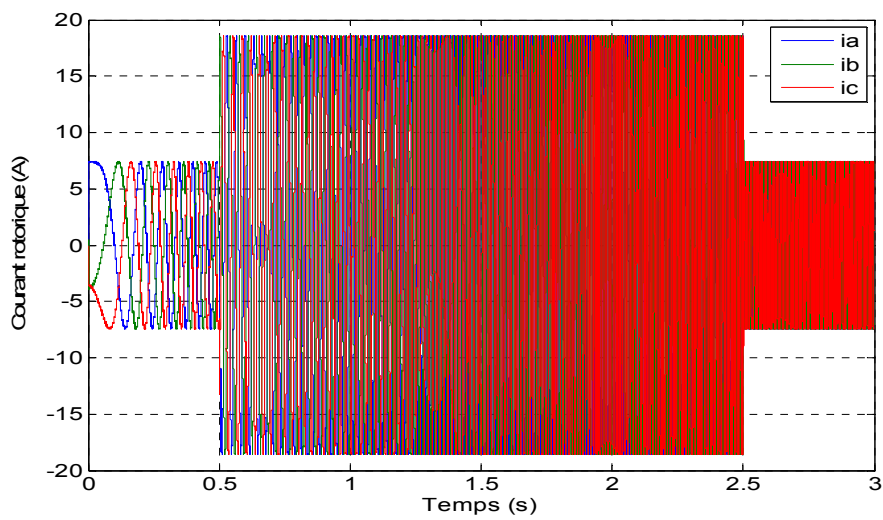
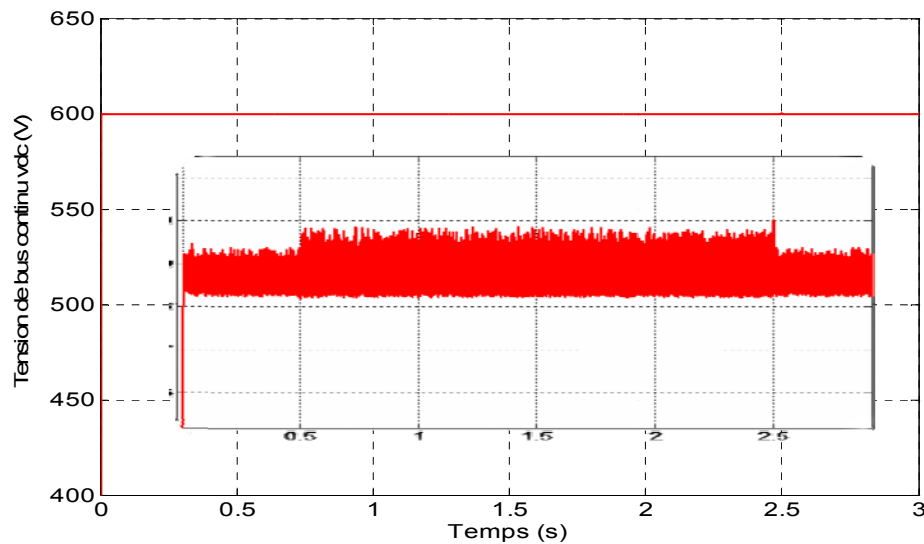
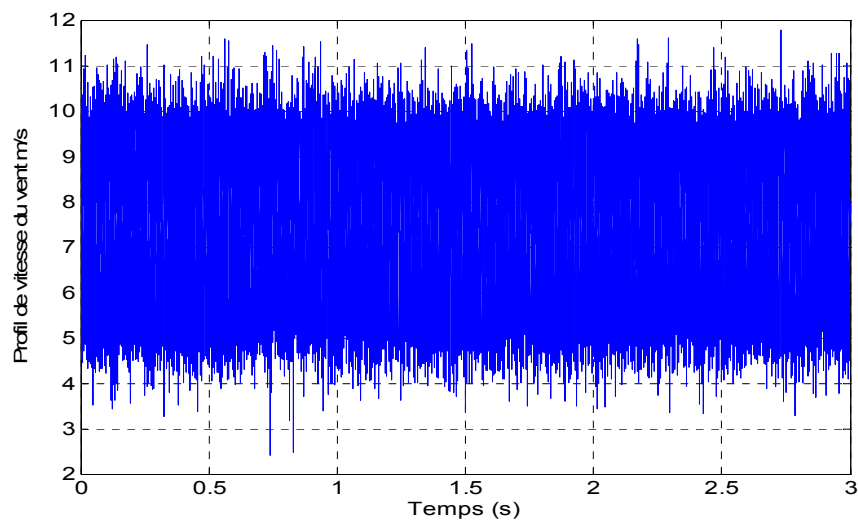


Figure III.27. Réponse des courants statorique et rotoriques



**Figure III.28.** Tension de bus continu



**Figure III.29.** Profil de vitesse du vent de valeur moyenne  $7 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$

## Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié la commande des différents éléments constituant une chaîne de production éolienne. Nous avons abordé deux niveaux de commande : un premier niveau dédié à la commande de la turbine afin de maximiser la puissance captée (MPPT) et un second dédié à la commande de la génératrice au travers des convertisseurs de puissance. Pour cela, on a développé un modèle pour le contrôle indépendant des puissances active et réactive rotoriques en partant de la commande vectorielle de la GADA à flux rotorique orienté. Les résultats des simulations montrent clairement que les variations paramétriques ont un effet notable sur la commande. Pour résoudre ce problème, il est indispensable d'utiliser d'autres régulateurs robustes ayant la capacité de rejeter ces problèmes et améliorer la structure de commande.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Abad, Gonzalo ,Doubly fed induction machine modeling and control for wind energy generation applications, IEEE Press series on power engineering, Wiley-Blackwell Pub., Oxford. by Gonzalo Abad (2011),.
- [2] Filipe Emanuel Vieira Taveiros, Wind Power Conversion System Based on the Double Feed Induction Generator: Analysis and Contribution to Machine Control, thèse de maîtrise 2014
- [3] Abdeddaim, S. & A. Betka, 'Optimal tracking and robust power control of the {DFIG} wind turbine', International Journal of Electrical Power & Energy Systems 49(0), 234 – 242. (2013)
- [4] Ackermann, Thomas, Wind power in power systems, 2nda edition,Wiley, Chichester, West Sussex ; Hoboken, N.J (2012).
- [5] Arifujjaman, M., M.T. Iqbal & J.E. Quaicoe, Maximum power extraction from a small wind turbine emulator using a dc - dc converter controlled by a microcontroller, em 'Electrical and Computer Engineering, 2006. ICECE'06. International Conference on', pp. 213–216.
- [6] Barambones, O., M. De La Sen & P. Alkorta, A robust control of double-feed induction generator for wind power generation, em 'Industrial Electronics, 2009.IECON '09. 35th Annual Conference of IEEE', pp. 94–99(2009).
- [7] Barros, Camila Mara Vital, Evaluation of a quadratic linear regulator applied in DFIG, Master's Dissertation, Federal Rural Semi-Arid University (2011).
- [8] Barros, Luciano Sales, A Control Strategy for the Improvement of the Dynamic Behavior of Double Induced Induction Machines Operating as Generators, Doctoral Thesis, Federal University of Campina Grande –UFCG (2006).
- [9] Battaiotto, P.E., R.J. Mantz & P.F. Puleston , 'A wind turbine emulator based on a dual {DSP} processor system', Control Engineering Practice 4(9), 1261 – 1266 (1996).  
Burton, Tony ,'Wind energy handbook', J.Wiley, New York. Tony Burton [et al.]. ill. Includes bibliographical references and index (2001).
- [10] Caliao, D. Nolan, 'Dynamic modelling and control of fully rated converter wind turbines', Renewable Energy 36(8), 2287 – 2297 (2011).
- [11] Chen, Chi-Tsong, Linear System Theory and Design, 3rda edition, Oxford University Press, Inc., New York, NY, USA (1998).
- [12] Collier, D.A.F. & M.L. Heldwein, Modeling and design of a micro wind energy

- system with a variable-speed wind turbine connected to a permanent magnet synchronous generator and a pwm rectifier, em 'Power Electronics Conference (COBEP), 2011 Brazilian', pp. 292–299.
- [13] Dey, J., T.K. Saha & J.C. Barman, Performance analysis of a digitally controlled wind turbine emulator, em 'Electronics, Communication and Instrumentation (ICECI), 2014 International Conference on', pp. 1–4 (2014).
- [14] Heier, S. (1998), Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems, John Wiley & Sons.
- [15] Jacobina, Cursino B & Antônio MN Lima, 'Control strategies for drive systems with asynchronous machine ', Control & Automation 7, 15-28 (1996).
- [16] Kariniotakis, G. N. & G. S. Stavrakakis, 'A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. Part II: Implementation of the algorithm and case-studies with induction generators', IEEE Transactions on Energy Conversion 10(3), 584–590 (1995).
- [17] Kassem, Ahmed M., Khaled M. Hasaneen & Ali M. Yousef, 'Dynamic modeling and robust power control of {DFIG} driven by wind turbine at infinite grid', International Journal of Electrical Power & Energy Systems 44(1), 375 – 382 (2013).
- [18] Kautsky, Jaroslav, Nancy K Nichols & Paul Van Dooren, 'Robust pole assignment in linear state feedback', International Journal of Control 41(5), 1129–1155 (1985).
- [19] Knudsen, Hans & Jørgen Nygård Nielsen, Introduction to the Modelling of Wind Turbines, John Wiley & Sons, Ltd, pp. 767–797 (2012).
- [20] Ko, Hee-Sang, Gi-Gab Yoon, Nam-Ho Kyung & Won-Pyo Hong, 'Modeling and control of dfig-based variable-speed wind-turbine', Electric Power Systems Research 78(11), 1841 – 1849 (2008).
- [21] Lei, Ting, M. Barnes & M. Ozakturk, 'Doubly-fed induction generator wind turbine modelling for detailed electromagnetic system studies', Renewable Power Generation, IET 7(2), 180–189 (2013).
- [22] Li, Shuhui, T.A. Haskew, K.A. Williams & R.P. Swatloski, 'Control of dfig wind turbine with direct-current vector control configuration', Sustainable Energy, IEEE Transactions on 3(1), 1–11 (2012).
- [23] A. mukherjee & M.F. Khokhar, A wind turbine emulator that represents the dynamics of the wind turbine rotor and drive train, em 'Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th', pp. 2092–2097 (2005).

- [24] Lopes, L. A C, J. Lhuilier, A. mukherjee&M.F. Khokhar, A wind turbine emulator that represents the dynamics of the wind turbine rotor and drive train, em 'Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th', pp. 2092–2097 (2005).
- [25] F. Boumaraf, « La double DTC d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation », 7th International Conference on Electrical Engineering, CEE'12, 8-10 Oct., Batna, Algeria, 2014.
- [26] Wu, B. (2006), High-power converters and AC drives, Wiley, Hoboken, N.J.
- [27] Slootweg, J., H. Polinder & W. Kling, Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator, em 'IEEE Power Engineering Society Summer Meeting',pp. 644–649 (2001).
- [28] Meirhaeghe, P. V., J. Dubois & J. Deuse (2004), Wind turbine with double-sided powered induction machine, eurostag eurostag model., Technical report, Tractebel Project. Code SBEP02/4NT/0001081/000/01 Ed. 04010(2001).
- [29] Slootweg, J., K. Elkington, M. Ghandhari &W.L. Kling, Wind power in power systems (2nd ed.), Wiley, capítulo Reduced-order modelling of wind turbines, pp. 821–848(2012).
- [30] T. Boutabba, H. Benbouzid and S. Drid " Discrete-time Power Control of a Variable Speed Wind Turbine Driving an DFIG fed by a three levels inverter " : Oct 2012 the 7th International Conference on Electrical Engineering, CEE'12,, Batna, Algeria



# ***Chapitre IV***

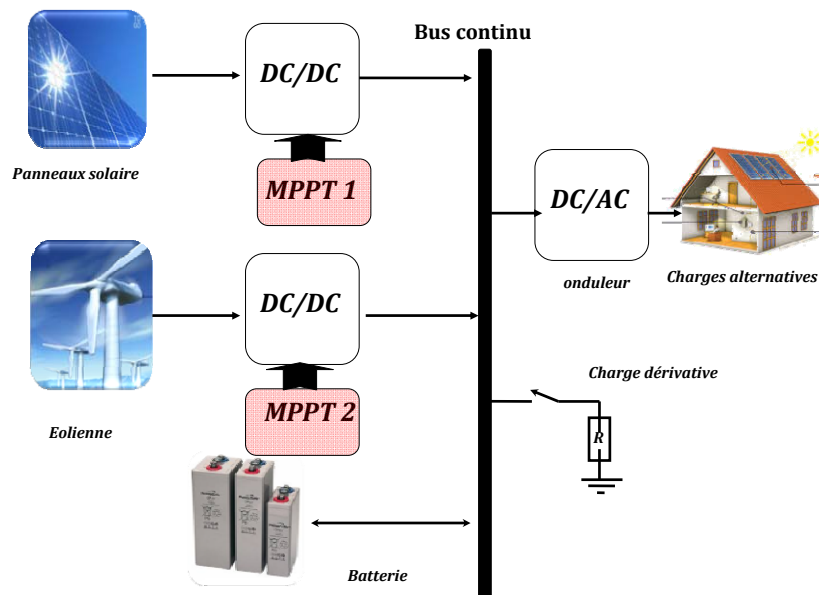
**Contrôle d'un système hybride  
(solaire-éolien) pour un site isolé**

## Introduction

Dans les réseaux de petites puissances en site isolé, trois critères peuvent être pris en compte pour leur classement en fonction de la structure du système. Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique ou conventionnelle qui peut être un générateur diesel, une micro-turbine à gaz. Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage permettant d'assurer une meilleure satisfaction des besoins du consommateur pendant les périodes de chute et d'arrêt de production.

Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries, des réservoirs d'hydrogène ou des volants d'inertie. Le dernier critère de classification possible est celui relatif aux types de sources d'énergie renouvelable utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, une petite centrale hydro-électrique ou une combinaison de ces sources.

Les systèmes sans source conventionnelle fonctionnent surtout en mode autonome dans des sites où l'approvisionnement en carburant diesel ou le raccordement au réseau électrique est difficile, voire impossible. Notre système étudié en est un exemple, il n'est constitué que de deux sources d'énergie renouvelable : photovoltaïque et éolienne (figure IV.1). La puissance délivrée peut être contrôlée en incorporant un régulateur de poursuite du point de puissance maximale pour ces deux sources d'énergie renouvelable [1].



**Figure IV.1** Structure d'un système isolé

Le système photovoltaïque est connecté au bus CC à travers un convertisseur statique.

Avec un contrôleur de poursuite du point de puissance maximale, l'énergie produite est toujours maximale dans toutes les conditions climatiques et/ou d'exploitation.

Cette puissance maximale est fournie la charge au travers d'un onduleur.

Pour générer de l'électricité à basse tension, surtout dans les endroits isolés, la plupart des petits systèmes éoliens utilisent les générateurs à aimant permanent qui sont fiables, n'ont pas besoin d'entretiens réguliers et peuvent extraire plus d'énergie en fonctionnant à vitesse variable. La vitesse de rotation de ces petits systèmes éoliens est beaucoup plus élevée que celle des grands systèmes, alors on peut coupler directement la turbine et le générateur [2, 7]. Pour fonctionner à vitesse variable, l'approche la plus utilisée consiste à coupler un redresseur à un onduleur. Un hacheur peut aussi être utilisé pour régler la puissance extraite de l'éolienne.

Pour assurer la demande de charge, des systèmes de stockage peuvent également être associés. Le moyen de stockage habituellement utilisé repose sur l'utilisation de batteries. En particulier, les batteries au plomb qui présentent l'avantage d'un rapport prix/durée de vie satisfaisant. Un système de délestage par résistance est aussi utilisé (figure IV.1).

