



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



Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de :
Doctorat en Sciences en Electrotechnique
Option : Machines Electriques

Sous le Thème :

**Contribution à la Commande et la Gestion des Sources
Hybrides d'Energie Electrique**

Présentée par :

TOUAL Belgacem

Soutenue le 27 Décembre 2018 devant le jury composé de :

Dr. ABDESSEMED Rachid	Prof.	Université de Batna	Président
Dr. MOKRANI Lakhdar	Prof.	Université de Laghouat	Rapporteur
Dr. AZOUI Boubaker	Prof.	Université de Batna	Examineur
Dr. BOUREK Amor	Prof.	Université de Biskra	Examineur
Dr. HAFIFA Ahmed	Prof.	Université de Djelfa	Examineur
Dr. KOUZOU Abdellah	Prof.	Université de Djelfa	Invité

2018

DEDICACES

Aux mémoires de ma chère mère et de mon cher père, pour leur soutien inconditionnel au cours de leurs vies, et pour leurs encouragements, et bien sur pour m'avoir permis de réaliser mes études dans les meilleures conditions ;

A mon épouse, pour m'avoir soutenu, accompagné et surtout supporté tout au long de ce travail ;

A mes enfants Zakaria, Souhila, Nadjet, Abdelhak et Rabeh Soufiane qui auront compris par ce travail que faire les études est toujours un privilège quelque soit son âge ;

A toute ma famille ;

A tous mes amis ;

A ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes études et toute ma vie.

... je dédie ce modeste travail.

Belgacem FOUAL

REMERCIEMENTS

*Mes remerciements vont tout premièrement, à **Dieu** le tout puissant qui m'a donné la foi, le courage et la patience de parvenir à finir ce modeste travail.*

Le présent travail a été réalisé au sein des Laboratoires : d'Automatique Appliqué et Diagnostic Industriel de l'Université de Djelfa (LAADI) et d'Analyse et de Commande des Systèmes d'Energie et Réseaux Electriques (LACoSERE) de l'Université de Laghouat. Je tiens à remercier le staff de ces institutions de recherche.

*J'adresse tout d'abord ma profonde reconnaissance à Monsieur **Lakhdar MOKRANI**, Professeur à l'Université de Laghouat pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de diriger les travaux de cette thèse, et pour ses conseils et encouragements réguliers, ses qualités scientifiques et humaines ont toujours été une source de motivation.*

Je tiens à remercier très profondément les membres de jury qui ont accepté de juger ce travail :

*Monsieur **Rachid ABDESSEMED**, Professeur à l'Université de Batna et Directeur du Laboratoire de recherche LEB, pour m'avoir honoré par sa présence en qualité de président de jury.*

*Ainsi que, Messieurs : **Azoui BOUBAKER**, Professeur à l'Université de Batna 2, **Amor BOUREK**, Professeur à l'Université de Biskra et **Ahmed HAFIFA**, Professeur à l'Université de Djelfa, pour m'avoir honoré en qualité d'examineurs.*

*Je remercie sincèrement Monsieur **Abdellah KOUZOU**, Professeur à l'Université de Djelfa, pour ses nombreux conseils et son soutien tout au long de cette thèse.*

Je remercie aussi tous les enseignants et les responsables du Département d'Electrotechnique de l'Université de Batna 2 pour leurs aides et leurs encouragements. Sans oublier mes collègues du travail, d'étude et de domaine de recherche.

*Je tiens enfin à remercier vivement toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail, notamment monsieur **Mohamed MACHMOUM**, directeur de l'IREENA, Saint-Nazaire, France.*

Contribution à la Commande et la Gestion des Sources Hybrides d'Énergie Électrique

Résumé :

La présente thèse s'inscrit dans le contexte d'étude des systèmes à énergie électrique renouvelable. Elle consiste en une étude d'un système hybride à base d'une chaîne de conversion éolienne, d'une chaîne de conversion photovoltaïque et d'une unité de stockage par batteries. A travers l'état de l'art sur les différentes sources à énergies renouvelables, le grand intérêt des deux sources (éolienne et photovoltaïque) de natures complémentaires à la production de l'énergie renouvelable dans le monde a été montré. Particulièrement en Algérie où des zones comme Adrar possèdent un grand potentiel de ce genre d'énergies renouvelables et se positionnent au cœur du programme algérien en énergie renouvelable « **EnR** ».

Dans le but de mieux exploiter ces deux sources éolienne et photovoltaïque, les différentes topologies de leur hybridation sont présentées dans cette étude. L'une des topologies les plus avantageuses, basée sur l'interconnexion des deux systèmes éolien et photovoltaïque au niveau du bus continu de la MADA de l'aérogénérateur, a été retenue dans cette étude. Cette structure permet la réduction du nombre de convertisseurs utilisés tout en améliorant leur taux d'exploitation. L'insertion d'une unité de stockage à base des batteries a permis de bien gérer le surplus d'énergie et sa récupération en cas de besoin.

Le traitement du problème de qualité d'énergie, a fait aussi partie de cette étude. En effet, le dilemme qualité-quantité d'énergie a été traité par différentes méthodes : conventionnelles comme celles utilisant la partie photovoltaïque ou les batteries pour le lissage de la puissance totale produite qui est très fluctuante à cause des variations de la vitesse du vent, ou encore nouvelle comme celle basée sur une MPPT modifiée qui consiste à partager la production photovoltaïque en deux parties, l'une pour le lissage de puissance et l'autre pour l'augmentation du niveau de la production.

La modélisation de tout le système hybride jumelant les trois sous systèmes éolien, photovoltaïque et batteries, et sa simulation sous l'environnement MATLAB, ont été effectuées et nous ont permis d'étudier la dynamique de ce système hybride en utilisant les données météorologiques de la zone d'Adrar. Ceci a montré l'amélioration de l'efficacité de la topologie d'hybridation choisie en termes du nombre et du taux d'exploitation des convertisseurs utilisés et l'augmentation de la productivité de la chaîne rotorique. De plus, cette étude nous a permis de comparer les différentes techniques investiguées et/ou proposées de point de vue gestion du dilemme quantité/qualité d'énergie.

Mots clés :

Energies renouvelables, Chaîne de conversion éolienne à base d'une MADA, Chaîne de conversion photovoltaïque, Unité de stockage par batteries, Système hybride d'énergie électrique, Zone d'Adrar au sud algérien, Commande des puissances, Gestion d'énergie, Amélioration de qualité d'énergie.

Contribution to the Control and Management of Hybrid Electric Energy Sources

Abstract :

The present thesis focuses mainly on electric energy systems based on renewable energies. It consists of a hybrid system study based on a wind conversion chain, a photovoltaic conversion chain and a battery storage unit. Through the state of the art on the different renewable energy sources, the great interest of both sources (wind and photovoltaic) of complementary natures to the renewable energy production in the world has been shown, especially in Algeria where zones such as Adrar have a great potential of this kind of renewable energies and they are located at the heart of the Algerian renewable energy program "EnR".

In order to better exploit these two sources (wind and photovoltaic), different topologies of their hybridization have been presented in this study. One of the most advantageous topologies, based on the interconnection of the two wind and photovoltaic systems at the DC bus level of the wind generator, is retained in this study. This structure allows reducing the number of the used converters while improving their exploiting rate. Furthermore, the insertion of a battery-based storage unit permits a better management of the energy excess and its recovery in case of need.

The treatment of the power quality problem has been also a part of this study. Indeed, the energy quality/quantity dilemma has been handled by different methods: conventional ones such as those using the photovoltaic part or the batteries for smoothing the total produced power which is highly fluctuating due to the wind speed variation, or a new proposed method based on a modified MPPT which consists of dividing the photovoltaic production into two parts, one part used for smoothing the produced power and the other part for increasing the power production level.

The modeling of the whole hybrid system combining the three subsystems (wind, photovoltaic and batteries), and its simulation under MATLAB environment, have been carried out and allowed us to study the dynamics of this hybrid system using the meteorological data of Adrar zone. This has shown an improvement in the efficiency of the selected hybridization topology in terms of number and exploiting rate of the used converters and a productivity increase of the rotor chain. Moreover, this study has permitted us to compare the different techniques investigated and/or proposed from the view point of energy quantity/quality dilemma management.

Key words :

Renewable energies, MADA-based wind conversion chain, Photovoltaic conversion chain, Battery storage unit, Hybrid electric energy system, Adrar zone in southern of Algeria, Power control, Energy management, Energy quality improvement.

المساهمة في التحكم و تسيير المصادر الهجينة للطاقة الكهربائية

ملخص

تندرج هذه الأطروحة في سياق دراسة أنظمة الطاقة الكهربائية المتجددة، حيث تقدم دراسة نظام هجين يتكون من سلسلة تحويل هوائية، سلسلة تحويل كهروضوئية ووحدة تخزين ببطاريات. من خلال عرض أحدث ما توصلت إليه مختلف مصادر الطاقة المتجددة ومستويات استغلالها العالمية، تم اظهار الأهمية الكبرى للمصدرين المتكاملين الهوائي و الكهروضوئي في أنظمة الطاقة المتجددة لاسيما في الجزائر حيث توجد مناطق مثل أدرار غنية بالطاقات المتجددة وتشكل قلب برنامج الطاقة المتجددة الجزائري.

من أجل الاستفادة أكثر من مصدري الطاقة هذين (الهوائي و الكهروضوئي)، تم في هذه الدراسة عرض مختلف طرق تهجينهما. كما جرى اختيار واحدة من أحسن الطرق، تلك التي تستند على التوصيل البيني للنظامين الهوائي و الكهروضوئي على مستوى الجهد المستمر لتغذية العضو الدوار للمولدة اللاتزامنية للنظام الهوائي. إذ تسمح هذه البنية بتقليل عدد المقلبات المستخدمة و تحسين معدل استغلالها. كما ان ادراج وحدة تخزين ببطاريات سمح بالتسيير الجيد لفائض الطاقة مع امكانية استغلاله عند الحاجة.

و لقد شملت هذه الدراسة أيضا معالجة مشكل جودة الطاقة. حيث تم التطرق الى حل اشكالية كمية/نوعية الطاقة بطرق مختلفة : تقليدية مثل تلك التي تستخدم النظام الكهروضوئي أو البطاريات لتنعيم الاستطاعة الكلية المنتجة ذات الطبيعة المتقلبة جدا بسبب التغيرات العشوائية في سرعة الرياح، و جديدة كتلك القائمة على النمط المعدل لتتبع النقطة العظمى للاستطاعة الذي يعتمد على تقسيم استطاعة النظام الكهروضوئي إلى جزئين، يكرس أحدهما لتنعيم الاستطاعة والآخر لرفع مستوى الإنتاج.

كما سمحت نمذجة ومحاكاة النظام الهجين بأكمله (الذي يجمع بين الأنظمة الفرعية الثلاثة : الهوائي والكهروضوئي والبطاريات) بدراسة ديناميكيته باستخدام البيانات المناخية لمنطقة أدرار. وقد أظهر ذلك تحسين فعالية بنية التهجين المختارة من حيث عدد ومعدل استغلال المقلبات المستخدمة وزيادة إنتاجية سلسلة الدوار. بالإضافة إلى ذلك، سمحت لنا هذه الدراسة بمقارنة التقنيات المختلفة التي تم بحثها أو اقتراحها من وجهة نظر معالجة اشكالية كمية/نوعية الطاقة.

أهم الكلمات

طاقات متجددة، سلسلة تحويل هوائية بمولدة لاتزامنية بتغذية مزدوجة، سلسلة تحويل كهروضوئية، وحدة تخزين ببطاريات، نظام هجين للطاقة الكهربائية، منطقة أدرار بجنوب الجزائر، التحكم في الاستطاعات، تسيير الطاقة، تحسين نوعية الطاقة.

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE.....	1
 CHAPITRE 1 	
ETAT DE L'ART SUR LES ENERGIES RENOUVELABLES EOLIENNE ET PHOTOVOLTAÏQUE ET LES SYSTEMES HYBRIDES	
1.1 INTRODUCTION ET ORIENTATIONS STRATEGIQUES.....	6
1.2 CONTEXTE ENERGETIQUE EN ALGERIE.....	7
1.2.1 Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie.....	8
1.2.2 Potentiel et capacité installée des énergies renouvelables en Algérie	9
1.2.2.1 L'éolien en Algérie, potentiel et capacité installée.....	9
1.2.2.1.1 Carte des vents en Algérie.....	9
1.2.2.1.2 Capacité de production de l'énergie éolienne installée en Algérie.....	10
1.2.2.2 Le solaire en Algérie, potentiel et capacité installée.....	12
1.3 GENERALITES SUR LES SYSTEMES ELECTRIQUES HYBRIDES.....	14
1.3.1 Critères de classification des systèmes électriques hybrides.....	15
1.3.1.1 Selon le mode de fonctionnement autonome ou connecté au réseau.....	15
1.3.1.2 Selon la structure du système hybride.....	16
1.3.2 Structures des systèmes hybrides.....	17
1.3.2.1 Systèmes photovoltaïque/source conventionnelle.....	17
1.3.2.1.1 Configuration série.....	17
1.3.2.1.2 Configuration à commutation.....	19
1.3.2.1.3 Configuration parallèle.....	20
1.3.2.2 Systèmes éolien/source conventionnelle.....	21
1.3.2.3 Systèmes photovoltaïque/éolien/diesel avec ou sans stockage.....	21
1.3.2.4 Systèmes hybrides sans source conventionnelle.....	22
1.3.2.4.1 Système hybride photovoltaïque/stockage.....	22
1.3.2.4.2 Système hybride éolien/stockage.....	22
1.3.2.4.3 Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage.....	23
1.3.2.4.4 Système hybride photovoltaïque/éolien sans stockage.....	23

1.4 PRESENTATION DES COMPOSANTES DU SYSTEME HYBRIDE RETENU	23
1.4.1 Energie éolienne.....	23
1.4.1.1 Avantages de l'énergie éolienne.....	24
1.4.1.2 Inconvénients de l'énergie éolienne.....	25
1.4.2 Energie photovoltaïque.....	25
1.4.2.1 Avantages des sources photovoltaïques.....	27
1.4.2.2 Inconvénients des sources photovoltaïques.....	28
1.4.3 Stockage de l'énergie électrique.....	28
1.4.3.1 Moyens de stockage de l'énergie électrique.....	28
1.4.3.1.1 <i>Stockage par énergie gravitaire</i>	29
1.4.3.1.2 <i>Stockage par compression de l'air</i>	29
1.4.3.1.3 <i>Stockage chimique au moyen de l'hydrogène</i>	29
1.4.3.1.4 <i>Stockage thermique</i>	29
1.4.3.1.5 <i>Stockage électrique</i>	29
1.4.3.1.6 <i>Stockage inertiel</i>	30
1.4.3.1.7 <i>Stockage électro chimique</i>	30
1.4.3.2 Accumulateurs électrochimiques ou batteries.....	30
1.5 CONCLUSION	32

CHAPITRE 2

DESCRIPTION, MODELISATION ET COMMANDE D'UNE CHAINE DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE A BASE DE LA MADA

2.1 INTRODUCTION	34
2.2 ENERGIE EOLIENNE	35
2.2.1 Historique et croissance de l'exploitation de l'énergie éolienne.....	35
2.2.2 Différents types d'éoliennes.....	36
2.2.3 Puissance aérodynamique capturée par l'éolienne et coefficient de puissance.....	36
2.2.4 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne.....	38
2.2.5 Le "Pitch Control".....	39
2.2.6 Le "Stall Control".....	40

2.2.7	Vitesse de vent continument variable.....	40
2.3	CHAINE DE CONVERSION ELECTOMAGNETIQUE.....	41
2.3.1	Systèmes non couplés au réseau alternatif.....	42
2.3.2	Systèmes couplés au réseau alternatif.....	42
2.3.2.1	Système à base de la machine synchrone.....	43
2.3.2.2	Système à base de la machine asynchrone à cage.....	43
2.3.2.3	Système à base de la machine asynchrone à double alimentation.....	44
2.3.2.3.1	<i>Contrôle de glissement par dissipation de l'énergie rotorique.....</i>	<i>45</i>
2.3.2.3.2	<i>Transfert de la puissance rotorique sur le réseau.....</i>	<i>45</i>
a)	<i>Structure à base de pont à diodes et pont à thyristors.....</i>	<i>45</i>
b)	<i>Structure à base de pont à diodes et pont à transistors.....</i>	<i>46</i>
c)	<i>Structure à base de cycloconvertisseur.....</i>	<i>47</i>
d)	<i>Structure à base de convertisseur à MLI.....</i>	<i>47</i>
2.4	MODELISATION DU SYSTEME EOLIEN ETUDIE.....	48
2.4.1	Description et modélisation de la MADA.....	49
2.4.1.1	Hypothèses simplificatrices à la modélisation de la MADA.....	50
2.4.1.2	Modèle biphasé de la MADA dans le repère (d, q)	50
2.4.1.3	Modèle de la MADA à flux statorique orienté.....	52
2.4.1.4	Relation entre puissances statoriques et courants rotoriques.....	54
2.4.1.5	Relation entre tensions et courants rotoriques.....	55
2.4.2	Modélisation de l'alimentation rotorique de la MADA.....	55
2.4.2.1	Modélisation du convertisseur côté réseau.....	56
2.4.2.2	Modélisation du convertisseur côté rotor.....	58
2.4.3	Modélisation de la turbine éolienne.....	58
2.4.3.1	Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine..	59
2.4.3.2	Modélisation de la vitesse du vent.....	59
2.4.3.3	Modélisation de la turbine.....	60
2.4.3.4	Modèle du multiplicateur et équation dynamique de l'arbre du rotor.....	62
2.5	COMMANDE EN PUISSANCE DE LA CHAINE DE CONVERSION EOLIENNE ETUDIE.....	63
2.5.1	Stratégie de commande de la turbine éolienne.....	63
2.5.2	Commande du convertisseur côté réseau.....	64

2.5.3	Commande du convertisseur côté rotor.....	65
2.5.4	Quelques résultats de simulation de la chaîne de conversion éolienne.....	66
2.6	CONCLUSION.....	69

CHAPITRE 3

DESCRIPTION, MODELISATION ET COMMANDE D'UNE CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

3.1	INTRODUCTION.....	70
3.2	DESCRIPTION ET MODELISATION DE LA CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE ETUDIÉE.....	70
3.2.1	Description et modélisation du générateur photovoltaïque.....	71
3.2.1.1	Cellule photovoltaïque, principe et différents types.....	71
3.2.1.1.1	<i>Cellules en silicium cristallin.....</i>	<i>72</i>
3.2.1.1.2	<i>Cellules en couches minces.....</i>	<i>73</i>
3.2.1.1.3	<i>Autres types de cellules photovoltaïques.....</i>	<i>73</i>
3.2.1.2	Notions de module et champ photovoltaïques.....	74
3.2.1.3	Modélisation des cellules photovoltaïques.....	75
3.2.1.3.1	<i>Modèle à deux diodes.....</i>	<i>75</i>
	<i>a) Modèle à sept paramètres.....</i>	<i>76</i>
	<i>b) Modèle à six paramètres.....</i>	<i>78</i>
	<i>c) Modèle à cinq paramètres.....</i>	<i>79</i>
3.2.1.3.2	<i>Modèle à une diode.....</i>	<i>79</i>
	<i>a) Modèle à trois paramètres.....</i>	<i>79</i>
	<i>b) Modèle à quatre paramètres.....</i>	<i>80</i>
	<i>c) Modèle à cinq paramètres.....</i>	<i>81</i>
3.2.1.3.3	<i>Influence de la température et l'éclairement sur le courant et la tension d'une cellule PV.....</i>	<i>81</i>
	<i>a) Influence de la température.....</i>	<i>82</i>
	<i>b) Influence de l'ensoleillement.....</i>	<i>83</i>
3.2.2	Description et modélisation des différents types d'hacheurs.....	83
3.2.2.1	Hacheur dévolteur.....	84
3.2.2.2	Hacheur survolteur.....	85

3.2.2.3	Hacheur dévolteur/survolteur.....	86
3.2.2.4	Hacheur dévolteur/survolteur réversible en courant.....	86
3.2.3	Description et modélisation le l'onduleur.....	87
3.3	COMMANDE DE LA CHAINE DE CONVERSION PHTOVOLTAIQUE ETUDIEE.....	87
3.4	RESULTATS DE SIMULATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE ETUDIE.....	88
3.4.1	Fonctionnement en mode MPPT.....	88
3.4.2	Fonctionnement en mode de commande découplée des puissances.....	89
3.5	CONCLUSION.....	90

CHAPITRE 4

SUPERVISION ET GESTION D'ENERGIE D'UNE CHAINE HYBRIDE MULTI-SOURCE : EOLIENNE-PHOTOVOLTAIQUE-BATTERIES

4.1	INTRODUCTION.....	92
4.2	HYBRIDATION DES CHAINES DE CONVERSION EOLIENNE ET PHOTOVOLTAIQUE.....	92
4.2.1	Couplage parallèle des deux chaines éolienne et photovoltaïque.....	93
4.2.2	Couplage interconnecté des deux chaines éolienne et photovoltaïque.....	93
4.2.2.1	Couplage direct des batteries.....	94
4.2.2.2	Couplage direct du SPV.....	94
4.2.2.3	Couplage sans SPV.....	95
4.2.2.4	Couplage complet.....	95
4.3	ETUDE STATISTIQUE DU POTENTIEL EOLIEN D'ADRAR ET EVALUATION DE LA PRODUCTIVITE DE L'EOLIENNE ETUDIEE...	97
4.3.1	Distribution de probabilités du régime de vent.....	97
4.3.2	Variation de la vitesse du vent avec l'altitude.....	99
4.3.3	Variation des paramètres de Weibull avec l'altitude.....	100
4.3.4	Distribution de Weibull de la vitesse de vent à Adrar.....	100
4.3.5	Evaluation de la productivité de l'éolienne étudiée sur un site d'Adrar.....	101
4.4	COMMANDE DU SYSTEME HYBRIDE ETUDIE EN MODE MPPT ET AMELIOARTION DE LA QUALITE D'ENERGIE.....	106

4.4.1 Etude d'un SH composé des deux chaînes CCE et CCPV couplée en parallèle.....	107
4.4.1.1 Fonctionnement en mode MPPT conventionnel.....	109
4.4.1.2 Fonctionnement en mode d'amélioration de la qualité d'énergie.....	110
4.4.1.2.1 <i>Production de différents niveaux de puissance lisse.....</i>	110
4.4.1.2.2 <i>Mode MPPT modifié pour un bon compromis quantité/qualité d'énergie.....</i>	111
4.4.2 Etude d'un SH à couplage interconnecté des CCE, CCPV et USB.....	115
4.4.2.1 Cas d'un SH à couplage interconnecté sans batteries fonctionnant en mode MPPT.....	115
4.4.2.2 Cas d'un SH à couplage interconnecté fonctionnant en mode d'amélioration de la qualité d'énergie.....	117
4.4.2.2.1 <i>Amélioration de la qualité d'énergie par l'utilisation du SPV.....</i>	117
4.4.2.2.2 <i>Amélioration de la qualité d'énergie par le mode MPPT modifié.....</i>	118
4.4.2.2.3 <i>Amélioration de la qualité d'énergie produite par le SH en utilisant l'USB.</i>	120
4.5 CONCLUSION.....	125
CONCLUSION GENERALE.....	126
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	129
ANNEXE	

NOTATIONS SYMBOLIQUES

Symbole	Signification	Unité
A	Facteur d'échelle	m/s
C	Capacité du filtre	F
C_B	Condensateur de l'hacheur	F
C_{max}	Capacité maximale des batteries	Ah
C_p	Coefficient de puissance	
C_t	Coefficient du couple	
dp	Distribution de probabilités	$\%$
D	Coefficient de frottement ramené sur l'arbre de la génératrice	$N.m.s/rd$
D_e	Coefficient de frottement de la génératrice	$N.m.s/rd$
D_t	Coefficient de frottement de la turbine	$N.m.s/rd$
e_d	Force électromotrice supplémentaire dans le rotor selon l'axe d	V
e_q, e_ϕ	Forces électromotrices supplémentaires dans le rotor selon l'axe q	V
E_{CCR}	Energie annuelle véhiculée par le convertisseur côté réseau	kWh/an
E_{gap}	Energie de gap	V
E_{rot}	Energie annuelle produite par le rotor de la génératrice	kWh/an
f_{ij}	Signaux de commande des interrupteurs du convertisseur côté rotor de la chaîne de conversion éolienne	
g	Rapport de vitesse du multiplicateur	
G	Eclairement	W/m^2
h	Hauteur	m
i_{abcr}	Courants instantanés des phases rotoriques	A
i_{abcs}	Courants instantanés des phases statoriques	A
i_{abcpv}	Courants triphasés de la chaîne photovoltaïque	A
i_{bat}	Courant des batteries	A
i_{dqpv}	Composantes des courants triphasés de la chaîne photovoltaïque dans le repère (d,q)	A
i_{dqr}	Composantes du courant rotorique dans le repère (d,q)	A
i_{dqs}	Composantes du courant statorique dans le repère (d,q)	A
i_f	Courant filtré	A

i_{red}	Courant redressé	A
I_d	Courant de diode	A
I_{ph}	Courant photonique	A
I_{pvcc}	Courant photovoltaïque de court circuit	A
I_{pv}	Courant photovoltaïque	A
I_s	Courant de saturation	A
I_{sh}	Courant shunt	A
J	Inertie ramenée sur l'axe de la génératrice	$kg.m^2$
J_e	Inertie de la génératrice	$kg.m^2$
J_t	Inertie de la turbine éolienne	$kg.m^2$
K	Constante de Boltzmann	J/K
k	Facteur de forme	
L_B	Inductance de la bobine de l'hacheur	H
L_r	Inductance d'enroulement rotorique	H
L_s	Inductance d'enroulement statorique	H
m	Masse de l'air traversant la surface balayée par le rotor de la turbine	kg
M	Inductance mutuelle entre le stator et le rotor	H
n	Facteur d'idéalité	
p	Nombre de paire de pôles	
P	Puissance active délivrée par la chaîne photovoltaïque	W
P_{CCR}	Puissance active du convertisseur côté réseau	W
P_{em}	Puissance électromagnétique	W
P_{mec}	Puissance mécanique sur l'arbre de la machine	W
P_n	Puissance nominale de l'éolienne	W
P_{pv}	Puissance active photovoltaïque (au niveau du générateur photovoltaïque)	W
P_r	Puissance active rotorique	W
P_s	Puissance active statorique	W
P_t	Puissance captée par la turbine	W
P_{tmax}	Puissance maximale de la turbine	W
P_v	Puissance portée par le vent	W
q	Charge d'un électron	C
Q	Puissance réactive délivrée par la chaîne photovoltaïque	VAR
Q_r	Puissance réactive rotorique	VAR

Q_s	Puissance réactive statorique	VAR
R	Rayon de la turbine	m
R_{ch}	Résistance de charge	Ω
R_r	Résistance rotorique	Ω
R_s	Résistance statorique	Ω
$R_{série}$	Resistance série	Ω
R_{shunt}	Resistance shunt	Ω
S	Surface balayée par les pales de la turbine	m^2
S_{abcpv}	Signaux de commande des interrupteurs de l'onduleur de la chaîne de conversion photovoltaïque	
S_{ij}	Signaux de commande des interrupteurs du convertisseur côté réseau de la chaîne de conversion éolienne	
S_T	Signal de commande de l'interrupteur d'hacheur	
T	Température	$^{\circ}C$
$T_{aér}$	Couple aérodynamique de la turbine	$N.m$
T_{em}	Couple électromagnétique	$N.m$
T_c	Température de la cellule	$^{\circ}K$
T_g	Couple appliqué à l'axe de la génératrice	$N.m$
u_e	Tension d'entrée de l'hacheur	V
u_s	Tension de sortie de l'hacheur	V
U_c	Tension de bus continu de la chaîne de conversion éolienne	V
v_{abcr}	Tensions instantanées des phases rotoriques	V
v_{abcs}	Tensions instantanées des phases statoriques	V
v_{abcpv}	Tensions triphasées de la chaîne photovoltaïque	V
v_{bat}	Tension des batteries	V
v_{dqpv}	Composantes des tensions triphasées de la chaîne photovoltaïque dans le repère (d,q)	V
v_{dqr}	Composantes de tension rotorique dans le repère (d,q)	V
v_{dqs}	Composantes de tension statorique dans le repère (d,q)	V
v_s	Amplitude de la tension de phase statorique	V
V, V_0 et V_2	Vitesses du vent en amont, au niveau et en aval de la turbine éolienne	m/s
V_d	Tension de la diode	V
V_{dc}	Tension de bus continu de la chaîne de conversion photovoltaïque	V
V_{dt}	Vitesse du vent démarrant la turbine	m/s

V_h	Vitesse du vent à la hauteur h	m/s
V_{max}	Vitesse maximale du vent	m/s
V_n	Vitesse nominale du vent	m/s
V_{pv}	Tension photovoltaïque	V
V_{pv0}	Tension photovoltaïque à vide	V
V_{red}	Tension redressée	V
V_t	Potentiel thermodynamique	V
V_m	Vitesse moyenne du vent	m/s
V_{10}	Vitesse du vent à une hauteur de 10 m du sol	m/s
V_{123Npv}	Tensions simples des trois phases à la sortie de l'onduleur photovoltaïque	V
β	Angle de calage des pales	$^\circ$
Ω_e	Vitesse de rotation mécanique du rotor de la génératrice	rad/s
Ω_t	Vitesse angulaire de la turbine	rad/s
Ω_{topt}	Vitesse angulaire optimale de la turbine	rad/s
θ	Angle entre l'axe rotorique a_r et l'axe statorique a_s	rad
λ	Vitesse spécifique	
λ_{opt}	Vitesse spécifique optimale de l'éolienne	
ω	Vitesse angulaire de rotation du rotor	rad/s
ω_s	Vitesse angulaire de rotation du champ tournant	rad/s
ϕ_{abcr}	Flux instantanés des phases rotoriques	Wb
ϕ_{abcs}	Flux instantanés des phases statoriques	Wb
ϕ_{dqr}	Composantes du flux rotorique dans le repère (d, q)	Wb
ϕ_{dqs}	Composantes du flux statorique dans le repère (d, q)	Wb
ρ	Masse volumique de l'air	kg/m^3
μ_c	Coefficient de sensibilité du courant photovoltaïque de court circuit à la température	$A^\circ K$
μ_v	Coefficient de sensibilité de la tension photovoltaïque à vide à la température	$V^\circ K$
α	Rapport cyclique	
δ	Rugosité du sol	
η_{CCR}	Efficacité énergétique annuelle du convertisseur côté réseau	
$\eta_{MADArrotor}$	Efficacité énergétique du rotor de la génératrice	
η_{SPV}	Efficacité énergétique du système photovoltaïque	
η_{bat}	Efficacité énergétique des batteries	

σ	Coefficient de dispersion de Blondel
σ_v	Ecart type

ABREVIATIONS

Acronyme	Signification
CCE	Chaîne de Conversion Eolienne
CCPV	Chaîne de Conversion PhotoVoltaïque
CCR	Convertisseur Côté Réseau
EnR	Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie
GPV	Générateur PhotoVoltaïque
L3P	Modèle de cellule photovoltaïque à une diode et trois paramètres
L4P	Modèle de cellule photovoltaïque à une diode et quatre paramètres
L5P	Modèle de cellule photovoltaïque à une diode et cinq paramètres
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsions
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PMSD	Production du Maximum Sûr Disponible
SEH	Système Electrique Hybride
SH	Système Hybride
SOC	State Of Charge
SPV	Système PhotoVoltaïque
USB	Unité de Stockage par Batteries
2M7P	Modèle de cellule photovoltaïque à deux diodes et sept paramètres
2M6P	Modèle de cellule photovoltaïque à deux diodes et six paramètres
2M5P	Modèle de cellule photovoltaïque à deux diodes et cinq paramètres

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1	Production mondiale de l'électricité (Historique et prévisions).....	6
Figure 1.2	Objectifs par filière du programme algérien des énergies renouvelables à l'horizon de 2030.....	9
Figure 1.3	Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10 m du sol (m/s).....	10
Figure 1.4	Photo d'une éolienne de 100 kW de Grand Vent installée en Algérie en 1957.....	11
Figure 1.5	Photo d'une première éolienne installée en Algérie en 1953.....	11
Figure 1.6	La ferme éolienne de Kabertene à Adrar (10 MW).....	12
Figure 1.7	Irradiation globale et durée d'ensoleillement annuel en Algérie.....	13
Figure 1.8	Différentes sources utilisables dans un système électrique hybride.....	15
Figure 1.9	Classification générale des systèmes hybrides.....	16
Figure 1.10	Système hybride avec connexion série.....	18
Figure 1.11	Système hybride à commutation.....	19
Figure 1.12	Système hybride à connexion parallèle.....	20
Figure 1.13	Schéma d'un système hybride éolien-diesel.....	21
Figure 1.14	Schéma d'un système hybride éolien-photovoltaïque-diesel avec stockage.....	22
Figure 1.15	Correspondance taille et puissance des éoliennes.....	24
Figure 1.16	Principe de fonctionnement d'un accumulateur en décharge et en charge.....	31
Figure 2.1	Différentes structures des éoliennes.....	36
Figure 2.2	Démonstration de la loi de Betz.....	37
Figure 2.3	Ratio des puissances éoliennes en fonction du rapport des vitesses du vent en amont et en aval de la turbine éolienne.....	37
Figure 2.4	Puissance utile sur l'arbre de la turbine éolienne en fonction de la vitesse du vent.....	39
Figure 2.5	Variation du point à maximum de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent.....	41
Figure 2.6	Composantes et différents éléments d'une éolienne moderne à trois pales.....	42
Figure 2.7	Aérogénérateur à base d'une génératrice asynchrone à cage.....	42
Figure 2.8	Système éolien à base d'une machine synchrone et un convertisseur électronique.....	43
Figure 2.9	Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable.....	44

Figure 2.10	Contrôle de glissement par l'énergie dissipée.....	45
Figure 2.11	Structure de Kramer pour la MADA.....	46
Figure 2.12	Structure avec deux ponts à diodes et à transistors.....	46
Figure 2.13	Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur.....	47
Figure 2.14	Structure avec convertisseurs à MLI.....	47
Figure 2.15	Architecture de la chaîne de conversion éolienne à base de la MADA commandée par le rotor.....	49
Figure 2.16	Représentation schématique d'une machine asynchrone double alimentée.....	49
Figure 2.17	Schéma de principe du convertisseur côté réseau.....	56
Figure 2.18	Schéma de principe du convertisseur côté rotor	58
Figure 2.19	Modèle mécanique simplifié de la turbine.....	59
Figure 2.20	Différents profils de vent.....	60
Figure 2.21	Coefficient aérodynamique en fonction du ratio de vitesse de la turbine (λ) pour une éolienne de 1.5 MW.....	61
Figure 2.22	Schéma bloc du modèle d'une turbine entraînant le rotor d'une MADA..	62
Figure 2.23	Puissance électrique en fonction de la vitesse d'une éolienne de 1.5 MW.....	63
Figure 2.24	Schéma bloc du convertisseur coté réseau commandé en courant par la technique de MLI à hystérésis.....	64
Figure 2.25	Schéma bloc de l'asservissement de puissance de la chaîne de conversion éolienne.....	65
Figure 2.26	Boucles de la commande découplée des puissances statoriques (active et réactive) de la MADA.....	66
Figure 2.27	Quelques résultats de simulation de la chaîne de conversion éolienne étudiée fonctionnant en mode MPPT.....	68
Figure 2.28	Quelques résultats de simulation de la chaîne de conversion éolienne étudiée fonctionnant en mode de commande découplée des puissances active et réactive.....	69
Figure 3.1	Structure générale d'une chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau.....	71
Figure 3.2	Principe de fonctionnement d'une cellule PV.....	72
Figure 3.3	Différentes cellules photovoltaïques	72
Figure 3.4	Différentes formes de modules photovoltaïques.....	74
Figure 3.5	Photo d'un champ photovoltaïque.....	75
Figure 3.6	Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P.....	76
Figure 3.7	Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M6P.....	78
Figure 3.8	Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M5P.....	79

Figure 3.9	Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L3P.....	80
Figure 3.10	Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L4P.....	81
Figure 3.11	Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L5P.....	81
Figure 3.12	Effet de la température sur les caractéristiques du module photovoltaïque BP SX 3200 pour un éclairement de $1000 W/m^2$	82
Figure 3.13	Effet de l'éclairement sur les caractéristiques du module photovoltaïque BP SX 3200 pour une température de $25 ^\circ C$	83
Figure 3.14	Représentation de l'état d'un commutateur (ouverture/fermeture) sur une période de hachage.....	84
Figure 3.15	Schéma de principe d'un hacheur Buck.....	85
Figure 3.16	Schéma de principe d'un hacheur Boost.....	85
Figure 3.17	Schéma de principe d'un hacheur Buck-Boost.....	86
Figure 3.18	Schéma de principe d'un hacheur Buck-Boost réversible en courant.....	86
Figure 3.19	Chaine de conversion photovoltaïque étudiée et ses boucles de commande.....	87
Figure 3.20	Profils de la température et de l'éclairement appliqués à la CCPV étudiée.....	88
Figure 3.21	Quelques résultats de simulation de la CCPV étudiée fonctionnant en mode MPPT.....	89
Figure 3.22	Quelques résultats de simulation de la CCPV étudiée fonctionnant en mode de commande découplée des puissances.....	90
Figure 4.1	Couplage parallèle des deux chaines de conversion, éolienne et photovoltaïque.....	93
Figure 4.2	Couplage CCE-CCPV-Batteries sans hacheur des batteries.....	94
Figure 4.3	Couplage CCE-CCPV sans hacheur du SPV.....	95
Figure 4.4	Couplage CCE-USB sans SPV.....	95
Figure 4.5	Couplage complet CCE-CCPV-USB.....	96
Figure 4.6	Distribution de Rayleigh pour différentes valeurs moyennes de la vitesse du vent.....	98
Figure 4.7	Courbes de la distribution de Weibull pour différentes valeurs du facteur de forme k	98
Figure 4.8	Distribution de Weibull de la vitesse du vent sur le site d'Adrar pour deux hauteurs différentes.....	100
Figure 4.9	Caractéristiques de puissance délivrée et vitesse de rotation de l'éolienne GE 1.5 MW en fonction de la vitesse du vent.....	102
Figure 4.10	Quelques caractéristiques statistiques de l'éolienne GE 1.5 MW évaluées sur un site d'Adrar.....	102
Figure 4.11	Quelques caractéristiques statistiques de la chaine rotorique de l'éolienne GE 1.5 MW évaluées sur un site d'Adrar.....	105

Figure 4.12	Profil de vent appliqué à la CCE étudiée.....	108
Figure 4.13	Profils de la température et de l'éclairement appliqués à la CCPV étudiée.....	108
Figure 4.14	Résultats de simulation d'un SH (composé d'une CCE et d'une CCPV couplées en parallèle) fonctionnant en mode MPPT conventionnel.....	110
Figure 4.15	Production de différents niveaux de puissance lisse par le SH.....	111
Figure 4.16	Résultats de simulation d'un SH (composé d'une CCE et d'une CCPV connectées en parallèle) pour différents modes de fonctionnement.....	113
Figure 4.17	Profil de vent appliqué au SH interconnecté.....	116
Figure 4.18	Profils de la température et de l'éclairement appliqués au SH interconnecté.....	116
Figure 4.19	Résultats de simulation du SH à couplage interconnecté sans USB, fonctionnant en mode MPPT.....	117
Figure 4.20	Résultats de simulation du SH contrôlé pour produire différents niveaux de puissance lisse.....	118
Figure 4.21	Résultats de simulation du SH à couplage interconnecté fonctionnant en mode MPPT modifié (avec $T=25^{\circ}\text{C}$ et $G=1000\text{W}/\text{m}^2$).....	119
Figure 4.22	Grandeurs d'entrée et de sortie d'une batterie.....	120
Figure 4.23	Algorithme général de contrôle du SOC d'une batterie.....	122
Figure 4.24	Boucle de commande en puissance du convertisseur de l'USB.....	123
Figure 4.25	Résultats de simulation du SH étudié à couplage interconnecté, constitué d'une CCE, une CCPV et une USB.....	124

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1	Classification des SEHs selon leurs domaines d'application.....	15
Tableau 1.2	Efficacité de différentes technologies des cellules photovoltaïques.....	26
Tableau 1.3	Caractéristiques des principales technologies d'accumulateurs.....	32
Tableau 4.1	Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement.....	99
Tableau 4.2	Extrapolation verticale de la distribution de la vitesse du vent à Adrar...	101
Tableau 4.3	Analyse statistique de Weibull de l'éolienne (GE 1.5 MW) et estimation de sa production sur un site d'Adrar.....	103
Tableau 4.4	Production rotorique réelle de l'éolienne (GE 1.5 MW) et estimation de cette production sur un site d'Adrar.....	104
Tableau 4.5	Performances des trois techniques de gestion de puissance du SH étudié	113
Tableau 4.6	Estimation du bénéfice de la production du SH étudié (Cas du mode MPPT modifié).....	114
Tableau 4.7	Différents schémas équivalents et expressions du SOC des batteries.....	121

INTRODUCTION GENERALE

Au cours des dernières décades, l'énergie électrique est devenue un élément fondamental dans l'évolution et le développement social et économique des pays notamment ceux accompagnés par différentes exigences domestiques et industrielles. Ceci a incité les chercheurs à réfléchir toujours à de nouvelles techniques dédiées à la production d'une électricité de qualité tout en garantissant une continuité de service à moindre coût. Pour ce faire, on peut recourir à des centrales électriques hybrides à base de différentes sources d'énergie renouvelables non polluantes, inépuisables, disponibles dans toutes les régions du monde et renforcées parfois par d'autres sources de production conventionnelles basées sur les combustibles ou des systèmes de stockage basées sur les éléments d'accumulation électrique pour remédier aux interruptions dues à l'intermittence des sources renouvelables liée aux conditions météorologiques instables.