Dans ce chapitre, nous présentons tout d'abord les problèmes rencontrés dans l'électrification des sites isolés, puis nous proposons une stratégie de commande pour assurer la demande du consommateur et prendre en compte la durée de vie des dispositifs de notre système. Les techniques pour extraire la puissance maximale possible à partir des sources renouvelables utilisées sont celles développées dans les chapitres 2. Un superviseur pour gérer cette puissance maximale en prenant en compte la continuité du service (répondre à la demande du consommateur) et la durée de vie des batteries de stockage est aussi proposé. Les simulations sont également présentées pour montrer le bon fonctionnement et l'efficacité du système [2, 7].

## **IV.1 SUPERVISEUR POUR LA GESTION DE L'ENERGIE**

Pour gérer l'énergie électrique générée, nous avons besoin d'un superviseur, qui doit optimiser l'usage de l'énergie produite et celle de la batterie. Si les sources renouvelables, ne donnent pas suffisamment de puissance et si la capacité de la batterie est suffisante, la batterie fournira alors la puissance manquante. Si la puissance hybride dépasse la demande de la charge, l'excédent sera stocké dans la batterie. Ainsi, la batterie n'est pas le fournisseur principal, son taux de charge/décharge est réduit, et donc la durée de vie de la batterie est prolongée [3, 7].

L'association GADA - redresseur - convertisseur - batterie doit satisfaire un niveau de tension du bus continu suffisamment élevée pour que la commande de la machine puisse être réalisée. Le bus continu doit alors être de tension suffisamment haute pour assurer le pilotage de la génératrice à vitesse optimale et aussi pour le bon fonctionnement de l'onduleur. La régulation de la tension continue sur le bus CC est mise en œuvre par un convertisseur élévateur. Ainsi, la tension du bus CC est régulée en contrôlant le flux d'énergie entre les batteries et le bus. Quand l'énergie fournie par les sources d'énergie renouvelable est insuffisante pour faire face à une augmentation soudaine de la charge, l'énergie manquante est obtenue à partir des batteries. Quand il existe un excès d'énergie, il est utilisé pour recharger les batteries. Ceci impose l'association en série/parallèle d'un grand nombre de batteries de tension standard.

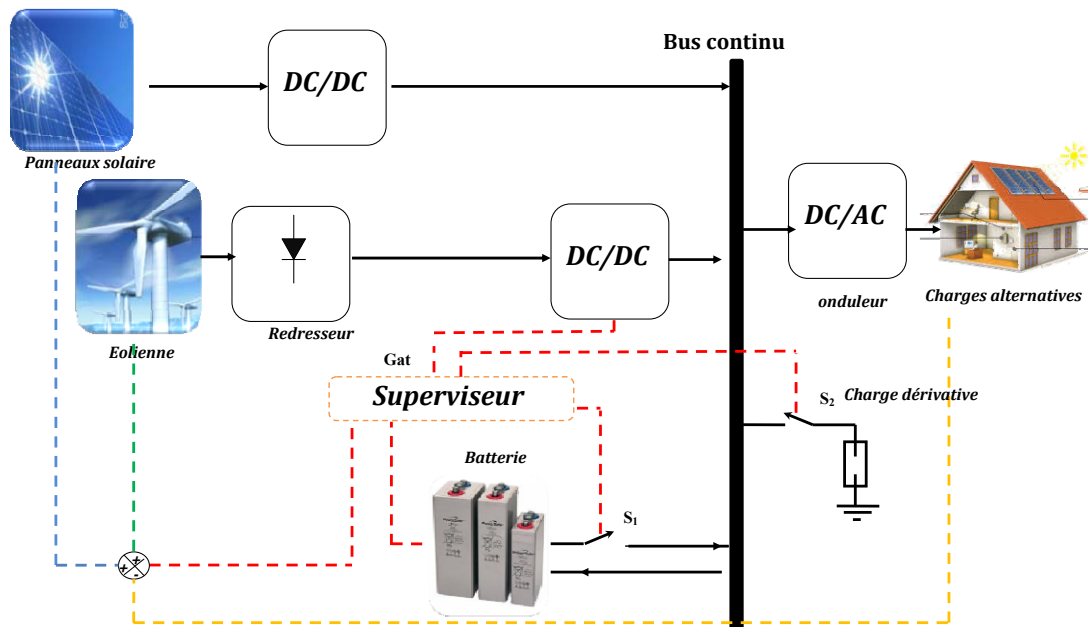


Figure IV.2 Structure du système de production d'énergie proposée

## IV.2 Modelisation du système isolé

Pour vérifier l'efficacité de notre superviseur, il faut le tester sous plusieurs fonctionnements.

Pour cela, nous avons développée un système isolé sous Matlab/Simulink, qui va nous permettre de faire varier non seulement les conditions d'exploitation mais aussi les conditions atmosphériques [7].

### IV.2.1. Système photovoltaïque

Le modèle du système PV développée dans le chapitre 2 (constituée des panneaux PV, de l'étage d'adaptation et du contrôleur MPPT) est utilisée dans les simulations de

L'électrification de notre site isolé comme la source de l'énergie solaire. Ce système de production est connecté au bus CC avec un système éolien et un système de stockage.

### IV.2.2. Système éoliens

De la même façon, le modèle du système éolien développé dans le chapitre 3 (constitué par la turbine éolienne, la GADA, le pont redresseur à diodes, le convertisseur élévateur et le contrôleur MPPT) est utilisé dans les simulations de l'électrification de notre site isolé comme la source de l'énergie éolienne. Ce système de production est connecté au bus CC avec le système photovoltaïque et un système de stockage.

### IV.2.3. Système de stockage

Le bloc de batteries met en œuvre un modèle générique paramétrable dynamique pour représenter les types les plus populaires d'accumulateurs rechargeables. Le circuit équivalent de la batterie est développé dans le chapitre 2.

## IV.3 Simulation et résultats

Le système décrit dans la section précédente est mis en œuvre dans Matlab Simulink (figure IV.3).

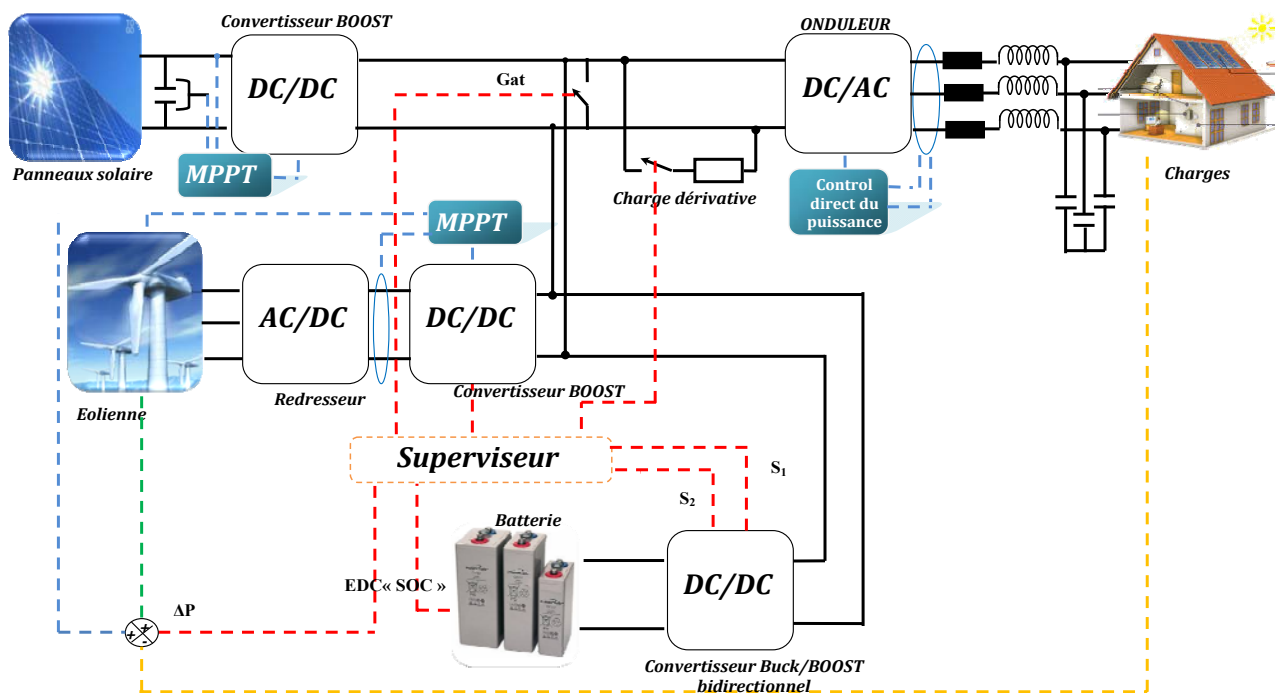


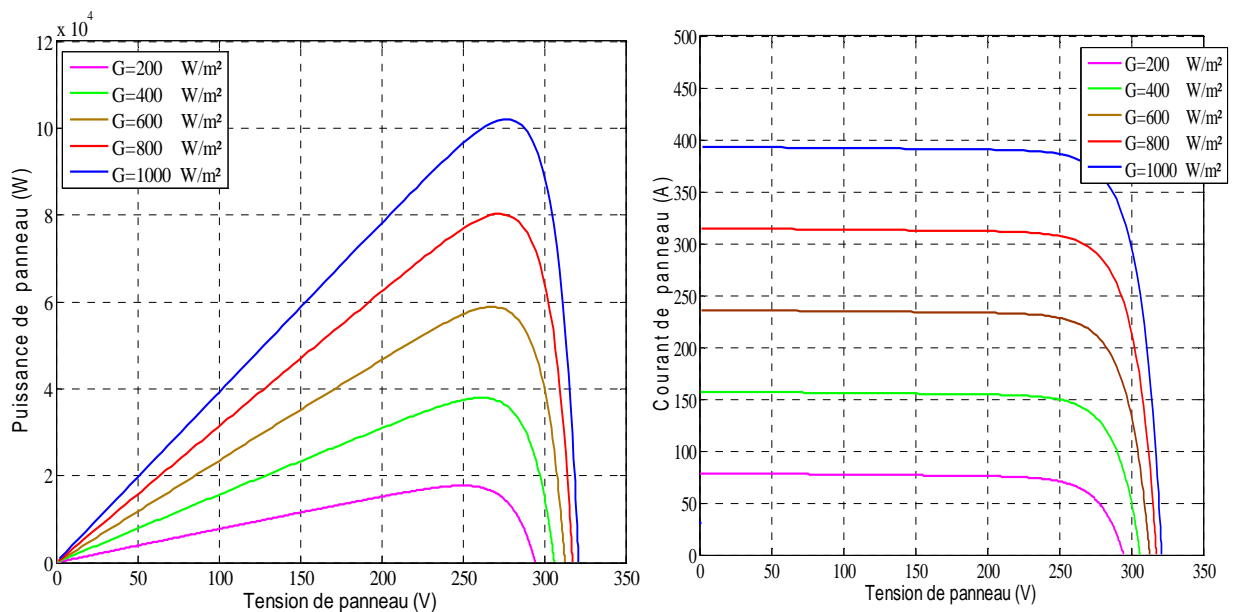
Figure IV.3 Modèle de simulation dans Simulink Matlab

Les paramètres du panneau photovoltaïque utilisé sont résumés dans le tableau VI.1.

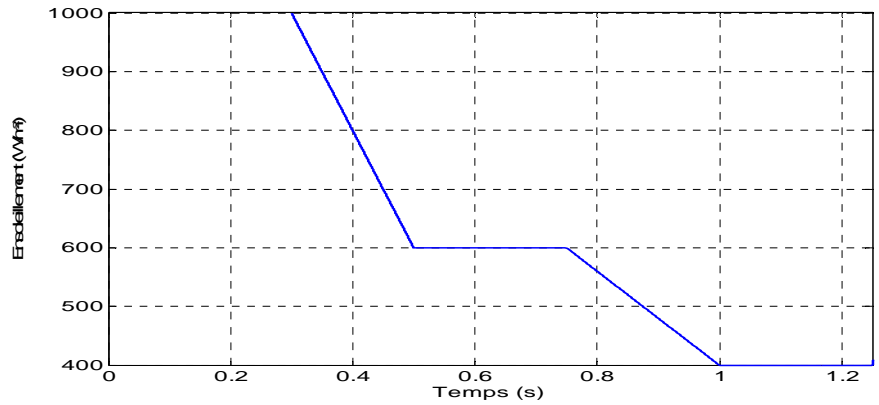
**Tableau IV.1** Paramètres du panneau PV utilisé

<i>Paramètres</i>	<i>Valeurs</i>
Nombre de cellule en séries	96
Courant de court-circuit d'un module à 1000W/m <sup>2</sup>	5.96 A
Tension de circuit ouvert d'un module à 1000W/m <sup>2</sup>	64.2V
Tension optimale d'un module à 1000W/m <sup>2</sup>	54.7 V
Courant optimal d'un module à 1000W/m <sup>2</sup>	5.58 A
Nombre de modules en série N <sub>s</sub>	5
Nombre de modules en parallèle N <sub>p</sub>	66
Nombre de modules connectés en série par chaîne	11

Les courbes caractéristiques V - I et P -V du panneau utilisé pour différentes valeurs d'ensoleillement à 25°C sont donnés par la figure IV.4.

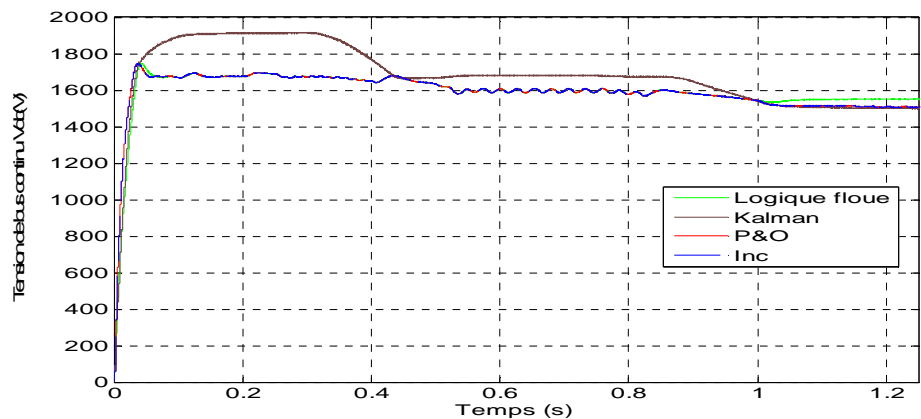

**Figure IV.4** Les courbes caractéristiques V-I et P- V du GPV utilisé.

Les figures de simulation montrent que le système photovoltaïque converge vers les valeurs optimales. On considère les variations de l'éclairement données par les figures IV.5. Les figures IV.6 et IV.7 illustrent l'évolution de la puissance et de la tension aux bornes du panneau PV, suite à l'évolution de l'éclairement pour différent types d'algorithme de maximisation de puissance proposé.

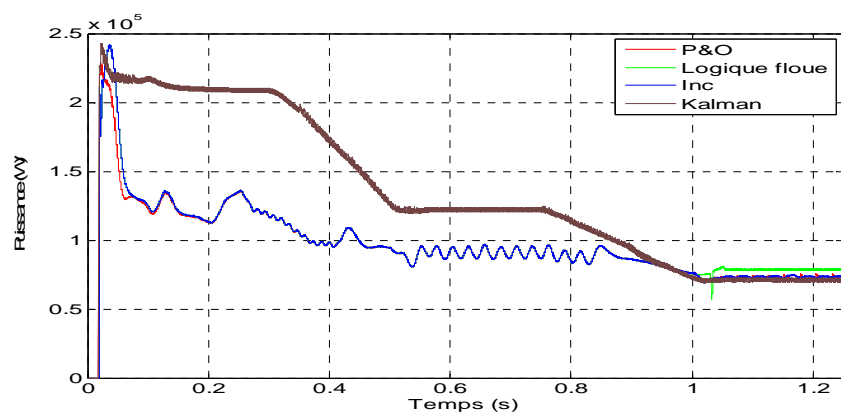


**Figure IV.5** Variations de l'ensoleillement

On peut voir que la tension de sortie du panneau photovoltaïque est bien commandée pour suivre la valeur optimale selon la variation de l'ensoleillement et de la charge, alors le panneau produit toujours une puissance maximale dans toutes les conditions. Notre contrôleur a bien optimisé la production du système photovoltaïque (figure IV.6 et IV.7).



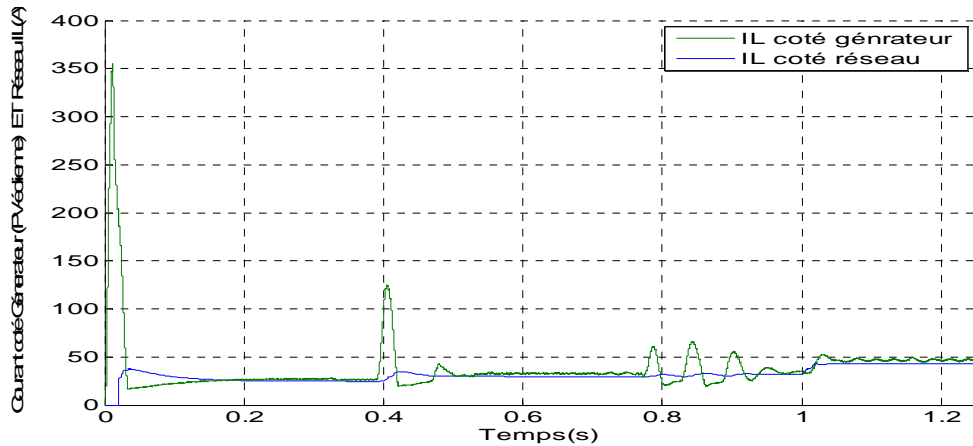
**Figure IV.6** Tension de bus continu.



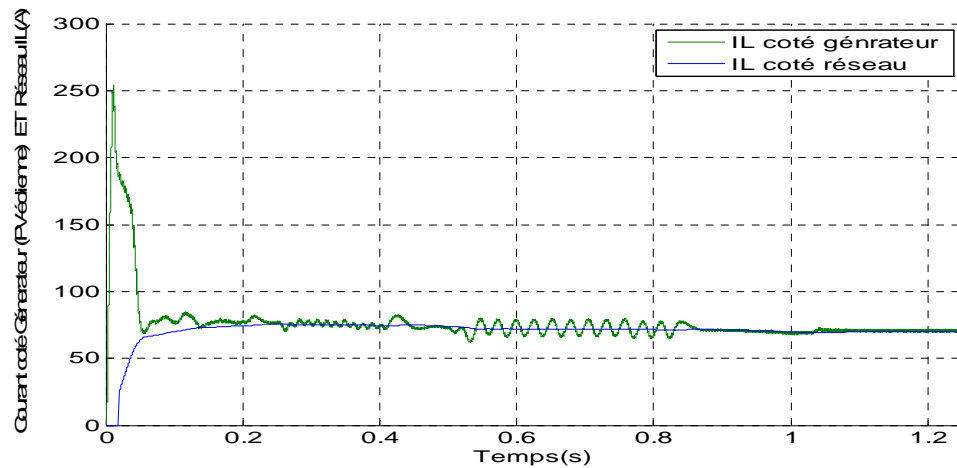
**Figure IV.7** Puissance du panneau PV

La figure IV.8 et IV.9 montrent les courants de ligne (coté générateur et coté Réseau) avec un contrôle classique et un contrôle directe de puissance DPC on constate que le

contrôle en DPC apporte une amélioration et un équilibre de courant de ligne coté générateur et coté réseau (annexe C).



**Figure IV.8** courant de ligne (coté générateur et coté Réseau) avec un contrôle classique de l'onduleur.



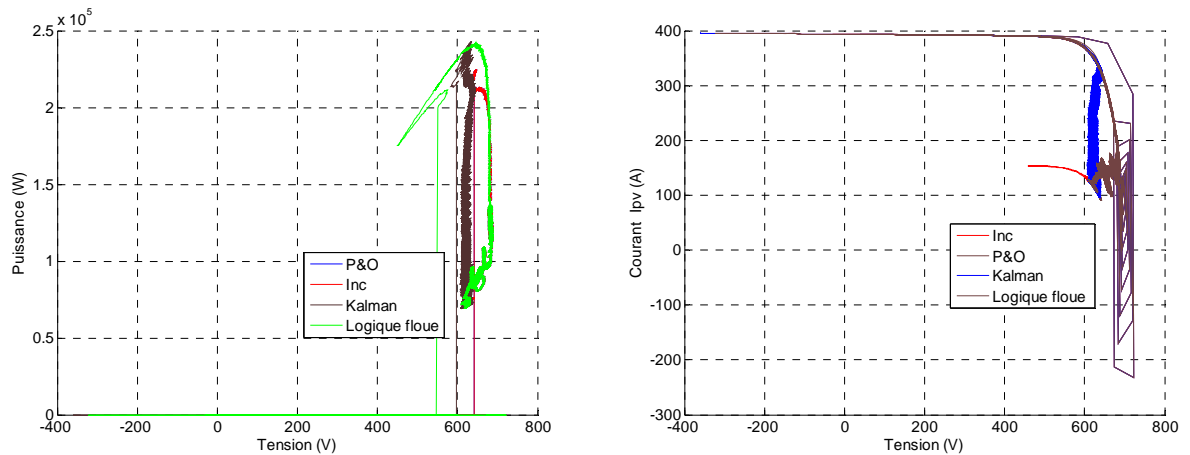
**Figure IV.9** courant de ligne (coté générateur et coté Réseau) avec un contrôle direct de puissance DPC de l'onduleur.

Dans la figure IV.10 on peut voir les deux caractéristiques (I-V) et (P-V) avec l'application des différentes techniques pour maximiser la puissance de panneaux à travers un convertisseur élévateur (Boost).

L'algorithme P&O est un algorithme classique et simple. En général, cet algorithme dépend fortement des conditions initiales et il présente des oscillations autour de la valeur optimale. L'inconvénient majeur de cet algorithme est son mauvais comportement suite à un changement brusque de l'éclairement (nuages). L'algorithme INC semble être une amélioration de l'algorithme P&O. En effet, il se comporte mieux lors d'un changement rapide des conditions météorologiques. Cependant, c'est un algorithme plus complexe que le précédent.



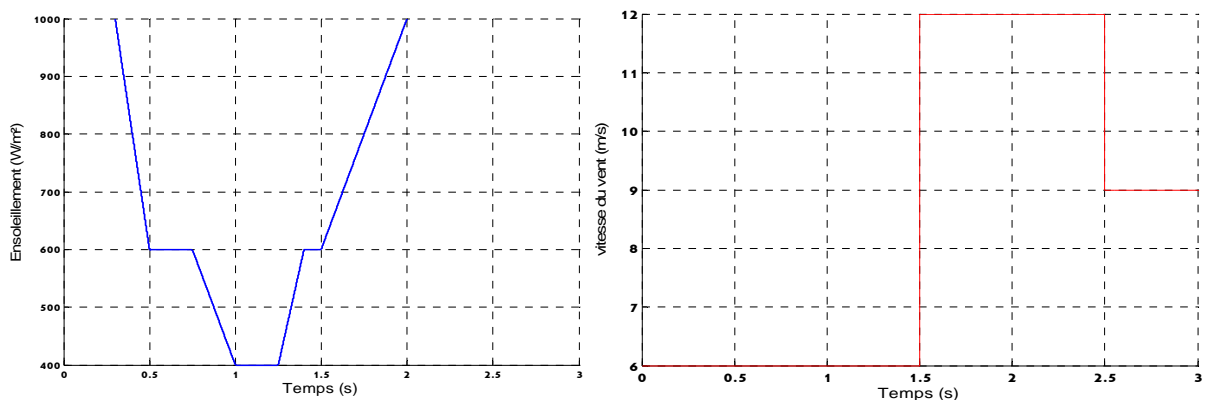
Les algorithmes basés sur la logique floue et la technique le filtre de Kalman sont des algorithmes robuste et efficace. En effet, ces algorithmes fonctionnent au point optimal sans oscillations. En outre, ils sont caractérisés par un bon comportement en état transitoire. Cependant, l'implémentation de ces types d'algorithmes est plus complexe que les algorithmes classiques.



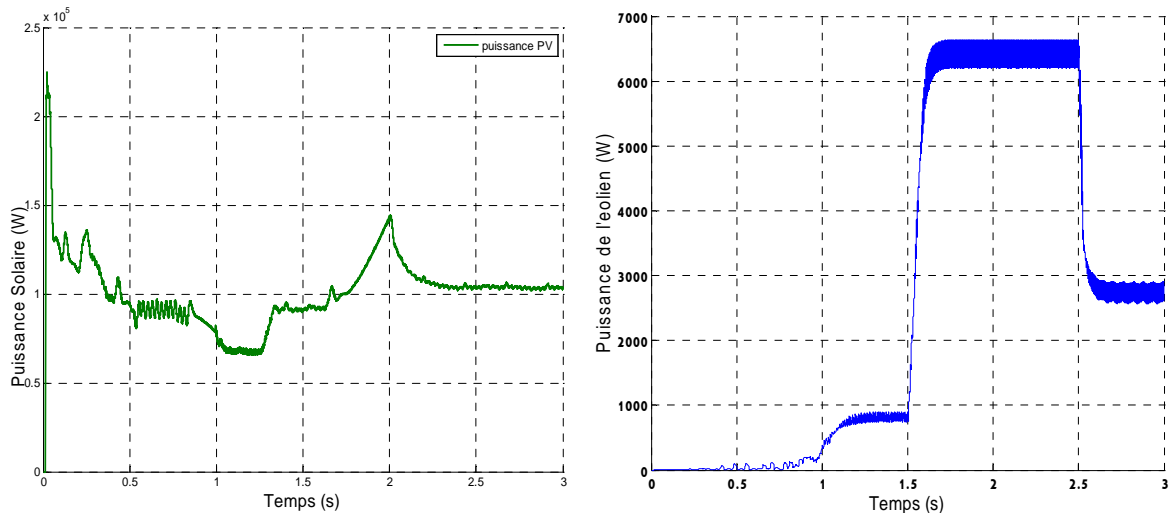
**Figure IV.10** Les courbes caractéristiques V-I et P-V avec différent algorithmes PPM

### IV.3.1. Conditions initiales

Nous supposons que l'état de charge de la batterie est de 90% (Plein) pour pouvoir verrier tous les cas de fonctionnement. La charge, la vitesse de vent et l'ensoleillement sont variables pour tester le fonctionnement des contrôleurs proposés dans diverses conditions climatiques (figures IV.11).

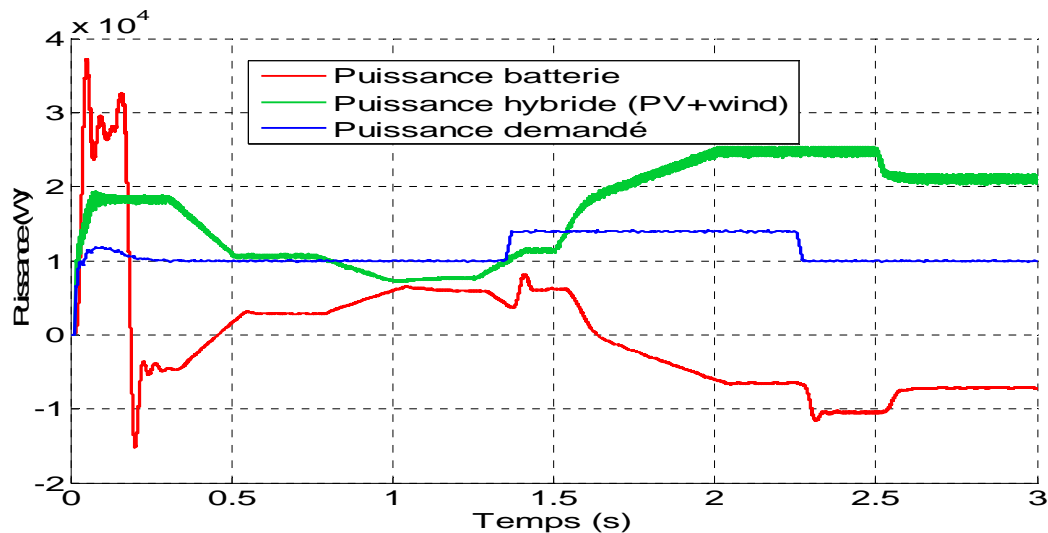


**Figure IV.11** Variations de la vitesse du vent, de l'ensoleillement et de la charge



**Figure IV.12** Puissance du panneau PV et de l'éolienne

L'énergie produite est entièrement fournie à la charge avant d'utiliser la batterie comme complément. La demande de charge est toujours respectée malgré les conditions climatiques (figure IV.13).



**Figure IV.13** Puissance renouvelable, puissance de la batterie et puissance demandée

Le rapport nommé « Gate » est contrôlé pour assurer le bon fonctionnement du convertisseur « hacheur bidirectionnel » la tension appliquée à la batterie.

Jusqu'à l'instant de 1.5 s, les conditions climatiques se dégradent « un baisse de l'ensoleillement avec un vent faible », mais la puissance demandé reste en surplus la batterie est déchargée ( $S1 = 1$ ) car la demande de charge dépasse la puissance renouvelable, et quand cette puissance est suffisante, la batterie sera désactivée ( $S2 = 1$ ) afin d'utiliser toute la puissance renouvelable produite (figure IV.13).

Dans le cas où la puissance de charge dépasse la puissance fournie, la batterie doit compenser cette différence.

Dans la 1 secondes à la 1.5 secondes, la vitesse de vent augmente, en même temps la demande de charge diminue, le surplus devient trop grand ( $P_{pv}+P_{éo}-P_{dem} = 3.2 \text{ kW}$ ), alors pour éviter le dégagement gazeux de la batterie, la résistance de délestage est enclenchée (Gate = 1) pour dissiper le surplus d'énergie (figure IV.22).

La qualité de tension est toujours respectée ( $f = 50\text{Hz}$ ;  $V = 380\text{V}$ ) dans tous les conditions climatiques et d'exploitation (figure IV.25).

Ces simulations montrent que notre contrôleur présente de bons résultats. Il a assuré la demande de charge, malgré les variations de conditions climatiques, avec une bonne puissance tout en respectant les processus de chargement de la batterie. D'autres simulations avec d'autres variations plus ou moins importantes ont permis de vérifier ces bons résultats.

## Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un système de production d'électricité pour les sites qui ne peuvent pas être connectés au réseau. En effet, nous avons utilisé un bus continu qui reçoit l'énergie produite par les sources photovoltaïque et éolienne puis livrée au consommateur à l'aide d'un onduleur. Un des avantages de cette structure est l'utilisation des batteries nécessaires en cas de besoin pour compenser un éventuel manque de puissance. Nous avons également utilisé une résistance de délestage qui permet de dissiper le surplus d'énergie en cas de baisse de demande et de batteries pleines.