Pour ces raisons, depuis quelques années, plusieurs travaux de recherche ont été lancés pour étudier les systèmes hybrides et réfléchir à produire de l'énergie électrique d'une manière mixte par des centrales autonomes ou connectées au réseau électrique.

Dans ce sens, certaines recherches ont présenté et comparé un grand nombre de concepts et structures de centrales de production basées sur l'hybridation des sources d'énergie suivantes [1]-[3] :

- L'eau et le vent comme étant des sources d'énergie traditionnelles renouvelables et non polluantes, pour entrainer les hydro et les aérogénérateurs à vitesse fixe ou variable ;
- Le rayonnement solaire stimulant les panneaux solaires à produire de l'électricité ;
- La chimie générant de l'électricité à partir des réactions chimiques dans les piles à combustibles et les batteries ;
- Le potentiel de la puissance électrique accumulé dans les supercondensateurs qui présente une source puissante d'énergie de pointe ;
- Les combustibles, gaz brûlé dans les turbines pour entrainer les alternateurs ou mazout comme dérivé de pétrole, pour faire fonctionner les groupes électrogènes diesel.

Dans ce cadre concernant la production de l'électricité par différents moyens et à partir de différentes sources (surtout celles basées sur l'énergie renouvelable), plusieurs pays du monde accélèrent leurs recherches et leurs travaux pour bien bénéficier de leurs gisements propres, tandis que la production électrique de l'Algérie reste à un temps proche basée sur le gaz naturel. Cette situation a contribué à puiser des quantités énormes de cette source fossile très importante, qui peuvent être exportées à l'étranger et participer à l'enrichissement des ressources financières du pays. De plus, cette situation a renforcé la subordination de l'Algérie aux différentes compagnies étrangères actives dans les domaines de la conception, la fabrication et la maintenance des centrales de production électrique à base des turbines à gaz. Tandis que, le pays a un caractère climatique spécifique d'un grand intérêt, qui permet l'exploitation des sources d'énergie renouvelable, en particulier le vent de l'hiver et le soleil de l'été qui forment des matières brutes moins coûteuses que le gaz et le pétrole et qui peuvent être utilisés pour générer de l'électricité d'une manière hybride dans différentes régions, notamment celles qui sont isolées dans le grand sud.

Sous l'intitulé « EnR », l'Algérie a lancé dernièrement un programme d'énergie renouvelable qui vise à développer l'exploitation de ces ressources renouvelables disponibles pratiquement dans tout le pays pour augmenter la capacité de production en électricité à partir des différentes ressources (éolienne, photovoltaïque, solaire thermique, biomasse et géothermie). Cela a ouvert la porte vaste aux travaux de recherche dans ce sens, pour contribuer à la réalisation de ce programme ambitieux.

En plus, des problèmes classiques liés à la production de l'électricité en utilisant des systèmes multi-sources, un autre problème très important se pose fortement devant les producteurs d'électricité. C'est le problème de la gestion et de la qualité d'énergie circulante dans un bouquet énergétique d'un pays. Ce problème concerne pratiquement tous les acteurs du domaine énergétique, qu'ils soient producteurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux ou consommateurs d'électricité. Il est devenu un sujet de grand intérêt ces dernières années.

Cette thèse s'inscrit dans ce contexte de la production renouvelable d'électricité et le traitement du problème de la qualité d'énergie. Le but c'est d'aborder l'étude d'un système hybride à base de deux sources d'énergie renouvelable en développement à ce moment qui sont l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque. Nous allons nous intéresser à l'état actuel des avancées technologiques qui ont permis la construction, l'hybridation et le bon fonctionnement des chaînes de conversion éolienne et photovoltaïque et leur insertion dans la

production électrique ainsi que l'amélioration de la qualité d'énergie produite par ce genre de systèmes.

L'objectif global de notre travail est donc, mener une étude sur un système hybride de production d'énergie renouvelable à base de deux chaînes complémentaires de conversion (éolienne et photovoltaïque). Ce système est muni d'une unité de stockage par batteries qui a pour but de participer à la compensation des variations transitoires de puissance à cause de l'intermittence des deux sources renouvelables. Ainsi, la présente thèse s'articule autour de quatre chapitres présentant les démarches suivies à partir de l'exposition d'un état d'art sur le sujet d'étude, jusqu'à la présentation de notre contribution.

Le premier chapitre est consacré à une première partie de la thèse concernant un état d'art justifiant l'importance de l'exploitation des sources à énergie renouvelable face à l'évolution du besoin mondial en termes d'énergie accompagné d'une diminution des réserves des sources fossiles et une augmentation du degré de pollution de la planète. Ainsi, nous allons présenter quelques statistiques mondiales concernant l'historique et les prévisions de l'évolution de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, afin de bien montrer la place occupée par les deux sources (éolienne et photovoltaïque) qui sont les plus disponibles et faciles à exploiter parmi l'ensemble des différentes sources renouvelables. Ensuite, le reste de ce chapitre sera consacré à l'explication du concept d'hybridation entre les sources renouvelables et son intérêt au jumelage des deux sources éolienne et photovoltaïque qui possèdent l'adjectif de complémentarité journalière et annuelle sur un même site. De plus, ce chapitre mettra au clair le contexte énergétique algérien à travers la présentation du programme de développement des énergies renouvelables en Algérie « EnR », avec ses objectifs à moyenne et longue durées, avant de présenter le potentiel renouvelable algérien éolien-photovoltaïque, ainsi que l'historique des projets réalisés, la capacité de la production installée en Algérie et les objectifs de ce programme « EnR ». La dernière partie de ce chapitre présentera et classifiera les différents systèmes hybrides éolien-photovoltaïques munis parfois par des unités de stockage par batteries avant d'énumérer les avantages et les inconvénients de ces deux sources d'énergie.

Le deuxième chapitre s'oriente vers l'étude d'un système de conversion d'énergie éolienne en partant de la présentation de la croissance et l'historique d'exploitation de l'énergie éolienne, ainsi que les différents types d'éoliennes, avant d'introduire une description de l'aérogénérateur étudié à base d'une éolienne à axe horizontal et à trois pales et exposer les différents types de machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens, en

citant leurs avantages et leurs inconvénients pour justifier l'utilisation de la machine asynchrone doublement alimentée et l'intérêt de l'alimentation rotorique.

Ensuite, nous nous attacherons dans ce chapitre à la modélisation de tous les éléments de la chaîne de conversion éolienne, ce qui nous permettra la simulation numérique de deux différents modes de fonctionnement, le mode MPPT (poursuite du point à maximum de puissance) et le mode de commande découplée des puissances active et réactive du système en question.

De sa part, le troisième chapitre sera consacré à l'étude d'une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque constituée d'une source photovoltaïque, d'un hacheur et d'un onduleur à MLI. A travers ce chapitre, cette étude concernera la description et la modélisation des différents modèles existants des cellules photovoltaïques, des différents hacheurs utilisés dans les systèmes photovoltaïques ainsi que l'onduleur triphasé à MLI, avant de passer à la simulation des différents scénarios concernant l'asservissement de puissance de cette chaîne de conversion étudiée.

Tandis que le quatrième chapitre comprendra une étude concernant un système hybride (éolien-photovoltaïque-batteries) et traitera plus particulièrement le problème d'hybridation des deux chaînes éolienne et photovoltaïque étudiées d'une manière indépendante, selon deux types de couplage (parallèle et interconnecté). L'objectif c'est d'optimiser le taux d'exploitation à travers une bonne gestion d'énergie et d'améliorer la qualité de cette même énergie. Ce chapitre, concernera aussi une étude statistique du gisement éolien de la zone d'Adrar, ce qui permettra d'évaluer la productivité sur ce site d'une éolienne de type GE de 1.5 MW prise comme exemple d'étude dans cette thèse.

A travers ce dernier chapitre, cette étude permettra aussi d'évaluer le facteur du taux d'exploitation des convertisseurs rotoriques de la MADA afin de justifier le greffage rotorique de la source photovoltaïque qui a pour but d'améliorer ce facteur et d'optimiser le taux d'exploitation de ces convertisseurs. De plus, ce travail contribuera à la gestion d'énergie produite par le système hybride étudié selon deux modes de fonctionnement, le mode MPPT et le mode traitant le problème de la qualité d'énergie par trois techniques différentes :

- Assurer des niveaux lisses de puissance en utilisant la partie photovoltaïque et/ou les batteries pour le lissage ;
- Produire le minimum disponible sûr de l'énergie sans fluctuations ;

- Réaliser convenablement le compromis quantité-qualité d'énergie à travers la modification du mode MPPT classique afin de garantir simultanément un lissage de la puissance et une production maximale.

A la fin, nous allons étudier les performances de ces différentes méthodes utilisées, pour bien gérer l'énergie et améliorer sa qualité, afin d'évaluer et comparer leur apport technico-économique.

A l'issue de ce travail, cette thèse sera clôturée par une conclusion générale qui résume l'essentiel des résultats obtenus, et avance un ensemble de suggestions et perspectives concernant une éventuelle continuation des travaux de recherches dans ce domaine des systèmes hybrides à énergies renouvelables.

CHAPITRE 1

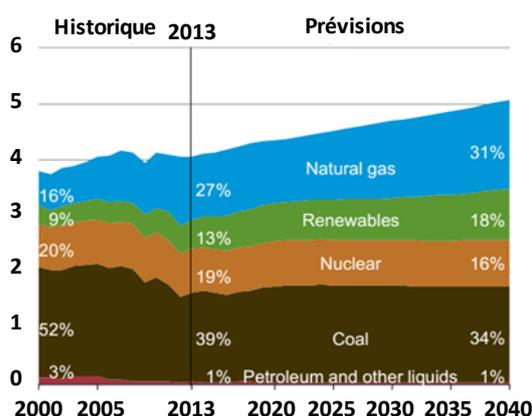
ETAT DE L'ART SUR LES ENERGIES RENOUVELABLES EOLIENNE ET PHOTOVOLTAIQUE ET LES SYSTEMES HYBRIDES

CHAPITRE 1

ETAT DE L'ART SUR LES ENERGIES RENOUVELABLES EOLIENNE ET PHOTOVOLTAÏQUE ET LES SYSTEMES HYBRIDES

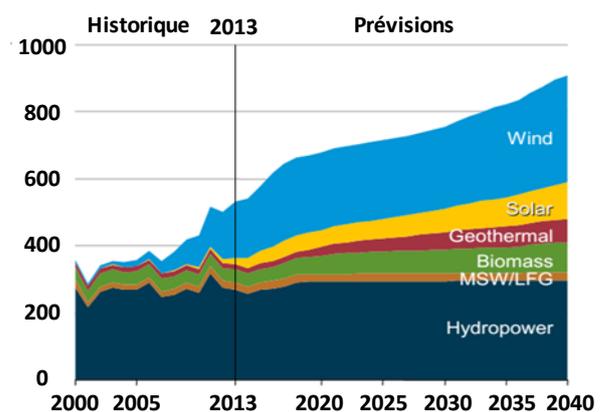
1.1 INTRODUCTION ET ORIENTATIONS STRATEGIQUES

Récemment, les progrès continus dans de nombreux secteurs industriels et domestiques ont entraîné une augmentation constante de la demande d'électricité. Selon les perspectives énergétiques annuelles proposées par « AEO2015 » pour l'année 2015, la consommation mondiale totale d'électricité croît en moyenne de 0.8% par an, d'où, elle passera de 3836 milliards de kWh en 2013 à 4779 milliards de kWh en 2040 [4]. Le taux de croissance de la demande relativement faible, combinée à la fluctuation des prix du gaz naturel, à la réglementation environnementale et à la croissance continue de la production d'énergie renouvelable, conduit à des compromis entre les combustibles utilisés pour la production d'électricité. De 2000 à 2012, la production d'électricité à partir des centrales alimentées au gaz naturel n'a plus que doublé, le temps que les prix du gaz naturel étant tombés à des niveaux relativement bas. Selon [4], la production à base du gaz naturel restera inférieure aux niveaux de 2012 jusqu'en 2025, tandis que la production des centrales au charbon, des centrales nucléaires et des centrales à base des sources renouvelables augmentera (voir figure 1.1.a).



(a). Tous les types

(en trillions de kilowattheure)



(b). Production renouvelable

(en billions de kilowattheure)

Fig. 1.1 Production mondiale de l'électricité (Historique et prévisions) [4].

On peut noter à partir de cette figure (1.1.a) que la production d'énergie renouvelable a passé le seuil de 9% en 2000 de la production mondiale et devrait atteindre plus de 18% en 2040. Ainsi, elle augmenterait considérablement en 2040, en particulier la production d'énergie éolienne et solaire (voir figure 1.1.b). En 2013, en raison de l'augmentation de la production d'énergie éolienne et solaire, la production totale d'énergie renouvelable non hydroélectrique a été presque égale à la production hydroélectrique pour la première fois. Elle atteindra environ les deux tiers de la production totale renouvelable en 2040 [4].

Par conséquent, les systèmes éoliens et photovoltaïques deviennent des parties importantes et auront plus d'impact sur la production d'énergie électrique. Ceci est dû principalement au fait que les sources d'énergie de base (le vent et l'ensoleillement) présentent un bon choix en raison de l'abondance mondiale des sites venteux et des sites illuminés ainsi que des sites venteux-illuminés en même temps. En outre, ces sources sont propres, durables, sûres et faciles à utiliser, notamment pour les systèmes photovoltaïques, où il n'y a pas de bruit, pas de grande maintenance et pas d'exigence mécanique supplémentaire [5], [6]. Pour ces raisons, les recherches dans le domaine des systèmes d'énergie éolienne et photovoltaïque attirent plus d'attention, notamment sur leur conception interne, leur hybridation, leur couplage au réseau et leur équipement par des outils de stockage d'énergie électrique pour compenser leur fluctuation et stochasticité.

1.2 CONTEXTE ENERGETIQUE EN ALGERIE

Parmi 2.2 milliards d'individus du monde « noir » non électrifié, on trouve plusieurs algériens qui ont de très faibles revenus, dont certains d'eux vivent dans la partie sud de l'Algérie et dans des régions rudes et très éloignées avec des faibles densités de population et ont besoin de l'électricité. L'Algérie comme plusieurs pays du monde, est fortement caractérisée par une compatibilité climatique des saisons, ce qui assure un champ important d'exploitation des sources d'énergie renouvelable alternatives au gaz naturel qui présente actuellement la seule matière fossile utilisée pour la production de l'énergie électrique dans tout le pays pratiquement. Selon [7], l'Algérie s'est engagée sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile à travers le lancement d'un programme ambitieux pour le développement des énergies renouvelables qui a été adopté par le gouvernement en février 2011 et révisée en mai 2015 et placé au rang de priorité nationale en février 2016. De ce fait, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable avec un programme des énergies renouvelables qui consiste dans sa

version actualisée, à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent.

1.2.1 Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie

A travers le programme d'énergies renouvelables « EnR », l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique [7]. Ces filières énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance économique. 37% de la capacité installée d'ici 2030 et 27% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable [7]. Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse, en géothermie et en cogénération. Les projets d'énergies renouvelables destinés à la production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en deux étapes [7] :

Première phase 2015-2020 : Cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4010 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 515 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie.

Deuxième phase 2021-2030 : Le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar et leur intégration dans le système énergétique national. A cette échéance, le solaire thermique pourrait être économiquement viable. La stratégie de l'Algérie en la matière vise à développer une véritable industrie des énergies renouvelables associée à un programme de formation et de capitalisation des connaissances, qui permettra à terme, d'employer le génie local algérien, notamment en matière d'engineering et de management de projets. Le programme « EnR », pour les besoins d'électricité du marché national, permettra la création de plusieurs milliers d'emplois directs et indirects.

La consistance de ce programme des projets des énergies renouvelables à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030 est de 22000 MW, répartie par filière comme l'indique la figure suivante :

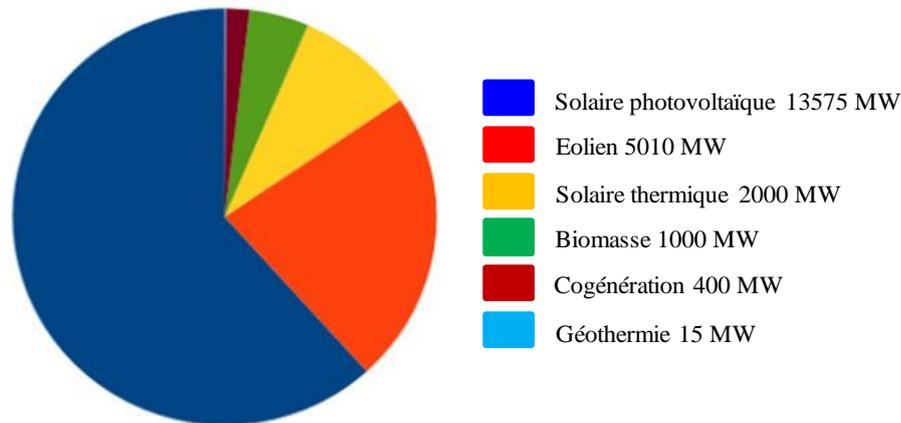


Fig .1.2 Objectifs par filière du programme algérien des énergies renouvelables à l'horizon de 2030 [8].

1.2.2 Potentiel et capacité installée des énergies renouvelables en Algérie

Le potentiel algérien en énergies renouvelables est très important, il est diversifié et dépend des régions et des endroits caractérisés par des conditions climatiques variées. 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.

1.2.2.1 L'éolien en Algérie, potentiel et capacité installée

Actuellement, selon *Tamaarat* [9], l'intérêt sur l'énergie éolienne en Algérie a connu une certaine croissance. De nombreuses études ont été réalisées sur le potentiel éolien depuis 1984 avec les travaux de *Saïd* et al [10] suivis par les travaux de *Bensaâd*, 1985, [11], *Hammouche*, 1990 [12], *Kasbadji*, 2000 [13] et 2006 [14], *Ettoumi*, 2002 [15], et *Chellali*, 2011 [16].

1.2.2.1.1 Carte des vents en Algérie

L'estimation de l'énergie éolienne disponible dans une région donnée reste l'une des étapes les plus importantes avant une éventuelle implantation d'un parc éolien. Pour cela, il faut d'abord quantifier le gisement énergétique disponible par l'établissement de l'atlas éolien

de la région. On peut citer quelques travaux effectués pour tracer l'Atlas du vent en Algérie. En 2000, la carte des vents a été tracée par *Kasbadji* [13] en utilisant les données répertoriées en 1990 par *Hammouch* [12]. Cette carte a été réajustée par le même auteur en 2006 et présentée dans sa thèse de doctorat [14]. En 2011, *Chellali* et al [16] ont contribué à l'actualisation de la carte des vents en utilisant 37 points de mesure à travers le pays.

Le travail le plus récent pour l'établissement des cartes des vents (Atlas des vents) en Algérie est celui de *Boudia* dans sa thèse de doctorat soutenue 2013 [17], où il a introduit des vitesses moyennes annuelles données de 24 stations météorologiques situées près des frontières algériennes. La période de mesure s'est effectuée durant la dernière décennie à 10 m du sol. La figure (1.3) présente cette carte qui montre la vitesse moyenne annuelle du vent en Algérie.

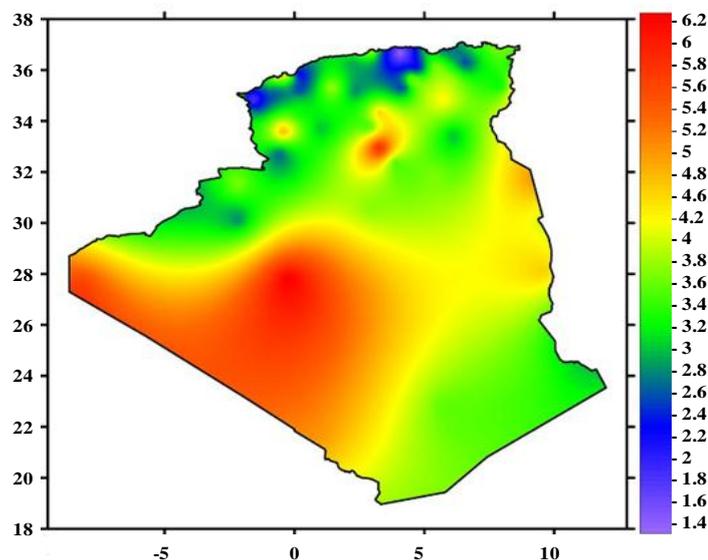


Fig. 1.3 Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10 m du sol (m/s) [17].

Selon la cartographie représentée sur cette dernière figure, le gisement éolien en Algérie est très diversifié. Il varie d'une zone à une autre, mais on peut dire que le meilleur potentiel d'énergie éolienne est dans le sud du pays et particulièrement dans la région du sud-ouest où la vitesse du vent est plus grande que 6 m/s.

1.2.2.1.2 Capacité de production de l'énergie éolienne installée en Algérie

En Algérie, parmi les premières tentatives de raccordement des éoliennes au réseau de distribution d'énergie électrique, on cite l'installation d'un aérogénérateur de 100 kW l'année 1957 sur le site de Grand Vent (Alger). Conçue par l'ingénieur français Andreau, ce prototype avait été installé initialement à St-Alban en Angleterre. Cette bipale de type pneumatique à

pas variable, d'une hauteur de 30 m et d'un diamètre de 25 m (voir figure 1.4) fut rachetée par Electricité et Gaz d'Algérie puis démontée et installée en Algérie [18].



Fig. 1.4 Photo d'une éolienne de 100 kW de Grand Vent installée en Algérie en 1957.

Une autre éolienne a été installée en Algérie, pendant la période de colonisation française par « le Service de la Colonisation et de l'Hydraulique » relevant des militaires, qui contrôlaient les territoires du sud algérien en 1953. Actuellement, elle existe à l'intérieur de la station de l'Institut National de Recherche Agronomique (INRA) d'Adrar. Elle est constituée d'un mat de 24 m surmonté d'une hélice à trois pales d'un diamètre de 15 m [9].



Fig. 1.5 Photo d'une première éolienne installée en Algérie en 1953 [9], [18].

Jusqu'à maintenant, la puissance extraite à partir des énergies renouvelables installée en Algérie est insignifiante, au moins par rapport à ses voisins (le Maroc et la Tunisie). Et comme l'énergie éolienne constitue un second axe de développement des énergies renouvelables en Algérie après le solaire, surtout dans la région saharienne sud-ouest, la wilaya d'Adrar a bénéficié, à la faveur d'un partenariat Algéro-Français, d'un projet de ferme de 12 éoliennes de 850 kW chacune, localisée dans la zone de Kabertene (80 km au nord d'Adrar). Les éoliennes fournies par l'espagnol *Gamesa* délivrent leurs 10 MW de puissance

à la vitesse de 8 m/s du vent. Ces éoliennes sont connectées au réseau de transport. Par ailleurs, des études seront menées pour identifier les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2020. A cet effet, ce programme consiste tout d'abord en l'acquisition de 10 stations de mesure météorologique.



Fig. 1.6 La ferme éolienne de Kabertene à Adrar (10 MW) [9].

Globalement, l'objectif de la première phase du programme EnR vise à parvenir à une production de 1000 MW à moyen terme (2015-2020) avant d'atteindre 5010 MW à l'horizon 2030 [18] grâce à l'extension des capacités de fabrication des mâts et des rotors d'éoliennes et le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle [9]. Sur le plan d'étude, le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) a été chargé d'identifier des sites éligibles à l'implantation des fermes éoliennes dans le sud Algérien surtout pour des zones comme Touggourt, Hassi Messaoud et Ghardaïa.

1.2.2.2 Le solaire en Algérie, potentiel et capacité installée

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose de l'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures sur les hauts plateaux et le Sahara. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh /m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au sud du pays [19].

Les cartographies ci-après présentent la moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale en Algérie, ainsi que la durée d'ensoleillement annuel.

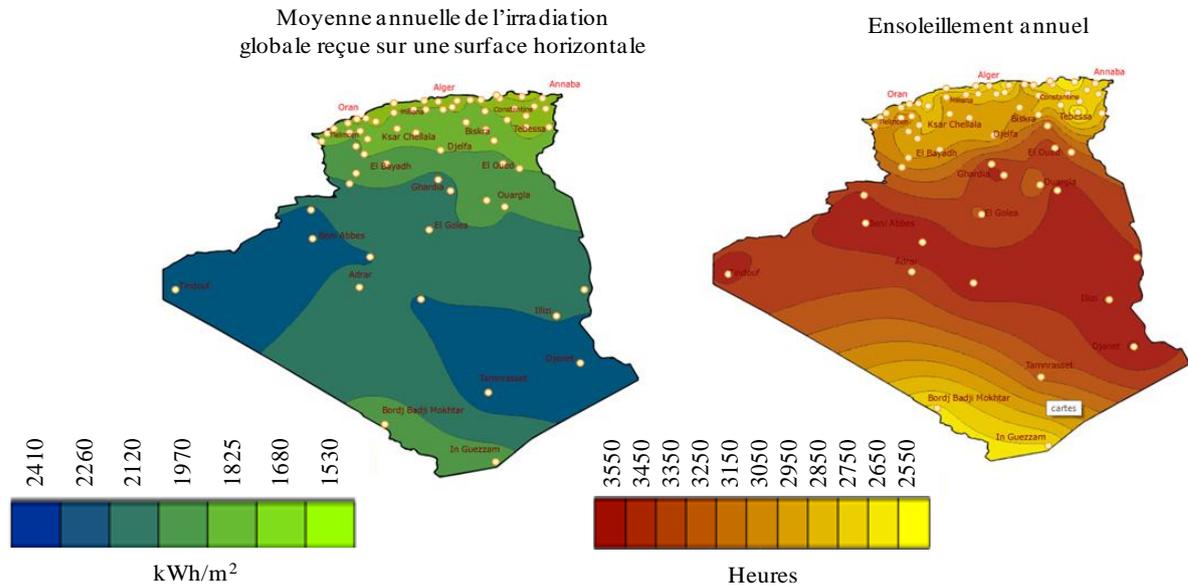


Fig. 1.7 Irradiation globale et durée d'ensoleillement annuel en Algérie [20].

La phase d'expérimentation du programme EnR a connu au cours de la période 2011-2016 la réalisation de plusieurs projets et actions dans la filière photovoltaïque. Voici l'ensemble des centrales de production réalisées pendant cette période [7] :

- Centrale électrique hybride (gaz-solaire) de Solar Power Plant (SPP1) à Hassi R'Mel de 150 MW dont 25 MW en solaire thermique, mise en service en juillet 2011 ;
- Centrale photovoltaïque pilote de 1.1 MW à Ghardaïa, mise en service en juin 2014 ;
- Centrale photovoltaïque de 3 MW à Djanet (Illizi), mise en service en février 2015 ;
- Centrale photovoltaïque de 20 MW à Adrar, mise en service en octobre 2015 ;
- Centrale photovoltaïque de 3 MW à Kabertene (Adrar), mise en service en octobre 2015 ;
- Centrale photovoltaïque de 13 MW à Tamanrasset, mise en service en novembre 2015 ;
- Centrale photovoltaïque de 9 MW à Tindouf, mise en service en décembre 2015 ;
- Centrale photovoltaïque de 6 MW à Zaouiet Kounta (Adrar), mise en service en janvier 2016 ;

- Centrale photovoltaïque de 9 MW à Timimoune (Adrar), mise en service en février 2016 ;
- Centrale photovoltaïque de 5 MW à Reggane (Adrar), mise en service en janvier 2016 ;
- Centrale photovoltaïque de 5 MW à In-Salah (Tamanrasset), mise en service en février 2016 ;
- Centrale photovoltaïque de 5 MW à Aoulef (Adrar), mise en service en mars 2016 ;
- Centrale photovoltaïque de 20 MW à Ain El-Idel (Djelfa), mise en service en avril 2016 ;
- Centrale photovoltaïque de 60 MW à Khnag (Laghouat), mise en service en avril 2016 ;
- Centrale photovoltaïque de 15 MW à Oued El-Kebrit (Souk Ahras), mise en service en avril 2016 ;
- Centrale photovoltaïque de 20 MW à Sedrate Leghzal (Nâama), mise en service en mai 2016 ;
- Centrale photovoltaïque de 30 MW à Ain-Skhouna (Saida), mise en service en mai 2016.

D'autre part, les études ont été effectuées dans le but de :

- Elaborer l'Atlas Solaire de l'Algérie par l'Agence Spatiale Algérienne (ASAL) ;
- Parachever l'ensemble de textes réglementaires permettant le fonctionnement d'un mécanisme de soutien basé sur des tarifs d'achat garantis.

1.3 GENERALITES SUR LES SYSTEMES ELECTRIQUES HYBRIDES

Un Système Electrique Hybride (SEH) comprend des sources d'énergie de natures différentes, renouvelables et/ou conventionnelles. On a maintenant, vis-à-vis du problème d'émission de CO₂, l'habitude de séparer ces sources en sources propres (batterie, supercondensateur, pile à combustible, éolienne, cellule photovoltaïque, générateur hydraulique ...) dont certaines sont des sources d'énergie renouvelable et en sources conventionnelles utilisant le pétrole ou l'un de ses dérivées (voir figure 1.8). C'est le cas par exemple des groupes électrogènes, des moteurs à combustion interne et des turbines à gaz entraînant des alternateurs [21].

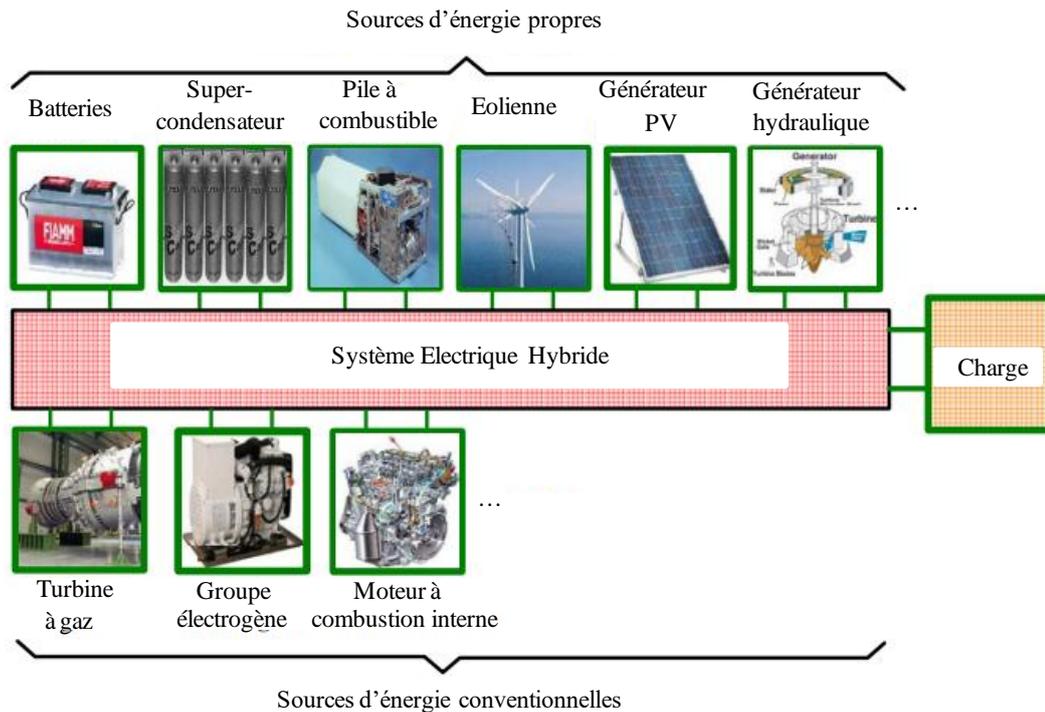


Fig. 1.8 Différentes sources utilisables dans un système électrique hybride [21].

Différentes structures de SEH utilisant des sources d'énergie de natures différentes ont été utilisées dans diverses applications que l'on peut classer en trois grands domaines comme le résume le tableau (1.1).

Tableau 1.1 Classification des SEHs selon leurs domaines d'application

Application aux équipements portables	Application aux équipements des moyens de transport			Application aux équipements stationnaires	
	Voiture	Scoter	Autobus	Petite consommation	Moyenne consommation
Téléphones et ordinateurs portables					
Alimentations électriques portables ...	Train	Avion	Navire ...	Grande consommation	

1.3.1 Critères de classification des systèmes électriques hybrides

Il existe plusieurs classifications de systèmes hybrides qui ont été effectuées selon des critères bien déterminés. Les classifications les plus répandues sont présentées dans ce qui suit :

1.3.1.1 Selon le mode de fonctionnement autonome ou connecté au réseau

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes [22]. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides travaillant en parallèle avec le réseau électrique, on les appelle les SEHs connectés réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire le besoin énergétique la charge du système électrique. 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.

1.3.1.2 Selon la structure du système hybride

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système. Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro-turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet, une centrale toute entière. Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence de ce moyen permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie, ... etc.

La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergies renouvelables utilisées. Cette structure peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou à force houlomotrice) ou une combinaison de ces sources. Les critères les plus importants pour la sélection de la source utilisée sont le potentiel énergétique disponible (qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride) et le consommateur électrique à alimenter. Ceci permet de déterminer le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle. Une classification générale des différents systèmes hybrides est illustrée par la figure (1.9).

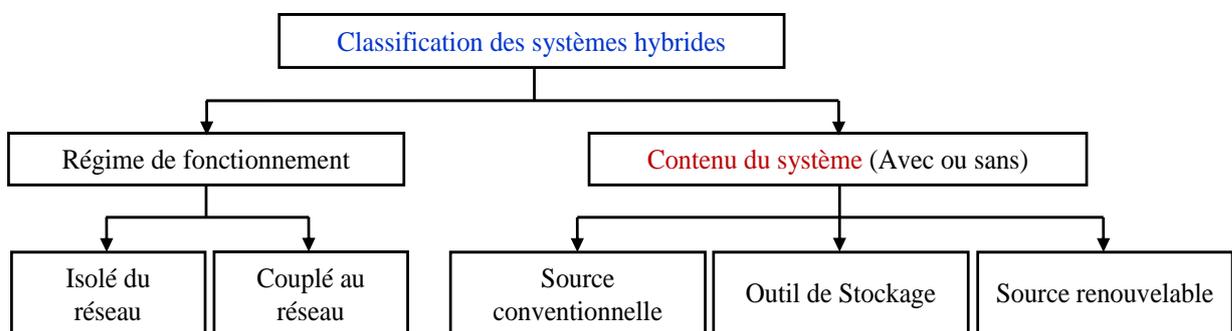


Fig. 1.9 Classification générale des systèmes hybrides selon leur structure.

1.3.2 Structures des systèmes hybrides

A travers cette section, nous allons mettre le point sur les différentes structures des systèmes hybrides liées à la diversité des sources d'électricité utilisées et leurs configurations de couplage. Dans ce contexte, on peut distinguer plusieurs types de systèmes hybrides comme ceux comprenant des sources d'énergie renouvelable et des sources d'énergie conventionnelle, ceux comprenant uniquement des sources renouvelables, ainsi que ceux munis d'outils de stockage.