Pour avoir un comportement optimal de l'installation d'un point de vue flux de puissance, nous avons développé un superviseur ou. Celui-ci permet une gestion efficace et rationnelle de l'énergie pour satisfaire les besoins du consommateur en énergie. Plusieurs résultats de simulation ont été présentés afin d'illustrer les performances de notre installation en présence de changements climatiques et de variations de la consommation d'énergie.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] A. Luque, and S. Hegedus, „Handbook of photovoltaic science and engineering”, Wiley (2010).
- [2] L. Hansen, and F. Riso, „Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines. RISO National laboratory (2010).
- [3] J. Kaldellis, K. Kavadias, and P. Koronakis, Comparing wind and photovoltaic stand-alone power systems used for the electrocution of remote consumers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(1) :57-77 . (2007).
- [4] M. Kalantar, and G. Mousavi, Dynamic behavior of a stand-alone hybrid power generation system of wind turbine, microturbine, solar array and battery storage. *Applied Energy*, 87(10) :3051-3064 (2010).
- [5] G. Bopp, H. Gabler, K. Preiser, D. Sauer, and H. Schmidt ,Energy storage in photovoltaic stand-alone energy supply systems. *Progress In Photovoltaics : Research and Applications*, 6(4) :271-291(1998).
- [6] T. El-Shatter, M. Eskander, and M. El-Hagry, Energy ow and management of a hybrid wind/pv/fuel cell generation system. *Energy conversion and management*, 47(9) :1264-1280 (2006).
- [7] Q. Huynh, F. Nollet, , N. Essounbouli, and A. Hamzaoui, Fuzzy control of variable speed wind turbine using permanent magnet synchronous machine for stand-alone system. In *Sustainability in Energy and Buildings : Proceedings of the 3rd International Conference in Sustainability in Energy and Buildings (SEB 11)*, volume 12, page 31. Springer Verlag (2012).
- [8] T. Noguchi, H. Tomiki, S. Kondo, I. Takahashi, “Direct power control of PWM converter without power-source voltage sensors” in *Industry Applications, IEEE Transactions on*, Volume: 34, Issue: 3, pp. 473 – 479, May/Jun 1998.

# ***Chapitre V***

**Validation Expérimental de  
l'algorithme de maximisation  
de puissance a base de logique  
flue « FLC »**

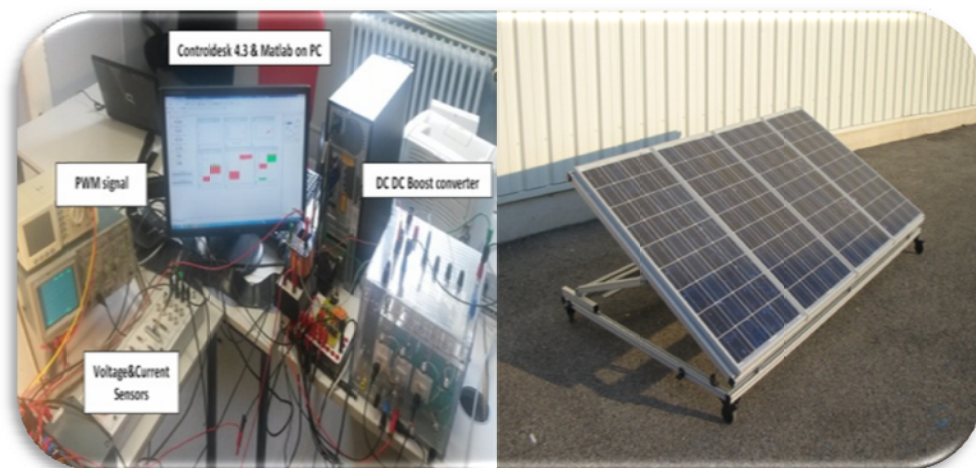
## Introduction

Dans ce chapitre la validation expérimentale de l'une des méthodes proposées dans le chapitre II (maximisation de puissance à base de la logique floue) sera présentée.

Pour la mise en œuvre expérimentale d'une loi de commande, un banc d'essais a été conçu au laboratoire des Technologies Innovantes L' I.U.T de Cuffies à l'université de Picardie Jules Verne, France. En utilisant le matériel mis à notre disposition, le banc d'essais, dont la figure (V.1) est constituée de parties essentielles suivantes :

### V.1 Partie "puissance"

- ❖ 4 panneaux photovoltaïques d'une puissance 320 W montés sur le toit du laboratoire avec une inclinaison de 45° où deux sont montés en série et les deux autres en parallèle.
- ❖ Le convertisseur statique utilisé comme étant un convertisseur DC-DC, SEMIKRON, à base de composants de haute fréquence de découpage (transistors IGBT).
- ❖ D'une charge résistive variable (rhéostat).



*Figure (V.1) : Photo montrant les panneaux photovoltaïques et la configuration matérielle du système*

### V.2 Partie "commande"

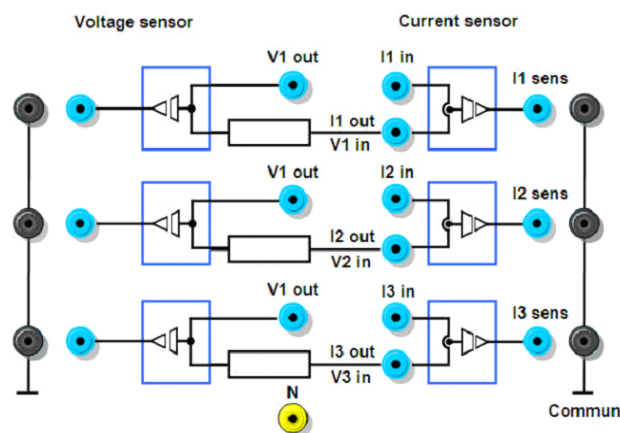
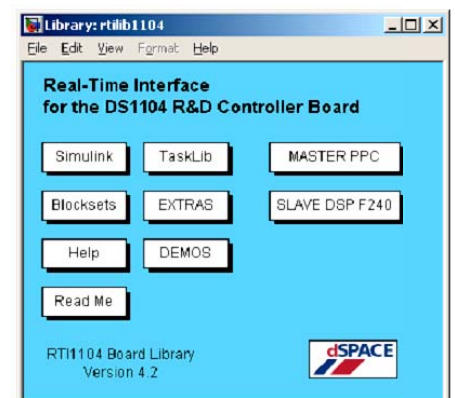
La partie commande est fondée sur la carte dSPACE® DS1104 qui possède son propre processeur : le Motorola PowerPC 604 e – 400/333 Mhz, permettant de gérer

l'application, et un DSP : le TMS320F240 de Texas Instruments spécialement conçu pour le contrôle des convertisseurs statiques de puissance en générant les signaux de commande MLI en logique TTL. La carte DS1104 est implantée dans un PC qui sert d'interface homme-machine et constitue la partie "hardware" de dSPACE®. La partie "software" se compose de deux logiciels. Le premier, Matlab/Simulink®, permet une programmation sous Matlab/Simulink de l'application en temps réel par l'utilisation de blocs spécifiques (appartenant à la "Real Time Interface (RTI) toolbox ", permettant ainsi de configurer des entrées/sorties de la carte DS1104. Le second logiciel, *ControlDesk*, possède une GUI interactive, qui permet l'acquisition de données et la modification en temps réel des structures et/ou des paramètres de l'algorithme. Le Real-Time Workshop de Matlab est capable de générer automatiquement un fichier objet à partir du modèle *Simulink*. Ce fichier est ensuite implanté dans la mémoire de la carte DS1104. Celle-ci reçoit du processus à commander, les informations nécessaires et fournit les signaux de pilotage au convertisseur [12].

## VI. Partie "mesures"

L'échange d'informations entre les deux parties décrites ci-dessus s'effectue par l'intermédiaire d'un boîtier externe de raccordement (CP1104), relié à la carte via un câble blindé. L'environnement de mesures comporte [13]:

Une carte d'acquisition associée aux capteurs de courant LEM-LA 25-NP et de tension LEM-LV 25-P à effet Hall ;



**Figure (V.2) :** Carte d'acquisition associée aux capteurs de courant et de tension

## V.4 Stratégie de contrôle du système photovoltaïque

Habituellement, dans le contrôleur de maximisation de puissance à base de logique floue « FLC », un grand nombre de règles est utilisé dans la configuration afin d'avoir des bonnes performances, ce qui nécessite un nombre élevé d'opérations sur le système. De plus, l'utilisation de la Toolbox classique de la logique floue (Fuzzy) du MATLAB™ limite la visualisation et l'accessibilité à l'ensemble des parties (fuzzification, règles, et défuzzification). Afin de surmonter cet inconvénient, nous avons choisi de modéliser notre propre algorithme FLC de contrôleur à logique floue pour un suivi de cette puissance maximum. Dans ce programme, nous utilisons la table de verrouillage et l'accessibilité de tous les blocs est facile. Pour valider notre algorithme en temps réel, nous utiliserons le système dSPACE DS1104[3].

### A. Maximisation de puissance à base de contrôleur logique flou

Les contrôleurs implémentés avec la logique floue ont l'avantage de ne pas nécessiter de modèle mathématique pour le traitement de la non-linéarité du système. Le contrôle de logique floue se compose de trois étapes: le fuzzification, la base de connaissances et la défuzzification. Comme le montre la figure V.3, la tension de sortie du module PV est renvoyée au bloc «fuzzification» qui est convertie en langage flou. Le bloc «mécanisme d'inférence» piloté par le bloc «base de règles» peut alors prendre des décisions basées sur la logique floue, qui seront renvoyées au système par le bloc «défuzzification». Ce dernier bloc est responsable de la conversion des informations du langage flou en une variable numérique. Ce processus fournit un signal analogique qui contrôlera le rapport cyclique du convertisseur PWM, puis fera varier le MPP du panneau PV [2].

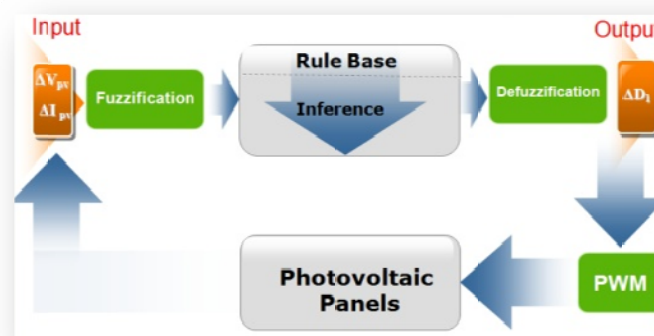
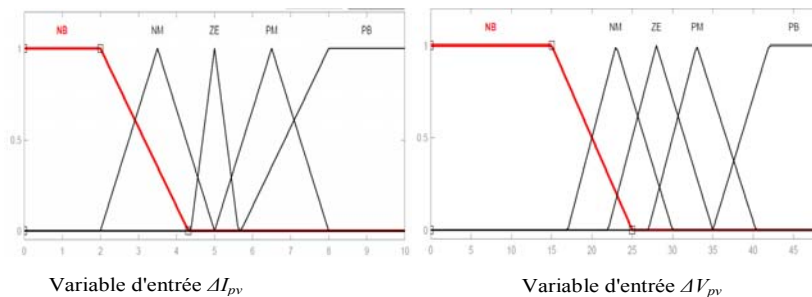


Figure (V.3) Composants d'un contrôleur logique flou

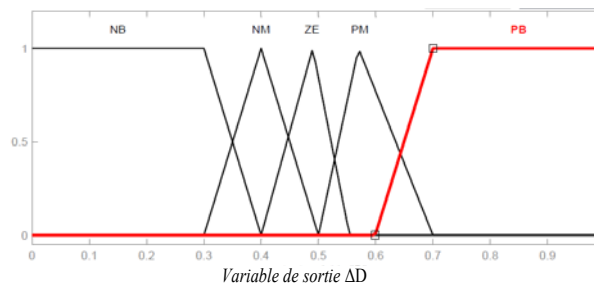


Les variables d'entrée du FLC sont la variation de la tension du générateur photovoltaïque ( $\Delta V_{pv}$ ) et du courant ( $\Delta I_{pv}$ ), alors que la sortie du FLC est le rapport cyclique ( $\Delta D$ ). La représentation classique de l'univers du discours pour les variables d'entrées ( $\Delta V_{pv}$ ) et ( $\Delta I_{pv}$ ) et la variable de sortie  $\Delta D$  est attribuée en fonction de leurs variables linguistiques en utilisant cinq sous-ensembles flous, et leurs fonctions d'appartenance pour la variable sont représentés respectivement aux figures V.4 et V.5.

Sur la base de cet univers de discours, la modélisation du MPPT FLC sera présentée dans la section suivante.



**Figure (V.4).** Fonctions d'appartenance des 1ère et 2ème entrées respectivement les variables ( $\Delta I_{pv}$ ) et ( $\Delta V_{pv}$ )



**Figure (4.5)** Fonctions d'appartenance de la variable de sortie ( $\Delta D$ )

## B. Modélisation du contrôleur logique flou

### a) Modélisation du contrôleur FLC

La modélisation dans l'environnement Simulink est basée sur le principe fondamental de la logique floue qui est divisée en trois parties (Fuzzification, Flou Fuzzy, Defuzzification) voir figure V.6.

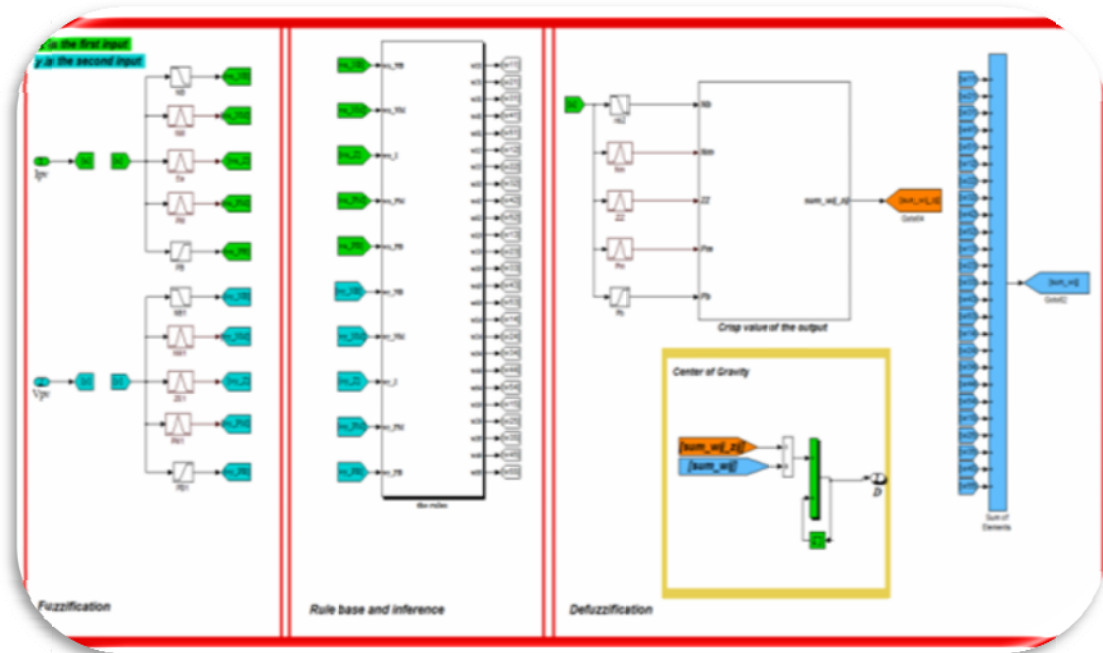


Figure (V.5) Le modèle de contrôleur FLC dans Simulink

#### ❖ FUZZIFICATION

La fuzzification est le processus qui rend toute quantité numérique, appelée aussi crisp dans la littérature, la quantité floue. C'est donc une fonction qui assure un certain degré d'imprécision à une valeur numérique, en cartographiant la valeur physique d'une variable d'un processus dans un univers de discours standardisé. En phase de fuzzification, les contrôleurs créent deux variables d'entrées: la tension ( $\Delta V_{pv}$ ) et le courant ( $\Delta I_{pv}$ ) produit par les panneaux PV, où leurs univers nets sont partitionnés en cinq sous-ensembles flous donnant lieu à vingt-cinq sous-ensembles. De même, le rapport cyclique en tant que variation de sortie  $\Delta D$  a cinq sous-ensembles flous différents. Pour la partition de l'univers croquant, la fonction d'appartenance triangulaire a été utilisée.

$$\mu(x) = \max \left[ \min \left\{ \frac{x - x_1}{x_2 - x_1}, \frac{x_1 - x}{x_3 - x_2} \right\}, 0 \right] \quad (V.1)$$

Où  $x$  est la variable croquante et  $var_1$ ,  $var_2$  et  $var_3$  sont des points cruciaux critiques correspondant à l'extrémité gauche, la valeur maximale et la fin droite de l'univers de discours [6-13].