1.3.2.1 Systèmes photovoltaïque/source conventionnelle

Ce type de système hybride est utilisé le plus souvent dans des sites qui se caractérisent par un climat chaud où le potentiel solaire est important. L'objectif de ces systèmes lorsqu'ils travaillent en mode autonome, est d'alimenter sans interruption une maison, un bâtiment de logements ou administratif ou un village. Ce genre de systèmes peut aussi alimenter des centres de recherche fonctionnant en mode autonome ou connectés au réseau électrique. Les systèmes autonomes contiennent souvent des batteries est éventuellement d'autres dispositifs de stockage. Les batteries et le champ photovoltaïque produisent du courant continu. Par contre, les moteurs diesel peuvent entraîner des générateurs continus ou alternatifs (le plus souvent les consommateurs demandent du courant alternatif). Pour ce type de SH à base d'une source photovoltaïque et d'une autre conventionnelle, on distingue différentes structures selon l'interconnexion des éléments internes.

1.3.2.1.1 Configuration série

Dans cette configuration, le générateur diesel est connecté sur le bus à courant continu. La connexion peut être directe (dans le cas d'un générateur de courant continu) ou à travers un redresseur. L'installation photovoltaïque et la batterie sont aussi liées à ce bus et le consommateur est alimenté par un onduleur. Le schéma de principe d'un système hybride avec une telle configuration est représenté sur la figure (1.10). Dans ce cas, le générateur diesel peut alimenter la charge à travers les convertisseurs électroniques ou charger la batterie. D'après la stratégie de gestion du système hybride, l'énergie produite par l'installation photovoltaïque peut directement alimenter la charge ou passer par la batterie.

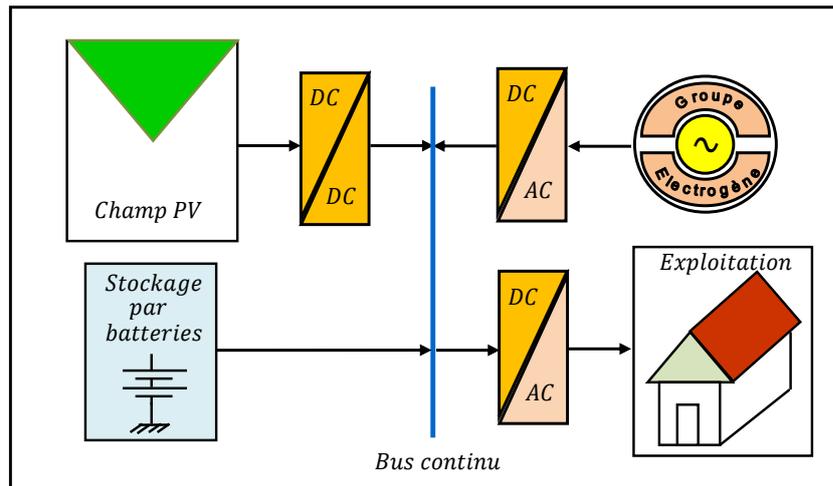


Fig. 1.10 Système hybride avec connexion série.

Les avantages de cette structure de SEH sont [22] :

- Un dimensionnement facile du générateur diesel ;
- Un schéma électrique simplifié à cause d'une absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif ;
- La mise en marche du générateur diesel n'est pas liée à une interruption de l'alimentation électrique ;
- Grâce à l'onduleur, le consommateur peut être alimenté avec une tension, dont la forme du signal, la valeur efficace et la fréquence sont convenables.

D'autre part, les inconvénients sont :

- L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel. C'est pourquoi, il doit être dimensionné de manière à ce qu'il puisse couvrir la charge maximale possible ;
- La batterie doit avoir une grande capacité ;
- Le rendement est relativement faible dans le cas d'un générateur diesel à courant alternatif, parce que la puissance fournie est convertie deux fois avant d'arriver au consommateur ;
- Une avarie éventuelle de l'onduleur provoque une coupure totale de l'alimentation électrique.

1.3.2.1.2 Configuration à commutation

Cette deuxième structure possible est dite configuration à 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 et la gestion du système doit être automatique à cause de la complexité du système hybride. Le schéma de ce système est présenté sur la figure (1.11).

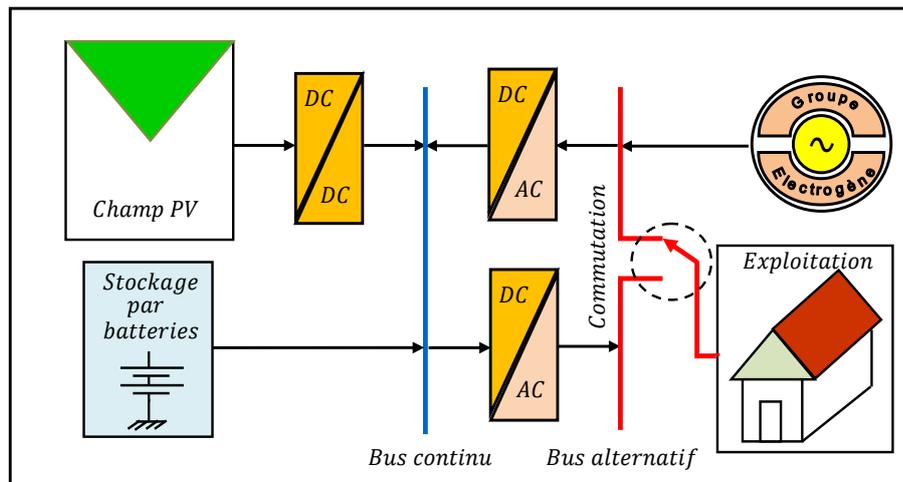


Fig. 1.11 Système hybride à commutation.

Les avantages de cette configuration sont :

- Le système possède un rendement plus élevé, 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 en valeur ;
- Une avarie de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt du système complet, parce que la charge peut être alimentée par le générateur diesel.

Par contre, 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. Ainsi, ceux-ci fonctionnent avec un moindre rendement lors des périodes de faible charge ;
- La construction du système est relativement complexe.

1.3.2.1.3 Configuration parallèle

La dernière configuration d'un système hybride photovoltaïque/source conventionnelle est caractérisée par une connexion parallèle. Dans ce cas, le générateur diesel est connecté sur le bus de courant alternatif ; alors que l'installation photovoltaïque et la batterie sont reliées à un bus de courant continu. Les deux bus sont interconnectés à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel. Celui-ci peut travailler soit comme redresseur, lorsque le générateur diesel couvre la consommation électrique et participe dans le chargement de la batterie, soit comme onduleur, quand toute la charge (ou une partie) est satisfaite par les panneaux photovoltaïques et/ou la batterie. Ainsi, la charge peut être alimentée par les deux bus simultanément. Le schéma d'un tel système hybride est représenté sur la figure (1.12).

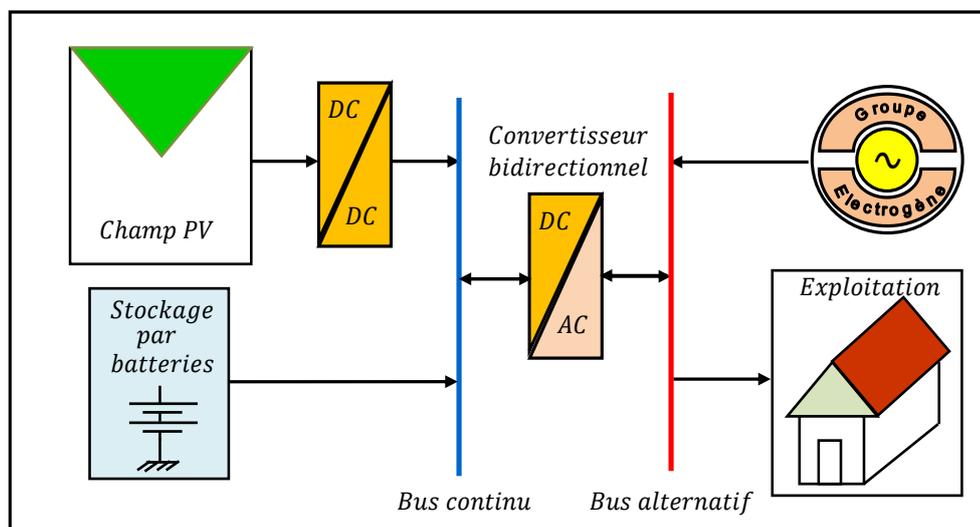


Fig. 1.12 Système hybride à connexion parallèle.

Parmi les avantages de cette configuration, on cite :

- Les composants du système ne sont pas dimensionnés pour la charge totale, parce que le consommateur peut être alimenté par les deux sources en même temps ;
- Le rendement est meilleur, parce que les sources fonctionnent à une puissance plus proche de leur puissance nominale. De plus, il n'y a pas de conversion de l'énergie produite par le générateur diesel ;
- Diminution du nombre des convertisseurs électroniques, ce qui diminue le câblage nécessaire et l'investissement initial pour la construction du système hybride ;
- Une avarie du convertisseur électronique ne provoque pas de coupure de l'alimentation de la charge.

En contrepartie, les inconvénients de cette configuration sont :

- Le contrôle automatique est obligatoire pour le fonctionnement correct du système ;
- Le convertisseur électronique doit fournir une tension sinusoïdale, pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible ;
- Le personnel, qui s'occupe du fonctionnement correct du système, doit être qualifié ;
- Les batteries vieillissent rapidement (pas de chargeur) ;
- Le bus continu est plus difficile à contrôler.

1.3.2.2 Systèmes éolien/source conventionnelle

Les recherches sur les systèmes hybrides éolien/diesel se distinguent des études sur les systèmes hybrides photovoltaïques car les éoliennes sont capables de produire du courant alternatif identique à celui produit par le générateur diesel. C'est pour quoi il n'existe pas une grande diversité des configurations de ce genre de systèmes hybrides. Ceux-ci sont plus répandus sur les îles, où les brises de mer et le vent favorisent l'utilisation de l'énergie éolienne pour la production d'électricité.

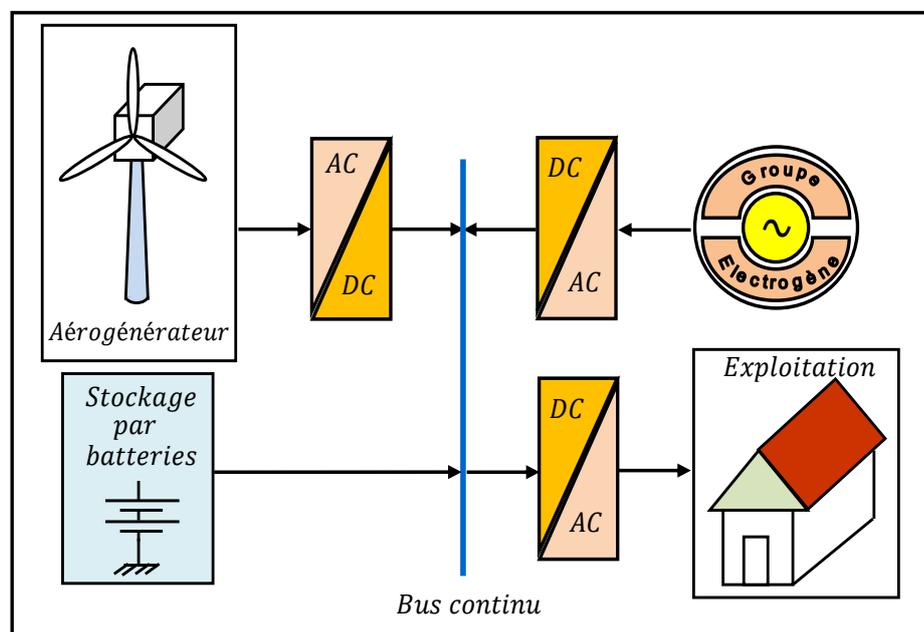


Fig. 1.13 Schéma d'un système hybride éolien-diesel.

1.3.2.3 Systèmes photovoltaïque/éolien/diesel avec ou sans stockage

La mise en place d'un tel système a pour objectif de diversifier les sources d'énergie renouvelable. On cherche ainsi une diminution plus significative de la quantité de fuel

consommé puisque les sources renouvelables peuvent se compléter et fournir une plus grande quantité d'énergie (voir figure 1.14).

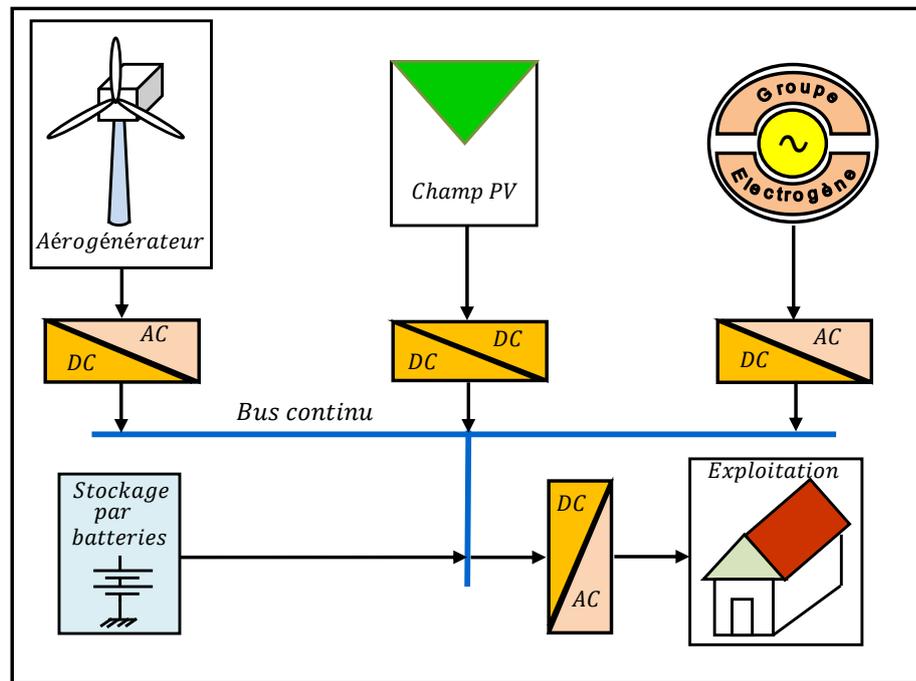


Fig. 1.14 Schéma d'un système hybride éolien-photovoltaïque-diesel avec stockage.

1.3.2.4 Systèmes hybrides sans source conventionnelle

Ces systèmes hybrides fonctionnent surtout en mode autonome dans des sites où l'approvisionnement en carburant diesel ou le raccordement au réseau électrique est difficile, voire même impossible. Dans ce qui suit, nous allons présenter quatre configurations de ce genre de systèmes hybrides avec ou sans stockage [22].

1.3.2.4.1 Système hybride photovoltaïque/stockage

L'installation photovoltaïque doit être raccordée avec un moyen de stockage d'énergie, pour qu'il soit possible de satisfaire la charge durant la nuit ou par temps nuageux. Ces systèmes alimentent soit des maisons, soit des villages.

1.3.2.4.2 Système hybride éolien/stockage

Dans ce cas, l'interconnexion d'un dispositif de stockage avec un générateur éolien peut avoir deux objectifs possibles : soit il joue le rôle de tampon lorsque le système fonctionne en parallèle avec le réseau électrique, ce dispositif permet alors de lisser les variations rapides de la puissance électrique en provenance de l'éolienne ; soit il assure un rôle de stockage à plus

long terme, en régime autonome pour permettre l'alimentation du consommateur lors de périodes de faible vitesse du vent.

1.3.2.4.3 Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage

L'inconvénient majeur des deux systèmes hybrides, précédemment décrits, est le manque de diversité de l'alimentation parce que la ressource primaire utilisée est unique. Cela induit plusieurs désavantages comme par exemple le surdimensionnement des éléments dont l'objectif est d'assurer une alimentation continue, ce qui va se traduire par un investissement initial élevé (et donc limiter le développement de ces systèmes) et une augmentation du prix de kilowattheure produit. Ces inconvénients peuvent être limités ou même éliminés par l'incorporation d'une seconde source d'énergie renouvelable.

1.3.2.4.4 Système hybride photovoltaïque/éolien sans stockage

Ce type de systèmes hybrides est rarement utilisé, parce qu'il n'assure pas une sécurité d'alimentation. En effet, il manque une source conventionnelle et/ou un dispositif de stockage.

1.4 PRESENTATION DES COMPOSANTES DU SYSTEME HYBRIDE RETENU

Dans cette section nous allons présenter trois sources d'énergie propres que nous allons mettre en œuvre dans les travaux de cette thèse, à savoir la source éolienne, la source photovoltaïque et les batteries.

1.4.1 Energie éolienne

L'énergie éolienne est l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement autour du globe. La racine étymologique du terme « éolien » provient du nom du personnage mythologique *Eole*, connu en Grèce antique comme le maître des vents. Cette énergie est une forme indirecte de l'énergie calorifique du Soleil : les rayons solaires absorbés dans l'atmosphère entraînent des différences de température et de pression. De ce fait, les masses d'air se mettent en mouvement et accumulent de l'énergie cinétique. L'intérêt actuel pour l'énergie éolienne provient du besoin d'élaborer des systèmes d'énergie propres durables auxquels on peut se fier à long terme. L'aérodynamique et l'ingénierie moderne ont permis d'améliorer les éoliennes. Maintenant, elles offrent une énergie fiable, rentable, non polluante pour les applications des particuliers, des communautés et pour les applications de grande puissance [9].

Les éoliennes sont classées selon leur puissance nominale en trois catégories [23] :

- Eoliennes de petites puissances : $P_{éol} < 40 \text{ kW}$;
- Eoliennes de moyennes puissances : $40 \text{ kW} < P_{éol} < 1 \text{ MW}$;
- Eoliennes de fortes puissances : $P_{éol} > 1 \text{ MW}$.

La figure (1.15) illustre la correspondance taille et puissance des différentes éoliennes et leur évolution au fil du temps.

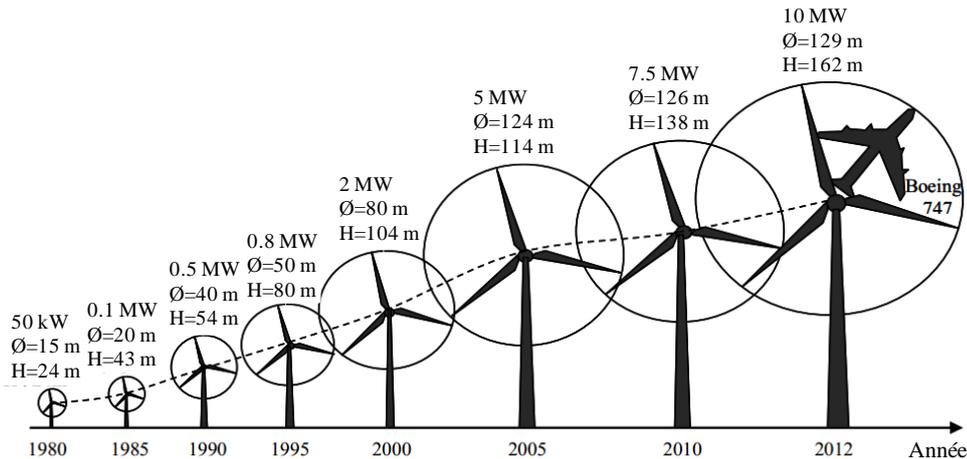


Fig. 1.15 Correspondance taille et puissance des éoliennes [23].

1.4.1.1 Avantages de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne a plusieurs avantages permettant sa croissance et son évolution entre les autres sources d'énergie. Nous citons principalement [24], [25] :

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier ;
- L'exploitation de cette énergie éolienne ne produit pas directement de CO₂, ni d'autres gazes ;
- Elle ne nécessite aucun carburant ;
- Elle n'est pas non plus une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets ;
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu, on peut facilement et rapidement l'arrêter, contrairement aux autres procédés thermiques ou nucléaires ;
- C'est une source d'énergie locale, permettant de minimiser les pertes en lignes transporteuses vers les lieux généralement très proches ;
- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables ;

- Elle crée plus d'emplois par unité d'électricité produite ;
- Les parcs éoliens peuvent être installés sur des terres agricoles et ils se démontent très facilement et ne laissent pas de trace. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple ;
- La période de haute productivité se situe en hiver, ce qui correspond à la période de l'année où la demande en électricité est plus forte ;
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer ;
- Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

1.4.1.2 Inconvénients de l'énergie éolienne

Les avantages précédents vont procurer un rôle important, dans l'avenir à l'énergie éolienne, à condition d'éviter l'impact des inconvénients ci-après :

- Le bruit aérodynamique lié à la vitesse de rotation du rotor ;
- L'impact sur les parcours migratoires des oiseaux et l'impact visuel ;
- La qualité stochastique de la puissance électrique à cause du vent aléatoire qui provoque l'instabilité de la production ;
- La perturbation de la réception des ondes hertziennes, ce qui provoque la distorsion des images télévisées ;
- Le coût élevé et le rendement faible des systèmes éoliens surtout dans les sites moins ventés.

1.4.2 Energie photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite PhotoVoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. C'est en 1954 que les laboratoires de Bell Téléphone (Etats-Unis) vont mettre au point la première cellule photovoltaïque de rendement acceptable (environ 6%). Ce rendement sera par la suite augmenté grâce à la découverte de la

photosensibilité du silicium qui pouvait être augmentée en ajoutant des impuretés, ainsi il et atteindra au début des années 1960, 15%.

Lors de la course vers l'espace, les photopiles ont fait des progrès intéressants. En effet, celles-ci sont une solution idéale pour combler les besoins en électricité des satellites. En 1973, suite au choc pétrolier, l'énergie solaire subit un essor considérable. Et au début des années 90, la prise de conscience des limites de l'électrification rurale conventionnelle (le réseau câblé) oblige les marchés du photovoltaïque à s'ouvrir afin d'atteindre les campagnes de façon plus rentable.

L'élément de base de la technologie photovoltaïque est la cellule fabriquée à partir d'un matériau semiconducteur. Lorsque la lumière est captée par celui-ci, un champ électrique est créé et génère du courant électrique continu. Les semi-conducteurs sont généralement fabriqués à base de silicium cristallin, coupé en fines tranches à partir de lingots ou de coulages, ou encore de rubans formés à partir de la phase fondue (couches minces) [26]. Différentes technologies des cellules solaires sont actuellement appliquées ou en cours de développement (voir tableau 1.2).

Tableau 1.2 Efficacité de différentes technologies des cellules photovoltaïques [27], [28]

Technologie		Rendement	Surface nécessaire par kWc	Avantages	Inconvénients
Mono-cristallin (mono c-Si)		16-19%	7 m ²	Bon rendement pour une cellule	Coût de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication
Poly-cristallin (poly c-Si)		14-15%	8 m ²	Bon rendement pour un module	Coût de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication
Couches minces	Silicium amorphe (a-Si)	5-7%	15 m ²	Facile à fabriquer	Mauvais rendement
	Cadmium de Tellure (CdTe)	8-11%	11 m ²	Absorbe 90% des photons incidents	Cadmium très polluant
	Di-sélénium de cuivre indium (CIS)	7-11%	10 m ²	Energie de gap ajustable, 99% des photons absorbés	Manque de matière première
	Silicium cristallin	8%	12 m ²	Faible coût de fabrication	Rendement moyen
Silicium organique		5%		Faible coût de fabrication, flexible	Rendement encore trop bas

Par ailleurs, citons dans ce qui suit les différentes applications des cellules solaires [26] :

- Domaine spatial : les premières utilisations de cellules solaires pour des engins spatiaux (Satellites, navettes ...) remontent aux années soixante ;
- Télécommunication : Téléphonie rurale, faisceaux de relais hertziens ... ;
- Bâtiments et toits ;
- Sites isolés : Parcs nationaux, forêts, régions isolées, pompage de l'eau (bétail, irrigation, domiciles, villages) ... ;
- Acquisition de données : L'énergie photovoltaïque joue un rôle très important pour les stations isolées d'acquisition de données, vu la haute fiabilité de fonctionnement, l'autonomie, la moindre sensibilité à la foudre, la résistance extrême aux conditions naturelles, la maintenance légère et la longue durée de vie des équipements (25 ans environ) ;
- Domaine du transport : Lampadaires, éclairage de panneaux, signalisation lumineuse routière et ferroviaire ;
- Réalisation des champs photovoltaïques.

1.4.2.1 Avantages des sources photovoltaïques

Les sources photovoltaïques présentent de nombreux avantages [21] :

- L'énergie solaire est une énergie inépuisable et renouvelable ;
- Les sources photovoltaïques peuvent convertir l'énergie solaire en énergie électrique sans aucune pollution ;
- Le coût de fonctionnement est très faible par rapport aux autres sources d'énergie conventionnelles ;
- Le prix des panneaux solaires a déjà beaucoup diminué malgré que les prix diminuent moins rapidement actuellement ;
- Le caractère modulaire des sources photovoltaïques permet un montage simple et flexible et des installations décentralisées ;
- Les sources photovoltaïques n'ont pas besoin de beaucoup d'entretien ;

1.4.2.2 Inconvénients des sources photovoltaïques

Les sources photovoltaïques présentent aussi quelques inconvénients :

- Les sources photovoltaïques ne fonctionnent pas quand l'énergie solaire n'est pas disponible ;
- La densité énergétique des sources photovoltaïques est faible et le rendement réel de conversion est faible ;
- Les surfaces d'installation des sources photovoltaïques sont toujours importantes.

1.4.3 Stockage de l'énergie électrique

Au regard de la transition énergétique et de la lutte contre les émissions de CO₂, il convient d'apprécier de manière spécifique les objectifs du stockage stationnaire et ceux du stockage dédié à la mobilité.

L'un des objectifs du stockage est de permettre aux énergies renouvelables de déployer tout leur potentiel d'efficacité au service de la satisfaction des besoins électriques et énergétiques des particuliers, des entreprises, des territoires, des administrations et services publics. Dans cette optique, il s'agit d'éviter de perdre de l'électricité produite quand la production est supérieure à la demande. A l'inverse, il s'agit d'assurer la permanence de l'alimentation quand la demande est forte alors qu'une partie des équipements solaires ou éoliens ne produit pas de l'énergie. Le stockage a ainsi pour objectifs [29] :

- de rationaliser l'utilisation des productions intermittentes ;
- de lisser l'équilibre demande/production et ainsi de contribuer à la stabilité du réseau électrique ;
- d'assurer une fiabilité forte aux moyens renouvelables qui fonctionnent hors réseau ;
- de conférer aux énergies renouvelables une place plus importante dans le bouquet énergétique d'un tel pays.

1.4.3.1 Moyens de stockage de l'énergie électrique

Selon la méthode de stockage de l'énergie électrique (directe ou indirecte) qui consiste à emmagasiner l'énergie électrique ou à la convertir en un autre type d'énergie stockable et déstockable, on peut classer les moyens de stockage comme suit [29] :

1.4.3.1.1 Stockage par énergie gravitaire

La principale technologie est celle des stations de transfert d'énergie par pompage. Ce système est lié à l'énergie hydraulique et donc aux barrages. A la différence d'un barrage classique, il est basé sur l'exploitation de deux retenues d'eau à des hauteurs différentes. Lorsque la production électrique est abondante et peu chère et qu'elle est excédentaire au regard des besoins du réseau, elle est utilisée pour pomper l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur. Celui-ci devient ainsi le lieu de stockage d'une énergie qui pourra être réutilisée par gravité quand le besoin s'en fera sentir. Dans ce cas, l'eau passe par une turbine qui produit l'électricité.

1.4.3.1.2 Stockage par compression de l'air

Le principe de cette technique repose sur l'élasticité de l'air. Grâce à l'électricité considérée comme excédentaire un système de compresseurs à très haute pression (100 à 300 bars) comprime l'air présent dans une cavité naturelle ou artificielle. La récupération de cette énergie potentielle (déstockage) s'effectue par détente de l'air dans une turbine qui entraîne un alternateur et produit donc de l'électricité.

1.4.3.1.3 Stockage chimique au moyen de l'hydrogène

L'hydrogène peut devenir un vecteur de stockage selon la méthode suivante : l'électricité excédentaire est utilisée pour réaliser une électrolyse de l'eau (via un électrolyseur); elle est ainsi convertie en hydrogène H₂ stockable sous forme gazeuse, liquide ou solide. Quand le besoin se manifeste, cette énergie est restituée via, par exemple, une pile à combustible, qui reconvertit l'hydrogène et l'oxygène en électricité (et en eau) pendant les périodes de forte consommation.

1.4.3.1.4 Stockage thermique

L'énergie est stockée par élévation de la température du matériau de stockage choisi (briques, huile, sable, béton, céramique, ... etc.). L'efficacité du système est fonction du temps de refroidissement du matériau de stockage ainsi que de l'isolation du dispositif.

1.4.3.1.5 Stockage électrique

Il s'agit d'utiliser des condensateurs ou des supercondensateurs. Les condensateurs sont des composants électroniques dont la capacité se mesure à l'échelle du microfarad. Ils sont présents dans tous nos appareils électroniques et leur champ d'application est très vaste.

Il n'en est pas de même des supercondensateurs. Leur capacité s'évalue en dizaines voire en milliers de Farad, ce qui les rend comparables aux batteries. Mais, dans les

conditions actuelles, les supercondensateurs interviennent plutôt en puissance (pour délivrer du courant de manière instantanée) qu'en énergie. Ils peuvent donc représenter un complément intéressant des batteries. La combinaison batterie/supercondensateur peut s'avérer particulièrement efficace dans le cas des véhicules hybrides.

1.4.3.1.6 Stockage inertiel

Il existe pour l'essentiel sous la forme de volants d'inertie. Il s'agit d'une masse fixée autour de l'axe de rotation d'une machine qui confère à cette dernière une plus grande inertie et permet, de ce fait, d'en rendre le fonctionnement plus régulier. Le stockage s'effectue sous forme d'énergie cinétique. Sur les groupes tournants de production électrique, ils permettent d'éviter les microcoupures dont la durée est faible mais dont les conséquences peuvent être dommageables. Ils sont également installés sur des bus, des rames de métro ou des voitures haut de gamme pour stocker l'énergie pendant les phases de freinage et la récupérer sous forme d'électricité durant les phases d'accélération.

1.4.3.1.7 Stockage électro-chimique

Ce mode de stockage nous conduit à évoquer essentiellement les batteries. Les batteries (ou accumulateurs) sont des systèmes électrochimiques, qui stockent de l'énergie sous forme chimique et la restituent sous forme électrique. Les batteries peuvent être électriquement rechargées contrairement aux piles. Utilisées comme réserves massives d'énergie, elles peuvent délivrer une puissance pendant quelques heures ou quelques jours. Elles peuvent résister à un certain nombre de cycles charge/décharge.

Et comme nous nous sommes intéressés dans cette étude à l'utilisation des batteries comme moyen de renforcement de la productivité du système hybride étudié, la section suivante présente un aperçu sur les batteries, leur principe de fonctionnement et leurs types.

1.4.3.2 Les accumulateurs électrochimiques ou batteries

Un accumulateur est un dispositif électrochimique qui permet la conversion réversible d'énergie chimique en énergie électrique. En charge, l'énergie électrique est convertie et stockée sous forme d'énergie chimique à travers des réactions d'oxydoréduction. En décharge, l'élément fonctionne en mode générateur. Dans ce cas, l'énergie chimique est convertie en énergie électrique, et les réactions inverses se produisent aux électrodes [30].

Un accumulateur est constitué principalement, de deux électrodes qui permettent de stocker les électrons à l'issue des réactions électrochimiques d'oxydoréduction. Ces

- En 1990, la commercialisation de cette dernière technologie (Nickel Hydrure Métallique) a permis d'augmenter la densité d'énergie de 30 à 40% comparativement aux anciennes technologies et de s'affranchir des problèmes liés à la toxicité du cadmium, maintenant majoritairement interdit. Cette technologie présente un certain nombre d'atouts comme sa densité d'énergie volumique (Wh/l) élevée, un fonctionnement possible à basse température, un faible coût et une bonne sureté de fonctionnement ;
- En 1991, la commercialisation de la première batterie rechargeable à base de lithium par le constructeur japonais Sony. Cette technologie a vite supplanté les autres technologies compte tenue de ses meilleures caractéristiques.

Le tableau (1.3) récapitule les principales technologies d'accumulateurs avec quelques unes de leurs spécificités.

Tableau 1.3 Caractéristiques des principales technologies d'accumulateurs [30]

	Li-ion	Ni-MH	Ni-Cd	Pb-Acide
Tension nominale (V)	3.7	1.2	1.2	2
Densité d'énergie volumique (Wh/l)	200 - 600	140 - 435	60 - 150	50 - 80
Densité d'énergie massique (Wh/kg)	75 - 250	30 - 110	50 - 75	30 - 50
Densité de puissance (W/kg)	100 - 5000	250 - 2000	150 - 230	75 - 300
Cycle de vie	1000 - 10000	200 - 1500	1000 - 2500	500 - 1200
Coût (USD/kWh)	600 - 2500		800 - 1500	200 - 400

1.5 CONCLUSION

Après avoir présenté l'historique et les prévisions de la production mondiale de l'électricité au début de ce chapitre, nous avons discuté dans le cadre du contexte énergétique Algérien, le programme de développement des énergies renouvelables en Algérie « EnR », en présentant ses objectifs et ses tâches déjà réalisées devant le grand potentiel du pays en termes des énergies renouvelables, surtout l'éolienne et la photovoltaïque. Après cela, sous l'intitulé généralités sur les systèmes électriques hybrides, nous avons expliqué le concept et l'intérêt d'hybridation des différentes sources électriques, et présenté les différentes topologies d'hybridation permettant la classification de ces systèmes hybrides en fonction de leur structure et leur régime de fonctionnement lié à la connexion ou la dis-connexion du réseau électrique.

Et comme cette thèse s'intéresse plus à l'étude des systèmes à énergies renouvelables hybrides à base des énergies éolienne et photovoltaïque, nous avons passé en revue ces deux sources éolienne et photovoltaïque en présentant un aperçu sur leurs historiques et leurs évolutions ainsi que leurs avantages et leurs domaines d'application.

Dans ce chapitre, nous avons discuté aussi la notion de stockage, son objectif et ses différents moyens, en focalisant plus sur les accumulateurs électrochimiques ou les batteries qui constituent le moyen de stockage utilisé dans cette étude afin d'améliorer les performances du système hybride étudié.

En se préparant à mener une étude complète sur un système hybride jumelant les trois sources éolienne-photovoltaïque-batteries dans le dernier chapitre, les deux chapitres suivants (deux et trois) présenteront successivement des études particulières sur les chaînes de conversions éolienne et photovoltaïque, en mettant le point sur leur conception, leur modélisation, leur commande et gestion d'énergie avant de passer à leur simulation numérique.

CHAPITRE 2

DESCRIPTION, MODELISATION ET COMMANDE D'UNE CHAINE DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE A BASE DE LA MADA

CHAPITRE 2

DESCRIPTION, MODELISATION ET COMMANDE D'UNE CHAÎNE DE CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE A BASE DE LA MADA

2.1 INTRODUCTION

L'objectif principal des systèmes éoliens est la transformation d'une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. L'énergie éolienne, économique et non polluante, a suscité un très grand intérêt et a incité les constructeurs de réfléchir toujours à de nouvelles solutions robustes, permettant la modernisation des différents aérogénérateurs et l'amélioration des techniques de commande afin de maximiser la puissance produite.

Dans ce sens, ce deuxième chapitre comprend en une première partie un état d'art sur le génie électrique dans le vent et son historique et l'évolution du taux de croissance de cette énergie tout en présentant les différents types d'éoliennes.

La deuxième partie est consacrée à la présentation d'une chaîne de conversion à base d'une éolienne à trois pales et à rotor horizontal et ses avantages. Les différents types de machines électriques utilisées dans cette chaîne de conversion éolienne (génératrices synchrone, asynchrone à cage et asynchrone à bagues doublement alimentée), leurs différentes configurations d'alimentation et leurs différents modes de fonctionnement seront présentés. Ensuite, nous allons modéliser les éléments constituant le système éolien étudié, en commençant par la Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA) et son alimentation électronique basée sur un convertisseur à double étage (AC-DC-AC), puis la turbine éolienne et son convertisseur de vitesse mécanique qui la couple avec la génératrice.

La dernière partie de ce chapitre sera dédiée à la présentation de la technique de commande appliquée à la chaîne de conversion éolienne étudiée. Cette technique va nous permettre de réaliser un asservissement découplé des puissances active et réactive de la MADA à travers la commande du convertisseur back to back implanté dans la chaîne rotorique ainsi que la régulation de la tension de bus continu.

2.2 ENERGIE EOLIENNE

Après avoir présenté un bref historique sur la croissance de l'énergie éolienne, nous allons exposer à travers cette section, les différents types des turbines éoliennes ainsi que le concept de la puissance aérodynamique et le principe de régulation mécanique de la puissance de sortie de l'éolienne basé sur le Pitch et Stall control.

2.2.1 Historique et croissance de l'exploitation de l'énergie éolienne

Le vent, comme étant une source d'énergie traditionnelle non polluante, a été exploité depuis plusieurs siècles pour la propulsion des navires (avant 3000 ans environ), l'entraînement des moulins (environ 200000 moulins à vent en Europe vers le milieu du 19^{ème} siècle), le pompage d'eau et le forgeage des métaux dans l'industrie. Ces dernières utilisations sont toutes basées sur la conversion de l'énergie du vent captée par des hélices en énergie mécanique exploitable.

Ce n'est qu'après l'évolution de l'électricité comme forme moderne de l'énergie et les recherches successives sur les génératrices électriques, que le danois Poul La Cour a construit pour la première fois en 1891 une turbine à vent générant de l'électricité [24], [31]. Ensuite, les ingénieurs danois ont amélioré cette technologie durant la 1^{ère} et la 2^{ème} guerre mondiale avec une grande échelle.

C'est principalement la crise pétrolière de 1974 qui relança les études et les expériences avec une échelle plus élevée, ce qui oblige plusieurs pays de commencer l'investissement pour améliorer et moderniser la technologie des aérogénérateurs. Parmi ces investissements, on cite le premier marché important de la Californie entre 1980 et 1986, notamment au début avec des turbines de moyenne puissance (55 kW), puis 144 machines (avec un total de 7 MW) en 1981 et 4687 machines d'une puissance totale de (386 MW) en 1985. Après ces années, le marché européen a réellement décollé, ce qui a permis un développement important de cette industrie de l'éolienne et surtout dans des pays comme l'Allemagne, l'Espagne et le Danemark. Ces pays ont une contribution importante au marché mondial qui a atteint 10 GW en 1998 et environ 47 GW en 2004 avec une croissance moyenne annuelle de 7.5 GW pour atteindre 432 GW l'année 2015 avec une augmentation énorme du taux de croissance annuel qui a touché une moyenne de 32 GW l'année 2015.

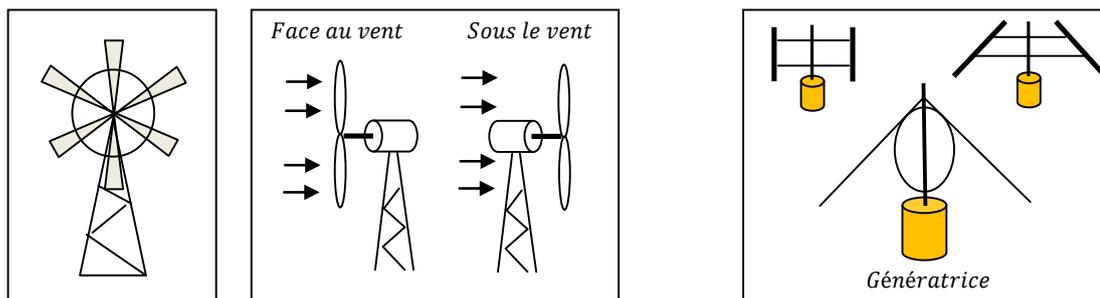
2.2.2 Différents types d'éoliennes

A partir du vent, l'extraction de l'électricité exige les éléments de base suivants :

- Une hélice ;
- Une transmission mécanique ;
- Une génératrice électromagnétique ;
- Un système de régulation et de liaison électrique.

Comme l'hélice est l'élément principal qui reçoit le vent et le transforme en énergie mécanique, elle connut plusieurs développements. Selon la position géométrique et le type d'arbre, les éoliennes se regroupent principalement en (voir figure 2.1) [32] :

- Eoliennes à axe vertical ;
- Eoliennes à axe horizontal (plus utilisées) ;
- Eoliennes à hélice sous le vent ;
- Eoliennes à hélice face au vent (plus utilisées).



(a). Eoliennes à axe horizontal

(b). Eoliennes à axe vertical (Darrieus)

Fig. 2.1 Différentes structures des éoliennes.

2.2.3 Puissance aérodynamique capturée par une éolienne et coefficient de puissance

Selon le théorème de Betz, la vitesse du vent V_0 traversant la surface S balayée par le rotor est supposée égale à la moyenne de la vitesse moyenne du vent non perturbé en amont de l'éolienne V et de sa vitesse après le passage à travers le plan de rotor V_2 (voir figure 2.2) [33] :

$$V_0 = \frac{V + V_2}{2} \quad (2.1)$$

Ainsi, la masse de l'air traversant la surface balayée par le rotor est donnée par :

$$m = \frac{1}{2} \rho S (V + V_2) \quad (2.2)$$

Où ρ est la masse volumique de l'air.

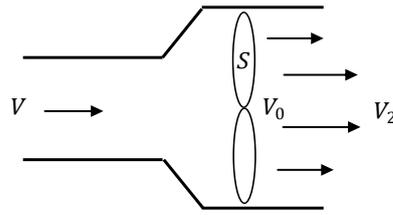


Fig. 2.2 Démonstration de la loi de Betz.

De plus, la puissance extraite du vent par la turbine selon la seconde loi de Newton est exprimée par la relation suivante :

$$P_t = \frac{1}{2} m (V^2 - V_2^2) \quad (2.3)$$

En remplaçant m par son expression (2.2) dans (2.3), on obtient :

$$P_t = \frac{1}{4} \rho S (V + V_2) (V^2 - V_2^2) \quad (2.4)$$

Comparons maintenant ce résultat avec l'expression de la puissance totale d'un flux d'air non perturbé traversant une même surface S sans la présence du rotor qui perturbe le vent. Nous notons cette puissance P_v , elle est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (2.5)$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et celle du vent non perturbé est exprimé par :

$$P_t/P_v = (1/2)(1 - V_2^2/V^2)(1 + V_2/V) \quad (2.6)$$

L'allure du ration (P_t/P_v) en fonction de (V_2/V) est illustré par la figure (2.3).

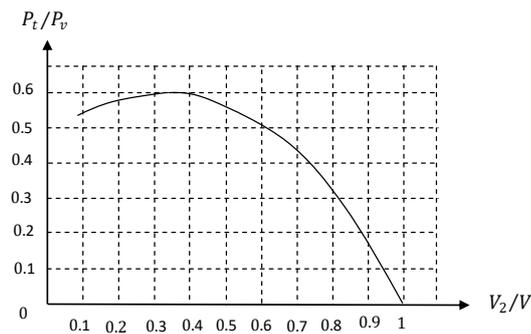


Fig. 2.3 Ratio des puissances éoliennes en fonction du rapport des vitesses du vent en amont et en aval de la turbine éolienne.

On peut noter que cette fonction atteint son maximum pour ($V_2/V = 1/3$) et la valeur maximale de la puissance extractible du vent est de 59 % de la puissance totale contenue dans le vent.

Cependant, le dispositif de conversion extrait pratiquement une puissance P_t inférieure à la puissance P_v . On définit alors un coefficient de puissance de l'aérogénérateur par la relation suivante :

$$C_p = \frac{P_t}{P_v} \quad (2.7)$$

Avec $C_p < 0.59$.

On peut écrire donc :

$$P_t = C_p P_v \quad (2.8)$$

En remplaçant P_v par son expression dans (2.5), on obtient :

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho S V^3 \quad (2.9)$$

La valeur de ce coefficient de puissance C_p dépend de la vitesse de rotation de la turbine et peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique λ comme suit :

$$C_p = C_p(\lambda) \quad (2.10)$$

Avec :

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

Où : $R\Omega_t$ est la vitesse linéaire périphérique en bout de pale de l'hélice, R est le rayon de la turbine éolienne et Ω_t est sa vitesse de rotation angulaire.

On note que ce coefficient de puissance C_p peut évoluer pour le même type de turbine en fonction du nombre des pales 1, 2, 3 et 4 mais sa valeur reste bien en dessous de la limite de Betz (0.59). Et pour la même turbine ce coefficient peut varier aussi en fonction de l'angle de calage β qui indique le degré d'inclinaison des pales à chaque fois.

2.2.4 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

La relation (2.9) indique que la puissance éolienne captée est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Donc, il existe, pour la puissance éolienne nominale P_n , une vitesse de vent V_n pour laquelle l'aérogénérateur est bien dimensionné dans ses divers éléments. C'est pour cela qu'on doit piloter la turbine éolienne afin de maintenir la vitesse à sa valeur nominale et d'éviter toute destruction mécanique.

A côté de la vitesse nominale V_n , on spécifie aussi [23] :

- La vitesse de démarrage V_{dt} qui représente la vitesse de début de fonctionnement ;
- La vitesse maximale du vent V_{max} au delà de laquelle la turbine ne doit pas convertir d'énergie éolienne, pour des raisons de sécurité de fonctionnement.

Les vitesses V_{dt} , V_n et V_{max} définissent cinq zones de fonctionnement sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent (voir figure 2.4) :

- La zone *I* : où P_t est faible, donc la turbine ne fonctionne pas ;
- La zone *II* : la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent (zone d'MPPT) ;
- La zone *III* : la vitesse de rotation est maintenue constante et égale à sa valeur nominale ;
- La zone *IV* : le fonctionnement se fait à puissance constante et égale à P_n ;
- La zone *V* : il faut arrêter le transfert d'énergie dans cette zone par un système de sureté.

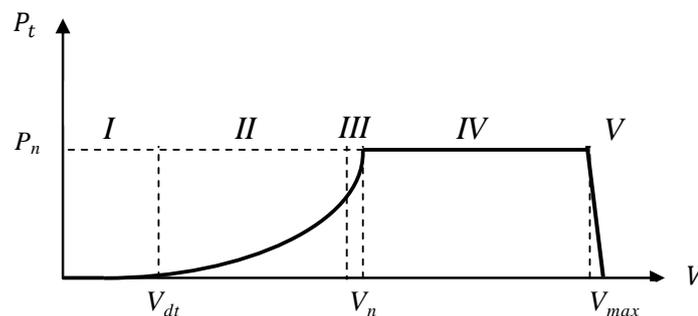


Fig. 2.4 Puissance utile sur l'arbre de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent.

Pour contrôler la puissance aérodynamique capturée et la limiter lorsque la vitesse du vent est très élevée, on peut utiliser l'une des deux techniques de contrôle connues surtout dans les grandes turbines sous le nom "Pitch Control" et "Stall Control".

2.2.5 Le "Pitch Control"

C'est un contrôle qui permet la variation de l'angle de calage des pales (pas des pales) autour de leur axe longitudinal en fonction de la vitesse du vent et de la puissance active à extraire. En agissant par le Pitch Control, le coefficient de puissance C_p ne varie plus en fonction de λ comme précédemment mais en fonction de la vitesse du vent à vitesse de rotation constante, ce qui va permettre de maintenir la puissance constante dans la zone *IV* à sa valeur maximale.

On peut noter que pour modifier l'angle de calage en utilisant le Pitch Control, on a besoin d'un régulateur électronique avec des masselottes centrifuges ou d'un régulateur électronique avec des servomoteurs.

2.2.6 Le "Stall Control"

C'est un régulateur par décrochage aérodynamique, autrement dit le comportement géométrique des pales peut évoluer selon le rapport entre les deux vitesses du vent et de la turbine, ce qui permet le décrochage à partir d'une certaine vitesse du vent. Ce décrochage dépend notamment de l'angle de calage des pales, donc celle-ci peuvent être fabriquées avec un pas variable suivant la position sur leur axe longitudinal et munies aussi d'un mécanisme de freinage en bout. Cette technique du "Stall Control" a aussi quelques avantages :

- Pas de système de contrôle d'angle de calage ;
- Construction plus simple et moins couteuse du rotor ;
- Maintenance plus aisée et fiabilité meilleure.

Afin d'améliorer le degré de captage d'énergie par le Stall Control, on peut combiner ce dispositif à une machine à deux vitesses de rotation, ce qui permet d'étendre la plage de production et la rendre comparable avec celle obtenue dans le cas du Pitch Control.

Certains aérogénérateurs utilisent un système hybride nommé le Stall Actif qui combine les avantages des deux systèmes où le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minime des pales nécessitant des moyens de réglage plus économiques et plus robustes que dans le cas du système de Pitch Control.

2.2.7 Vitesse de vent continument variable

La configuration électrique d'un aérogénérateur a une grande influence sur son fonctionnement. Le fait qu'une éolienne fonctionne à vitesse fixe ou à vitesse variable dépend de cette configuration. Le fonctionnement à vitesse fixe possède les caractéristiques suivantes :

- Système électrique plus simple ;
- Plus grande fiabilité ;
- Peu de probabilité d'excitation des fréquences de résonance des éléments de l'éolienne ;
- Pas besoin de système électronique de commande ;
- Moins cher.

Et le fonctionnement à vitesse variable est caractérisé par :

- Augmentation du rendement énergétique ;
- Réduction des oscillations du couple dans le train de puissance ;
- Réduction des efforts subis par le train de puissance ;
- Génération d'une puissance de meilleure qualité.

Ainsi, on peut noter clairement l'importance du fonctionnement à vitesse variable et la nécessité du réglage continu de celle-ci afin de maintenir le coefficient de puissance C_p à sa valeur maximale, surtout si la génératrice électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplée au réseau. En effet, dans ce cas, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse de vent correspondante à (λ_{opt}) . Un système à deux vitesses de rotation est possible mais la vitesse électroniquement variable apporte beaucoup plus en terme énergétique. La figure (2.5) montre que la position du maximum de la courbe de puissance en fonction de la vitesse de rotation change avec la vitesse du vent. Typiquement, un réglage direct ou indirect de la vitesse est nécessaire pour bien optimiser les transferts énergétiques [34].

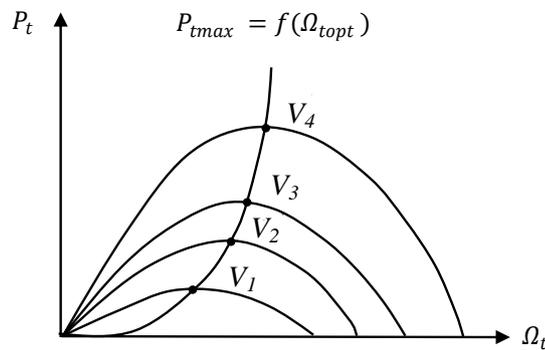


Fig. 2.5 Variation du point à maximum de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent.

2.3 CHAINE DE CONVERSION ELECTROMAGNETIQUE

Les systèmes de conversion électromagnétique utilisés dans les aérogénérateurs sont différents, mais le concept technologique à axe horizontal à trois pales (voir figure 2.6) constitue l'éolienne moderne la plus utilisée à cause de ses avantages liés aux points suivants :

- Couple de démarrage important et bruit faible par rapport à l'éolienne unie et bipales ;
- Peu de fluctuations mécaniques ;
- Rendement énergétique plus élevé ;
- Puissance électrique moins fluctuante.

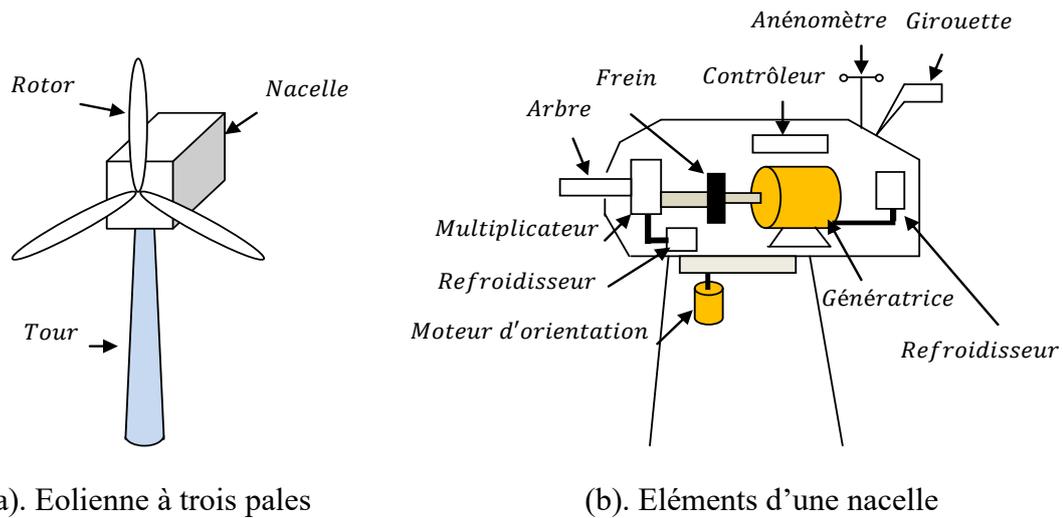


Fig. 2.6 Composantes et différents éléments d'une éolienne moderne à trois pales [24].

Le choix du type d'aérogénérateur dépend de plusieurs critères à savoir :

- Le niveau de puissance à fournir au réseau ou à la charge ;
- L'implantation sur terre ferme (Onshore) ou en mer (Offshore) ;
- Et principalement le couplage au réseau électrique ou non (mode autonome).

2.3.1 Systèmes non couplés au réseau alternatif

Pour les réseaux de petite puissance en site isolé, une solution couramment employée consiste à associer les aérogénérateurs à un ou plusieurs groupes électrogènes, souvent de diesel. Dans la version la plus rudimentaire, la génératrice est de type asynchrone à cage et auto amorcée par des condensateurs.

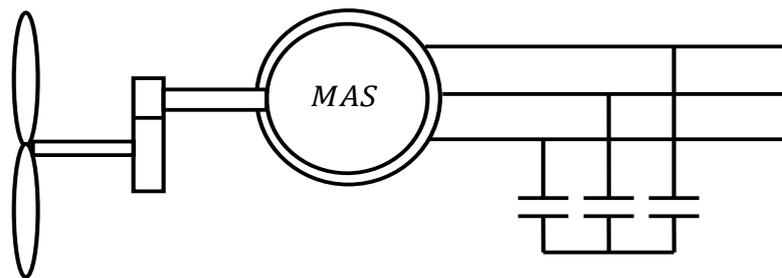


Fig. 2.7 Aérogénérateur à base d'une génératrice asynchrone à cage.

2.3.2 Systèmes couplés au réseau alternatif

Les deux types de machines électriques les plus utilisés dans ces systèmes sont les machines synchrones et les machines asynchrones sous leurs diverses variantes [23], [24].

2.3.2.1 Systèmes à base de la machine synchrone

La machine synchrone est le type de machines qui est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production de l'électricité, notamment dans ceux de très grande puissance (centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires). Les générateurs synchrones utilisés dans le domaine éolien (notamment ceux de 500 kW à 2 MW) sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille.

De plus, lorsque ce type de machine est directement connecté au réseau, sa vitesse de rotation est fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion générateur-réseau, les fluctuations du couple capté par l'aérogénérateur se propagent jusqu'à la puissance électrique produite. C'est pourquoi les machines synchrones ne sont pas utilisées dans les aérogénérateurs directement connectés au réseau. Elles sont par contre utilisées lorsqu'elles sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance (voir figure 2.8).

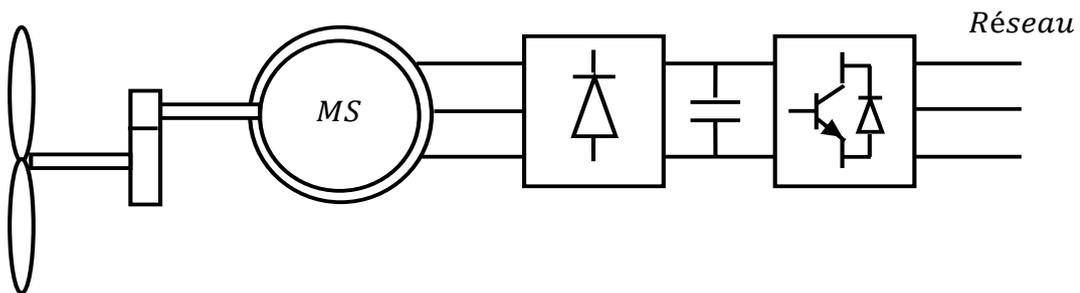


Fig. 2.8 Système éolien à base d'une machine synchrone et un convertisseur électronique.

Dans cette configuration, la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine sont découplées. Cette vitesse peut par conséquent varier de sorte à optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne et amortir les fluctuations du couple. Certaines variantes des machines synchrones peuvent fonctionner à faibles vitesses de rotation et donc être directement couplées à l'aéroturbine. Elles permettent ainsi de se passer du multiplicateur de vitesse qui demande un travail auxiliaire de maintenance.

2.3.2.2 Systèmes à base de la machine asynchrone à cage

Les machines électriques asynchrones à cage sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle des puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé. De plus, la connexion directe au réseau de ce type de machine est bien plus douce grâce à la variation du glissement se

produisant entre le flux du stator et la vitesse de rotation du rotor. Ceci explique pourquoi pratiquement toutes les éoliennes à vitesse fixe utilisent des machines à induction.

Dans les années 90, les danois ont rajouté une deuxième machine électrique pour pouvoir faire fonctionner l'éolienne à deux vitesses et ainsi augmenter le rendement énergétique de leurs aérogénérateurs. L'introduction d'un convertisseur de puissance entre la machine et le réseau, malgré son prix élevé, permet comme pour la machine synchrone de découpler la fréquence de réseau et la vitesse de rotation de la machine, et ainsi de faire fonctionner l'aérogénérateur à vitesse variable avec tous les avantages cités auparavant (voir figure 2.9).

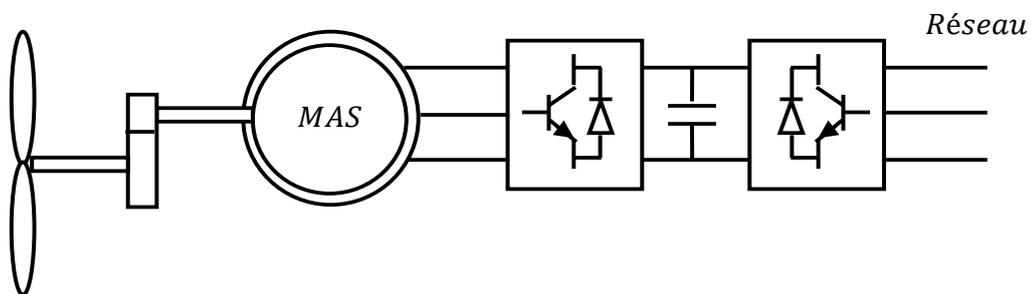


Fig. 2.9 Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable.

2.3.2.3 Systèmes à base de la machine asynchrone à double alimentation

La machine asynchrone à rotor bobiné à double alimentation présente un atout considérable. Son principe est issu de celui de la cascade hypo-synchrone : le stator est connecté au réseau possédant une tension et une fréquence fixes, alors que le rotor est relié au réseau à travers un convertisseur de fréquence.

Ces machines sont un peu plus complexes que les machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun la nécessité d'un multiplicateur de vitesse, et leur robustesse est légèrement diminuée par la présence du système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un grand avantage.

Etant donné que la puissance rotorique transitée est moindre, le coût des convertisseurs s'en trouve réduit en comparaison avec une éolienne à vitesse variable alimentée au stator par des convertisseurs de puissance. C'est la raison principale pour laquelle on trouve cette génératrice dans les systèmes éoliens de forte puissance. Une seconde raison est la possibilité de régler la tension au point de connexion de cette génératrice.

Plusieurs technologies de machines asynchrones à double alimentation avec leurs dispositifs de réglage de la vitesse à travers le contrôle de glissement sont envisageables :

2.3.2.3.1 Contrôle de glissement par dissipation de l'énergie rotorique

Le glissement peut être rendu variable par extraction d'une fraction de puissance au circuit rotorique et dissipation dans une résistance en utilisant un redresseur alimentant un hacheur commandé (voir figure 2.10). Plus la pulsation rotorique est proche de la pulsation de synchronisme, plus la puissance extraite par le rotor est importante.

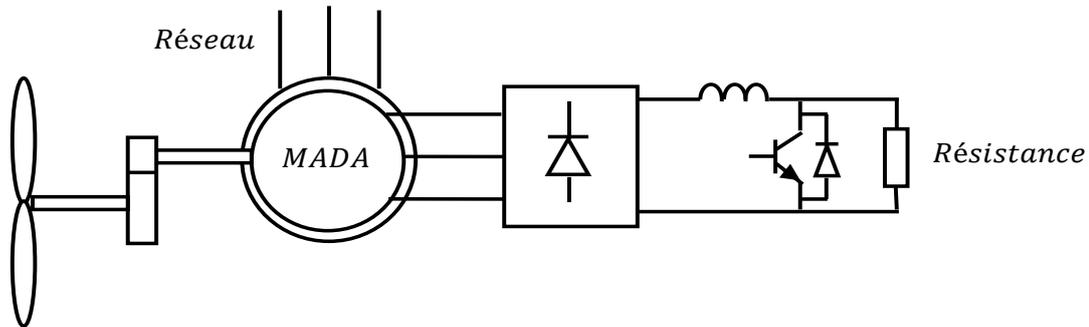


Fig. 2.10 Contrôle de glissement par l'énergie dissipée.

Vue la taille de la résistance (située au circuit rotorique), cette configuration permet uniquement des faibles variations de vitesse avec un glissement maximum qui ne dépasse pas 10 %. L'inconvénient de ce principe c'est que la puissance dissipée dans la résistance diminue le rendement du système de conversion [35].

2.3.2.3.2 Transfert de la puissance rotorique sur le réseau

Au lieu de dissiper la puissance disponible au rotor par effet joule, on peut récupérer cette puissance en la renvoyant sur le réseau électrique. Ceci améliore le rendement du système. On peut utiliser pour cette récupération un système statique de conversion d'énergie constitué par un convertisseur de puissance [36]. Ce convertisseur est dimensionné pour transiter seulement la puissance rotorique (soit environ 25 % de la puissance nominale) pour un glissement maximal correspondant à la puissance statorique nominale. Pratiquement, plusieurs solutions sont envisageables :

a) Structure à base de pont à diodes et pont à thyristors

Cette structure est appelée montage de Kramer. Les tensions entre bagues sont redressées par un pont à diodes. Un onduleur à thyristors applique à ce redresseur une tension qui varie par action sur l'angle d'amorçage des thyristors. Ce dispositif permet de faire varier la plage de conduction des diodes, de rendre variable la puissance extraite du circuit rotorique et donc le glissement de la génératrice asynchrone (voir figure 2.11) [37]. Le principal

avantage est que l'onduleur est assez classique, et moins couteux, puisqu'il s'agit d'un onduleur non autonome dont les commutations sont assurées par le réseau.

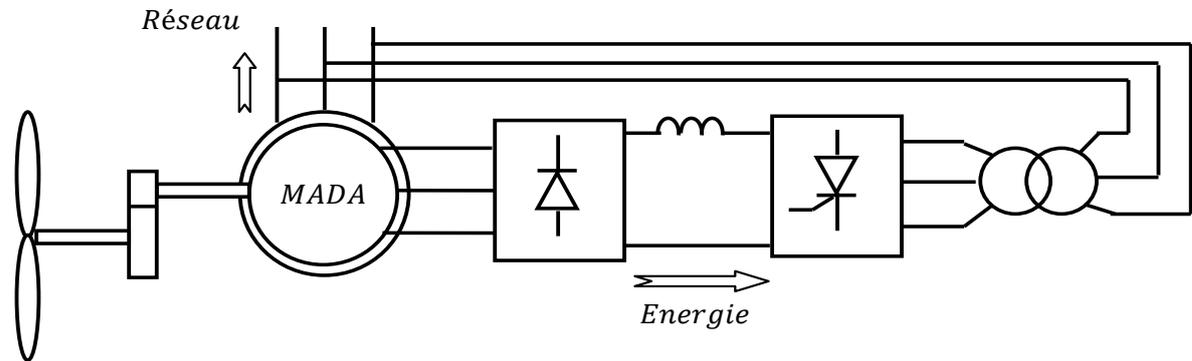


Fig. 2.11 Structure de Kramer pour la MADA.

b) Structure à base de pont à diodes et pont à transistors

La structure consiste à remplacer l'onduleur à commutation naturelle constitué de thyristors, par un onduleur à commutation forcée et à Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI), constitué par des transistors de puissance (voir figure 2.12). Ce type d'onduleur fonctionnant à fréquence de découpage élevée, n'injecte pratiquement pas de courants harmoniques en basses fréquences. Cette structure permet aussi de contrôler le flux de puissance réactive. Par contre, elle ne permet pas d'asservir la vitesse de la génératrice à cause du pont à diodes qui n'est pas réversible en puissance. Cette structure permet donc de magnétiser la machine asynchrone par le biais du bus continu, ce qui alourdit le dispositif en termes de coût et de complexité de mise en œuvre. De plus, les enroulements statoriques du générateur sont alors soumis à des variations de tensions importantes qui peuvent réduire leur durée de vie [38].

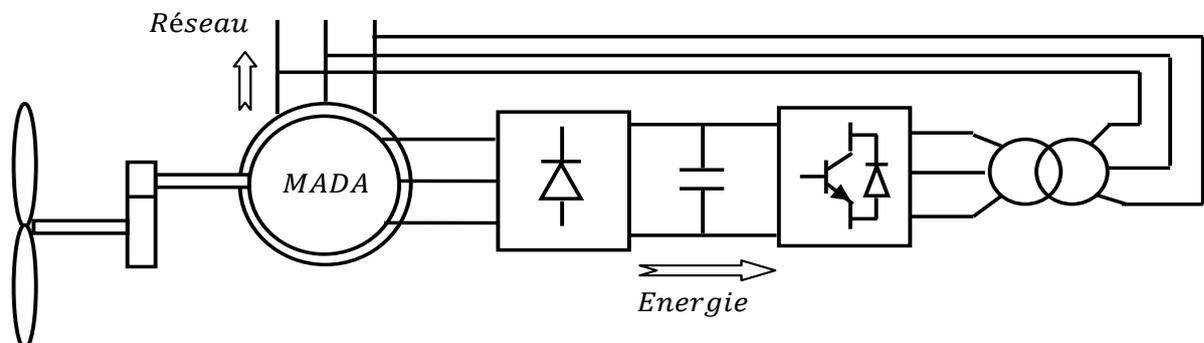


Fig. 2.12 Structure avec deux ponts à diodes et à transistors.

c) Structure à base de cycloconvertisseur

Cette configuration possède les mêmes caractéristiques que la précédente, sauf que l'énergie de glissement peut être transférée dans les deux sens. Cette topologie présente donc plus de marge de manœuvre pour la commande (voir figure 2.13) [36], [23].

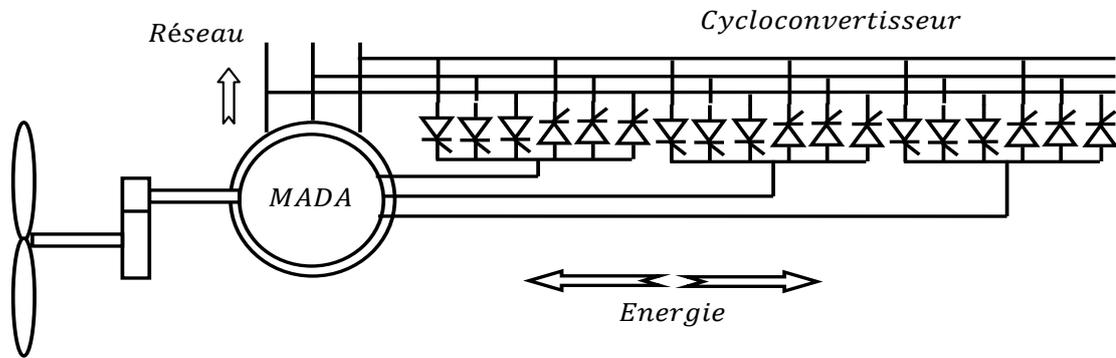


Fig. 2.13 Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur.

Ce montage est aussi connu sous la dénomination "topologie statique de Scherbius". Formellement, le principe de Scherbius est basé sur l'utilisation de la machine tournante au lieu des convertisseurs de puissance. Dans cette configuration, le principe de Scherbius est reproduit à l'aide d'un cycloconvertisseur. Celui utilisé dans la figure ci-dessus est conçu pour des valeurs de fréquence rotorique très inférieures à celles du réseau. Comme la puissance est bidirectionnelle, il est possible de faire varier l'énergie de glissement et faire fonctionner la machine en génératrice ou en moteur.

d) Structure à base de convertisseurs à MLI

Une autre structure intéressante (voir figure 2.14) utilise deux ponts triphasés à IGBT commandables par modulation de largeur d'impulsions. Ce choix permet d'agir sur deux degrés de liberté pour chaque convertisseur : un contrôle du flux et de la vitesse de rotation de la génératrice asynchrone du côté de la machine et un contrôle des puissances active et réactive transitées du côté du réseau.

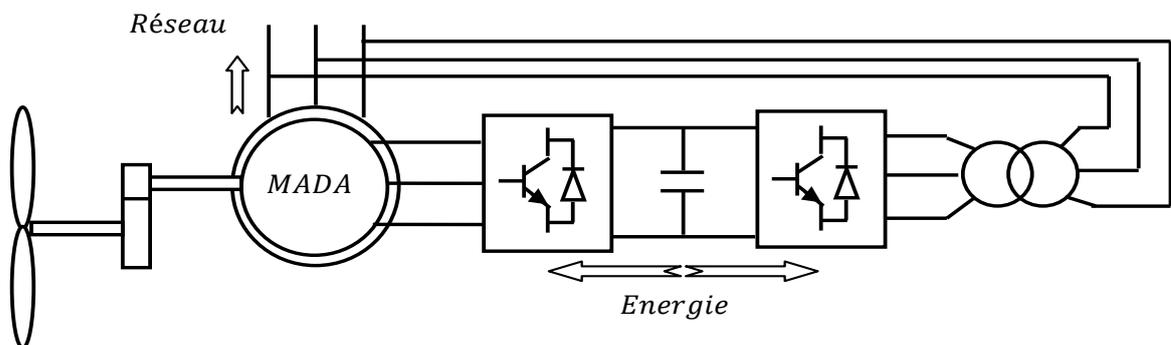


Fig. 2.14 Structure avec convertisseurs à MLI.

Cette dernière configuration hérite des mêmes caractéristiques de la structure précédente. En effet, la puissance rotorique est bidirectionnelle. Il est à noter cependant que le fonctionnement du convertisseur à MLI du côté de réseau permet un prélèvement des courants de meilleure qualité. C'est pour ça que nous nous sommes particulièrement intéressés à cette dernière configuration de la génératrice asynchrone à double alimentation à cause de ses bonnes caractéristiques intrinsèques telles que :

- Le fonctionnement à vitesse variable ;
- Le convertisseur de puissance de petite dimension ;
- Le niveau bas de fluctuations mécaniques ;
- La possibilité de fonctionnement en hyposynchronisme et en hypersynchronisme, ce qui permet pour ce dernier mode de fonctionnement de produire de l'énergie du stator vers le réseau et aussi du rotor vers le réseau ;
- Et enfin le contrôle simultané de la puissance active et réactive.

2.4 MODELISATION DU SYSTEME EOLIEN ETUDIE

La modélisation d'un système quelconque est indispensable pour l'étude et la maîtrise de son fonctionnement et lorsqu'on souhaite lui appliquer une commande particulière. D'autre part, elle est une phase primordiale dans le développement de la conception des systèmes. Les progrès de l'informatique et du génie des logiciels permettent de réaliser des modélisations performantes et d'envisager l'optimisation de la conception. Ainsi, la modélisation permet de guider les développements par une quantification des phénomènes. En outre, elle est d'un apport précieux qui permet de restituer une image que l'on peut observer expérimentalement et de prévoir des comportements plus variés du système modélisé que ceux de l'observation expérimentale. La modélisation des systèmes présente ainsi un grand intérêt en raison des impératifs techniques et économiques et conduit à concevoir et à exploiter le matériel au voisinage des limites technologiques.

Dans cette section, nous allons présenter la modélisation du système éolien étudié, constitué principalement d'une MADA, d'un convertisseur back to back et d'une turbine éolienne muni d'un convertisseur mécanique de vitesse (voir figure 2.15).

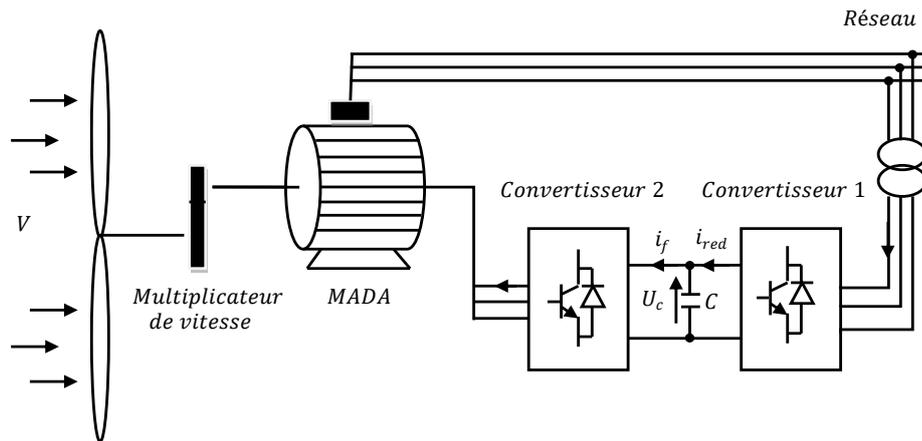


Fig. 2.15 Architecture d'une chaîne de conversion éolienne à base de la MADA commandée par le rotor.

2.4.1 Description et modélisation de la MADA

La MADA a une double accessibilité au stator et au rotor. Dans son fonctionnement, elle s'apparente au fonctionnement de la machine synchrone avec une vitesse constante du fait de l'imposition des fréquences aux deux armatures et le caractère asynchrone est lié à la différence de vitesse entre le champ statorique et le rotor. Sa magnétisation est assurée par la contribution des deux armatures alimentées par des sources à courant alternatif. Ce fonctionnement peut être éventuellement résumé par le terme de « machine synchrone à excitation alternative ».

La MADA possède un stator identique à celui d'une machine asynchrone à cage d'écureuil ou d'une machine synchrone, mais son rotor se diffère radicalement puisqu'il n'est pas composé d'aimants ou d'une cage d'écureuil mais d'enroulements triphasés disposés de la même manière que les enroulements statoriques (voir figure 2.16).

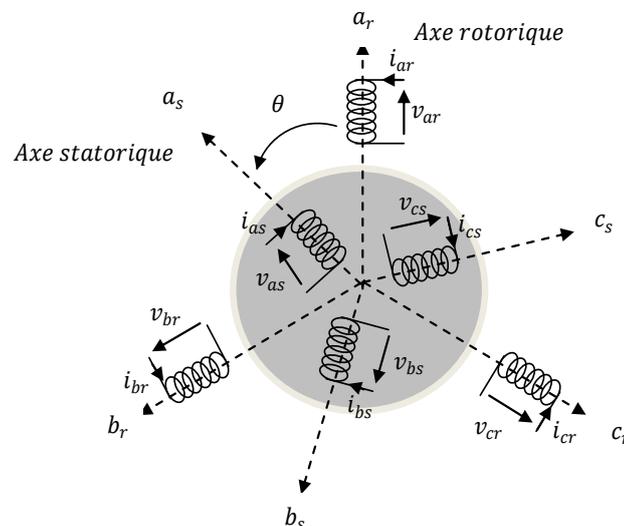


Fig. 2.16 Représentation schématique d'une machine asynchrone double alimentée.

2.4.1.1 Hypothèses simplificatrices pour la modélisation de la MADA

A cause de la répartition des enroulements de la MADA et sa géométrie propre complexe et afin de faciliter les difficultés, on prend quelques hypothèses simplificatrices avancées habituellement pour modéliser les machines électriques en vu de leur commande en général :

- L'entrefer est d'épaisseur uniforme et l'effet d'encoche est négligeable ;
- La force magnétomotrice a une répartition spatiale sinusoïdale ;
- La machine a une construction symétrique ;
- La saturation du circuit magnétique, l'hystérésis et les courants de Foucault sont négligeables ;
- Les résistances des enroulements ne varient pas avec la température et l'effet de peau (effet pelliculaire) est négligeable aussi.