### ❖ DEFUZZIFICATION

Dans la défuzzification, qui est le processus inverse de fuzzification, la sortie de la variable de langue, déduite par les règles floues, sera traduite en une valeur de sortie. Cette valeur est ce qui représente le mieux les valeurs floues inférées de la variable linguistique de sortie, les possibilités de distribution [2]. Dans les périodes nécessitant une réponse numérique, l'ensemble de sortie flou est transformé en une valeur unique pour le processus de défuzzification, c'est-à-dire que la valeur de sortie de la variable linguistique déduite par les règles floues est traduite en valeur numérique (crisp) pour le processus réglémenté. Le terme défuzzification est équivalent au traitement de l'échelle floue, correspondant à une cartographie de l'espace des actions de contrôle flou et posé sur l'univers du discours pour l'espace non flou ou scalaire. Les méthodes utilisées sont le Centre de Gravité (CoG) ou Zone de Centre (CoA), présenté dans la figure V.5. Cette méthode calcule la variation  $\Delta D$  de la variation du rapport cyclique, en déterminant le centroïde de la zone composée qui est la fonction de sortie floue.

$$\Delta D = \frac{\sum W_{ij} Z_{ij}}{\sum W_{ij}} \quad (V.2)$$

### ❖ REGLES FLOUES

Les phases de fuzzification et de défuzzification sont directement liées. Les valeurs numériques acquises, normalisées par les variables d'entrées, sont générées sous la forme de signaux de contrôle discrets qui deviendront la variable de contrôle. Cette relation entre les entrées  $\Delta I_{pv}$ ,  $\Delta V_{pv}$  et la sortie  $\Delta D$  est réalisée par l'étape d'inférence floue. La figure V.5 illustre la connexion entre l'entrée et la sortie du contrôleur. Dans l'inférence floue de ce projet, pour la composition de chaque règle de contrôle et la relation entre eux, nous avons utilisé la technique d'inférence MAX-MIN. La méthode floue appliquée à la modélisation des contrôleurs a été proposée par Mamdani. Cette méthode a permis de préparer des règles strictement linguistiques. Toutes les actions de contrôle développées sont insérées dans les contrôleurs flous de la table de règles [11]. Cette table a été construite initialement sur la base de suggestions et pour les courbes de réponse typiques d'un système en boucle fermée. Ils proposent un contrôleur avec deux variables d'entrée et une variable de contrôle, qui sont associées à cinq fonctions d'appartenance triangulaires pour chaque variable. Les règles basées sur le flou utilisées dans ce document sont présentées dans le tableau 1. Cinq variables linguistiques ont été utilisées. Spécifiquement, NB représente une

valeur de «Grand négatif», NM est «Moyen négatif», ZE est zéro, PM est «Moyen positif» et PB est «Grand positif».

**TABLE V.1** Règles floues

$\Delta I$ / $\Delta V$	NB	NM	ZE	PM	PB
NB	<b>ZE</b>	<b>PM</b>	<b>PM</b>	<b>PB</b>	<b>PB</b>
NM	<b>NS</b>	<b>ZE</b>	<b>PM</b>	<b>PM</b>	<b>PB</b>
ZE	<b>NM</b>	<b>NM</b>	<b>ZE</b>	<b>PM</b>	<b>PM</b>
PM	<b>NB</b>	<b>NM</b>	<b>NM</b>	<b>ZE</b>	<b>PM</b>
PB	<b>NB</b>	<b>NB</b>	<b>NM</b>	<b>NM</b>	<b>ZE</b>

**TABLEAU V.2.** Paramètres du module PV dans des conditions d'essai standard

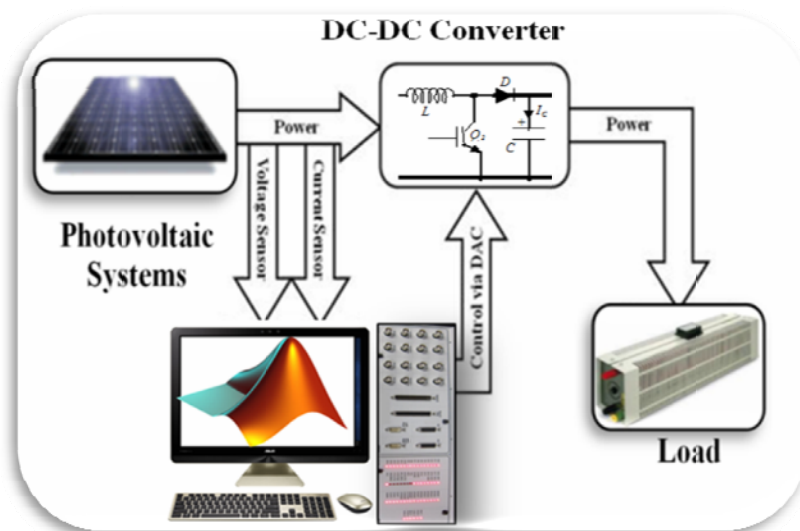
Courant de court-circuit $I_{sc}$	4.7 A
Tension de circuit ouvert $V_{oc}$	22 V
Courant au point de puissance maximale $I_{MPP}$	4.44 A
Tension au point de puissance maximale $V_{MPP}$	18V
Nombre de cellules en série $N_s$	36
$P_{max}$	80W

## V.5 Implémentation en temps réel de la technique de maximisation de puissance proposée

Dans cette section, nous allons vérifier les performances du pilote de modélisation FLC qui a été proposé dans ce travail. Pour cela nous allons utiliser le système de contrôle en temps réel basé sur DS1104 de dSPACE. Cette plateforme de contrôle fournit des bibliothèques pour établir la communication avec l'environnement MATLAB<sup>TM</sup> / Simulink. Les bibliothèques dSPACE vous permettent d'inclure des blocs d'E / S qui communiquent avec les diagrammes SIMULINK afin que les blocs d'entrée vous permettent d'obtenir des signaux du système réel contrôlé et que les blocs de sortie vous permettent d'envoyer des signaux au système contrôlé.

Les diagrammes SIMULINK peuvent être convertis en code C à l'aide de la boîte à outils Real-Time Workshop (RTW). Ce code C est compilé et un exécutable est envoyé au processeur de signal numérique (DSP) intégré dans la carte DS1104 qui est en charge de

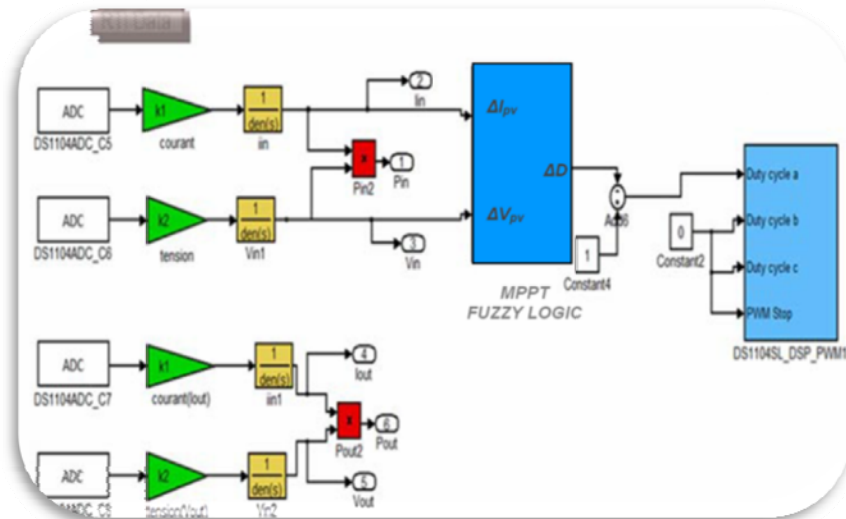
l'exécution de l'algorithme de contrôle en temps réel. Le logiciel fourni par dSPACE comprend une interface graphique appelée Control Desk qui permet la surveillance et le contrôle en temps réel et montre l'évaluation de la nouvelle modélisation de FLC MPPT. Ce logiciel permet également d'enregistrer les résultats des tests expérimentaux effectués dans des fichiers de données qui pourront ensuite être traités et représentés graphiquement dans l'environnement MATLABTM.



**Figure (V.6)** Schéma fonctionnel de la configuration matérielle

La figure V.6 montre le schéma fonctionnel de la configuration matérielle où vous pouvez voir les panneaux PV, le convertisseur DC-DC, la plate-forme de contrôle DS1104 et la charge résistive connectée au système. Le condensateur C assure une plus grande stabilité du point de fonctionnement statique du générateur photovoltaïque.

La figure V.7 montre le schéma de principe SIMULINK du schéma de commande proposé qui a été implémenté sur la carte de contrôle en temps réel DS1104. Le solveur est ode1 (Euler), la taille du pas est  $10^{-4}$  et la fréquence de l'horloge matérielle: CPU clock: 250 MHz. Comme on peut le voir sur ce diagramme, la tension et le courant mesurés directement du générateur PV par les canaux C5 et C6, où le modèle de FLC MPP est développé pour générer la sortie de contrôle, qui sera le rapport cyclique approprié D de sorte que le convertisseur DC-DC fournit une valeur appropriée de la résistance de charge du PV que les panneaux fonctionnent dans le point de maximisation « MPP ». Comme on peut le voir sur le schéma, la sortie du MPPT FLC est envoyée au bloc DSP PWM DS1104SL, qui est responsable de la génération d'un signal PWM avec le rapport cyclique qui lui est envoyé par le FLC MPPT.



**Figure (V.7)** MPPT FLC dans l'environnement MATLAB / Simulink et sa mise en œuvre dans dSPACE 1104

## V.6 RÉSULTATS ET INTERPRÉTATION

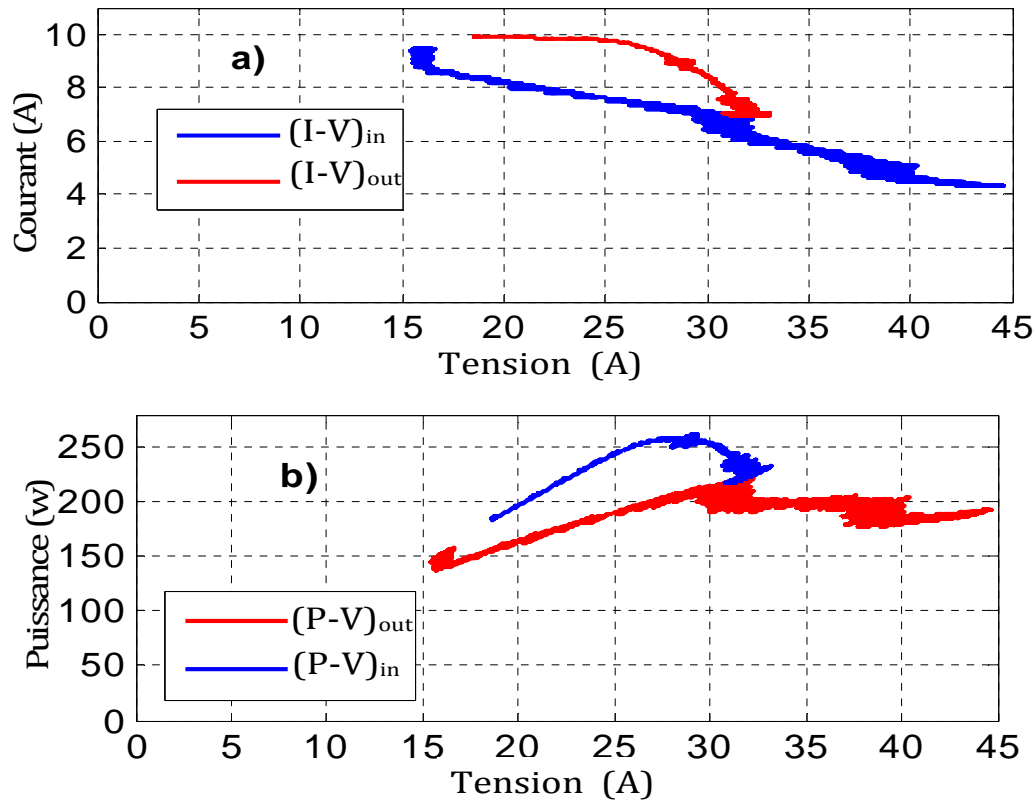
Réponse de l'algorithme MPPT Fuzzy Logic vis-à-vis de la variation de charge:

Les figures (V.8) et (V.9) représentent les caractéristiques I-V et P-V et montrent l'impact de la variation de charge  $R_{1, 2, 3, 4} = [9.8, 7.6, 4.6, 2] \Omega$ . Dans cette condition, notre algorithme converge vers différents points de fonctionnement du système PV pour chaque variation de valeur de la charge.

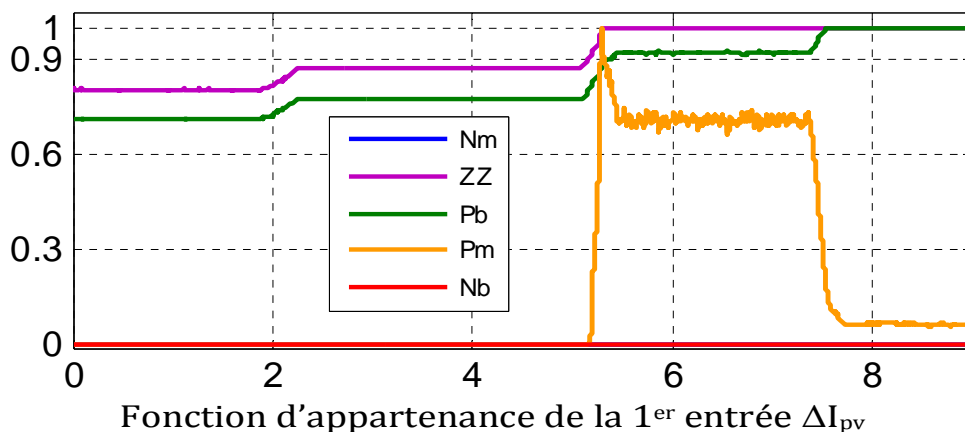
La modélisation du MPPT FLC nous permet d'obtenir de nouveaux résultats, où le contrôleur classique FLC MATLABM / Simulink ne pouvait pas nous apporter cette information. Les figures (V.10) et (V.11) présentent les sorties de cinq fonctions d'appartenance des entrées  $\Delta I_{pv}$  et tension  $\Delta V_{pv}$  actuelles, et la variation  $\Delta D$  de sortie lorsque nous appliquons une variation de charge différente.