2.4.1.2 Modèle biphasé de la MADA dans le repère (d, q)

Dans le système (d, q) lié au champ tournant, les tensions statoriques et rotoriques de la MADA sont exprimées par [39] :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \omega_s \phi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} + \omega_s \phi_{ds} \\ v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \phi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega) \phi_{dr} \end{cases} \quad (2.12)$$

Et les relations des flux statoriques et rotoriques dans ce même repère sont données par :

$$\begin{cases} \phi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ \phi_{qs} = L_s i_{qs} + M i_{qr} \\ \phi_{dr} = L_r i_{dr} + M i_{ds} \\ \phi_{qr} = L_r i_{qr} + M i_{qs} \end{cases} \quad (2.13)$$

D'autre part, on peut déduire l'expression de la puissance électromagnétique de la génératrice dans le repère de Park, en partant de la puissance électrique instantanée à la sortie de la machine :

$$P(t) = \frac{3}{2} \left((v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) + (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \right) \quad (2.14)$$

En remplaçant v_{ds} , v_{qs} , v_{dr} et v_{qr} par leurs expressions, on aura :

$$P(t) = P_{js}(t) + P_{jr}(t) + P_{mgs}(t) + P_{mgr}(t) + P_{em}(t) \quad (2.15)$$

Avec :

$P_{js}(t) = \frac{3}{2} (R_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2))$: représente la puissance dissipée en pertes Joule dans les enroulements du stator ;

$P_{jr}(t) = \frac{3}{2} (R_r (i_{dr}^2 + i_{qr}^2))$: représente la puissance dissipée en pertes Joule dans les enroulements du rotor ;

$P_{mgs}(t) = \frac{3}{2} (\dot{\phi}_{ds} i_{ds} + \dot{\phi}_{qs} i_{qs})$: représente l'échange d'énergie électromagnétique avec la source statorique ;

$P_{mgr}(t) = \frac{3}{2} (\dot{\phi}_{dr} i_{dr} + \dot{\phi}_{qr} i_{qr})$: représente l'échange d'énergie électromagnétique avec la source rotorique ;

$P_{em}(t) = \frac{3}{2} (-\omega_s \phi_{qs} i_{ds} + \omega_s \phi_{ds} i_{qs} - (\omega_s - \omega) \phi_{qr} i_{dr} + (\omega_s - \omega) \phi_{dr} i_{qr})$: représente la puissance électromagnétique.

En utilisant les expressions des flux magnétiques présentées dans l'ensemble d'équations (2.13), et en effectuant les opérations nécessaires de calcul, on obtient :

$$P_{em}(t) = \frac{3}{2} \omega (\phi_{ds} i_{qs} - \phi_{qs} i_{ds}) \quad (2.16)$$

Sachant que : $P_{em}(t) = \Omega_e T_{em}$ et $\omega = \Omega_e p$, on déduit l'expression suivante du couple électromagnétique :

$$T_{em} = \frac{3}{2} p (\phi_{ds} i_{qs} - \phi_{qs} i_{ds}) \quad (2.17)$$

Par ailleurs, les puissances actives et réactives statoriques et rotoriques sont exprimées par :

Puissances statoriques :

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \\ Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \end{cases} \quad (2.18)$$

Puissances rotoriques :

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2}(v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr}) \\ Q_r = \frac{3}{2}(v_{qr}i_{dr} - v_{dr}i_{qr}) \end{cases} \quad (2.19)$$

Finalement, en se basant sur les équations (2.12) et (2.13), on peut faire le calcul nécessaire pour définir un système d'équations électriques d'état sous la forme suivante :

$$\dot{X} = AX + BU \quad (2.20)$$

Avec :

$$X = [i_{ds} \quad i_{qs} \quad \phi_{ds} \quad \phi_{qs}]^T : \text{Vecteur d'état, et } \dot{X} = \frac{dX}{dt};$$

$$U = [v_{ds} \quad v_{qs} \quad v_{dr} \quad v_{qr}]^T : \text{Vecteur de commande.}$$

Les matrices d'état A et de commande B sont données par :

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{1}{\sigma} \left(\frac{1}{\tau_s} + \frac{1}{\tau_r} \right) & (\omega_s - \omega) & \frac{1}{\sigma L_s \tau_r} & \frac{\omega}{L_s \sigma} \\ -(\omega_s - \omega) & -\frac{1}{\sigma} \left(\frac{1}{\tau_s} + \frac{1}{\tau_r} \right) & -\frac{\omega}{\sigma L_s} & \frac{1}{\sigma L_s \tau_r} \\ -R_s & 0 & 0 & \omega_s \\ 0 & -R_s & -\omega_s & 0 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & -\frac{M}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & -\frac{M}{\sigma L_s L_r} \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Où : τ_s et τ_r sont respectivement les constantes de temps électriques statorique et rotorique ;

$$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r} \text{ est le coefficient de dispersion de Blondel.}$$

2.4.1.3 Modèle de la MADA à flux statorique orienté

Pour mettre en œuvre l'orientation du flux statorique dans une MADA, on reprend le modèle de la machine dans le repère de Park (voir équations 2.12).

Si, on oriente le flux statorique selon l'axe d alors la composante suivant l'axe q devient constamment nulle ($\phi_{qs} = 0, \phi_{ds} = \phi_s$), et ce modèle de la machine sera plus simple et s'exprime comme suit :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \phi_s \\ v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \phi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega) \phi_{dr} \end{cases} \quad (2.23)$$

De plus, les expressions des flux statoriques deviennent :

$$\begin{cases} \phi_s = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ 0 = L_s i_{qs} + M i_{qr} \end{cases} \quad (2.24)$$

D'où, on peut exprimer les courants statoriques en fonction des courants rotoriques :

$$\begin{cases} i_{ds} = -\frac{M}{L_s} i_{dr} + \frac{\phi_s}{L_s} \\ i_{qs} = -\frac{M}{L_s} i_{qr} \end{cases} \quad (2.25)$$

En remplaçant dans les équations des flux rotoriques, on trouve :

$$\begin{cases} \phi_{dr} = L_r \sigma i_{dr} + \frac{M}{L_s} \phi_s \\ \phi_{qr} = L_r \sigma i_{qr} \end{cases} \quad (2.26)$$

Remplaçons maintenant les équations des courants statoriques et des flux rotoriques dans le système (2.23), le modèle de la machine devient :

$$\begin{cases} v_{ds} = \frac{R_s}{L_s} \phi_s - \frac{R_s}{L_s} M i_{dr} \\ v_{qs} = -\frac{R_s}{L_s} M i_{qr} + \omega_s \phi_s \\ v_{dr} = R_r i_{dr} + L_r \sigma \frac{di_{dr}}{dt} + e_d \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + L_r \sigma \frac{di_{qr}}{dt} + e_\phi + e_q \end{cases} \quad (2.27)$$

Tels que :

$$\begin{cases} e_d = -L_r \omega_{gl} \sigma i_{qr} \\ e_\phi = \frac{M}{L_r} \omega_{gl} \phi_s \\ e_q = L_r \omega_{gl} \sigma i_{dr} \end{cases} \quad (2.28)$$

On peut déduire, à partir des équations des tensions rotoriques, les relations suivantes des courants rotoriques :

$$\begin{cases} \frac{di_{dr}}{dt} = \frac{1}{L_r \sigma} (v_{dr} - R_r i_{dr} - e_d) \\ \frac{di_{qr}}{dt} = \frac{1}{L_r \sigma} (v_{qr} - R_r i_{qr} - e_q - e_\phi) \end{cases} \quad (2.29)$$

D'autre part, l'expression du couple électromagnétique devient :

$$T_{em} = -\frac{3}{2}p \frac{M}{L_s} \phi_s i_{qr} \quad (2.30)$$

D'où la composante du courant rotorique en quadrature i_{qr} s'exprime ainsi :

$$i_{qr} = -\frac{2}{3} \frac{L_s}{pM\phi_s} T_{em} \quad (2.31)$$

Dans le cas des aérogénéatrices de forte puissance avec des enroulements statoriques de résistances faibles, on peut négliger celles-ci et simplifier les expressions des tensions statoriques. En effet, on suppose de plus que la tension du réseau électrique est stable, ayant pour valeur simple v_s et pour pulsation ω_s , ce qui donne un flux statorique constant ϕ_s , avec une variation nulle en régime établi, on peut écrire :

$$\begin{cases} v_{ds} = 0 \\ v_{qs} = v_s = \omega_s \phi_s \end{cases} \quad (2.32)$$

2.4.1.4 Relation entre puissances statoriques et courants rotoriques

Dans le repère biphasé de Park, les puissances statoriques active et réactive de la machine s'expriment par les équations suivantes (2.19) :

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \\ Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \end{cases}$$

Avec $v_{ds} = 0$, et en remplaçant i_{ds} et i_{qs} par leurs expressions (2.25), on obtient :

$$\begin{cases} P_s = -\frac{3}{2} v_s \frac{M}{L_s} i_{qr} \\ Q_s = \frac{3}{2} \left(\frac{v_s^2}{L_s \omega_s} - \frac{M}{L_s} v_s i_{dr} \right) \end{cases} \quad (2.33)$$

Par ailleurs, si on considère le cas où la machine fonctionne avec un facteur de puissance unitaire du côté du stator, et ne génère ainsi que de la puissance active P_s (puissance réactive Q_s nulle), on peut déduire la relation suivante en se basant sur les équations (2.33) :

$$i_{dr} = \frac{\phi_s}{M} \quad (2.34)$$

2.4.1.5 Relation entre tensions et courants rotoriques

Exprimons d'abord les flux rotoriques en utilisant les équations (2.13) et en remplaçant les courants statoriques par leurs expressions (2.25) :

$$\begin{cases} \phi_{dr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{dr} + \frac{M v_s}{\omega_s L_s} \\ \phi_{qr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{qr} \end{cases} \quad (2.35)$$

Si on introduit ces expressions dans le système d'équations (2.12), les tensions rotoriques s'expriment en régime permanent, où les dérivées des courants disparaissent, par :

$$\begin{cases} v_{dr} = R_r i_{dr} - g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{dr} + g \omega_s \frac{M v_s}{\omega_s L_s} \end{cases} \quad (2.36)$$

Avec :

$\left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)$: un terme de couplage entre les deux axes, à faible influence compensable dans la boucle de commande [36] ;

$\left(g \omega_s \frac{M v_s}{\omega_s L_s} \right)$: une force électromotrice qui dépend de la vitesse de rotation.

2.4.2 Modélisation de l'alimentation rotorique de la MADA

Comme l'indique la figure (2.15), le stator de la génératrice est directement connecté au réseau alors que son rotor est alimenté par le réseau via un convertisseur statique back to back permettant le redressement et l'ondulation de la tension dans les deux sens. Pour assurer à l'onduleur une tension continue stable, on crée un bus intermédiaire de tension continue. Celui-ci est géré par le convertisseur côté réseau connecté à travers un transformateur au réseau électrique triphasé supposé symétrique avec des tensions à amplitude et fréquence imposées et constantes. Ce convertisseur peut gérer aussi le flux de l'énergie réactive vers le réseau. D'autre part, l'alimentation rotorique de la MADA, comprend un convertisseur côté rotor qui permet de commander les puissances statoriques (active et réactive).

2.4.2.1 Modélisation du convertisseur côté réseau

Comme l'illustre la figure (2.17), ce type de convertisseurs est constitué principalement par des transistors de puissance (IGBT) pour des puissances allant jusqu'à quelques centaines de kW, avec des fréquences de découpage ou de commutation égales ou supérieures à 10 kHz. Sa commande, assurée par la technique de modulation de largeur d'impulsions, permet la bidirectionnalité de la puissance, en faisant fonctionner la machine à double alimentation en deux régimes hypo-synchrone et hyper-synchrone. Aussi, avec la technique de commande à MLI, on aura une alimentation en mode à découpage, ce qui facilite l'opération de filtrage et réduit la taille des éléments du filtre associé.

Ce convertisseur est constitué de trois branches (ou bras), chacune est composée de deux paires d'interrupteurs supposés parfaits, à commutation instantanée et à chute de tension négligeable, avec des commandes complémentaires. Chaque interrupteur K_{ij} , où i est le numéro de bras (1,2,3) et j le numéro de l'interrupteur (1,2), est composé d'un transistor modélisé par deux états complémentaires et couplé en parallèle avec une diode de récupération.

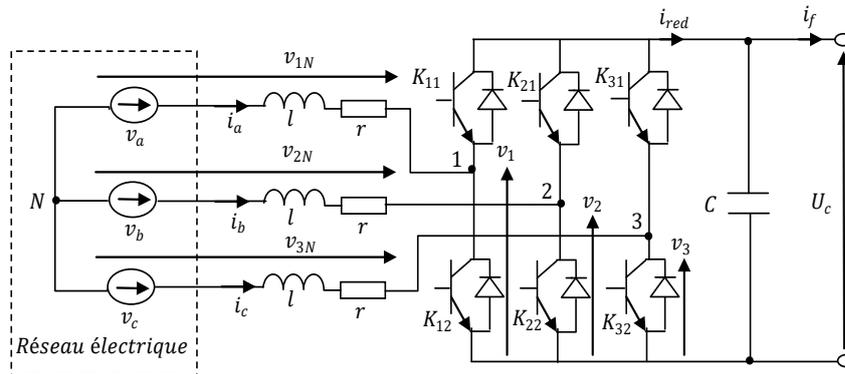


Fig. 2.17 Schéma de principe du convertisseur côté réseau.

A partir de ce schéma, on peut déduire les relations suivantes :

$$\begin{cases} v_1 - v_{1N} + v_{2N} - v_2 = 0 \\ v_1 - v_{1N} + v_{3N} - v_3 = 0 \end{cases} \quad (2.37)$$

En additionnant ces équations, on obtient :

$$2v_1 - 2v_{1N} + v_{2N} + v_{3N} - v_2 - v_3 = 0 \quad (2.38)$$

Pour un réseau triphasé équilibré, on peut écrire la relation suivante :

$$v_{1N} + v_{2N} + v_{3N} = 0 \quad (2.40)$$

Alors, on peut remplacer $v_{2N} + v_{3N}$ par $-v_{1N}$ dans la relation (2.38) et on tire :

$$\begin{cases} v_{1N} = \frac{1}{3}(2v_1 - v_2 - v_3) \\ v_{2N} = \frac{1}{3}(-v_1 + 2v_2 - v_3) \\ v_{3N} = \frac{1}{3}(-v_1 - v_2 + 2v_3) \end{cases} \quad (2.41)$$

Selon la fermeture ou l'ouverture des interrupteurs K_{ij} , les tensions de la branche v_i peut être égale à U_c ou à 0. On introduit d'autres variables S_{11}, S_{21} et S_{31} qui prennent 1 si l'interrupteur K_{i1} est fermé ou 0 s'il est bloqué. Alors, l'équation (2.41) peut être réécrite comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_{1N} \\ v_{2N} \\ v_{3N} \end{bmatrix} = \frac{U_c}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{11} \\ S_{21} \\ S_{31} \end{bmatrix} \quad (2.42)$$

D'autre part, le courant redressé peut être exprimé ainsi :

$$i_{red} = S_{11}i_a + S_{21}i_b + S_{31}i_c \quad (2.43)$$

Ces variables de commande S_{i1} sont des signaux logiques déduits de l'application de la technique de commande à MLI. Celle-ci permet de déterminer les intervalles de conduction des interrupteurs et de régler d'une manière indépendante les valeurs moyennes de chacune des tensions v_i sur chaque période de commutation. Dans ce cas, les instants de commutation sont déterminés par une comparaison à hystérésis entre les courants d'entrée i_{abc} et les courants de référence i_{abcref} . Ceci donne les états des interrupteurs selon les règles suivantes :

Si $i_{aref} - i_a \geq \Delta i$ alors $S_{11} = 0$ et si $i_{aref} - i_a \leq -\Delta i$ $S_{11} = 1$;

Si $i_{bref} - i_b \geq \Delta i$ alors $S_{21} = 0$ et si $i_{bref} - i_b \leq -\Delta i$ $S_{21} = 1$;

Si $i_{cref} - i_c \geq \Delta i$ alors $S_{31} = 0$ et si $i_{cref} - i_c \leq -\Delta i$ $S_{31} = 1$.

Par conséquent, les courants du côté réseau i_{abc} sont exprimés par les équations suivantes :

$$\begin{cases} l \frac{di_a}{dt} = v_a - v_{1N} - ri_a = v_a - U_c \frac{2S_{11} - S_{21} - S_{31}}{3} - ri_a \\ l \frac{di_b}{dt} = v_b - v_{2N} - ri_b = v_b - U_c \frac{-S_{11} + 2S_{21} - S_{31}}{3} - ri_b \\ l \frac{di_c}{dt} = v_c - v_{3N} - ri_c = v_c - U_c \frac{-S_{11} - S_{21} + 2S_{31}}{3} - ri_c \end{cases} \quad (2.44)$$

Tandis que la tension aux bornes du condensateur est calculée à travers la relation ci-après :

$$C \frac{dU_c}{dt} = S_{11}i_a + S_{21}i_b + S_{31}i_c - i_f \quad (2.45)$$

2.4.2.2 Modélisation du convertisseur côté rotor

Le convertisseur côté rotor est constitué aussi par trois branches disposées de la même manière que celles du convertisseur côté réseau (voir figure 2.18) :

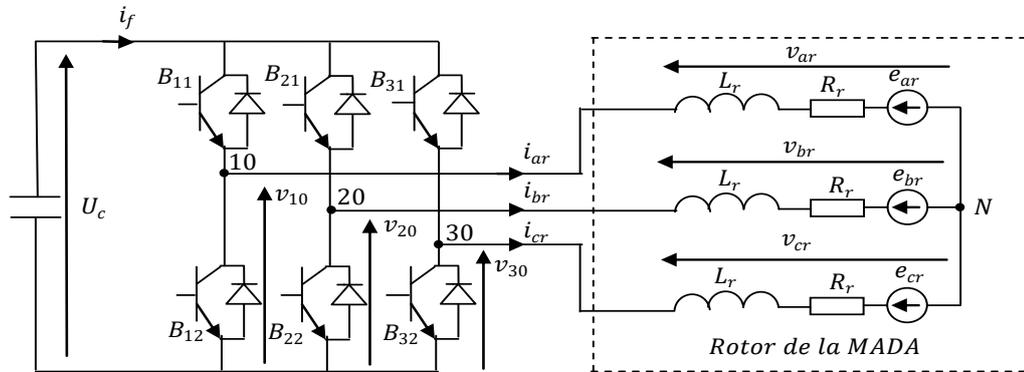


Fig. 2.18 Schéma de principe du convertisseur côté rotor.

De la même façon que précédemment, on introduit d'autres variables f_{i1} caractérisant l'état des semi-conducteurs qui prennent 1 si l'interrupteur B_{i1} est fermé ou 0 s'il est bloqué, et on déduit l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix} = \frac{U_c}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{11} \\ f_{21} \\ f_{31} \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

En outre, le courant filtré peut s'exprimer ainsi :

$$i_f = f_{11}i_{ar} + f_{21}i_{br} + f_{31}i_{cr} \quad (2.47)$$

Dans ce cas le convertisseur est piloté en tension pour assurer un découplage efficace de la commande des puissances (voir paragraphe 2.5.3). En effet, les instants de commutation sont déterminés par une comparaison entre les tensions rotoriques $v_{abcr}(t)$ et une porteuse triangulaire de fréquence élevée $v_p(t)$. Alors, les états des interrupteurs sont déduits selon les règles suivantes :

Si $v_{arref}(t) - v_p(t) \geq 0$ alors $f_{11} = 1$ et si $v_{arref}(t) - v_p(t) \leq 0$ $f_{11} = 0$;

Si $v_{brref}(t) - v_p(t) \geq 0$ alors $f_{21} = 1$ et si $v_{brref}(t) - v_p(t) \leq 0$ $f_{21} = 0$;

Si $v_{crref}(t) - v_p(t) \geq 0$ alors $f_{31} = 1$ et si $v_{crref}(t) - v_p(t) \leq 0$ $f_{31} = 0$.

2.4.3 Modélisation de la turbine éolienne

Le système éolien a pour but de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par

l'intermédiaire d'une génératrice. Ce système, dans notre cas, est constitué mécaniquement de quatre organes :

- Trois pales orientables possédant des coefficients propres d'inertie, d'élasticité et de frottement par rapport à l'air et par rapport au support de la turbine ;
- Un arbre d'entraînement des pales avec sa propre inertie, sa propre élasticité et son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur ;
- Un multiplicateur de vitesse, de gain g ;
- Un rotor de génératrice possédant une inertie J_e et un coefficient de frottement D_e .

2.4.3.1 Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

Le modèle le plus fréquemment rencontré dans le cadre d'étude électromécanique est relativement simple et obéit aux hypothèses simplificatrices suivantes :

- Les pales sont considérées à conception identique avec les mêmes paramètres d'inertie, d'élasticité et de frottement ;
- Les coefficients des frottements des pales par rapport à l'air et par rapport au support sont très faibles et peuvent être ignorés ;
- La vitesse du vent est supposée à répartition uniforme sur toutes les pales, ce qui permet de considérer l'ensemble des pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de tous les systèmes mécaniques.

On obtient alors un modèle mécanique simple illustré par la figure suivante [40] :

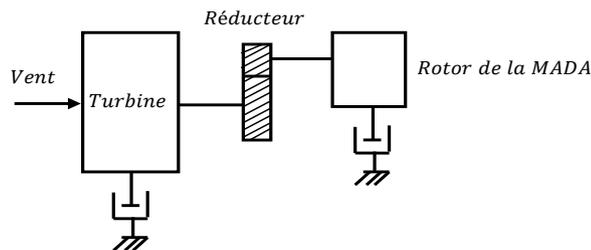


Fig. 2.19 Modèle mécanique simplifié de la turbine.

2.4.3.2 Modélisation de la vitesse du vent

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs. Son énergie cinétique est récupérée en partie, transformée en énergie mécanique par le biais de la turbine, puis en énergie électrique par le générateur électrique.

Les propriétés dynamiques du vent sont donc capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales,

évolue au cube de la vitesse du vent. En général, la vitesse du vent est un vecteur tridimensionnel. Néanmoins, la direction du vecteur de vitesse du vent considéré dans ce modèle se limite à la dimension horizontale. Le modèle comportemental de vent peut donc être simplifié considérablement. La vitesse du vent V est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps :

$$V = f(t) \quad (2.48)$$

Cette fonction, peut être décomposée en une composante moyenne, légèrement constante ou variant lentement, et des fluctuations [33] :

$$V(t) = V_0 + \sum_{i=1}^n A_i \sin(\omega_i t + \varphi_i) \quad (2.49)$$

Tels que :

V_0 est la composante moyenne ;

A_i , ω_i et φ_i sont respectivement l'amplitude, la pulsation et la phase initiale de chaque composante spectrale fluctuante.

La figure (2.20) présente deux profils différents de la vitesse du vent, l'un est réel et dépend du temps et du site éolien et l'autre c'est un profil filtré et adapté à la dynamique du système éolien étudié.

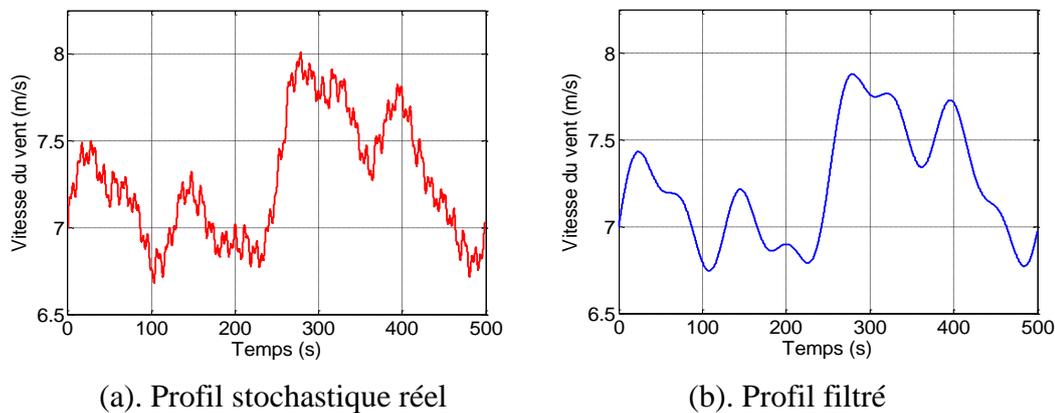


Fig. 2.20 Différents profils de vent [41].

2.4.3.3 Modélisation de la turbine

Précédemment, nous avons vu que la puissance aérodynamique extraite du vent et disponible au niveau du rotor de la turbine s'exprime sous la forme suivante (équation 2.9) :

$$P_t = C_p P_v = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S V^3$$

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement de la turbine éolienne et il dépend de sa caractéristique aérodynamique. La figure (2.21) représente la variation de ce coefficient en fonction du ratio de vitesse, et de l'angle de l'orientation des pales β pour une éolienne de 1.5 MW prise comme exemple d'application dans cette étude [40]. Le ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent :

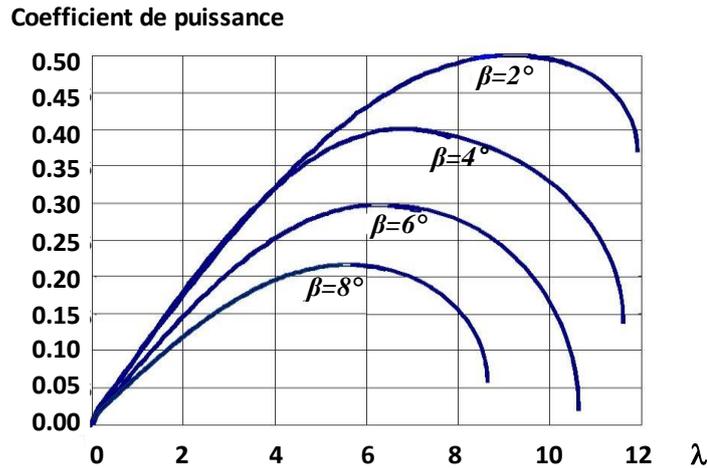
$$\lambda = (\Omega_t R)/V.$$


Fig. 2.21 Coefficient aérodynamique en fonction du ratio de vitesse de la turbine pour une éolienne de 1.5 MW [40].

A partir des relevés réalisés sur cette éolienne de 1.5 MW, l'expression du coefficient de puissance est interpolée sous la forme suivante [40] :

$$C_p(\lambda, \beta) = (0.5 - 0.00167(\beta - 2)) \sin \left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18.5 - 0.3(\beta - 2)} \right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (2.50)$$

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique est donc directement déterminé par :

$$T_{aer} = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{1}{2\Omega_t} C_p \rho S V^3 \quad (2.51)$$

On peut également définir un autre coefficient dit de couple C_t qui dépend de la vitesse du vent et de la vitesse spécifique de la turbine :

$$C_t = \frac{C_p}{\lambda} = C_p \frac{V}{R\Omega_t} \quad (2.52)$$

On écrit donc :

$$T_{aer} = \frac{1}{2} C_t \rho S R V^2 \quad (2.53)$$

2.4.3.4 Modèle du multiplicateur et équation dynamique de l'arbre du rotor

Le multiplicateur de gain g permet d'adapter les grandeurs mécaniques (vitesses et couples) de la turbine et la génératrice qui s'expriment selon les relations mathématiques suivantes :

$$\Omega_t = \frac{\Omega_e}{g} \quad (2.54)$$

$$T_g = \frac{T_{aer}}{g} \quad (2.55)$$

Où T_g est l'effet du couple de la turbine sur l'arbre de la génératrice.

En ramenant les paramètres mécaniques de la turbine à l'arbre de la génératrice, on obtient l'équation dynamique du rotor définie par la relation suivante :

$$J \frac{d\Omega_e}{dt} + D\Omega_e = T_g - T_{em} \quad (2.56)$$

Avec :

$$J = \frac{J_t}{g^2} + J_e \quad (2.57)$$

$$D = \frac{D_t}{g^2} + D_e \quad (2.58)$$

Où : J_t , D_t , J_e , D_e , J et D : sont respectivement l'inertie et le coefficient de frottement de la turbine, de la génératrice et ceux du système complet ramenés sur l'arbre de la génératrice.

Basée sur les équations présentées précédemment, la figure (2.22) peut définir un modèle physique de la turbine ayant comme entrées l'angle de calage des pales, la vitesse du vent et le couple électromagnétique développé par la génératrice.

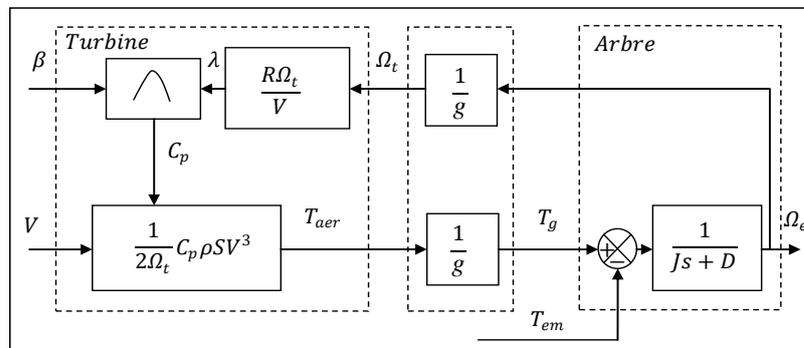


Fig. 2.22 Schéma bloc du modèle d'une turbine éolienne entraînant le rotor d'une MADA.

2.5 COMMANDE EN PUISSANCE DE LA CHAÎNE DE CONVERSION ÉOLIENNE ETUDIÉE

Le contrôle de la chaîne de conversion éolienne est assuré en pilotant le convertisseur AC-DC-AC à MLI composé du convertisseur côté rotor et du convertisseur côté réseau, ainsi que le système d'orientation des pales selon le mode de fonctionnement désiré et/ou requis. Ce convertisseur à MLI (constitué du convertisseur côté réseau et du convertisseur côté rotor) forme une alimentation électrique en double pont permettant la bidirectionnalité de l'écoulement de puissance en fonction du glissement de la génératrice.

2.5.1 Stratégie de commande de la turbine éolienne

Sur la figure (2.23) on distingue quatre zones de fonctionnement sur la caractéristique puissance produite-vitesse du vent de l'éolienne GE (General Electric) de 1.5 MW prise comme exemple d'étude dans cette thèse. La première zone concerne la période de démarrage, la deuxième est la zone de poursuite de la puissance maximale « MPPT », la troisième zone concerne la limitation de la vitesse de rotation à sa valeur nominale et la quatrième zone est celle de la limitation de la puissance.

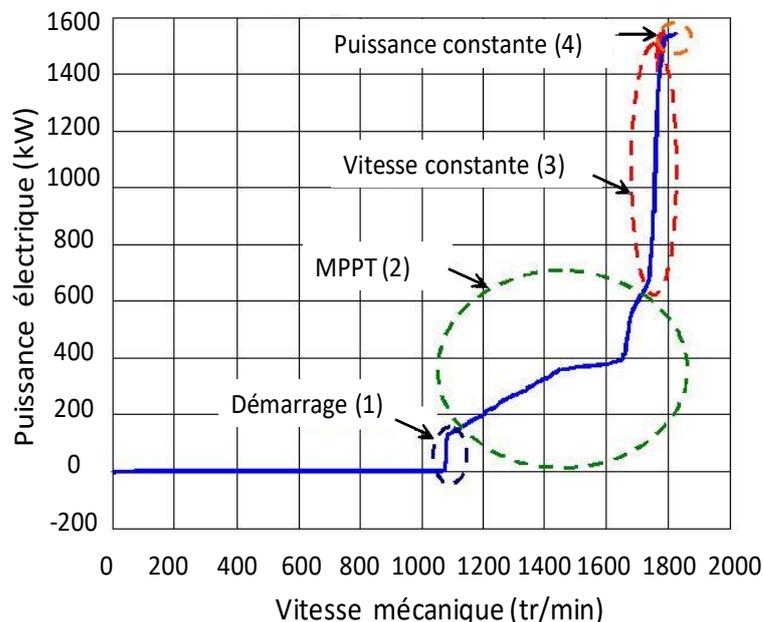


Fig. 2.23 Puissance électrique en fonction de la vitesse d'une éolienne de 1.5 MW [40].

Si on s'intéresse à la deuxième zone de fonctionnement, on peut extraire la puissance éolienne maximale en temps réel par optimisation de la conversion énergétique. L'angle de calage des pales β étant fixé à sa valeur optimale de 2° , on ajuste les commandes afin d'obtenir à la sortie de la MADA les puissances désirées.

2.5.2 Commande du convertisseur côté réseau

Le convertisseur côté réseau et sa boucle de commande sont représentés sur la figure (2.24). La commande assure le réglage de la tension du bus continu U_c et un fonctionnement à facteur de puissance unitaire du côté réseau.

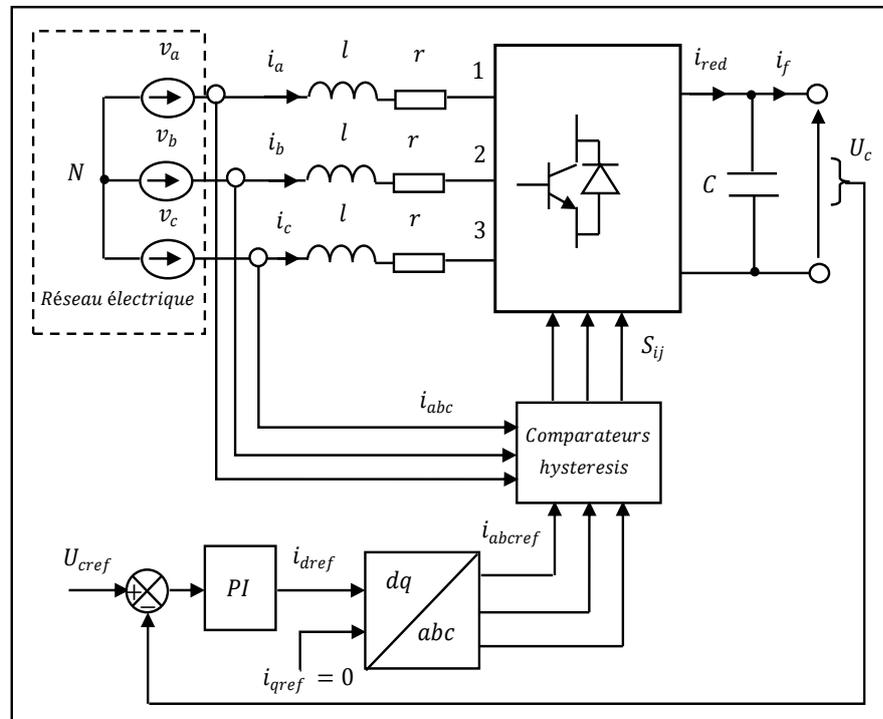


Fig. 2.24 Schéma bloc du convertisseur côté réseau commandé en courant par la technique de MLI à hystérésis.

En effet, nous avons commandé ce convertisseur en choisissant convenablement les deux courants de référence pour l'axe q et l'axe d comme suit :

- Pour un fonctionnement à facteur de puissance unitaire caractérisé par une puissance réactive nulle, la référence de la composante du courant sur l'axe q est choisie égale à zéro ;
- La composante du courant sur l'axe d dépend de la différence entre la tension de référence et celle réelle de l'étage continu à la sortie du convertisseur, et de la puissance rotorique de la machine. Un régulateur de type PI ayant pour entrée l'erreur de tension de l'étage continu par rapport à sa référence a été utilisé pour cette fin.

2.5.3 Commande du convertisseur côté rotor

La commande du convertisseur côté rotor garantit un réglage découplé des puissances statoriques active et réactive de la MADA (voir figure 2.25).

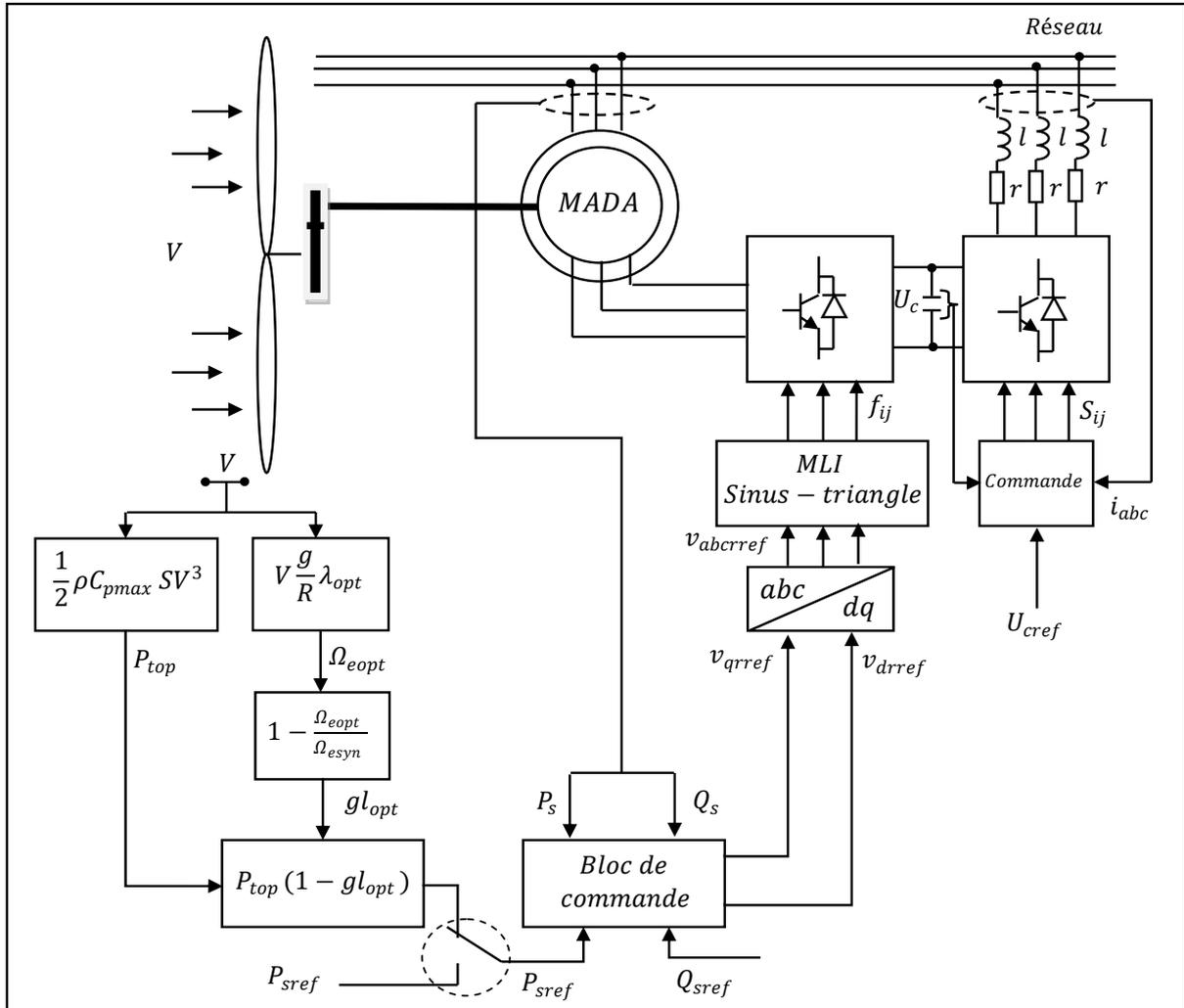


Fig. 2.25 Schéma bloc de l'asservissement de puissance de la chaîne de conversion éolienne.

Ceci consiste à synthétiser un algorithme de commande à partir de l'investissement du modèle mathématique de la MADA pour développer les tensions de référence du rotor à partir des références des puissances statoriques en utilisant deux boucles de régulation, l'une pour les puissances statoriques et l'autre pour les courants rotoriques (voir figure 2.26).

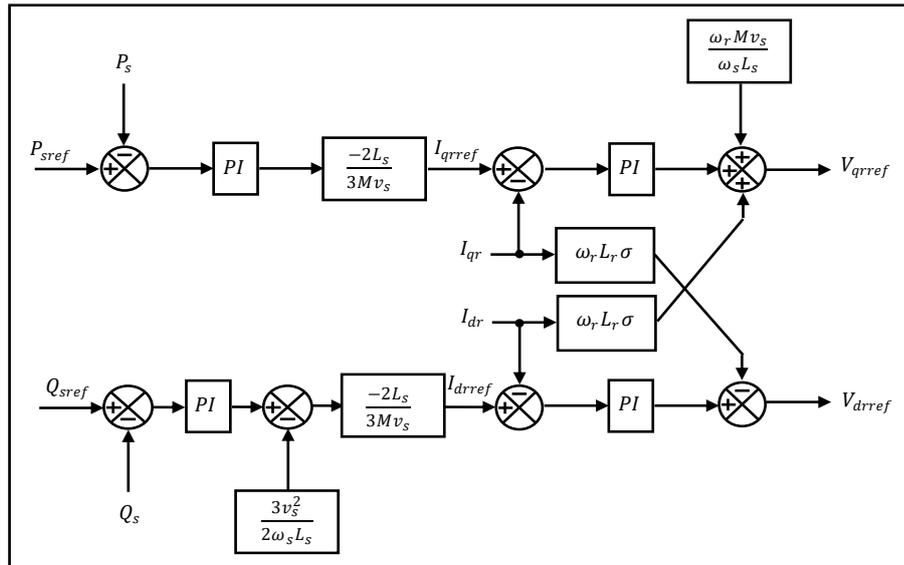
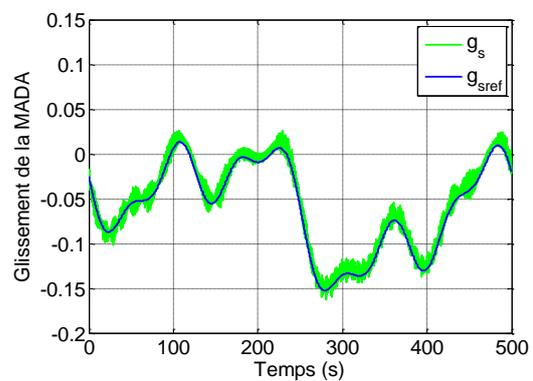
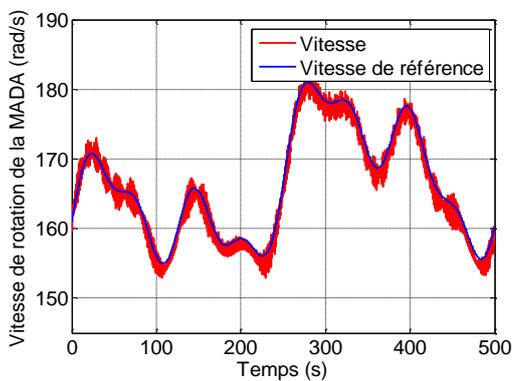
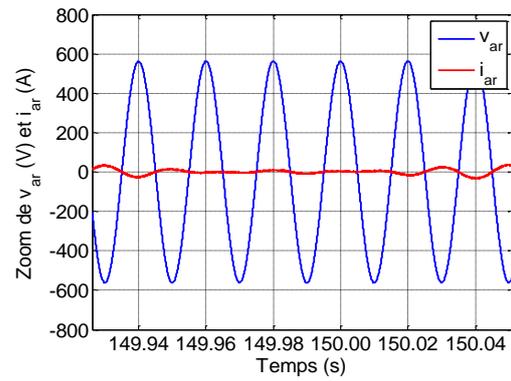
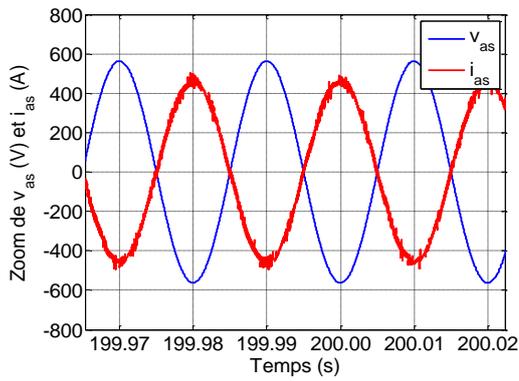
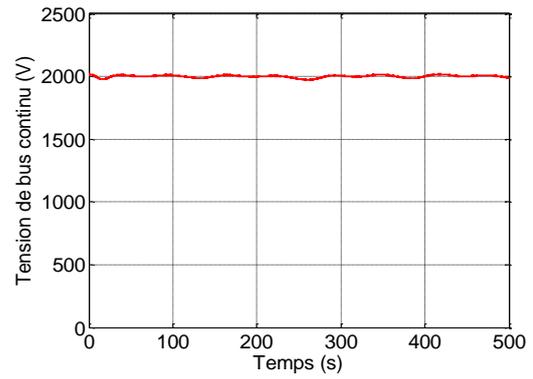
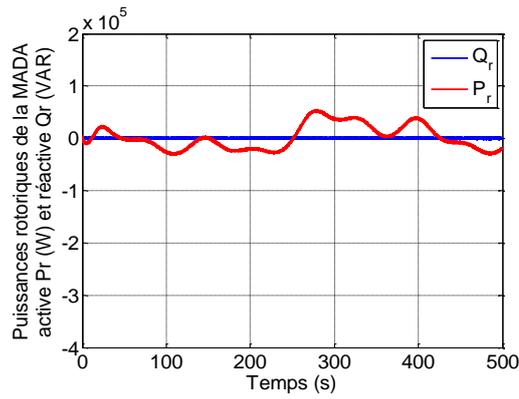
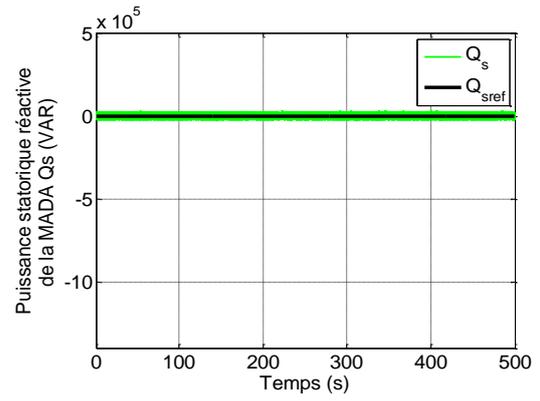
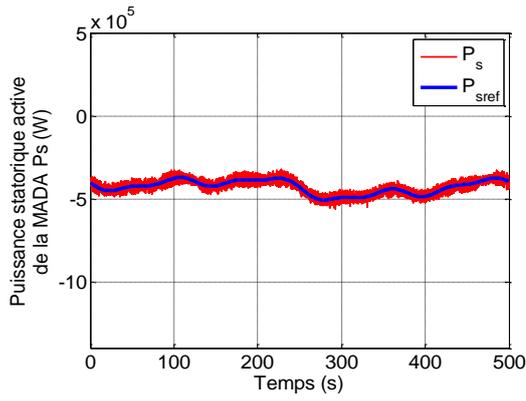


Fig. 2.26 Boucles de la commande découplée des puissances statoriques (active et réactive) de la MADA [41].

2.5.4 Quelques résultats de simulation de la chaîne de conversion éolienne

Après l'établissement d'un programme numérique, nous avons simulé l'évolution des caractéristiques dynamiques du système éolien étudié dont les paramètres sont donnés dans l'annexe. Ce système est couplé électriquement à un réseau triphasé puissant considéré stable et en équilibre. Au début de la simulation, le système éolien est supposé fonctionnant à son point optimal tels que ; pour une vitesse du vent $V = 7 \text{ (m/s)}$, l'éolienne extrait la puissance maximale possible de la puissance portée par le vent. Ensuite, la vitesse du vent évolue selon le profil présenté à la figure (2.20.b). En mode MPPT, la commande de la puissance active varie avec la vitesse du vent. Les résultats de ce mode sont illustrés par la figure (2.27).

D'après les résultats obtenus dans ce premier mode de fonctionnement, nous pouvons remarquer principalement que les puissances statoriques suivent convenablement leurs références, la tension du bus continu oscille autour de sa consigne de 2000 V, le courant statorique est en opposition de phase avec la tension de réseau et la puissance rotorique bascule négativement et positivement correspondant au fonctionnement de la génératrice en hypo ou hyper-synchronisme selon le profil de vent appliqué. De plus, convenablement au mode MPPT, la vitesse de rotation de la MADA et son couple électromagnétique, ainsi que leurs références varient d'une manière conforme au profil de vent appliqué à l'éolienne afin d'extraire le maximum de la puissance portée par le vent à chaque fois. Cette opération est bien exécutée selon ce qui est présenté dans les figures de la vitesse spécifique (λ) et le coefficient de puissance (C_p) de l'éolienne qui gardent leurs valeurs optimales 9 et 0.5.



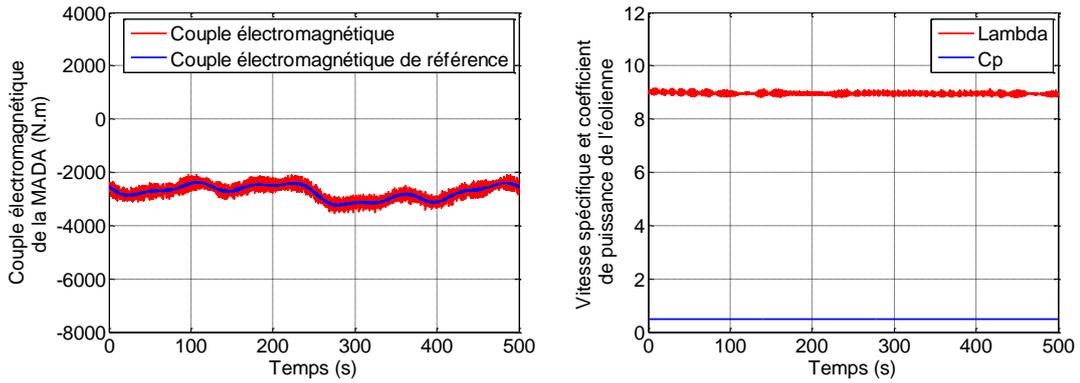
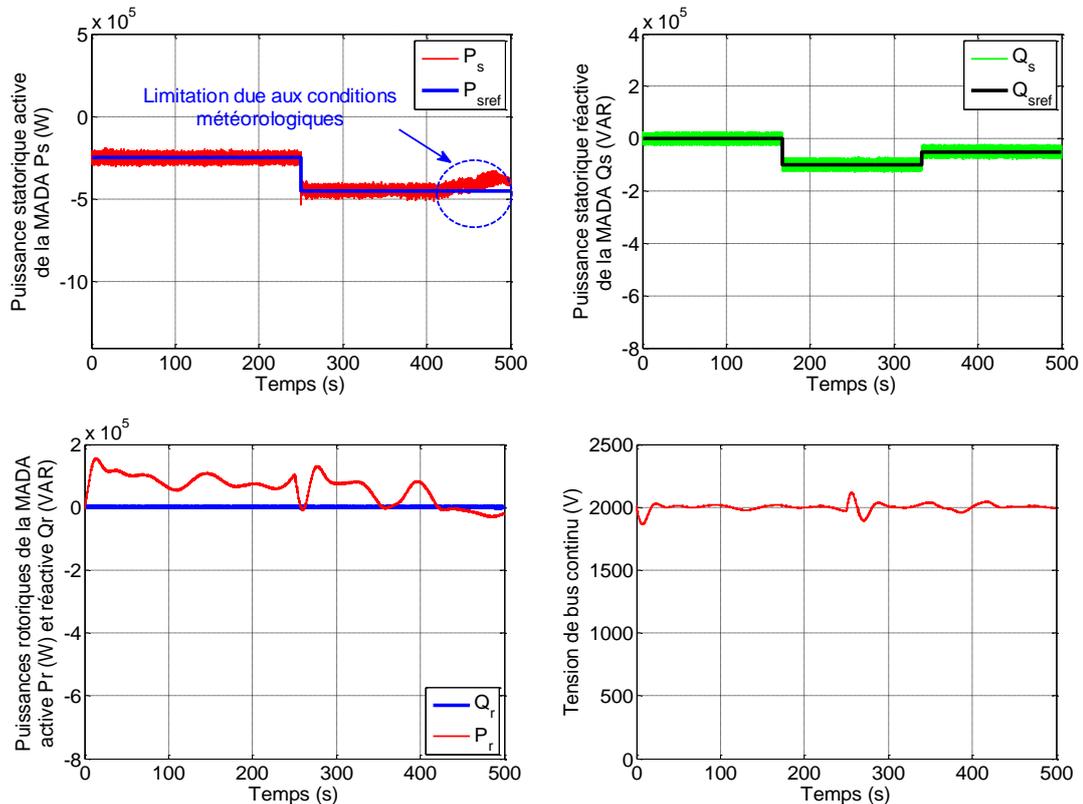


Fig. 2.27 Quelques résultats de simulation de la chaîne de conversion éolienne étudiée fonctionnant en mode MPPT.

Dans un second cas, nous avons effectué une simulation d'un autre mode de fonctionnement testant l'aptitude du système étudié à produire des niveaux différents de puissance d'une bonne qualité en respectant bien sûr la contrainte de la puissance disponible qui est fonction des conditions météorologiques. La figure (2.28) présente les résultats obtenus pour un cas de fonctionnement assurant la production statorique de deux niveaux différents de puissance active (250 kW et 450 kW) et de puissance réactive (100 kVAR et 50 kVAR). Notons que les puissances statoriques active et réactive générée suivent convenablement leurs consignes désirées sauf que dans l'intervalle [450, 500] s, où les conditions météorologiques limitent la production.



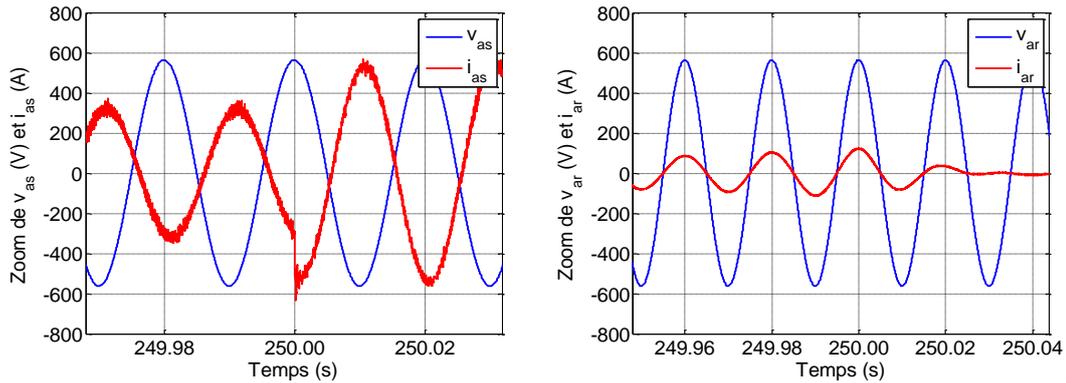


Fig. 2.28 Quelques résultats de simulation de la chaîne de conversion éolienne étudiée fonctionnant en mode de commande découplée des puissances active et réactive.

2.6 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté quelques généralités sur l'énergie éolienne, son historique et son évolution, puis, un bref aperçu sur les différents types d'éoliennes. Ensuite, nous avons exposé la loi aérodynamique de Betz et la variation de la puissance extraite du vent en fonction de la vitesse de rotation par rapport à la vitesse du vent et le principe des deux techniques de réglage de puissance "Pitch Control" et "Stall Control".

Nous avons passé en revue aussi les machines électriques utilisées dans la conversion aérodynamique avec quelques spécifications liées aux structures d'alimentation différentes. Après cela, nous avons énuméré les avantages en relation avec la croissance des systèmes de conversion de l'énergie éolienne et quelques inconvénients liés à l'empêchement de son avancement.

Dans une deuxième partie de ce chapitre, nous avons présenté la modélisation du système éolien étudié qui est basé sur une turbine éolienne couplée mécaniquement par un convertisseur mécanique à une machine asynchrone doublement alimentée. Celle-ci est munie d'un convertisseur électronique back to back alimentant son rotor. Par la suite, nous avons utilisé la commande vectorielle de la MADA et la commande des deux convertisseurs électroniques afin de garantir une commande découplée des puissances statoriques en deux modes de fonctionnement, le premier est le mode MPPT, où l'aérogénérateur extrait le maximum de la puissance portée par le vent, tandis que le deuxième mode permet de gérer les puissances actives et réactive selon le besoin du réseau en respectant ce qui est assuré par les conditions météorologiques.

CHAPITRE 3

DESCRIPTION, MODELISATION ET COMMANDE D'UNE CHAINE DE CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE

CHAPITRE 3

DESCRIPTION, MODELISATION ET COMMANDE D'UNE CHAINE DE CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE

3.1 INTRODUCTION

Dans le contexte de production d'énergie électrique renouvelable permettant de couvrir une partie de la demande mondiale marquée par une croissance rapide, et afin de diminuer la pollution qui augmente énormément avec l'extension de l'industrie et l'utilisation des moyens à base des produits fossiles, l'une des sources renouvelables les plus intéressantes et prometteuses est la source photovoltaïque. A travers ce chapitre, nous allons mener une étude concernant une Chaîne de Conversion PhotoVoltaïque (CCPV) connectée au réseau. Pour ce faire, nous allons présenter tout d'abord quelques concepts concernant le champ, le module et la cellule photovoltaïques, ainsi que les différents types des cellules photovoltaïques et les différents modèles mathématiques de la cellule. Ensuite, et afin de se préparer à l'étude de cette chaîne de conversion photovoltaïque, nous allons modéliser les différents hacheurs utilisés dans les systèmes PVs ainsi que l'onduleur triphasé à MLI qui va convertir l'énergie électrique sous forme alternative et l'injecter dans le réseau électrique. L'asservissement des puissances active et réactive de la CCPV étudiée, constitue la partie essentielle de ce chapitre. Ceci est effectué via la commande de la puissance du générateur PV à travers le pilotage de l'hacheur et la commande découplée des puissances active et réactive à la sortie de l'onduleur. Des résultats de simulation d'une centrale de 400 kW constituée de modules de type BP SX 3200, fonctionnant en mode MPPT ou en mode de commande découplée des puissances active et réactive, vont être présentés et discutés.

3.2 DESCRIPTION ET MODELISATION DE LA CHAINE DE CONVERSION PHTOVOLTAIQUE ETUDIEE

Dans le cadre de la production photovoltaïque, la chaîne de conversion est constituée principalement d'une source photovoltaïque et d'un convertisseur DC/DC (Hacheur) pour la poursuite du point correspondant à la puissance désirée (mode MPPT ou autre mode). De plus, cette chaîne peut être munie d'un bus continu (constitué de condensateur et/ou batteries) et d'un onduleur permettant de convertir l'énergie en forme alternative pour l'injecter dans le réseau (voir figure 3.1).

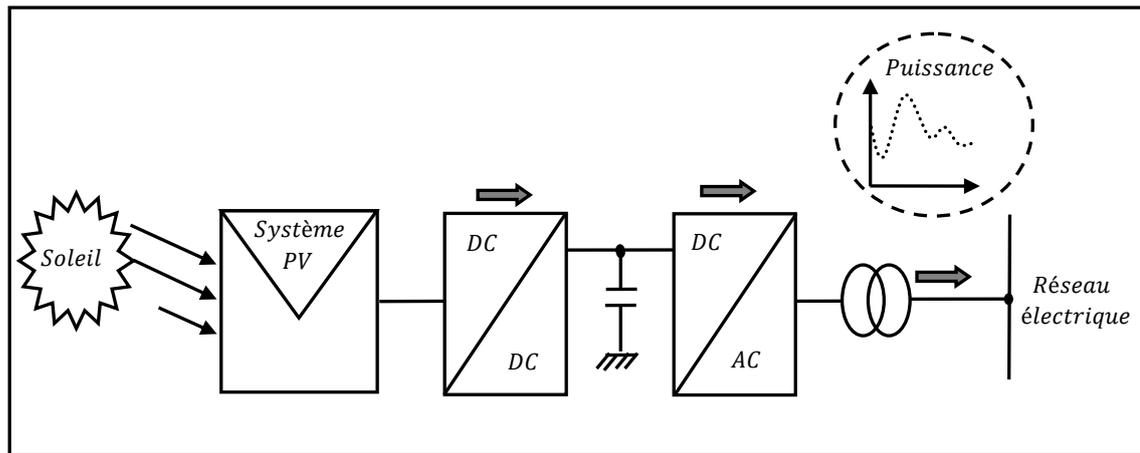


Fig. 3.1 Structure générale d'une chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau.

3.2.1 Description et modélisation du générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est constitué principalement de cellules PV ou cellules solaires. Ces cellules constituent l'élément de base de la conversion photovoltaïque. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur qui transforme en énergie électrique l'énergie lumineuse fournie par une source d'énergie inépuisable, le soleil. Elle exploite les propriétés des matériaux semi-conducteurs utilisés dans l'industrie de l'électronique. Dans cette section, nous allons décrire et modéliser la cellule photovoltaïque qui est l'élément de base d'un générateur photovoltaïque.

3.2.1.1 Cellule photovoltaïque, principe et différents types

La figure 3.2 illustre une cellule PV typique. Elle montre clairement sa constitution détaillée. Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au Bore) et l'autre dopée N (dopée au Phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable (elle varie entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé) entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule.

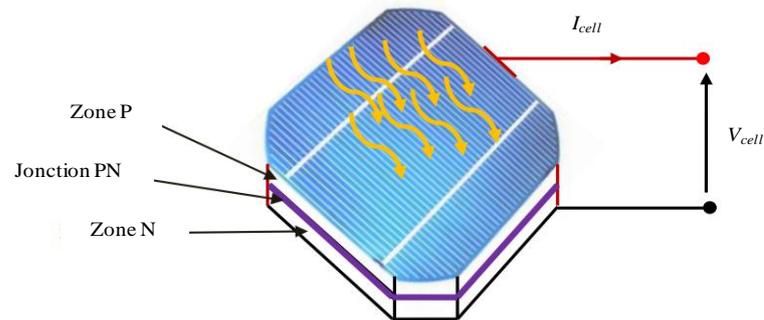
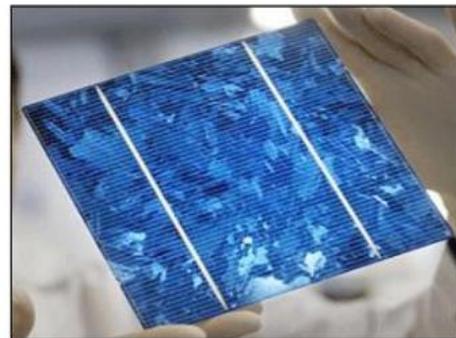


Fig. 3.2 Principe de fonctionnement d'une cellule PV [27].

Généralement, on distingue quatre types de cellules photovoltaïques en fonction des développements technologiques. La figure (3.3) illustre ces différents types de cellules PV.



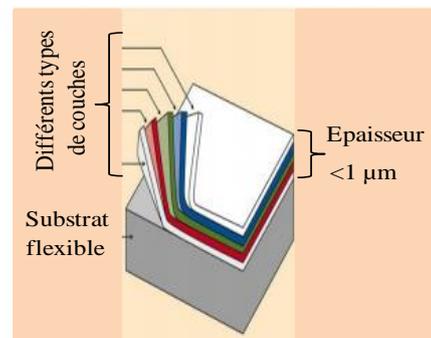
(a). Cellule monocristalline



(b). Cellule polycristalline



(c). Cellule à couches minces



(d). Cellule à triple jonction

Fig. 3.3 Différentes cellules photovoltaïques [42].

3.2.1.1.1 Cellules en silicium cristallin

Ce type de cellules repose sur des wafers (plaquettes) de silicium cristallin. Ces plaquettes sont sciées dans des lingots de Silicium qui sont le résultat d'un processus de purification de manière à obtenir un matériau contenant 99.99 % de Silicium. Les cellules cristallines se subdivisent en deux catégories : mono et poly-cristalline selon le type de structure. Ces deux types de cellules proviennent de procédés de purification et de

solidification. Elles sont caractérisées par des efficacités de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 12 % à 14 % (poly-cristallin) et de 13 % à 19 % (monocristallin), au niveau des modules commerciaux les plus largement utilisés [42].

3.2.1.1.2 Cellules en couches minces

Ce type de cellules repose sur la déposition de matériaux semi conducteurs en couches minces (*thin film*). Ces matériaux sont déposés par des procédés tels que PECVD (Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition) sur un substrat. L'épaisseur de la couche varie entre quelques nanomètres à des dizaines de micromètres. Cette technologie qui était initialement chère était réservée aux applications spatiales (en raison de leur poids par Watt crête plus faible) et aux technologies de concentration. Avec l'augmentation des volumes de production, le prix de revient de cette technologie a baissé pour devenir compétitif avec les technologies cristallines de la première génération. Parmi les technologies en couches minces qui sont exploitées industriellement (production de masse), on distingue :

- CdTe : Cadmium Telluride (Tellurure de Cadmium) ;
- CIS/CIGS : Copper Indium Gallium Selenide ;
- Silicium en couche mince : Silicium amorphe α Si et microcristallin.

Ces technologies sont caractérisées par des rendements de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 6 % (pour le Silicium amorphe hydrogéné (α Si)) à 11 % pour le Tellurure de Cadmium (CdTe) [42].

3.2.1.1.3 Autres types de cellules photovoltaïques

On trouve aussi les cellules photovoltaïques à colorant qui diffèrent de celles en Silicium, principalement par les rendements obtenus et les coûts de production. Cette structure offre des coûts intéressants mais nécessite l'utilisation d'additifs, sous la forme de colorant. Leur rendement est faible (8 %). Le colorant va avoir un but très précis: celui de produire des électrons d'énergie au moins égale à celle de la bande de conduction du récepteur d'électrons qui est un matériau semi-conducteur (Oxyde de Titane : TiO₂) [42].

De plus, on énumère les cellules photovoltaïques organiques qui sont des cellules photovoltaïques dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques. Il en existe principalement deux types :

- Les cellules photovoltaïques organiques moléculaires ;
- Les cellules photovoltaïques organiques en polymères.

Apparues dans les années 1990, ces technologies ont pour but de réduire le coût de production de l'électricité. Les cellules photovoltaïques organiques bénéficient du faible coût des semi-conducteurs organiques et des simplifications potentielles dans le processus de fabrication. Mais, leur rendement reste faible (3 %).

3.2.1.2 Notions de module et champ photovoltaïques

Un module photovoltaïque est un ensemble de cellules photovoltaïques mises en série puis encapsulées entre une plaque de verre à l'avant et un autre matériau étanche à l'arrière. Les cellules photovoltaïques sont ainsi protégées de l'humidité et des chocs. Une cellule photovoltaïque ne produit qu'une tension d'environ 0.5 Volts et ne développe qu'une puissance de l'ordre de 3 Wc. C'est pourquoi elles sont mises en module qui permet alors de fournir une tension et une puissance satisfaisante pour alimenter les récepteurs. Les modules les plus courants mesurent 1580×808 mm et contiennent 72 cellules pour une puissance de 200 Wc. Il existe des modules de tailles différentes allant de 1 cellule (100×100 mm) jusqu'à des modèles pour intégration en façade de 2631×1645 mm (117 kg pour 580 Wc). Actuellement, des modules de 300 Wc et plus se développent sur le marché [42]. Les cellules d'un module typique sont séparées en plusieurs segments d'environ 18 cellules qui sont protégées par des diodes. Si une de ces cellules venait à être ombragée, la diode se déclencherait de manière à protéger les cellules de cette partie de module. La figure (3.4) illustre plusieurs types de modules photovoltaïques.



Fig. 3.4 Différentes formes de modules photovoltaïques.

Par ailleurs, l'interconnexion en série des modules permet d'augmenter la tension générée pour un même courant et leur interconnexion en parallèle permet d'augmenter le courant délivré pour une même tension. Mais pour obtenir une puissance plus grande, les modules sont connectés en série et en parallèle. Ceci définit la notion d'un champ

photovoltaïque. La figure (3.5) montre une photo d'un champ photovoltaïque composé de plusieurs modules photovoltaïques.



Fig. 3.5 Photo d'un champ photovoltaïque.

3.2.1.3 Modélisation des cellules photovoltaïques

La modélisation des cellules photovoltaïques passe nécessairement par un choix judicieux des circuits électriques équivalents. Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément. Selon cette philosophie, plusieurs modèles mathématiques sont développés pour représenter un comportement fortement non linéaire, résultant de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations. Ces modèles se différencient entre eux par les procédures mathématiques et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la tension et du courant du module photovoltaïque [43]. On présentera deux modèles du GPV à savoir [44] :

- Modèle à une diode (ou exponentielle simple) ;
- Modèle à deux diodes (ou double exponentielle).

Tous les deux sont basés sur l'équation de la diode bien connue de Shockley.

3.2.1.3.1 Modèle à deux diodes

Plusieurs variantes ont été développées pour modéliser une cellule photovoltaïque. Cette famille de modèles à deux diodes est notée 2MNP (2 Mechanism model with N Parameters) [45]. Le nombre de paramètres N peut être égal à 7, 6 ou 5.

a) Modèle à sept paramètres

Ce modèle est connu sous le nom 2M7P (2 Mechanism model with 7 Parameters). Dans ce cas, le fonctionnement d'une cellule solaire est modélisé en considérant le schéma électrique équivalent de la figure (3.6). Il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} , les facteurs de diode n_1 et n_2 , une source de courant produisant un photo-courant I_{ph} , qui dépend de l'éclairement solaire [46]. La résistance série R_{ser} rend compte de la résistivité du matériau, de celle des électrodes et du contact semi-conducteur-Métal. Sa valeur est déterminée par l'inverse de la pente de la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$ pour une tension V_{pv} égale à V_{c0} . Ce terme doit être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. Ceci peut être réalisé en optimisant le contact métal/semi-conducteur, et en diminuant la résistivité du matériau utilisé. Cependant, un dopage trop élevé entraîne une augmentation de la recombinaison des porteurs. La résistance parallèle (shunt) ou de court-circuit R_{sh} traduit quant à elle, la présence d'un courant de fuite à travers l'émetteur, causé par un défaut. Ceci est le cas lorsque la diffusion des contacts métalliques à haute température perce l'émetteur. Elle peut aussi être due à un court-circuit sur les bords de la cellule. Cette valeur devra être la plus élevée possible [47].

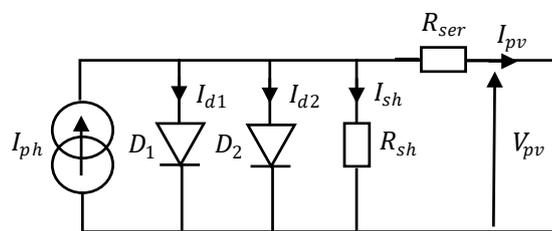


Fig. 3.6 Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P.

Le modèle à deux-diodes est représenté par une équation implicite du courant qui ne peut être résolue qu'à l'aide de méthodes itératives. Cette équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff [48] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (3.1)$$

Avec :

I_{ph} : courant photonique ;

I_{d1} : courant de la première diode ;

I_{d2} : courant de la deuxième diode.

Les diodes sont des éléments non linéaires, leurs caractéristiques $I_d(V_d)$ sont données par les relations [48] :

$$I_{d1} = I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_d}{n_1 V_t}\right) - 1 \right) \quad (3.2)$$

$$I_{d2} = I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_d}{n_2 V_t}\right) - 1 \right) \quad (3.3)$$

Où :

$V_t = \frac{kT_c}{q}$: représente le potentiel thermodynamique ;

T_c : est la température absolue ;

q : est la charge d'un électron, $1.602 \times 10^{-19} C$;

K : est la constante de Boltzmann, $1.38 \times 10^{-23} J/K$;

n_1 et n_2 sont des facteurs d'idéalité associés à un mécanisme de recombinaison, ils dépendent de la nature et la position des niveaux pièges. Pratiquement, ils varient entre 1 et 4.

D'autre part, le courant de la résistance shunt est exprimé par :

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + R_{ser} I_{pv}}{R_{sh}} \quad (3.4)$$

Alors, le courant électrique produit par la cellule est donné par l'expression suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + R_{ser} I_{pv}}{n_1 V_t}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + R_{ser} I_{pv}}{n_2 V_t}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_{ser} I_{pv}}{R_{sh}} \quad (3.5)$$

Le courant photonique lié à l'éclairement, à la température et au courant photonique mesuré aux conditions de référence est donné par [28], [49] :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{phref} - \mu_c (T_c - T_{cref})) \quad (3.6)$$

Avec :

I_{phref} : le courant photonique sous les conditions de référence (A) ;

μ_c : le coefficient de sensibilité de l'intensité à la température (A/K) ;

G, G_{ref} : l'éclairement réel et l'éclairement de référence (W/m^2) ;

T_c, T_{cref} : les températures de la cellule, réelle et de référence.

Les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} sont donnés par les relations suivantes [27] :

$$I_{s1} = I_{s1(T_{cref})} \left(\frac{T_c}{T_{cref}} \right)^{\frac{3}{n_1}} \exp \left(\left(\frac{-qE_{gap}}{n_1 K} \right) \times \left(\frac{1}{T_c} - \frac{1}{T_{cref}} \right) \right) \quad (3.7)$$

$$I_{s2} = I_{s2(T_{cref})} \left(\frac{T_c}{T_{cref}} \right)^{\frac{3}{n_2}} \exp \left(\left(\frac{-qE_{gap}}{n_2 K} \right) \times \left(\frac{1}{T_c} - \frac{1}{T_{cref}} \right) \right) \quad (3.8)$$

L'énergie de gap E_{gap} dépend du matériau de la cellule photovoltaïque, elle vaut 1.12 eV pour le Silicium cristallin, 1.7 eV pour le Silicium amorphe, et 1.03 eV pour le CdTe.

b) Modèle à six paramètres

Si la résistance shunt est considérée de valeur infinie ($R_{sh} = \infty$), le nombre de paramètres à déterminer devient 6 et le nom du modèle dans ce cas est 2M6P (2 Mechanism model with 6 Parameters) [50]. Cette simplification est justifiée par le fait que la résistance shunt est d'habitude beaucoup plus grande que les autres résistances, donc le courant qui la traverse est négligeable. Ce modèle consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant des courants de saturation I_{s1} (équation (3.7)) et I_{s2} (équation (3.8)), des facteurs de diode n_1 et n_2 , une source de courant produisant un photo-courant I_{ph} (équation (3.6)) qui dépend de l'éclairement solaire et une résistance série R_{ser} . Dans ce cas, la cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique suivant, (Figure 3.7).

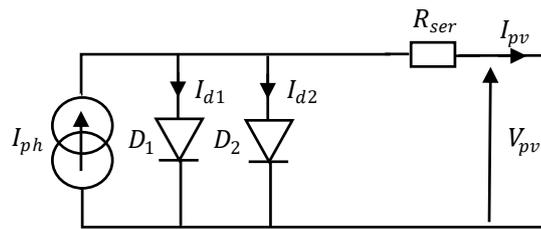


Fig. 3.7 Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M6P.

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} \quad (3.9)$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + R_{ser} I_{pv}}{n_1 V_t} \right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + R_{ser} I_{pv}}{n_2 V_t} \right) - 1 \right) \quad (3.10)$$

c) Modèle à cinq paramètres

Le circuit équivalent de ce modèle est obtenu en simplifiant le circuit du modèle à six paramètres représenté sur la figure (3.7) et le nom du modèle dans ce cas est 2M5P (2 Mechanism model with 5 Parameters). Cette simplification est effectuée en considérant une résistance shunt infinie, et une résistance série nulle. Le circuit équivalent sera représenté comme suit :

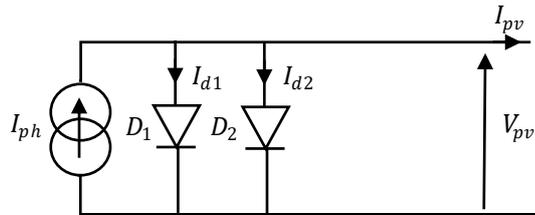


Fig. 3.8 Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M5P.

Ce modèle consiste en la description mathématique du schéma équivalent de la figure précédente. L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff appliquée à ce circuit électrique :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} \quad (3.11)$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_{pv}}{n_1 V_t}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_{pv}}{n_2 V_t}\right) - 1 \right) \quad (3.12)$$

3.2.1.3.2 Modèle à une diode

Le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est décrit par le modèle « standard » à une diode établi par Shockley. Cette description simple est obtenue à partir du modèle à une exponentielle. Ce modèle comporte une diode de moins par rapport au modèle à deux exponentielles, ce qui donne une équation de la caractéristique courant-tension qui comporte une exponentielle de moins [51]-[53].

a) Modèle à trois paramètres

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} (équation (3.6)) proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode qui correspond à l'aire de transition P-N de la cellule PV. Ce modèle est connu aussi sous le nom L3P (Lumped, 1 Mechanism model with 3 Parameters). Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est

égale à celle aux bornes de la diode. Le schéma électrique équivalent de la cellule PV dans ce cas est représenté par la figure (3.9).