Les figures V.12 et V.13 représentent respectivement la variation de puissance, de tension et de courant du système PV en variation de charge. Les deux sorties du panneau PV et du convertisseur élévateur sont représentées sur ces figures. Cette variation impliquera un changement rapide de la tension optimale du panneau et l'algorithme MPPT réagit dans un comportement rapide et cohérent. Equipé d'un convertisseur boost et d'un changement de charge, le système essaie de trouver la puissance maximum pour chaque variation. L'algorithme MPPT FLC donne le rapport cyclique approprié  $D$  appliqué au

PWM pour faire l'impulsion du commutateur d'amplification, de sorte que la puissance réelle soit augmentée pour fonctionner dans MPP.



**Figure V.7.** FLC-MPPT avec une variation de charge; a) I-V; b) P-V. La fréquence d'ondulation est de 270Hz



**Figure V.8.** Sortie de la fonction d'appartenance du courant d'entrée  $\Delta I_{pv}$  modélisé dans Simulink

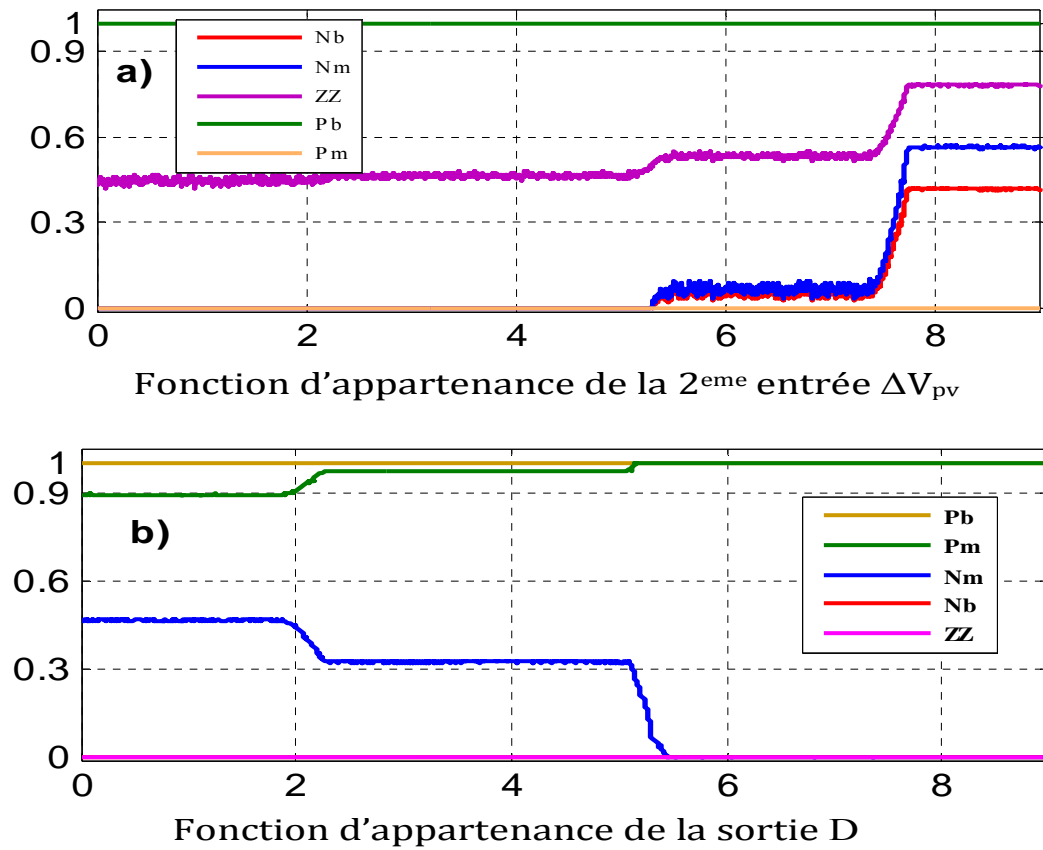


Figure (V.9) . Sorties de la fonction d'appartenance de la tension d'entrée  $\Delta V_{pv}$  et du rapport cyclique  $\Delta D$  modélisées dans Simulink

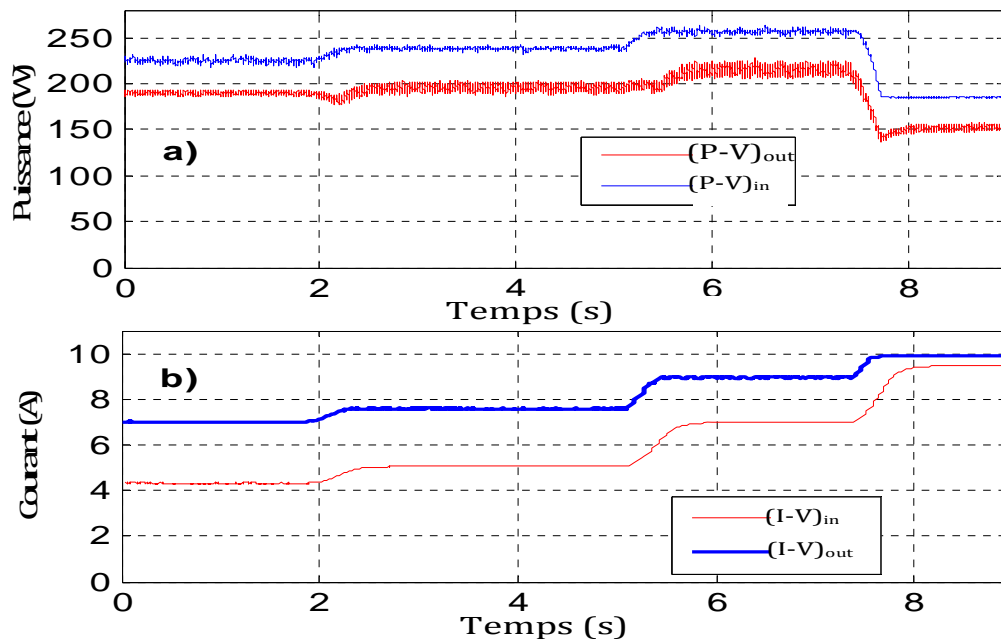


Figure (V.10) . Réponses de la puissance et du courant pour une variation de charge



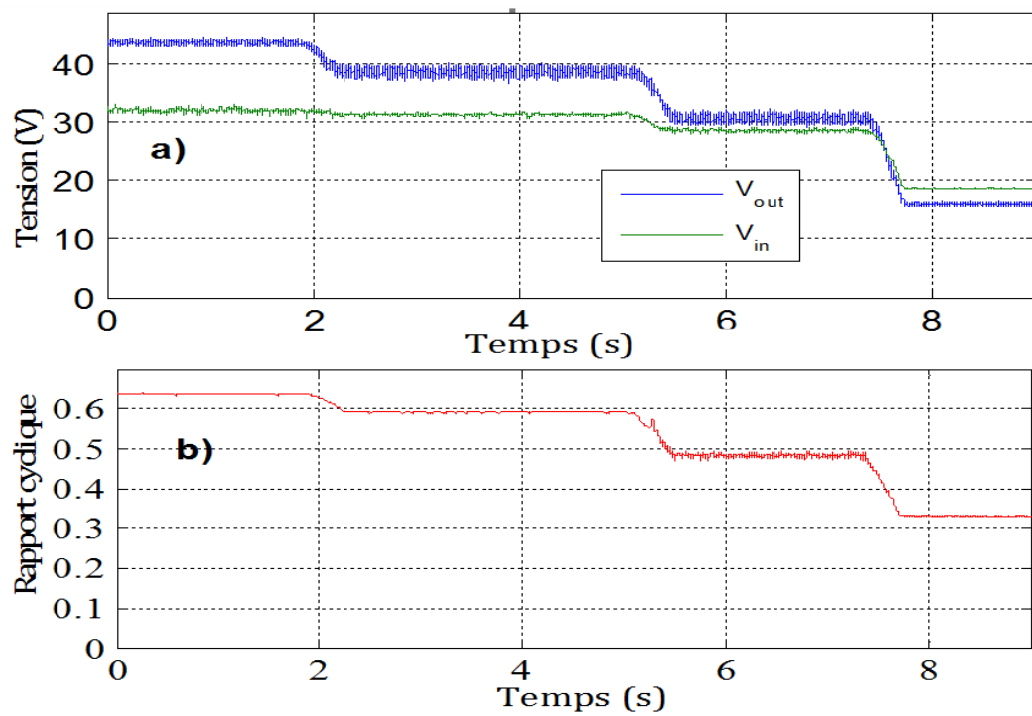


Figure (V.11) . Réponses de la tension et du rapport cyclique pour une variation de charge

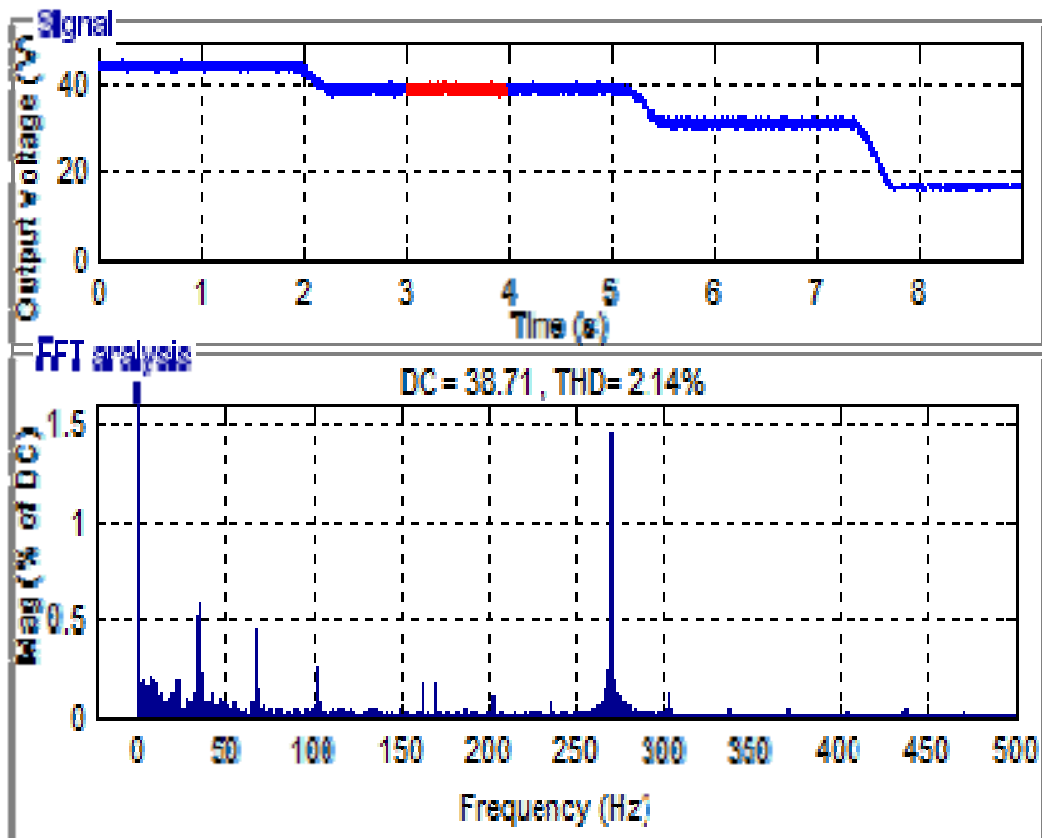


Figure (V.12) . Analyse de transformée de Fourier rapide de la tension de sortie

La figure V.12 représente l'analyse de la transformée de Fourier de la tension de sortie avec variation de la charge. La fréquence d'ondulation est de 270Hz.

## **Conclusion**

Nous avons effectué dans ce chapitre une validation expérimentale l'algorithme de logique floue sous Simulink en utilisant DS1104. Ceci nous a permis de constituer un système photovoltaïque, intégrant les modèles du panneau (Bp 380), du convertisseur élévateur DC-DC, de l'algorithme MPPT et de la charge. Nous avons démontré l'efficacité de l'algorithme MPPT à travers les résultats expérimentaux. Pour cela, nous avons utilisé une modélisation modifiée de l'algorithme de logique floue qui est validé avec une charge variable.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] U. R. Yaragatti, A. N. Rajkiran, B. C. Shreesha, "A novel method of fuzzy controlled maximum power point tracking in photovoltaic system," IEEE International Conference on Industrial Technology, 2005, pp 1421 – 1426.
- [2] Patcharaprakiti, N., Suttichai P., and Sriuthaisiriwong Y., (2005). Maximum Power Point Tracking Using Adaptive Fuzzy Logic Control for Grid Connected Photovoltaic System. *Renewable Energy* 30 (11): 1771-1788.
- [3] M.S. Aït Cheikh, C. Larbes, G.F. Tchoketch Kebir and A. Zerguerras, "Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme," *Revue des Energies Renouvelables*, 2007, Vol. 10, N°3, pp 387 – 395.
- [4] G.Y. Ayvazyan<sup>1</sup>, G.H. Kirakosyan<sup>2</sup>, and A.H. Vardanyan<sup>1</sup>, "Maximum Power Operation of PV System Using Fuzzy Logic Control," *Armenian Journal of Physics*, vol. 1, 2008, pp. 155-159.
- [5] El Hajjaji, M. BenAmmar, J. Bosche, M. Chaabene, and A. Rabhi, "Integral Fuzzy Control for Photovoltaic Power Systems," *Sustainability in Energy and Buildings*, Springer Berlin Heidelberg, 2009, pp. 219-228.
- [6] N. Patcharaprakiti, S. Premrudeepreechacharn, Y. Sriuthaisiriwong, "Maximum power point tracking using adaptive fuzzy logic control for grid-connected photovoltaic system," *Renewable Energy*, 2005, Vol 3, No 11, pp. 1771-1788.
- [7] V. Di Dio, D. La Cascia, R. Miceli, "A Mathematical Model to Determine the Electrical Energy Production in Photovoltaic Fields under Mismatch Effect", *Proceedings of the 978(1) IEEE*, pp.46-51, August 2009.
- [8] A. Saadi and A. Moussi, "Optimization of Buck Boost Converter By MPPT Technique With A Variable Reference Voltage Applied to Photovoltaic Water Pumping System Under Variable Weather Conditions," *Asian Journal of Information Technology* 6, 2007.
- [9] N. Patcharaprakiti and S. Premrudeepreechacharn, "Maximum Power Point Tracking Using Adaptive Fuzzy Logic Control for Grid connected Photovoltaic System", *PESW2002*, volume 1, PP:372-377, 002.
- [10] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho , "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol 24, no. 5, 2009, pp 1198-1208.

- [11] S. Drid, L.Chrifi-Alaoui, M.Ouriagli and P. Bussy, "Robust Control of the Photovoltaic System with Improved Maximum Power Point Tracking" Ninth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER'14) EVER'2014, March 25-27, 2014, Monte-Carlo (Monaco).
- [12] Boutabba Tarek, Drid said and M.E.H. Benbouzid, "Maximum Power Point Tracking Control for Photovoltaic System Using Adaptive Neuro- Fuzzy "ANFIS"" 2013 Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), 8th International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), Monaco and IEEE.
- [13] Boutabba Tarek, Drid said Larbi CHRIFI-ALAOUI and M.E.H. Benbouzid, "A New Implementation of Maximum Power Point Tracking based on Fuzzy Logic Algorithm for Solar Photovoltaic"" IJE TRANSACTIONS A: Basics Vol. 31, No. 4, (April 2018) 580-587.

# ***Conclusion générale***

## Conclusion générale et perspectives

Dans le contexte mondial pour réduire l'émission de gaz à effet de serre et l'échauffement de la planète, le besoin de l'énergie renouvelable est indispensable. La production de cette dernière, surtout l'éolienne et la photovoltaïque est de plus en plus importante. Cette évolution dynamique est surtout visible dans le domaine du site isolé grâce au développement des nouvelles technologies dans le domaine de l'électronique de puissance.