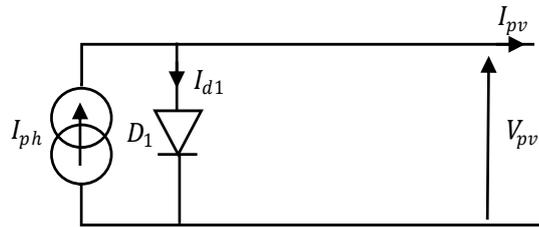


Fig. 3.9 Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L3P.

Pour des cellules solaires idéales, le facteur d'idéalité est alors considéré comme égal à l'unité. Ce qui donne :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (3.13)$$

Ou encore :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V_{pv}}{nV_t}\right) - 1 \right) \quad (3.14)$$

b) Modèle à quatre paramètres

Le modèle à quatre paramètres est un modèle largement utilisé ; il a été étudié par Townsend [50]. Ce modèle traite la cellule photovoltaïque comme une source de courant, dépendante de l'éclairement, connectée en parallèle avec une diode et en série avec une résistance série R_{ser} .

Les quatre paramètres apparaissant dans l'équation de la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$ sont le courant photonique I_{ph} (équation (3.6)), la résistance série R_{ser} , et deux caractéristiques de la diode, I_s (équation (3.7)) et n . Ces paramètres ne sont pas des quantités mesurables et ne sont pas généralement inclus dans les données des fabricants. Par conséquent, ils doivent être déterminés à partir de l'équation caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$ pour différents points de fonctionnement (données spécifiées par le fabricant ou relevées expérimentalement) [54].

Le schéma électrique équivalent de la cellule PV pour ce modèle est représenté sur la figure (3.10) :

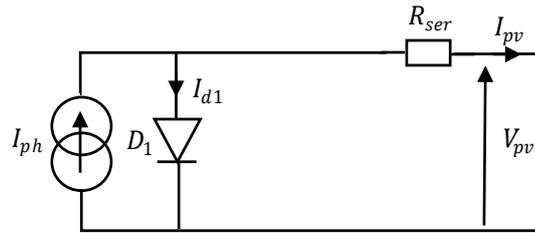


Fig. 3.10 Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L4P.

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + R_{ser} I_{pv}}{nV_t}\right) - 1 \right) \quad (3.15)$$

c) Modèle à cinq paramètres

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique de la figure (3.11) qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance shunt et une résistance série. Le modèle fait donc intervenir les cinq paramètres inconnus suivants : n , I_{ph} (équation (3.6)), R_{ser} , R_{sh} et I_s (équation (3.7)). Il est connu sous le nom L5P (Lumped, 1 Mechanism, 5 Parameters) [50].

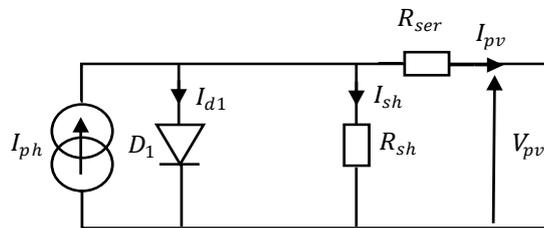


Fig. 3.11 Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L5P.

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (3.16)$$

Et le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + R_{ser} I_{pv}}{nV_t}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_{ser} I_{pv}}{R_{sh}} \quad (3.17)$$

3.2.1.3.3 Influence de la température et l'éclairement sur le courant et la tension d'une cellule PV

Pour généraliser les équations obtenues et assurer leur validité pour différentes conditions météorologiques, l'expression du courant de court circuit ainsi que celle de la tension à vide d'une cellule photovoltaïque sont exprimées comme suit :

$$\begin{cases} I_{pvcc} = (G/G_{ref}) (I_{pvccref} - \mu_c(T_c - T_{ref})) \\ V_{pv0} = V_{pv0ref} - \mu_v(T_c - T_{ref}) \end{cases} \quad (3.18)$$

Où :

G , G_{ref} , T_c et T_{ref} sont respectivement l'illumination et sa référence et la température et sa référence ;

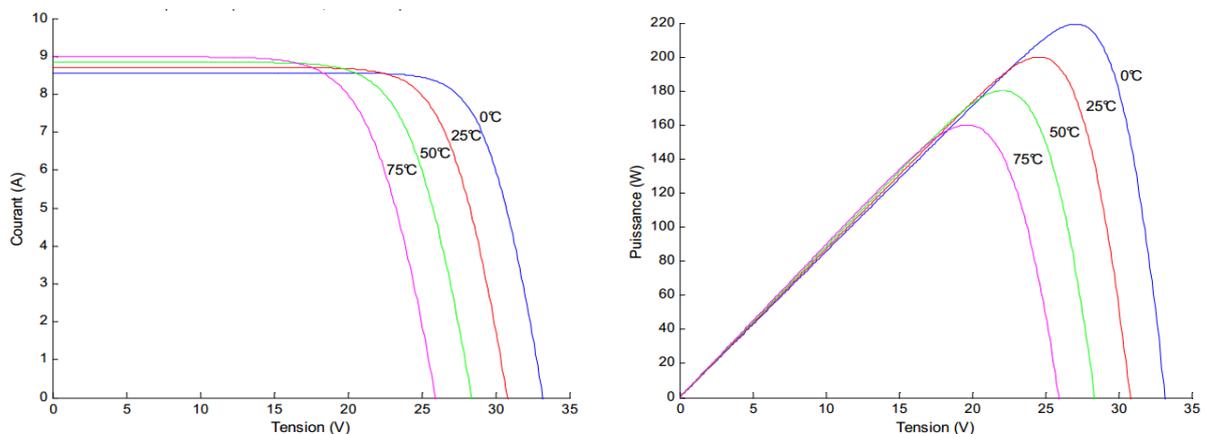
μ_c et μ_v , sont respectivement le facteur d'influence de la température sur le courant de court-circuit ainsi que le facteur d'influence de l'éclairement sur la tension à vide ;

$I_{pvccref}$ et V_{pv0ref} sont respectivement le courant de court-circuit de référence et la tension à vide de référence (données par le fabricant).

Afin de montrer clairement l'influence de ces deux grandeurs (température et éclairement) sur les caractéristiques $I_{pv}(V_{pv})$ et $P_{pv}(V_{pv})$, nous avons utilisé les données (indiquées dans l'annexe) d'un module photovoltaïque BP SX 3200 d'une puissance crête de 200 Wc [26].

a) Influence de la température

Comme nous l'avons expliqué précédemment, la base des cellules photovoltaïques qui constituent un module solaire est une jonction *PN*. Ceci fait que son rendement varie selon la température de la jonction. La figure (3.12) montre que la tension à vide d'un module solaire diminue avec l'augmentation de la température de la cellule. L'ordre de grandeur de la chute de tension est de 2.3 mV par degré Celsius par cellule. Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température de la cellule (environ 0.05 % par degré Celsius) [26].



(a). Effet sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$

(b). Effet sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$

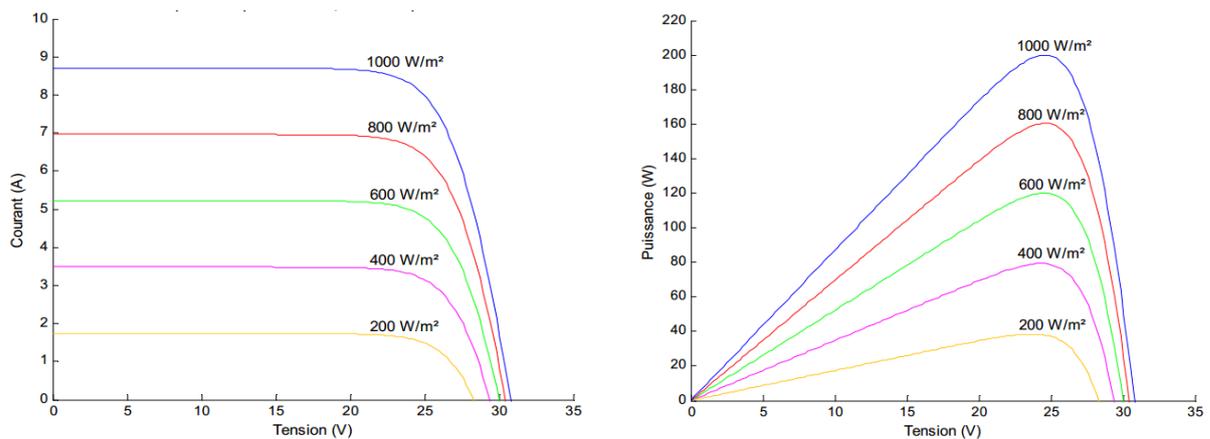
Fig. 3.12 Effet de la température sur les caractéristiques du module photovoltaïque BP SX 3200 pour un éclairement de 1000 W/m^2 .

De plus, la figure (3.12.a) montre clairement la baisse du rendement causée par l'augmentation de la chaleur sur la cellule. On peut remarquer aussi d'après la figure (3.12.b) que l'augmentation de la température se traduit par une diminution de la puissance maximale disponible (de l'ordre de $5 \times 10^{-5} \text{ W}/^\circ\text{C}$) par cm^2 de la cellule [26].

b) Influence de l'ensoleillement

De la même manière que pour la température, la jonction *PN* réagit différemment selon l'énergie qu'elle reçoit par ensoleillement. Plus elle reçoit d'énergie plus elle en restitue, mais toujours avec un coefficient de rendement très faible de l'ordre de 15 %. La variation des caractéristiques est représentée sur les courbes de la figure (3.13). Pour différents niveaux d'irradiation, le changement du courant optimal est très important. Ceci confirme l'approximation faite classiquement sur le courant optimal délivré par un module PV qui est globalement proportionnel au niveau d'irradiation.

Selon le niveau de l'ensoleillement, nous obtenons différentes courbes avec différentes puissances maximales au cours d'une même journée (Figure 3.13.b). Nous remarquons aussi une légère diminution de la tension du circuit ouvert face à une chute du flux lumineux.



(a). Effet sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$

(b). Effet sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$

Fig. 3.13 Effet de l'éclairement sur les caractéristiques du module photovoltaïque BP SX 3200 pour une température de 25 °C.

3.2.2 Description et modélisation des différents types d'hacheurs

Les hacheurs sont des convertisseurs statiques continu-continu permettant de générer une tension continue variable à partir d'une source de tension fixe en général. Ils se composent de condensateurs, d'inductances et de commutateurs électroniques. Tous ces dispositifs consomment peu de puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons

rendements. Le commutateur est réalisé avec un dispositif semi-conducteur, habituellement un transistor MOSFET ou un IGBT selon le niveau de puissance mise en jeu. Pendant le fonctionnement de l'hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante f_{cc} avec un temps de fermeture égal à (αT_{cc}) et un temps d'ouverture égal $((1 - \alpha)T_{cc})$, où T_{cc} est la période de commutation qui est égale à $1/f_{cc}$; et α est le rapport cyclique du commutateur ($\alpha \in [0,1]$) (voir figure 3.14).

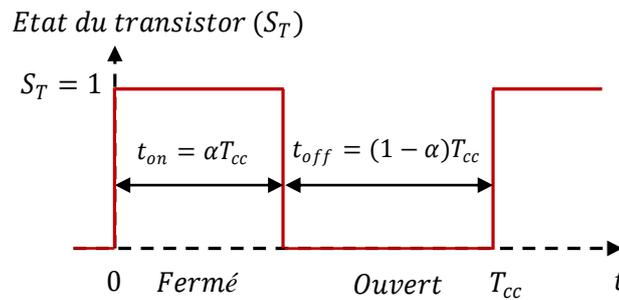


Fig. 3.14 Représentation de l'état d'un commutateur (ouverture/fermeture) sur une période de hachage [41].

Pratiquement, il existe différents types de convertisseurs DC-DC. Une première distinction est à faire entre le convertisseur à isolement galvanique entre la sortie et l'entrée et le convertisseur qui présente une borne commune entre l'entrée et la sortie (à noter que dans le cas d'une isolation galvanique, le rendement se verra affecté d'au moins 10 %, ce qui est inadmissible dans le cas par exemple des applications de l'énergie photovoltaïque) [8].

Parmi les convertisseurs DC-DC à liaison directe ou à stockage d'énergie, on distingue :

- Les abaisseurs (buck) dans lesquels la tension de sortie U_s est inférieure à la tension d'entrée U_e ;
- Les élévateurs (boost) dans lesquels la tension de sortie U_s est supérieure à la tension d'entrée U_e ;
- Il y a aussi un type (buck-boost) qui permet de dévolter et survolter à la fois. Il peut être réversible en courant et peut être utilisé pour charger ou décharger les batteries.

3.2.2.1 Hacheur dévolteur

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie U_s est inférieure à celle de l'entrée U_e . Pour un rapport cyclique α donné, et en régime de conduction continue, la tension moyenne à la sortie est donnée par la relation suivante :

$$U_s = \alpha U_e \quad (3.19)$$

La figure (3.15) présente la structure interne de ce type d'hacheur Buck.

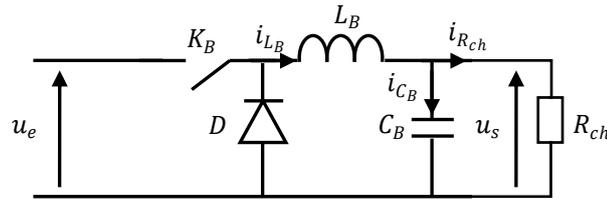


Fig. 3.15 Schéma de principe d'un hacheur « Buck ».

Pour deux temps complémentaires de fermeture et d'ouverture de l'interrupteur K_B de cet hacheur sur une période de commutation T_{cc} , le modèle dynamique de ce convertisseur est donné par les équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{di_{L_B}}{dt} = (S_T u_e - u_s)/L_B \\ \frac{du_s}{dt} = (R_{ch} i_{L_B} - u_s)/(R_{ch} C_B) \end{cases} \quad (3.20)$$

Où : u_e et u_s sont les valeurs instantanées des tensions d'entrée et de sortie respectivement.

3.2.2.2 Hacheur survolteur

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie U_s est supérieure à celle de l'entrée U_e . Pour un rapport cyclique α donné, et en régime de conduction continue, la tension moyenne à la sortie est donnée par la relation suivante :

$$U_s = \frac{1}{1 - \alpha} U_e \quad (3.21)$$

La figure (3.16) illustre la structure interne de ce type d'hacheur Boost.

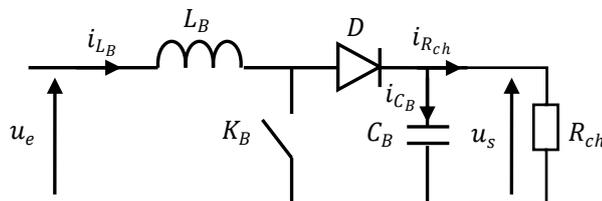


Fig. 3.16 Schéma de principe d'un hacheur « Boost ».

Le modèle dynamique de ce convertisseur sur une période de commutation est donné par :

$$\begin{cases} \frac{di_{L_B}}{dt} = (u_e - (1 - S_T)u_s)/L_B \\ \frac{du_s}{dt} = (i_{L_B} R_{ch} (1 - S_T) - u_s)/(R_{ch} C_B) \end{cases} \quad (3.22)$$

3.2.2.3 Hacheur dévolteur/survolteur

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie U_s est inférieure ou supérieure à celle de l'entrée U_e . Pour un rapport cyclique α donné, et en régime de conduction continue, la tension moyenne à la sortie est donnée par la relation suivante :

$$U_s = \frac{\alpha}{1 - \alpha} U_e \quad (3.23)$$

La figure (3.17) présente la structure interne de ce type d'hacheur Buck-Boost non réversible.

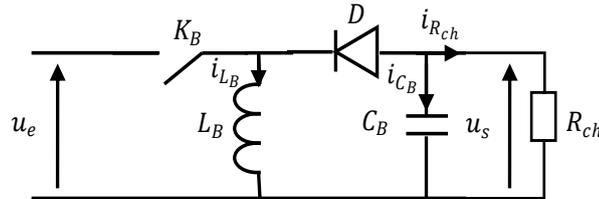


Fig. 3.17 Schéma de principe d'un hacheur Buck-Boost.

Le modèle dynamique de ce convertisseur sur une période de commutation est donné par les équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{di_{L_B}}{dt} = (u_e S_T + (1 - S_T)u_s)/L_B \\ \frac{du_s}{dt} = (-i_{L_B} R_{ch}(1 - S_T) - u_s)/(R_{ch} C_B) \end{cases} \quad (3.24)$$

3.2.2.4 Hacheur dévolteur/survolteur réversible en courant

Généralement utilisé pour contrôler la charge et la décharge des batteries, ce type d'hacheur a pour but de permettre la bidirectionnalité de passage du courant. Son schéma de principe est illustré par la figure suivante :

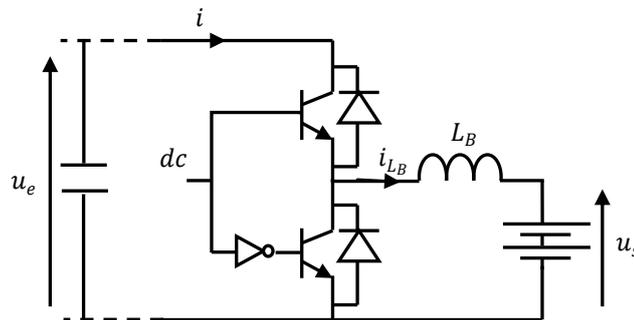


Fig. 3.18 Schéma de principe d'un hacheur Buck-Boost réversible en courant [55].

Le modèle dynamique de ce convertisseur « Buck-Boost » réversible en courant sur une période de commutation est donné par :

$$\frac{di_{L_B}}{dt} = (u_e S_T - u_s)/L_B \quad (3.25)$$

3.2.3 Description et modélisation le l'onduleur

Selon le même principe de fonctionnement présenté dans le deuxième chapitre, l'onduleur utilisé dans la chaîne de conversion photovoltaïque pour transférer la puissance au réseau électrique en forme alternative est constitué généralement de trois bras à base de transistors IGBT modélisés comme des interrupteurs à fermeture et ouverture en fonction des états logiques des signaux de commande développés par la technique à MLI. L'équation (3.26) représente le modèle mathématique de l'onduleur photovoltaïque en fonction de la tension de bus continu.

$$\begin{bmatrix} v_{1N_{pv}} \\ v_{2N_{pv}} \\ v_{3N_{pv}} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{apv} \\ S_{bpv} \\ S_{cpv} \end{bmatrix} \tag{3.26}$$

3.3 COMMANDE DE LA CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE ETUDIÉE

La Chaîne de Conversion PhotoVoltaïque (CCPV) étudiée est constituée principalement d'un champ photovoltaïque de 400 kW de 2000 modules de 200 Wc de type BP SX 3200 (80 branches en parallèle et 25 modules en série). Ces modules sont connectés au réseau à travers un convertisseur boost, un bus continu et un onduleur à MLI. Ce système est muni avec des régulateurs qui ont pour but de commander le convertisseur boost afin d'assurer la poursuite de la puissance désirée (fonctionnement en mode MPPT ou autre). D'autre part, l'onduleur est muni de deux boucles de régulation des puissances afin d'assurer leur commande découplée (voir figure 3.19).

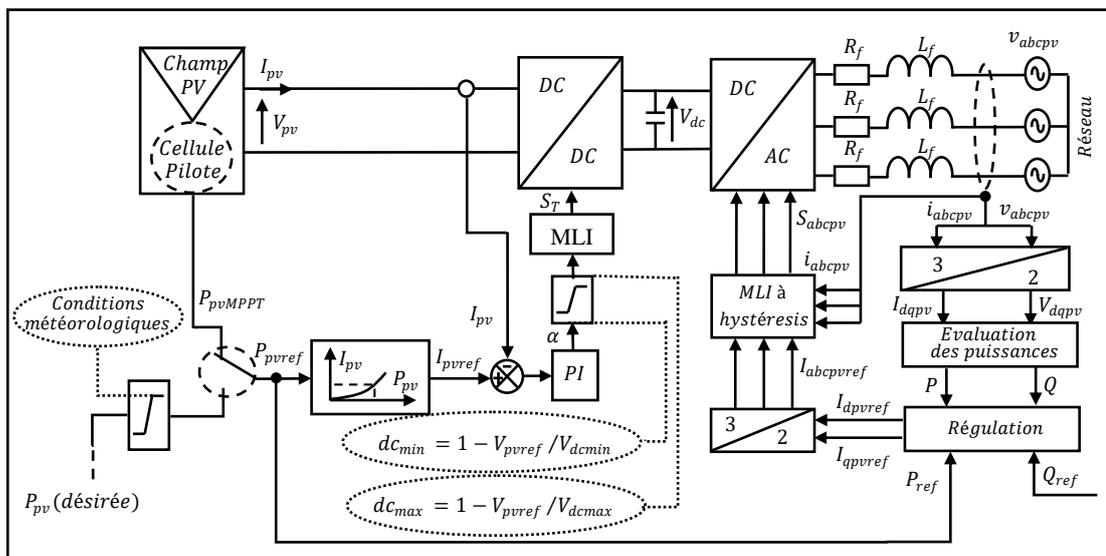


Fig. 3.19 Chaîne de conversion photovoltaïque étudiée et ses boucles de commande.

La tension du bus continu doit respecter les limites inférieure et supérieure de la tension d'entrée de l'onduleur. Alors, le rapport cyclique généré par la chaîne de régulation proportionnelle intégrale assure la poursuite de la puissance de référence issue de la cellule pilote en mode MPPT ou bien fixée par le superviseur tout en respectant ces deux limites de tension. De sa part, l'onduleur à MLI permet la régulation des puissances active et réactive P et Q à leurs références P_{ref} et Q_{ref} respectivement.

3.4 RESULTATS DE SIMULATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE ETUDIE

De la même manière du chapitre précédent, nous avons établi un programme numérique permettant la simulation de l'évolution des caractéristiques dynamiques de ce Système PhotoVoltaïque (SPV) qui est supposé connecté à un réseau triphasé puissant, stable et équilibré. Au début de la simulation, le système PV fonctionne en mode MPPT. Ensuite, il est soumis à deux scenarios de simulation afin d'examiner l'efficacité et la robustesse de la commande : Premièrement vis-à-vis de la variation lente de la puissance de référence correspondante au mode de fonctionnement MPPT (pour différentes conditions climatiques de température et d'éclairement) et deuxièmement vis-à-vis des changements rapides des références de puissances active et réactive qui peuvent être proposées par le superviseur du système.

3.4.1 Fonctionnement en mode MPPT

En partant d'un point de fonctionnement initial ($G=1000 \text{ W/m}^2$ et $T=25 \text{ °C}$) de la CCPV, nous avons varié la température et l'éclairement selon les profils présentés par la figure (3.20). Ceci, engendre de nouvelles commandes (de nouvelles valeurs de référence de la puissance active à produire) en mode MPPT. La figure (3.21) illustre quelques résultats de simulation obtenus dans ce cas.

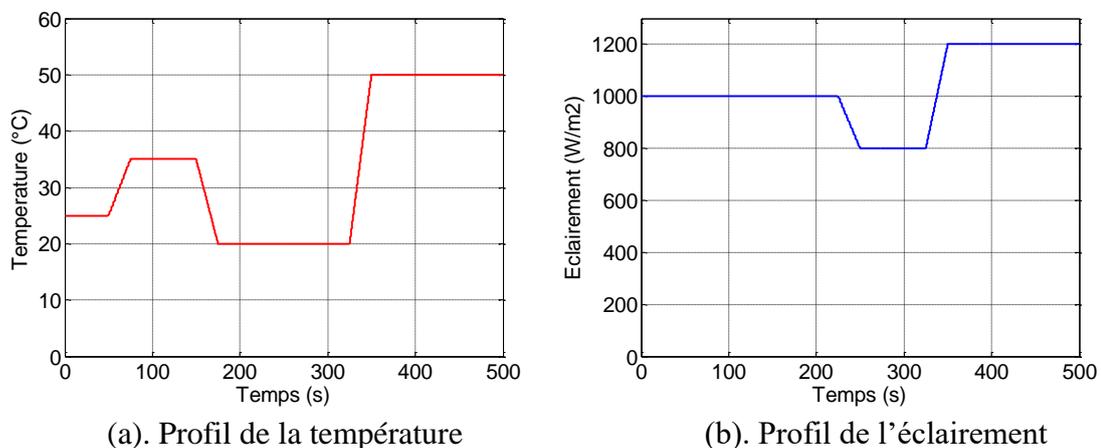


Fig. 3.20 Profils de la température et de l'éclairement appliqués à la CCPV étudiée.

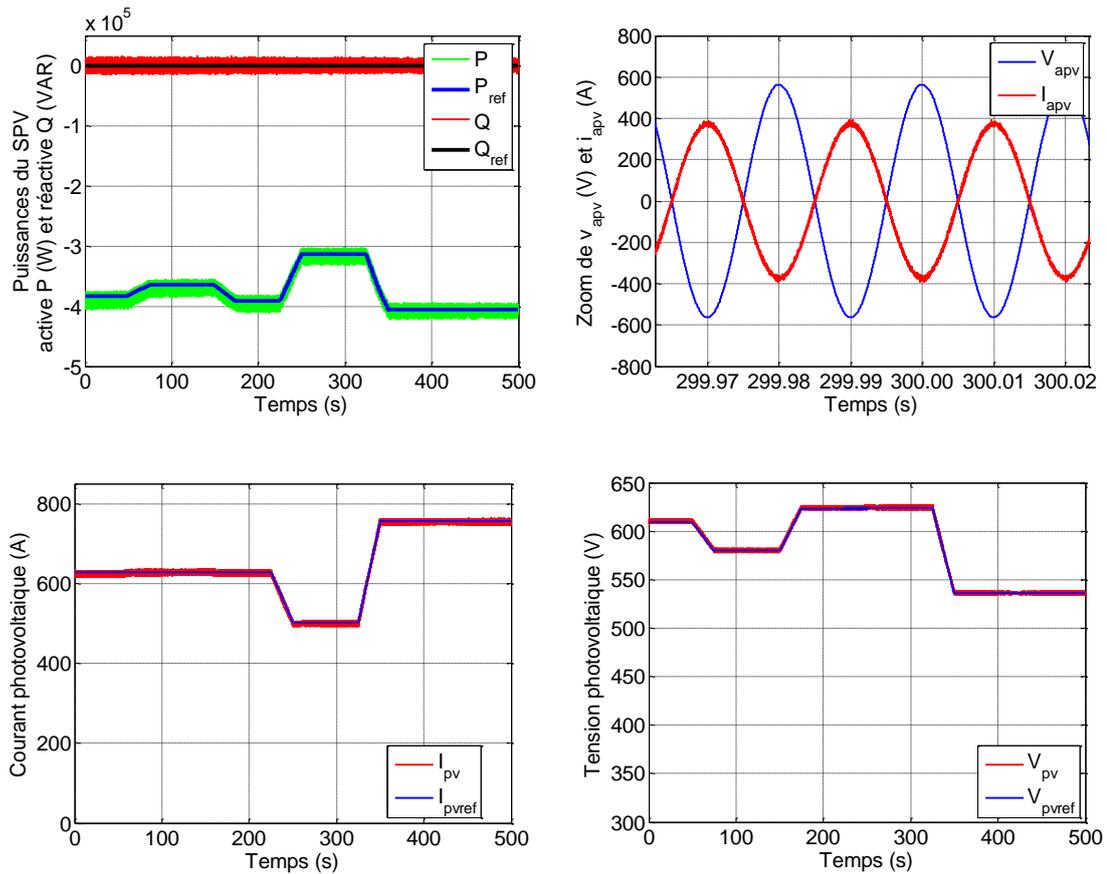


Fig. 3.21 Quelques résultats de simulation de la CCPV étudiée fonctionnant en mode MPPT.

D'après les résultats obtenus pour ce mode MPPT, il apparaît clairement que les boucles de régulation de la CCPV jouent convenablement leur rôle. En effet, les puissances active et réactive suivent doucement leurs références. De même, la tension et le courant photovoltaïques poursuivent aussi leurs références optimales ce qui se traduit par le maintien permanent du fonctionnement des modules photovoltaïques en mode MPPT.

3.4.2 Fonctionnement en mode de commande découplée des puissances

Dans ce cas, nous désirons produire deux niveaux différents de puissance active (300 kW puis 400 kW) et réactive (75 kVAR puis 25 kVAR). Ceci permet d'injecter des puissances bien déterminées dans le réseau électrique selon le besoin d'énergie tout en respectant ce qui est disponible en fonction des conditions météorologiques. La figure (3.22) illustre quelques résultats de simulation obtenus pour ce mode de fonctionnement.

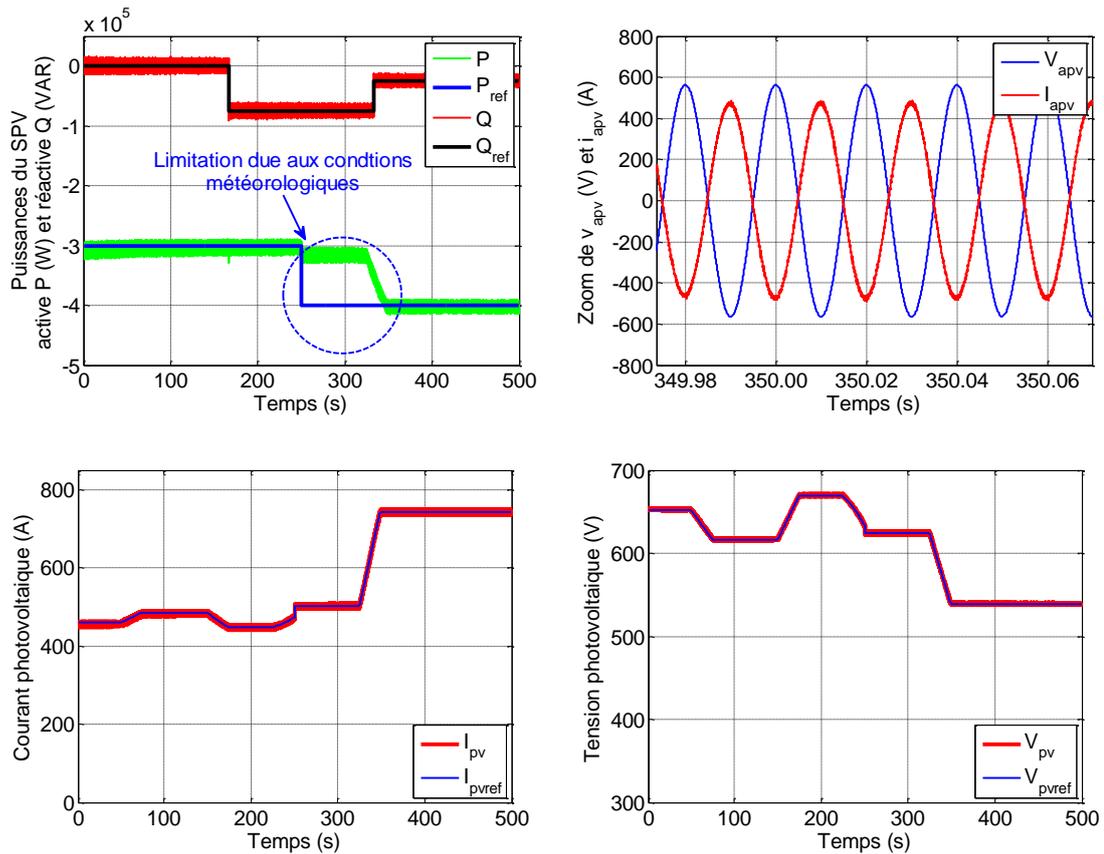


Fig. 3.22 Quelques résultats de simulation de la CCPV étudiée fonctionnant en mode de commande découplée des puissances.

D'après les résultats obtenus, on peut noter que la chaîne de conversion photovoltaïque a pu assurer les puissances désirées tout au long du temps de la simulation, sauf que dans l'intervalle [250, 350] s les conditions météorologiques jouent leur rôle pour que la production de la puissance active se limite à la valeur maximale disponible. Les autres grandeurs, tension et courant du générateur photovoltaïque, suivent convenablement leurs références correspondantes aux différents points de fonctionnement sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ du champ photovoltaïque.

3.5 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons décrit la chaîne de conversion photovoltaïque étudiée constituée principalement d'une source photovoltaïque, d'un hacheur survolteur, d'un bus continu et d'un onduleur à MLI permettant de convertir la puissance sous forme alternative pour l'injecter dans le réseau électrique. Dans une première étape, nous avons présenté le générateur photovoltaïque, en passant par le principe de fonctionnement et les différents types des cellules photovoltaïques, puis la notion du module et du champ photovoltaïque. Nous

avons présenté aussi les effets de la température et de l'éclairement solaire sur les caractéristiques de courant et de puissance d'un module photovoltaïque.

Ensuite, nous avons passé en revue les différents modèles des cellules PVs et la modélisation des différents hacheurs utilisés dans les systèmes PVs. En synthétisant ces différents modèles, nous avons pu simuler le comportement global de la chaîne de conversion PV sous l'environnement MATLAB pour différents modes de fonctionnement (mode MPPT et mode de commande découplée des puissances). Les résultats de simulation ont montré les bonnes performances et l'efficacité de la commande mise en œuvre.

L'étude présentée dans ce chapitre associée à celle présentée au deuxième chapitre constitue une plate forme permettant le jumelage des deux systèmes dans un seul système hybride qui fera l'objet du quatrième chapitre.

CHAPITRE 4

SUPERVISION ET GESTION D'ENERGIE D'UNE CHAINE HYBRIDE MULTI-SOURCE : EOLIENNE- PHOTOVOLTAIQUE-BATTERIES

CHAPITRE 4

SUPERVISION ET GESTION D'ENERGIE D'UNE CHAINE HYBRIDE MULTI-SOURCE : EOLIENNE-PHOTOVOLTAIQUE-BATTERIES

4.1 INTRODUCTION

Après avoir présenté indépendamment dans les chapitres précédents les deux chaînes de conversion éolienne et photovoltaïque, dans ce chapitre nous allons nous intéresser à leur hybridation selon deux modes de couplage, l'un est parallèle et l'autre est interconnecté et permet la réduction du nombre des convertisseurs électroniques tout en exploitant convenablement leur capacité énergétique.

Afin de discuter la possibilité d'une implantation réelle du Système Hybride (SH) étudié au sud algérien, une étude statistique sera exposée dans ce chapitre pour quantifier la productivité de ce SH, notamment sa partie éolienne, en se basant sur la densité de Weibull du vent au site considéré (Adrar). Les données du vent ont été extrapolées à partir des données du vent à Adrar pour qu'elles soient conformes à l'altitude nominale d'une éolienne GE de 1.5 MW prise comme exemple d'étude dans ce travail.

La gestion d'énergie du SH étudié, représente aussi un objectif principal de ce chapitre. Il est question, dans un premier temps, de faire fonctionner ce système en mode MPPT. Ensuite, le problème de qualité d'énergie sera traité, en essayant de trouver un compromis quantité-qualité d'énergie pour assurer une production d'électricité de qualité avec la possibilité de stockage ou de récupération en utilisant des unités de stockage par batteries.

4.2 HYBRIDATION DES CHAINES DE CONVERSION EOLIENNE ET PHOTOVOLTAIQUE

Du fait que le monde est très riche en sites ventés et éclairés en même temps, l'hybridation des deux Chaînes de Conversion Eolienne (CCE) et PhotoVoltaïque (CCPV) présente une solution adéquate pour exploiter les deux potentiels du vent et du soleil. En effet, ces deux sources d'énergie sont caractérisées par une bonne compatibilité saisonnière et climatique. Dans ce contexte, plusieurs topologies d'hybridation ont été proposées pour coupler les CCPVs et les CCEs à base de la MADA.

4.2.1 Couplage parallèle des deux chaînes éolienne et photovoltaïque

La topologie présentée dans la figure (4.1) offre un couplage parallèle des deux chaînes de conversions éolienne et photovoltaïque. Dans cette configuration, il n'existe pas d'interconnexion entre les deux chaînes qui fonctionnent indépendamment. Mais, en plus du réglage des puissances des deux systèmes, une supervision globale de leur production permettant de gérer la qualité et la quantité de la puissance injectée au réseau.

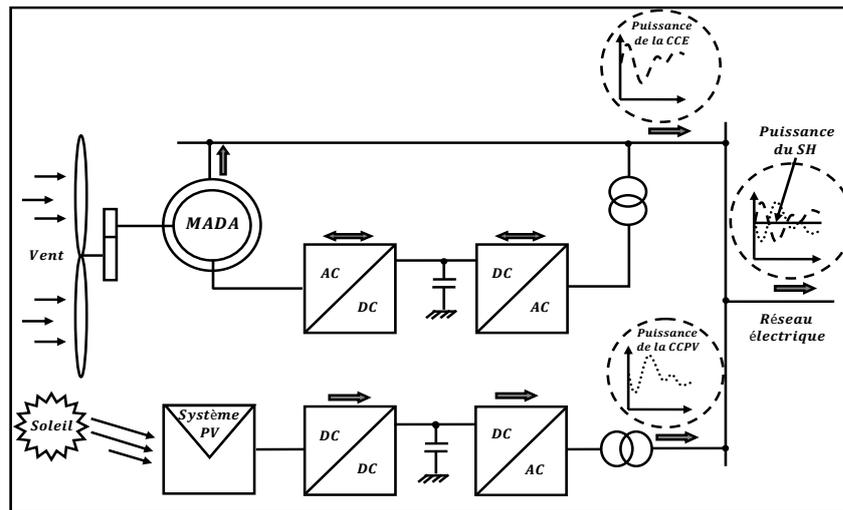


Fig. 4.1 Couplage parallèle des deux chaînes de conversion, éolienne et photovoltaïque [41].

4.2.2 Couplage interconnecté des deux chaînes éolienne et photovoltaïque

Afin de minimiser la taille et le nombre des convertisseurs, une topologie spéciale permettant de connecter la MADA au réseau électrique via son stator et de greffer d'autres sources supplémentaires et/ou des unités de stockage (photovoltaïque, batteries, ...) sur sa chaîne rotorique commandée par le convertisseur back to back. Cette topologie a été proposée et étudiée dans plusieurs travaux et sous différentes formes [56], [57], [58]. Son but, c'est de connecter au bus continu de la MADA, une alimentation continue supplémentaire via des convertisseurs DC/DC afin de gérer l'échange d'énergie entre les différentes composantes. Cette configuration présente plusieurs avantages comme :

- Exploitation du convertisseur côté réseau de la CCE, notamment en régime de synchronisme (puissance du rotor presque nulle) ou à faibles vitesses du vent ;
- Élimination de l'onduleur de la CCPV qui peut être sans fonction la nuit (cas d'onduleur entre le réseau et le système PV sans unité de stockage) ;
- Réduction du coût global du système.