Au cours du premier chapitre, nous avons présenté un état de l'art concernant la production d'énergie électrique à partir des deux systèmes de production éolien et solaire. Après un rappel de notions fondamentales nécessaires à la compréhension du système de conversion de l'énergie hybride, les deux d'énergies et leurs modes de fonctionnement ont été décrits. Et par la suite nous avons présenté les principales parties qui constituent les systèmes photovoltaïques (les panneaux, batterie et convertisseur, ainsi que les charge).

L'intérêt porté aux énergies renouvelables, nous a amené à nous intéresser au système photovoltaïque comme production décentralisée qui a fait l'objet de deuxième chapitre. Ces systèmes utilisent des convertisseurs de puissance pour se connecter au réseau et la puissance injectée est fortement variable puisqu'elle est dépendante de l'éclairement. Nous avons présenté le principe de la conversion photovoltaïque ainsi que son modèle électrique. Une étude bibliographique a permis de recenser les différents systèmes photovoltaïques pouvant être connecté au réseau.

La structure étudiée est "à bus continu intermédiaire". Ce générateur possède deux convertisseurs : un hacheur survolteur qui permet de réaliser la fonction MPPT et un onduleur assurant la connexion au réseau. Cette modélisation a permis de connecter cette structure à un réseau basse tension et d'en connaître son fonctionnement. Il apparaît au travers différentes simulations que la connexion d'une source sur un réseau basse tension modifie le profil de tension comme pourrait le faire une source classique. La structure à bus continu intermédiaire permet d'extraire le maximum de puissance sans être perturbée par aucun défaut.

Concernant le premier niveau d'optimisation, pour notre système photovoltaïque, nous avons proposé quelques commandes de poursuite du point de puissance maximale en commençant par la simplicité de la recherche extrême (méthode Perturbation &

Observation et l'incrémental) et la flexibilité de la logique floue jusqu'au test de algorithmes basé sur le filtre de Kalman.

En conséquence, le panneau extrait toujours la puissance maximale quel que soient les variations des conditions climatiques et/ou d'exploitation.

Les résultats de simulation pour valider le modèle développé et ont montré les performances des approches proposés.

Pour une gestion efficace de la production d'énergie éolienne, nous avons présenté dans le troisième chapitre, la commande des différents éléments constituant une chaîne de production éolienne. Nous avons abordé deux niveaux de commande : un premier niveau est dédié à la commande de la turbine afin de maximiser la puissance captée (MPPT) et la seconde dédiée à la commande de la génératrice à travers des convertisseurs de puissance (CCG et CCR). Pour cela, on a développé un modèle pour le contrôle indépendant des puissances active et réactive statorique en partant de la commande vectorielle de la GADA à flux statorique orienté. Dans cette partie, nous avons présenté une étude théorique dans laquelle nous avons exprimé les puissances active et réactive statorique en fonction des tensions afin d'envisager un pilotage de la machine par le rotor (bobinage de commande). Le bon suivi des consignes pour les deux puissances active et réactive rotoriques a montré la robustesse de la commande appliquée.

Dans un site isolé (système hybride), le besoin de continuité du service en présence de la disponibilité intermittente des sources renouvelables entraîne l'utilisation indispensable d'un système de stockage. Dans ce contexte, la batterie plomb-acide est la solution la plus utilisée grâce au bon rapport prix/qualité. Pourtant, la mauvaise utilisation de la batterie peut entraîner sa défaillance, cela implique le besoin d'entretenir et remplacer souvent celle-ci. Le coût d'installation et de fonctionnement du système sera donc augmenté.

Alors, il faut non seulement avoir un schéma d'exploitation flexible des sources, mais aussi prendre en compte la durée de vie des composants, surtout de la batterie. De ce fait, pour le deuxième niveau de perfectionnement, nous avons proposé un superviseur de la gestion d'énergie, pour fournir aux clients de l'énergie électrique de façon continue, sous forme de tensions parfaitement sinusoïdale avec des valeurs d'amplitude et de fréquence préétablies, et aussi pour prolonger la durée de vie de la batterie en limitant son taux de charge/décharge et évitant la sulfatation et/ou le dégagement gazeux. Plusieurs

simulations ont été effectuées en considérant différents cas d'exploitation et de conditions climatiques et ont montré l'intérêt et la validité du superviseur proposé.

Dans le dernier chapitre, Nous avons proposé et validé expérimentalement une stratégie de commande robuste avec l'algorithme de logique floue appliquée au convertisseur DC-DC pour un système photovoltaïque. Cette loi de commande garde sa robustesse sous différentes contraintes et assure la stabilité du système et la maximisation de puissance, La stratégie de commande a été appliquée sur le convertisseur élévateur « Boost », où elle a montré des bonnes performances au niveau du temps de réponse et dépassement par rapport au MPPT classique, avec l'avenage de pouvoir accéder au bloc de l'algorithme de la logique floue qui a donné une flexibilité au niveau de la commande.

### **Perspectives :**

Cette thèse peut offrir plusieurs pistes de recherche dans le domaine des éoliennes et solaire.

Les points suivants sont identifiés comme des travaux futurs potentiels sur la base des résultats de cette thèse :

Pour la continuité de ce travail, il nous vient à l'esprit de définir les axes de recherches qui sont, à notre avis, prometteurs pour le développement de système hybride :

- Il est nécessaire d'effectuer un processus de conception détaillé de chacune des interfaces de puissance considérées dans ce travail, de sorte que chaque architecture proposée soit faisable ou réalisable et, à partir de ce moment, évalue l'effet réel de chaque convertisseur sur le comportement du système.
- Les systèmes de génération inclus dans ce travail sont considérés comme des technologies non distribuables, en raison du caractère aléatoire intrinsèque des sources de génération. Il est proposé d'envisager un nouveau générateur dispatchable (générateur diesel, biomasse, etc.) pour valider les performances des systèmes d'algorithme d'optimisation et de contrôle dans une nouvelle génération de scénarios, et permet la génération de réseau de soutien en période de forte demande ou faible génération de technologies non distribuables.
- Le système de contrôle développé dans ce travail est basé sur un système de contrôle proportionnel-intégral-dérivé (PID) et de contrôle vectorielle. Cependant, il



peut être amélioré en appliquant des techniques de contrôle avancées telles que le schéma de contrôle en mode coulissant, le contrôle adaptatif, le contrôle prédictif, etc. . Le système de régulation de fréquence basé sur la charge de décharge peut être remplacé par différentes formes d'unités de stockage d'énergie, telles que des un système de stockage d'air comprimé (pile a combustible). Cependant, l'intégration de ce système complexe au réseau serait très difficile et des recherches supplémentaires pourraient être menées dans ce domaine pour améliorer la fiabilité et la qualité de l'énergie.

- L'étude des commandes avancées pour l'implantation des systèmes hybrides afin d'améliorer la qualité d'énergie.

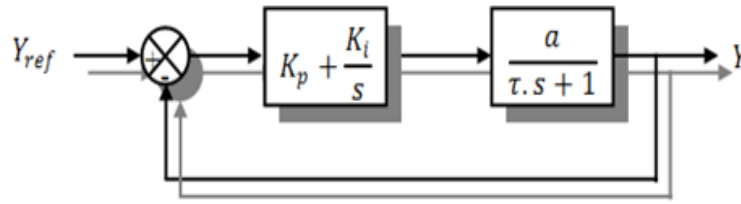
# ***ANNEXES***

## Annexe 'A'

### A.1 Calcul et synthèse des correcteurs

#### A.1.1 Schéma bloc d'un système asservi

La stratégie de commande adoptée utilise un régulateurs proportionnel intégral « PI ». C'est un régulateur simple et rapide à mettre en œuvre et donne un bon compromis complexité-performance. La figure C.1 montre un système en boucle fermé corrigé par un régulateur PI.



**.Figure A.1 :** Système régulé par un correcteur proportionnel intégral.

- ✓ «  $Kp + \frac{Ki}{s}$  » : la fonction de transfert du régulateur proportionnel intégral.
- ✓ «  $\frac{a}{\tau s + 1}$  » : la fonction de transfère du système à régulier.
- ✓ «  $\tau$  » : la constante de temps du système avant la régulation.
- La fonction de transfert en boucle ouverte :

$$F_{BO}(S) = \left( \frac{Ki + Kp \cdot S}{S} \right) \left( \frac{1}{f + JS} \right) = \frac{Ki}{f} \left( \frac{1 + \left( \frac{Kp}{Ki} \right) \cdot S}{S} \right) \left( \frac{1}{1 + \left( \frac{J}{f} \right) \cdot S} \right) \quad (A.1)$$

- La fonction de transfert en boucle fermée :

$$F_{BF}(S) = \frac{F_{BO}(S)}{1 + F_{BO}(S)} \quad (A.2)$$

#### A.1.2 Calcul des paramètres du régulateur « PI »

La régulation d'un système physique régit par une fonction de transfert, consiste à stabiliser et d'améliorer sa réaction par rapport à la commande utilisée, il suffit que la fonction de transfert du système asservis (système + régulateur) doit répondre à quelque performance :

- Constante de temps «  $\tau$  » dans le cas d'un système régulé de premier ordre.
- Temps de réponse «  $tr$  » et dépassement «  $D$  » dans un système de deuxième ordre.

### a) Système régulé régit par une « FT » du premier ordre

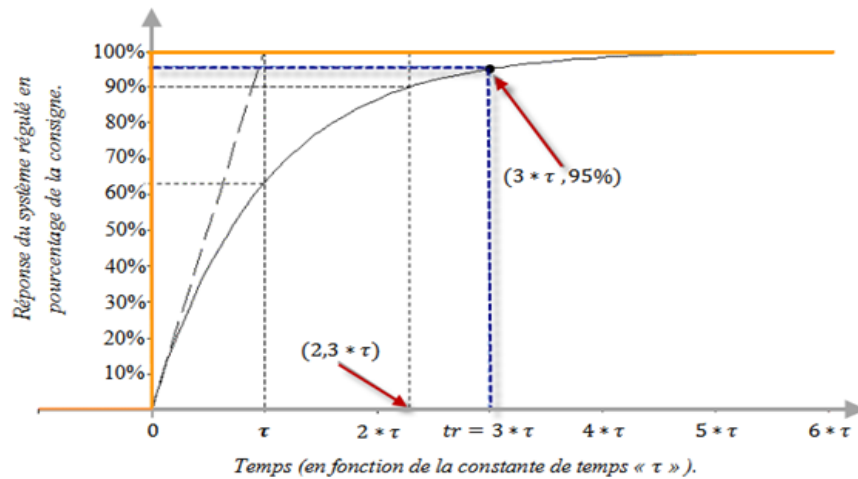
La fonction de transfert en boucle ouverte du système régulé est donnée par l'équation(A.1), en posant «  $\frac{Kp}{Ki} = \frac{1}{f}$  », la fonction de transfert en boucle ouverte et fermer seront :

$$F_{BO}(S) = \left( \frac{Ki + Kp \cdot S}{S} \right) \left( \frac{1}{f + JS} \right) = \frac{Ki}{f \cdot S}$$

$$\left\{ \begin{aligned} F_{BF}(S) &= \frac{\frac{Ki}{f \cdot S}}{1 + \frac{Ki}{f \cdot S}} = \frac{Ki}{f \cdot S + Ki} = \frac{1}{1 + \left(\frac{f}{Ki}\right) \cdot S} \end{aligned} \right. \quad (A.3)$$

La constante de temps est :  $\tau = \frac{f}{Ki}$ , supposons que le temps de réponse «  $t_r$  » sera égale à «  $t_r = 3 \cdot \frac{f}{Ki}$  », les gains du régulateur « PI » pour un temps de réponse donné seront calculés comme suit :

$$\left\{ \begin{aligned} t_r &= 3 \cdot \frac{f}{Ki} \Rightarrow Ki = \frac{3 \cdot f}{t_r} \\ \frac{Kp}{Ki} &= \frac{1}{f} \Rightarrow Kp = \frac{3J}{t_r} \end{aligned} \right. \dots \dots (B.4)$$



**Figure A.2 :** Réponse d'un système régulé de premier ordre.

« Cette méthode est dite : méthode de compensation de pôle (on compense le pôle du système avec le zéro du correcteur), facile à calculer sauf que le système final sera du premier ordre, moins de performance en le comparant avec un autre de deuxième ordre »

### b) Système régulé régité par une « FT » du deuxième ordre

Dans le cas d'un système régulé régité par une « FT » du deuxième ordre, d'autres performances sont ajoutées telles que : le temps de montée, dépassement, pulsation propre ou pseudo période, temps de réponse réduit etc.

Les paramètres du régulateur «  $Kp$  et  $Ki$  » seront en fonction de deux grandeurs :

- ✓ Coefficient d'amortissement : «  $\xi$  »
- ✓ Pulsation propre non amortie : «  $\omega_n$  » ou bien «  $\omega_0$  »

Calculons la « FTBO » et la « FTBF » sans compensation :

$$F_{BO}(S) = \left( \frac{Ki + Kp \cdot S}{S} \right) \left( \frac{1}{f + JS} \right) = \frac{Ki + Kp \cdot S}{f \cdot S + J \cdot S^2}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{BF}(S) = \frac{Ki + Kp \cdot S}{f \cdot S + J \cdot S^2} \\ F_{BF}(S) = \frac{Ki + Kp \cdot S}{1 + \frac{Ki + Kp \cdot S}{f \cdot S + J \cdot S^2}} = \frac{Ki + Kp \cdot S}{f \cdot S + J \cdot S^2 + Ki + Kp \cdot S} = \frac{Ki + Kp \cdot S}{J \cdot S^2 + (f + Kp) \cdot S + Ki} \end{array} \right. \quad (A.4)$$

La fonction de transfert est alors identifiée à une fonction du second ordre sans zéro :

$$F_{BF}(S) = \frac{a}{S^2 + (2 \cdot \xi \cdot \omega_n) \cdot S + \omega_n^2} \quad (A.5)$$

L'identification des gains du régulateur est obtenue en comparant les deux dénominateurs, d'où les paramètres du correcteur « PI » seront :

$$\left\{ \begin{array}{l} 2 \cdot \xi \cdot \omega_n = \frac{(f + Kp)}{J} \\ \omega_n^2 = \frac{Ki}{J} \end{array} \right. \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} Kp = 2 \cdot \xi \cdot \omega_n \cdot J - f \\ Ki = J \cdot \omega_n^2 \end{array} \right. \quad (A.6)$$

En choisissant minutieusement la valeur du coefficient d'amortissement «  $\xi$  » et la pulsation propre «  $\omega_n$  » («  $\xi$  » et «  $\omega_n$  » doivent être adaptés au système ; temps de réponse, dépassement, courant, inertie etc.), les paramètres du régulateurs seront définis immédiatement.

## Annexe 'B'

Tableau 1: Paramètres du SCEE basé sur la GADA utilisé dans les simulations

Paramètre	Valeur	Description
$P$	3	Paires de pôles de générateurs
$R_s$	$0.1 \Omega$	Résistance d'enroulement du stator
$R_r$	$0.1 \Omega$	Résistance de l'enroulement du rotor
$L_{sabc}$	$0.01 H$	Inductance des enroulements du stator
$L_{rabc}$	$0.01 H$	Inductance des enroulements du rotor
$L_m$	$0,01 H$	Inductance de magnétisation
$L_{sdq}$	$0.02 H$	Inductance du stator dans la référence de rotation
$L_{rdq}$	$0.02 H$	Inductance du rotor en référence tournante
$\sigma$	0.75	Coefficient de dispersion
$J_G$	$0,05 \text{ kgm}^2$	Générateur inertie
$D_G$	$0,01 \text{ N.m.s/rad}$	Coefficient de friction dans le rotor du générateur
$V_{CC}$	400V	Tension nominale du bus DC
$C$	10 mF	Capacité de bus DC
$R_f$	$0.01 \Omega$	résistance de filtre de la ligne
$L_f$	0.001 H	Inductance de filtre de la ligne
$\omega_s$	377 rad / s	Vitesse du réseau synchrone
$n_{bv}/n_{av}$	1:10	Rapport de démultiplication de la turbine

## Annexe 'C'

### C1. Paramètres de l'installation photovoltaïque

#### a) Paramètres d'une cellule photovoltaïque :

Valeur	Symbole	Paramètre
<i>Température de référence</i>	$T_{ref}$	25°C
<i>Energie de gap</i>	$E_g$	1.12 eV
<i>Facteur d'idéalité de la jonction</i>	$A$	Entre 1 et 2
<i>Résistance série d'un panneau photovoltaïque</i>	$R_{stot}$	0.614 Ω
<i>Resistance parallèle d'un panneau photovoltaïque</i>	$R_{sthot}$	151.16 Ω
<i>Eclairement de référence</i>		1000 W/m <sup>2</sup>
<i>Charge de l'électron</i>	$E_{ref}$	1.6.10 <sup>-19</sup> C
<i>Constante de Boltzmann</i>	$q$	1.38.10 <sup>-23</sup> J/K
<i>Condition de température nominale de fonctionnement de la cellule</i>	$K$	45° c
<i>Paramètre donnée par le constructeur</i>	$N_{oct}$	
<i>Paramètre donnée par le constructeur</i>	$P_1$	0.0036
<i>Paramètre donnée par le constructeur</i>	$P_2$	0.0001
<i>Paramètre donnée par le constructeur</i>	$P_3$	-0.0005
<i>Paramètre donnée par le constructeur</i>	$P_4$	70.874

#### b) Paramètre du bus PV :

Valeur	Symbole	Paramètre
<i>Capacité équivalente</i>	$C_{pv}$	1000μF

#### c) Paramètres du parc de batteries :

Valeur	Symbole	Paramètre
<i>Résistance interne</i>	$R_{bat}$	1000μF
<i>Tension de circuit ouvert</i>	$e_0$	48V

#### d) Paramètres du filtre RLC :

Valeur	Symbole	Paramètre
<i>Résistance du filtre</i>	$R_f$	0.2Ω
<i>Inductance du filtre</i>	$L_f$	3mH
<i>Capacité du filtre</i>	$C_f$	100μF

## Annexe 'D'

### **D.1 CONTROLE DE PUISSANCE DIRECT « DPC »**

On prend l'angle du vecteur rotatif de la tension de réseau comme angle de référence du contrôleur, puis on détermine la position de tous les vecteurs dans le système de coordonnées de référence, en contrôlant éventuellement l'angle de phase du courant alternatif. Il est appelé contrôle par orientation de tension « VSR en anglais » et ce schéma de commande doit acquérir l'angle de phase précis de la tension du réseau, généralement obtenu par la détection directe de la tension du réseau. VSR est une stratégie de commande de puissance directe qui utilise deux choix ( avec capteurs et sans capteurs de tension alternative) [8], le calcul de la puissance active et réactive instantanée du redresseur en temps réel, les compare avec une puissance active et réactive donnée, et donne enfin des commandes pour garder la puissance instantanée ainsi que le courant instantané dans les limites autorisées. Ce rapport ne couvre que la stratégie du capteur de tension alternative.

#### **D.1. 1Composition du système de VSR**

Le système de control direct de puissance DPC est principalement composé du circuit principal et du circuit de commande. Le circuit principal est composé de l'alimentation en courant alternatif, du circuit de filtrage et de la charge, comme illustré à la figure 3-1. Le circuit de commande est constitué par la tension alternative et un circuit de mesure de courant, le circuit de mesure de tension continue (capteur à effet Hall), calcul de la puissance, la division du secteur, le comparateur d'hystérésis de puissance, une table de commutation et le régulateur PI. Son diagramme est montré comme suit:



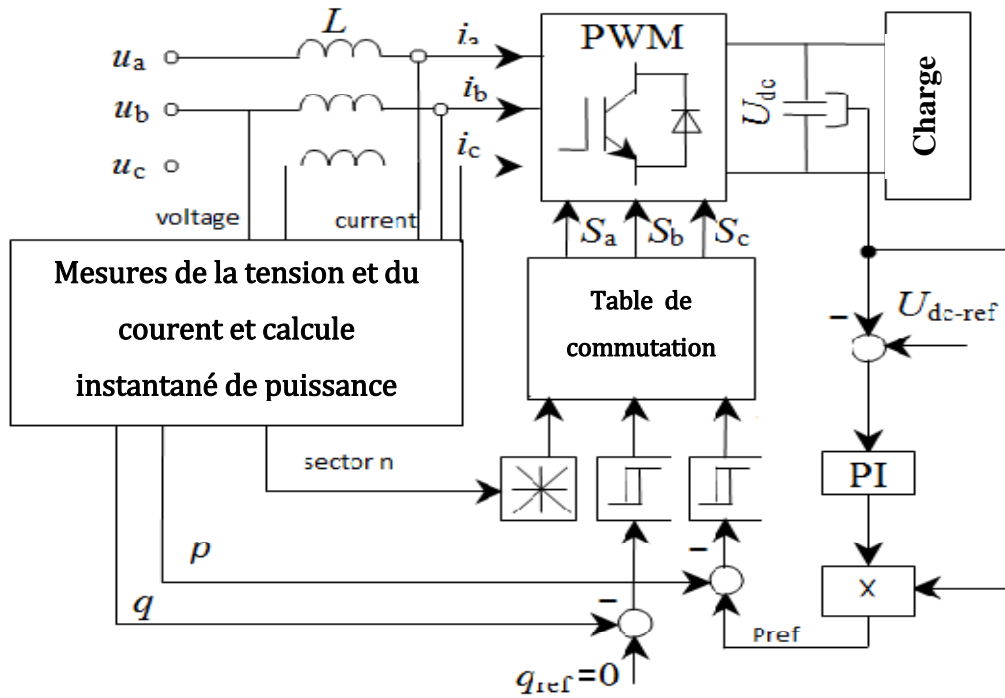


Figure D.1 schémas de principe de DPC

## D. 2.2.Principe de DPC

### 1. Calcul de la puissance

Nous pouvons utiliser un modèle mathématique dans le système de coordonnées stationnaires  $\alpha\beta$  et la formule de puissance pour calculer la puissance active instantanée et la puissance réactive.

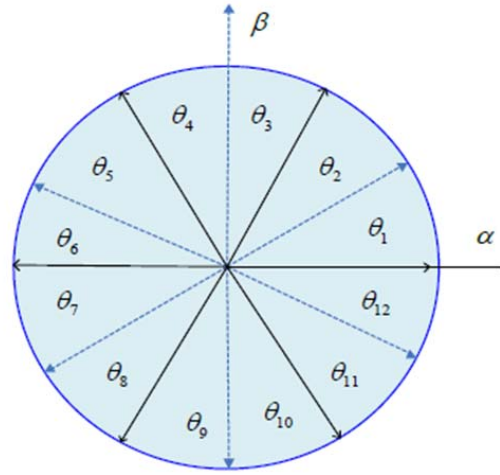
$$p = u \cdot i = u_{\alpha}i_{\alpha} + u_{\beta}i_{\beta}$$

$$q = u_{\beta}i_{\alpha} - u_{\alpha}i_{\beta} \quad (D.1)$$

### 2. Division sectorielle

Afin de trouver la position du vecteur d'espace de tension de grille  $u$ ,  $u_{\alpha}$  et  $u_{\beta}$  sont utilisé,

$$\delta = \arctan \frac{u_{\beta}}{u_{\alpha}} \quad (D.2)$$



**Figure D.2** division du secteur DPC

$\theta_n$  est déterminé par l'équation suivante.

$$(n - 1) \frac{\pi}{6} \leq \theta_n \leq n \cdot \frac{\pi}{6} = 1, 2, \dots, 12$$

### 3. Comparateur d'hystérésis de puissance

L'entrée de deux comparateurs d'hystérésis est la différence  $\Delta p = p_{ref} - p$  de la valeur donnée de la puissance active et la valeur réelle de la puissance active et la différence  $\Delta q = q_{ref} - q$  de la valeur donnée de la puissance réactive et de la valeur réelle de la puissance réactive.  $p_{ref}$  est défini par le produit de la sortie du régulateur PI et de la tension de sortie DC;  $q_{ref}$  est réglé sur zéro pour atteindre le facteur de puissance unitaire. La sortie des comparateurs d'hystérésis reflète la déviation de la puissance réelle par rapport à la puissance donnée. Le comparateur d'hystérésis de puissance peut être implémenté par un circuit ou un logiciel de Schmitt.

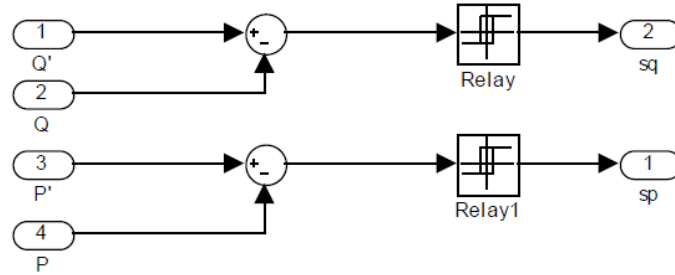
Nous définissons les valeurs d'état suivantes qui reflètent la déviation de la puissance réelle par rapport à une puissance donnée.

$$S_p = \begin{cases} 1, & p < p_{ref} - H_p \\ 0, & p < p_{ref} + H_p \end{cases} \quad (D.3)$$

$$S_q = \begin{cases} 1, & q < q_{ref} - H_q \\ 0, & q < q_{ref} + H_q \end{cases}$$

Lorsque l'entrée du comparateur d'hystérésis dépasse la largeur de bande d'hystérésis positive  $H_p$  ou  $H_q$ , la sortie est 1, ce qui signifie que les signaux d'attaque de PWM doivent augmenter la puissance du bus continu. Lorsque l'entrée est inférieure à la largeur de bande d'hystérésis négative  $-H_p$  ou  $-H_q$ , la sortie est nulle et les signaux d'attaque de PWM qui diminuent la puissance de bus continu doivent être choisis. Lorsque l'entrée du comparateur est comprise entre  $-H$  et  $+H$ , la sortie sera la sortie du cycle précédent.

Les valeurs de  $H_p$  et  $H_q$  ont un impact important sur les harmoniques de courant et la fréquence de commutation et la capacité de suivi de la puissance. Sur la base de l'équation (D.3), si la puissance active ou l'amplitude de la puissance réactive n'est pas dans la plage souhaitée, la sélection des commutateurs est effectuée. La logique de sélection est donnée par le tableau 3-1 et le modèle de comparaison est dessiné comme suit:



**Figure D.3** Comparateurs d'hystérésis de puissance

La bande d'hystérésis de puissance affecte la précision du contrôle de la puissance instantanée, de la tension continue et des courants alternatifs. D'après l'équation (D.1), il existe un couplage croisé entre le contrôle de la puissance active et de la puissance réactive. Lorsque le système de contrôle opère à la limite de deux secteurs, les mauvais commutateurs peuvent être choisis facilement et avec une grande bande d'hystérésis, la durée des mauvais commutateurs est longue. Il révèle qu'avec une bande plus large, la puissance peut varier sur une plus grande plage tout en augmentant l'ondulation de puissance instantanée, l'ondulation de tension continue et la distorsion du courant alternatif, ce qui est mauvais pour le convertisseur et la charge. Un impact négatif sur les performances de la DPC est inévitable pour les gros,  $H_p$  et  $H_q$ . Avec une petite bande d'hystérésis, la fréquence de commutation augmente et les pertes de commutateurs augmentent également.

#### 4. Table de commutation

On a l'équation de filtre RL donnée par

$$\begin{cases} L \frac{di_\alpha}{dt} = e_\alpha - Ri_\alpha - V_{dc}S_\alpha \\ L \frac{di_\beta}{dt} = e_\beta - Ri_\beta - V_{dc}S_\beta \end{cases} \Rightarrow L \frac{di}{dt} = e - Ri - V_r \quad (D.4)$$

Où  $e = e_\alpha + je_\beta$ ,  $i = i_\alpha + ji_\beta$ ,  $V_r = V_{dc}S_\alpha - jV_{dc}S_\beta$

Si l'impact de R est négligé on a :

$$L \frac{di}{dt} = e - V_r \Rightarrow i = i(0) + \frac{1}{L} \int_0^T (e - V_r) dt \quad (D.5)$$

La table de commutation détermine les valeurs de  $S_a, S_b, S_c$  en fonction de l'équation (C.4) et de la sortie de comparateurs.  $V_r$  est des valeurs discrètes  $v_1, v_2, v_3, v_4, v_5, v_6, v_7$ , qui sont déterminées par,  $S_a, S_b, S_c$  et  $V_{dc}$ . Ils sont illustrés à la figure C-4.

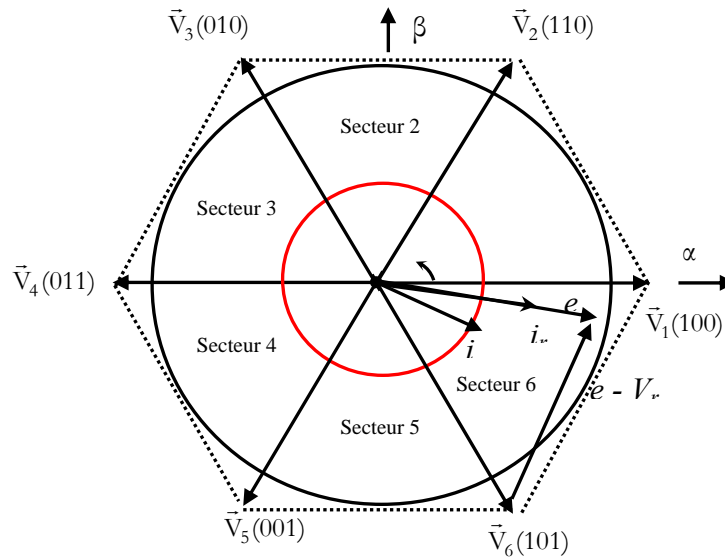


Figure D.4 Vecteurs de l'espace de tension du réseau et  $V_r$

Nous supposons que  $e$  est dans le secteur  $\theta_{12}$ ,  $i_r$  correspond à  $p_{ref}$ , quand  $i$  est en retard et inférieur à  $i_r$ , cela signifie que  $p < p_{ref} < q > q_{ref}$  à savoir,  $S_p = 1, S_q = 0$ . Donc,  $V_r$  approprié est sélectionné pour que  $i$  soit proche de  $i_r$ ,  $p$  proche de  $p_{ref}$  et  $q$  proche de  $q_{ref}$  basé sur l'équation (D.5). Donc, dans l'exemple ci-dessus,  $v_6(101)$  est sélectionné et  $S_a = 1, S_b = 0, S_c = 1$ . Lorsque  $e$  se trouve dans d'autres secteurs, la même analyse peut être effectuée, puis le tableau de commutation présenté dans le **tableau D-1**.

$S_p$	$S_q$	$S_a, S_b, S_c$											
		$\theta_1$	$\theta_2$	$\theta_3$	$\theta_4$	$\theta_5$	$\theta_6$	$\theta_7$	$\theta_8$	$\theta_9$	$\theta_{10}$	$\theta_{11}$	$\theta_{12}$
1	0	101	100	110	110	110	010	010	011	011	001	001	101
1	1	110	010	010	011	011	001	001	101	101	100	100	110
0	0	100	100	110	110	010	010	011	011	001	001	101	101
0	1	110	110	010	010	011	011	001	001	101	101	100	100