Dans ce qui suit, nous allons présenter et décrire les différentes formes de cette topologie.

4.2.2.1 Couplage direct des batteries

Cette configuration a été proposée par Ghoddami *et al.* [56] (voir figure 4.2). Le système hybride éolien-photovoltaïque étudié est interfacé avec des batteries de stockage représentant le bus continu de la MADA. Malgré la réduction du nombre des convertisseurs de puissance, cette configuration ne permet pas un bon contrôle de la puissance des batteries pour garantir leur charge et leur décharge dans de bonnes conditions (contrôle de la tension, du SOC, les isoler en cas de charge complète, ...).

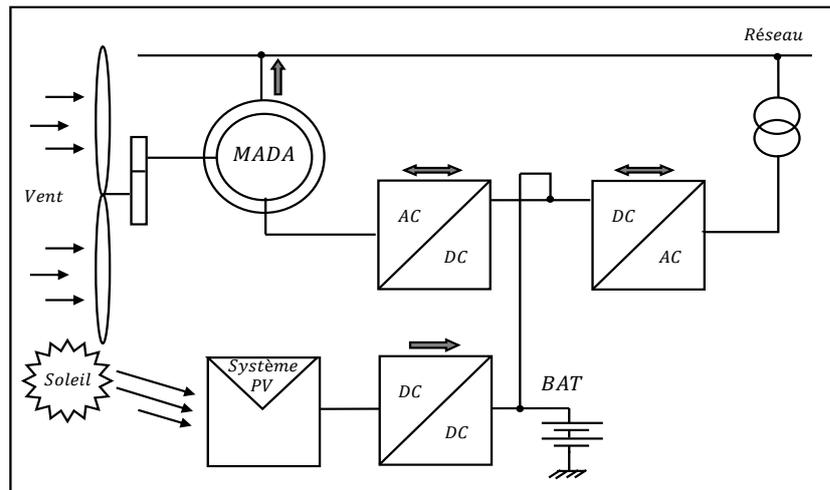


Fig. 4.2 Couplage CCE-CCPV-Batteries sans hacheur des batteries.

4.2.2.2 Couplage direct du SPV

Une autre forme de couplage permettant l'intégration du SPV à la CCE avec une bonne efficacité, a été proposée par Wandhare, R. G *et al.* [57], (voir figure 4.3). Ce système proposé garantit l'intégration d'une source PV à la chaîne éolienne en évitant l'utilisation d'un hacheur intermédiaire comme étage de conversion pour la gestion de la puissance photovoltaïque, tout en garantissant un fonctionnement en mode MPPT du SPV uniquement à travers la commande de la tension du bus continu via le convertisseur côté réseau. Cette structure présente un grand avantage avec son nombre réduit de convertisseurs de puissance. Malgré ses avantages, ce système perd un degré de liberté permettant un contrôle indépendant de la partie photovoltaïque. En effet, toute variation importante des conditions météorologiques solaires peut conduire à une variation forte de la tension du bus continu, notamment dans le cas d'un fonctionnement en mode MPPT de la partie PV. Cela peut affecter par conséquent le fonctionnement optimal de la CCE ce qui peut provoquer la déconnection de la partie PV et la perte d'une quantité significative de puissance.

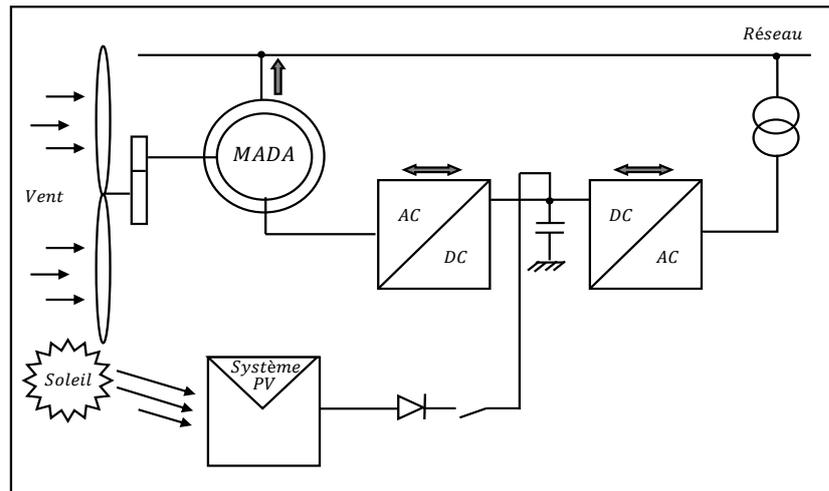


Fig. 4.3 Couplage CCE-CCPV sans hacheur du SPV.

4.2.2.3 Couplage sans SPV

Kahla et al. [58], ont proposé une autre configuration qui permet de gérer la puissance des batteries en utilisant un convertisseur buck-boost bidirectionnel en courant (voir figure 4.4). Dans ce cas, le système hybride perd l'avantage d'exploitation de l'énergie solaire en tant que source alternative pour remplacer et/ou renforcer la puissance éolienne. Cette topologie, malgré qu'elle offre la possibilité de contrôler la puissance des batteries, elle ne permet pas de bénéficier de la complémentarité des deux sources d'énergie du compromis vent-soleil.

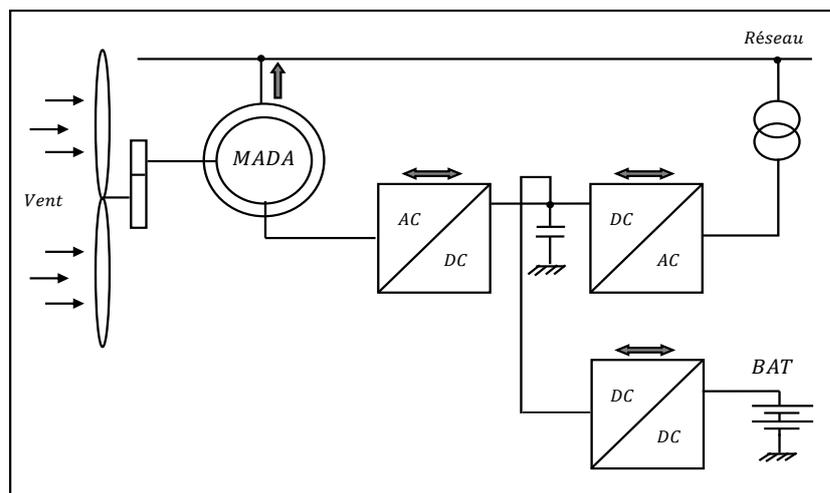


Fig. 4.4 Couplage CCE-USB sans SPV.

4.2.2.4 Couplage complet

L'objectif principal de cette topologie proposée dans ce travail (voir figure 4.5) est de garantir une meilleure gestion de l'énergie produite par le SH (maximiser le niveau de

production, améliorer la qualité d'énergie, avoir la possibilité de stockage et exploiter au maximum la capacité énergétique des convertisseurs disponibles). Ainsi, cette configuration permet de réaliser un couplage optimal des trois parties (CCE, CCPV et USB) permettant une bonne gestion énergétique du système pour les différents modes de fonctionnement (MPPT, commande découplée des puissances). De plus, la supervision globale du SH permet d'améliorer la qualité d'énergie totale et d'assurer son adaptation aux besoins du réseau tout en respectant le caractère intermittent des sources à énergies renouvelables.

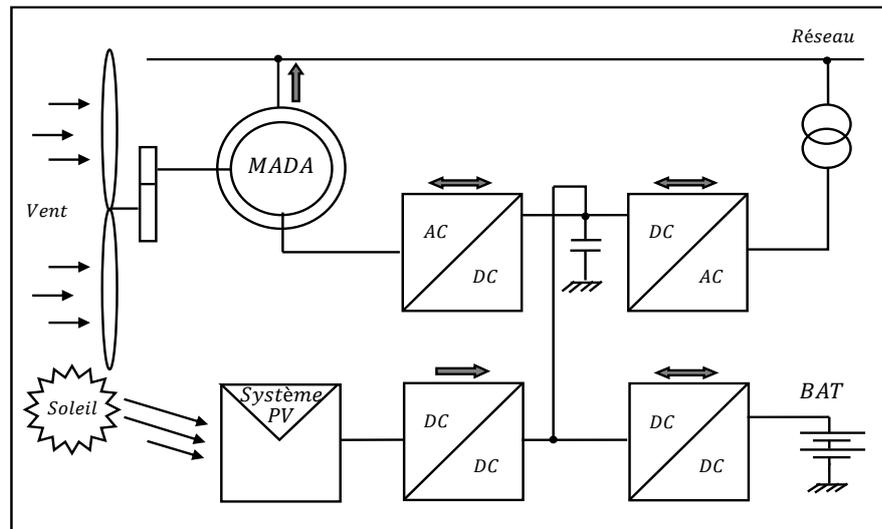


Fig. 4.5 Couplage complet CCE-CCPV-USB.

Ce système hybride proposé, associé à la stratégie de commande et de gestion de puissance dédiée, offre les avantages suivants :

- Réduction du nombre et/ou de la taille des convertisseurs et de leurs circuits de commande associés, et donc le coût global du système ;
- Exploitation meilleure du convertisseur côté réseau de la chaîne de conversion éolienne à travers lequel la puissance du SPV circule (notamment autour du régime de synchronisme ou pour les fonctionnements à faible vitesse du vent) ;
- Minimisation des fluctuations de la puissance moyenne injectée au réseau ;
- Assurance de la continuité de production de l'énergie électrique tout au long de la journée et au fil des saisons (contrairement aux systèmes alimentés uniquement par une source photovoltaïque ou uniquement par une source éolienne sans système de stockage par batteries) ;
- Possibilité de stockage d'énergie avec le contrôle du SOC des batteries, ce qui permet par conséquent, d'augmenter les performances du système.

En contrepartie de ces avantages cités ci-dessus, cette topologie d'hybridation proposée est entachée par quelques inconvénients tels que le risque de perdre des quantités importantes de puissances en cas de saturation du convertisseur côté réseau ou bien l'arrêt total du système en cas de défaillance de ce même convertisseur.

4.3 ETUDE STATISTIQUE DU POTENTIEL EOLIEN D'ADRAR ET EVALUATION DE LA PRODUCTIVITE DE L'EOLIENNE ETUDIEE

Comme le sud-ouest algérien est la zone la plus riche en vent et en ensoleillement, la région d'Adrar a présenté pendant les dernières dizaines d'années, une plate forme réelle de recherche pour faire le calcul sur son potentiel renouvelable très important et son adaptation aux données des différents systèmes de production d'énergie électrique renouvelable implantables dans cette zone.

Comme la puissance éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent, alors si on calcule la puissance éolienne moyenne annuelle à partir de la moyenne annuelle de la vitesse du vent, le résultat se trouve sous-estimé. Pour une caractéristique Puissance-Vitesse du vent $P(V)$ et une fonction de distribution de probabilités $dp(V)$, la puissance éolienne moyenne peut être calculée en utilisant l'équation suivante [59] :

$$\bar{P}_v = \int_0^{\infty} P(V)dp(V)dV \quad (4.1)$$

4.3.1 Distribution de probabilités du régime de vent

Normalement, deux distributions de probabilités sont le plus souvent utilisées pour analyser le comportement stochastique du régime de vent d'un endroit donné. La première est la distribution de Rayleigh qui peut caractériser un régime de vent en utilisant seulement un paramètre, la vitesse moyenne du vent (V_m). La deuxième distribution de probabilités est la distribution de Weibull qui exige deux paramètres (facteur d'échelle et facteur de forme). Aussi, elle peut représenter une plage plus large de régimes du vent.

La distribution de Rayleigh est décrite par l'équation suivante [59] :

$$dp(V) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{V}{V_m^2} \right) \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_m} \right)^2\right) \quad (4.2)$$

La figure suivante montre les courbes d'une distribution de Rayleigh pour des vitesses moyennes du vent de 10, 8 et 6 (m/s) :

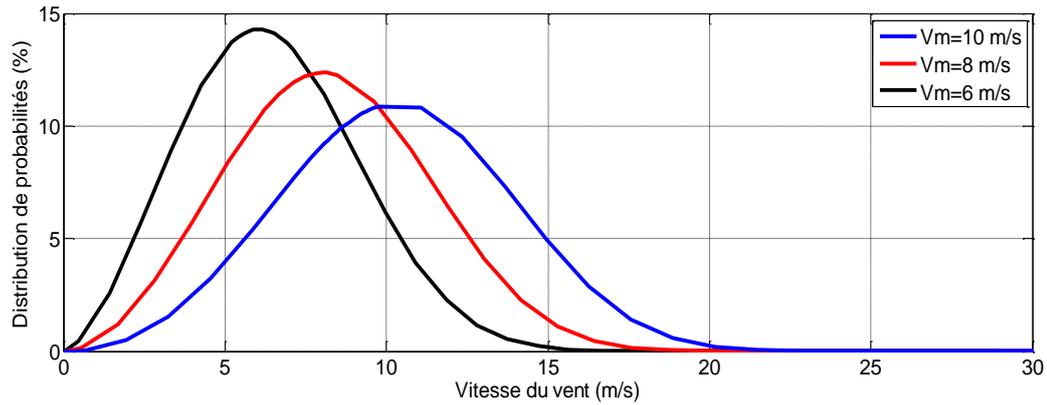


Fig. 4.6 Distribution de Rayleigh pour différentes valeurs moyennes de la vitesse du vent.

D'autre part, la distribution de probabilités de Weibull est exprimée en fonction de son facteur d'échelle (proche de la vitesse moyenne du vent) A et de son facteur de forme k comme le montre l'équation suivante [60] :

$$dp(V) = \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right) \quad (4.3)$$

Pour déterminer les deux facteurs k et A , on peut utiliser les expressions suivantes basées sur la vitesse moyenne du vent et l'écart type des fréquences de vent :

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{V_m}\right)^{-1.090} \quad (4.4)$$

$$A = \frac{2V_m}{\sqrt{\pi}} \quad (4.5)$$

Où σ_v est l'écart type (m/s).

La figure suivante montre la fonction de distribution de Weibull pour différentes valeurs du facteur de forme et pour une même vitesse moyenne du vent de 10 (m/s).

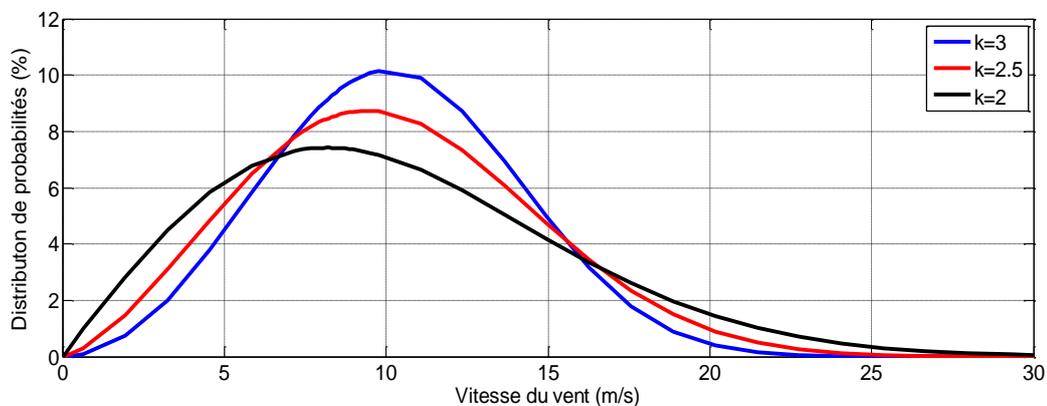


Fig. 4.7 Courbes de la distribution de Weibull pour différentes valeurs du facteur de forme k .

4.3.2 Variation de la vitesse du vent avec l'altitude

La vitesse du vent augmente avec l'altitude par rapport au sol. En général, les données météorologiques du vent sont fournies pour une altitude de 10 m alors que l'altitude des éoliennes est supérieure à 85 m (Cas de l'éolienne étudiée, voir l'Annexe). Il est donc nécessaire de disposer d'une méthode pour transposer les vitesses du vent à 10 m en vitesses du vent à l'altitude envisagée pour l'éolienne (85 m). Pour ce faire, nous avons opté pour la méthode basée sur la loi logarithmique (équation 4.6) comme l'une des méthodes les plus utilisées dans ce contexte traité d'une manière profonde par *Justus* et *Mikhail* qui ont proposé plusieurs méthodes concernant ce sujet [14], [17].

$$V_h = V_{10} \frac{\ln\left(\frac{h}{\delta}\right)}{\ln\left(\frac{10}{\delta}\right)} \quad (4.6)$$

Avec :

δ : Rugosité en m ;

V_h : Vitesse du vent à hauteur de mesure en (m/s) ;

V_{10} : Vitesse du vent à $h=10$ m du sol en (m/s).

La valeur de la rugosité est une fonction des obstacles ou de l'environnement. Le tableau (4.1), résume quelques valeurs de la rugosité pour diverses natures du sol.

Tableau 4.1 Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement [60]

Nature du sol	Rugosité
Surface d'un plan d'eau	0.002
Terrain vague avec surface lisse (piste de décollage, gazon entretenu, ...)	0.0024
Zone agricole sans barrière ni haie, parsemée d'habitations éparses sur un relief de collines douces	0.003
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 1250 m	0.055
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 500 m	0.1
Zone agricole avec de nombreux bâtiments, ou des haies de 8 mètres espacées de 250 m	0.2
Grandes villes avec bâtiments hauts	0.8
Très grandes villes avec de grands immeubles de gratte-ciel	1.6

4.3.3 Variations des paramètres de Weibull avec l'altitude

Pour faire l'extrapolation verticale de la distribution de la vitesse du vent, on est obligé de faire l'extrapolation des paramètres de Weibull, facteur de forme et facteur d'échelle. Pour ce faire, on a eu recours à une méthode souvent utilisée (proposée par *Justus* et *Mikhaiel*) pour les altitudes supérieures à 40 m dans les régions semi-arides [17], [61]. Elle consiste à extrapoler les facteurs de forme k et d'échelle A par les équations suivantes :

$$k_h = k_{10} \times \frac{1 - 0.0881 \times \ln\left(\frac{10}{h}\right)}{1 - 0.0881 \times \ln\left(\frac{10}{10}\right)} \quad (4.7)$$

$$A_h = A_{10} \times \left(\frac{h}{10}\right)^{n_w} \quad (4.8)$$

Avec :

k_h et A_h : Facteur de forme et facteur d'échelle à hauteur de mesure ;

k_{10} et A_{10} : Facteur de forme et facteur d'échelle à une hauteur $h=10$ m du sol ;

n_w : Indice calculé comme suit :

$$n_w = \frac{0.37 - 0.0881 \times \ln(A_{10})}{1 - 0.0881 \times \ln\left(\frac{10}{10}\right)} \quad (4.9)$$

4.3.4 Distribution de Weibull de la vitesse de vent à Adrar

Le tableau (4.2) présente une extrapolation verticale de la distribution de la vitesse du vent de 10 à 85 m (hauteur de l'éolienne étudiée) et la figure (4.8) montre la distribution de Weibull pour ces deux hauteurs (10 m et 85 m) du site d'Adrar (Latitude : 28.7358°, Longitude : 0.2367°).

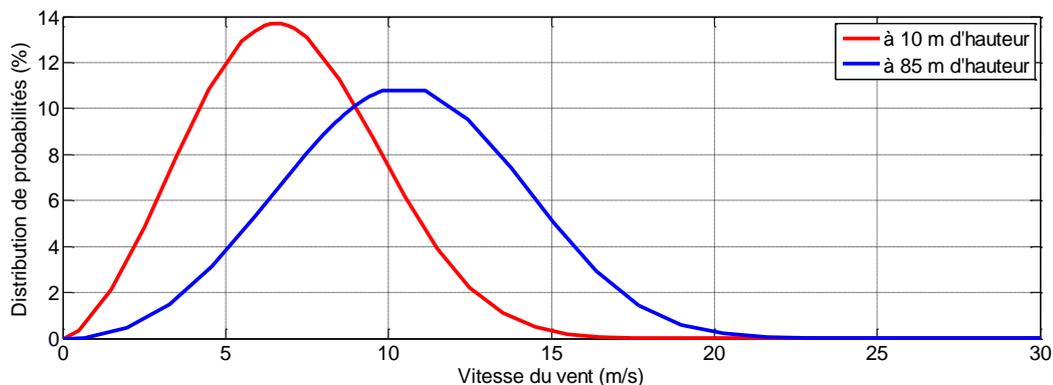


Fig. 4.8 Distribution de Weibull de la vitesse du vent du site d'Adrar pour deux hauteurs différentes.

Tableau 4.2 Extrapolation verticale de la distribution de la vitesse du vent à Adrar

Vitesse du vent (m/s)	Hauteur de 10 (m)		Hauteur de 85 (m)	
	Fréquence de Weibull (%)		Fréquence de Weibull (%)	
0.5	0.34		0.04	
1.5	2.13		0.30	
2.5	4.84		0.87	
3.5	7.95		1.75	
4.5	10.84		3.05	
5.5	12.91		4.60	
6.5	13.69		6.30	
7.5	13.07		8.05	
8.5	11.27		9.60	
9.5	8.77		10.45	
10.5	6.16		10.80	
11.5	3.90		10.45	
12.5	2.20		9.45	
13.5	1.14		7.85	
14.5	0.50		6.05	
15.5	0.20		4.30	
16.5	0.07		2.78	
17.5	0.02		1.65	
18.5	0.00		0.90	
19.5	0.00		0.45	
20.5	0.00		0.18	
21.5	0.00		0.04	
22.5	0.00		0.02	
23.5	0.00		0.01	
24.5	0.00		0.00	
25.5	0.00		0.00	

V_m (m/s) à 10 (m)	Paramètres de Weibull à 10 (m) [60]		V_m (m/s) à 85 (m)	Paramètres de Weibull à 85 (m)	
	A (m/s)	k		A (m/s)	k
6.9			10.5		
	7.8	2.68		11.69	3.3

4.3.5 Evaluation de la productivité de l'éolienne étudiée sur un site d'Adrar

Afin de bien évaluer la productivité de l'éolienne General Electric (GE) de 1.5 MW prise comme exemple d'étude, sur un site de la zone d'Adrar, nous avons besoin premièrement de savoir ses caractéristiques de puissance générée et vitesse de rotation mécanique en fonction de la vitesse du vent. Celles-ci sont illustrées par la figure (4.9).

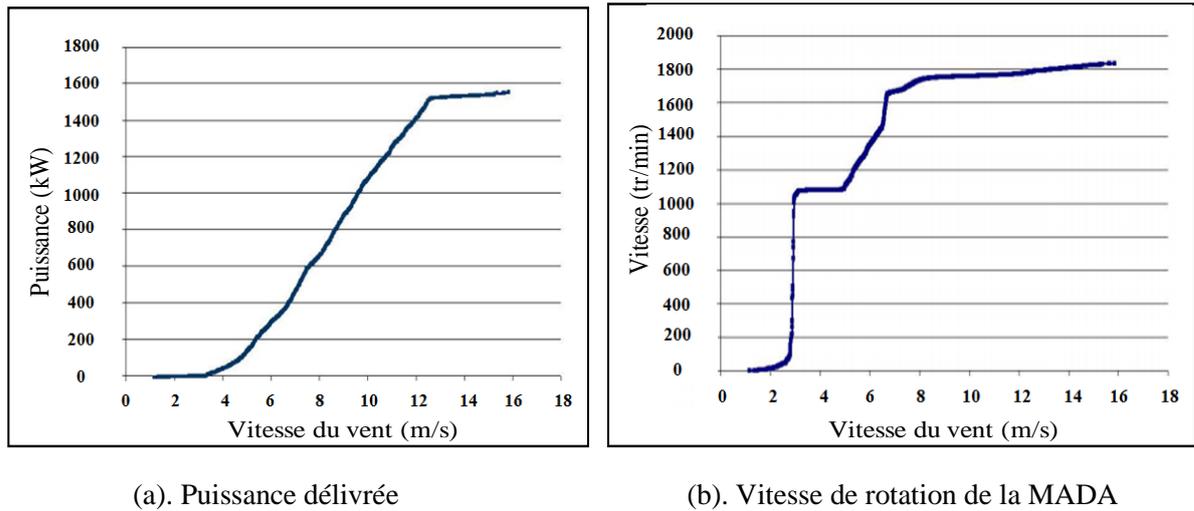


Fig. 4.9 Caractéristiques de puissance délivrée et vitesse de rotation de l'éolienne GE 1.5 MW en fonction de la vitesse du vent [40].

Evaluons maintenant la productivité de l'éolienne étudiée sur un site d'Adrar en se basant sur une analyse statistique de Weibull. En partant de la caractéristique de puissance générée par l'éolienne (voir figure 4.9.a) et de la distribution de la vitesse du vent à une hauteur de 85 m (voir tableau 4.2), nous avons utilisé l'application « Swiss Wind Power Data Website (SWPDW) » financée par « Swiss Federal Office of Energy (SFOE) » [62], pour tracer sur la même figure (4.10), la courbe de distribution de la vitesse du vent, la courbe de la puissance générée et la distribution de la production d'énergie de l'éolienne étudiée installée dans la région d'Adrar. D'où, nous avons déduit par calcul la production d'électricité pendant une année et le facteur de capacité de production de cette éolienne (voir tableau 4.3).

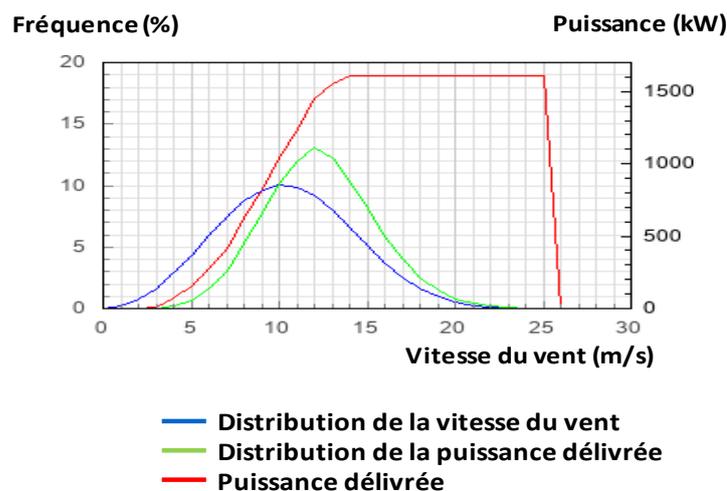


Fig. 4.10 Quelques caractéristiques statistiques de l'éolienne GE 1.5 MW évaluées sur un site d'Adrar.

Tableau 4.3 Analyse statistique de Weibull de l'éolienne GE 1.5 MW et estimation de sa production sur un site d'Adrar

Caractéristique de la puissance totale délivrée par l'éolienne GE 1.5 MW					
Vitesse du vent (m/s)	Puissance totale produite (kW)	Vitesse du vent (m/s)	Puissance totale produite (kW)	Vitesse du vent (m/s)	Puissance totale produite (kW)
1	0	11	1200	21	1550
2	0	12	1400	22	1550
3	5.7	13	1500	23	1550
4	68.5	14	1550	24	1550
5	150	15	1550	25	1550
6	270	16	1550	26	0
7	400	17	1550	27	0
8	600	18	1550	28	0
9	800	19	1550	29	0
10	1000	20	1550	30	0

Quelques caractéristiques statistiques de l'éolienne étudiée sur un site d'Adrar	
Capacité de production de l'éolienne	1550 kW
Energie produite	8 926 736 kWh/an
Facteur de capacité	65.7 %
Heures de pleine charge	5 755 h/an
Heures de fonctionnement	8 674 h/an

Le facteur de capacité de production est défini comme étant le rapport entre la production annuelle et la production maximale techniquement possible d'une éolienne. Il convient de noter que les éoliennes sont conçues pour générer autant d'électricité que possible pour une certaine vitesse de vent. Pour cette application (voir tableau 4.3), une valeur de 65.7 % est considérée comme un facteur de capacité de production satisfaisant en termes d'exploitation de l'énergie éolienne.

Passons maintenant à l'évaluation de la productivité de la chaîne rotorique de l'éolienne étudiée en se basant sur une analyse statistique de Weibull. Afin d'évaluer le facteur de capacité de production du convertisseur rotorique back to back et donc de la chaîne rotorique de la MADA, il est nécessaire de refaire l'analyse statistique précédente de Weibull uniquement sur le rotor pour cette fois. Pour ce faire, la puissance du rotor pour chaque valeur de la vitesse du vent doit être calculée en fonction de la puissance totale de la MADA et de son glissement (c'est-à-dire sa vitesse de rotation). Ce dernier peut être déterminé pour chaque vitesse du vent en utilisant la caractéristique mécanique de la turbine (voir figure

4.9.b). La figure (4.11) illustre, en même temps, la courbe de distribution de la vitesse du vent, la courbe de la puissance du rotor et la courbe de distribution de la puissance rotorique de l'éolienne étudiée installée dans la région d'Adrar. De plus, le tableau (4.4) résume les résultats obtenus par une analyse statistique et un calcul de la production rotorique de cette même éolienne en considérant des données d'un site d'Adrar.

Tableau 4.4 Analyse statistique de Weibull de la production rotorique de l'éolienne GE 1.5 MW et estimation de cette production au site d'Adrar

Caractéristique de la puissance rotorique de l'éolienne GE 1.5 MW					
Vitesse de vent (m/s)	Puissance rotorique (kW)	Vitesse de vent (m/s)	Puissance rotorique (kW)	Vitesse de vent (m/s)	Puissance rotorique (kW)
1	0	11	208	21	341
2	0	12	252	22	341
3	-4.385	13	310	23	341
4	-18.34	14	319.56	24	341
5	-39.73	15	341	25	341
6	-44.81	16	341	26	0
7	26.726	17	341	27	0
8	80.113	18	341	28	0
9	122.79	19	341	29	0
10	166.76	20	341	30	0

Quelques caractéristiques statistiques de la chaîne rotorique de l'éolienne étudiée	
Capacité rotorique de production	341 kW
Energie rotorique totale	1 568 130 kWh/an
Energie rotorique produite (Sans prendre en considération la partie négative de la puissance rotorique)	1 613 359 kWh/an
Facteur de capacité total de la production rotorique	52.5 %
Facteur de capacité de la production rotorique (mode de production)	54.0 %
Heures de pleine charge	4 595 h/an
Heures de fonctionnement (totales)	8 674 h/an
Heures de fonctionnement (mode de production)	7 376 h/an

Il est important de préciser que les valeurs négatives de la de puissance rotorique présentées dans le tableau (4.4) signifient que le flux de cette puissance est dirigé vers le rotor (consommation). Quand la vitesse du vent dépasse la valeur de 6.8 m/s qui correspond à la

vitesse de synchronisme, cette puissance devient positive, ce qui indique que le rotor fonctionne en mode de production.

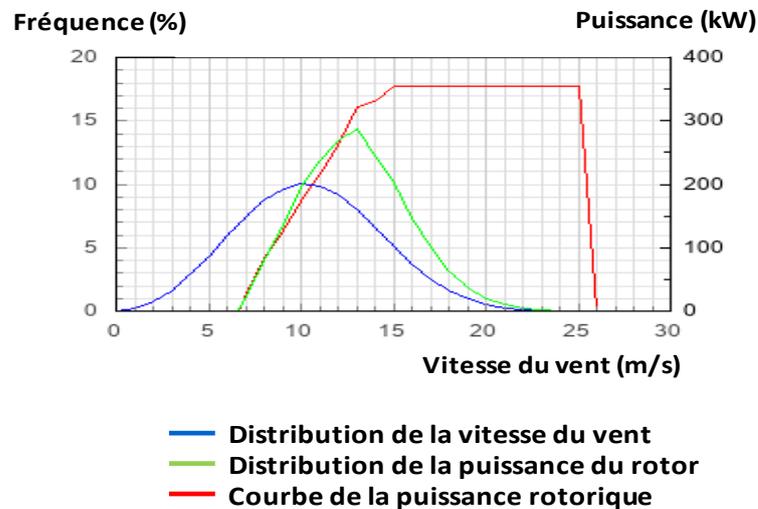


Fig. 4.11 Quelques caractéristiques statistiques de la chaîne rotorique de l'éolienne GE 1.5 MW évaluées sur un site d'Adrar.

Intéressons nous maintenant au taux d'exploitation du convertisseur rotorique back to back (nous nous limiterons à l'étude du Convertisseur Côté Réseau (CCR), car c'est lui qui va être le plus sollicité à véhiculer de la puissance en plus à partir du SPV ou de l'USB dans le cas du SH proposé). Pour évaluer ce taux, il est nécessaire de calculer l'énergie annuelle complète de ce convertisseur qui est conçu pour assurer un flux de puissance maximale de 500 kW égale à sa puissance apparente nominale. Cette énergie maximale peut être calculée comme suit :

$$E_{CCR} = P_{CCR} \times 24 \times 365 = 500 \times 24 \times 365 = 4\,380\,000 \text{ (kWh/an)} \quad (4.10)$$

Ensuite, l'efficacité énergétique annuelle de ce convertisseur, qui représente son taux d'exploitation, est donnée par le rapport entre l'énergie rotorique produite (voir tableau 4.4) et sa capacité énergétique maximale :

$$\eta_{CCR} = E_{rot}/E_{CCR} = 1\,613\,359/4\,380\,000 = 36.83 \text{ (\%)} \quad (4.11)$$

Il est clair, que le convertisseur rotorique n'est pas bien exploité (36.83%), ce qui incite de réfléchir à améliorer ce niveau d'exploitation par l'intégration d'autres sources d'énergie à la chaîne rotorique. Ceci va permettre l'augmentation de l'efficacité du système sans pour autant redimensionner le CCR. L'hybridation de la CCE avec un SPV connecté au bus continu rotorique constitue une bonne solution pour mieux exploiter le convertisseur rotorique de la CCE. Nous avons proposé le greffage d'une source supplémentaire photovoltaïque de

400 kW qui peut contribuer à augmenter le facteur d'exploitation du convertisseur rotorique. Le raisonnement derrière cette proposition réside dans le fait que le CCR est sous exploité et les deux chaînes (CCE et CCPV) présentent une bonne complémentarité saisonnière et journalière.

Dans ce travail, le système hybride proposé a été étudié aussi sur la base des données du site d'Adrar. Cette zone est également une zone très riche en lumière solaire, ce qui nous permet de greffer une centrale photovoltaïque de 400 kW pour augmenter le degré d'efficacité annuel de la chaîne rotorique de la MADA. En considérant une période d'ensoleillement de 6 heures par jour avec une valeur moyenne d'éclairement de 1000 W/m^2 et une valeur moyenne de température de 25°C , la nouvelle efficacité énergétique annuelle du CCR peut atteindre jusqu'à :

$$\eta_{CCR} = 36.83 + (400 \times 6 \times 365) / 4\,380\,000 = 56.83 \text{ (\%)} \quad (4.12)$$

Bien sûr, ce calcul est majoré, car cela suppose que le CCR puisse moyennement sur les 6 heures de la journée véhiculer les 400 kW du SPV. Ceci, n'est pas toujours possible, car, pour un éclairement de 1000 W/m^2 (c'est-à-dire une puissance de la CCPV de 400 kW) le CCR sera saturé et ne peut pas transmettre toute la puissance disponible une fois la vitesse du vent atteint 8.4 m/s où la production rotorique sera 100 kW. Dans ces conditions, on peut recourir à l'USB pour stocker le surplus d'énergie si possible.

4.4 COMMANDE DU SYSTEME HYBRIDE ETUDIE EN MODE MPPT ET AMELIORATION DE LA QUALITE D'ENERGIE

Le système hybride étudié est supervisé selon deux niveaux, un niveau haut ou global qui concerne la gestion du flux énergétique entre les différentes sources et un niveau bas ou local dédié à contrôler chaque source en utilisant ses propres boucles de régulation. Cette stratégie de commande garantit une gestion d'énergie du SH en deux modes de fonctionnement. Le premier permet d'assurer un fonctionnement en mode MPPT pour les deux sources (éolienne et photovoltaïque), tandis que le deuxième mode vise l'amélioration de la qualité d'énergie globale du SH en réduisant les fluctuations de la puissance de sortie tout en respectant les différentes conditions météorologiques.

La deuxième stratégie envisagée, offre la possibilité de lisser la puissance selon trois techniques d'amélioration de la qualité d'énergie. La première technique permet d'injecter un niveau de puissance donné au réseau en commandant la CCE en mode MPPT et en pilotant le SPV pour assurer le lissage de la puissance totale. Cette technique joue bien son rôle

d'amélioration de la qualité d'énergie, mais au détriment de perdre une grande partie de l'énergie photovoltaïque. Ceci, mène à une mal exploitation du SPV; surtout dans le cas des grandes vitesses du vent caractérisées par une forte fluctuation de la puissance de la CCE. Pour résoudre ce problème, une deuxième technique est proposée pour lisser la puissance totale produite, en se basant sur une connaissance a priori des valeurs moyennes des puissances qui peuvent être générées par la CCE ainsi que le SPV, correspondant aux conditions météorologiques (ensoleillement et vitesse du vent). Dans ce cas, la CCE fonctionne aussi en mode MPPT et le SPV est contrôlé d'une manière à assurer un maximum moyen de production et garantir en même temps un lissage de la puissance totale produite par le système hybride. Cette dernière technique consiste à faire fonctionner le SPV en mode MPPT modifiée basé sur la répartition de la production de la source PV en deux parties, l'une est moyennement constante et participe à augmenter la production globale du SH, tandis que l'autre est fluctuante et participe à compenser les fluctuations rapides de la puissance éolienne dues aux rafales rapides de la vitesse du vent.

La troisième technique proposée, avantageuse et efficace en termes d'amélioration de la quantité et de la qualité d'énergie (relativement aux deux techniques précédentes), permet de faire fonctionner les deux sources éolienne et photovoltaïque en mode MPPT, tout en améliorant la qualité de l'énergie en utilisant une unité de stockage par batteries. Cette dernière permet de stocker l'excès d'énergie ou récupérer l'énergie déjà stockée en cas de besoin. Dans cette technique, le niveau de charge des batteries (State Of Charge ou SOC) est contrôlé dans une fourchette admissible; avant de diminuer le niveau de production de l'une des deux sources éolienne ou photovoltaïque dans le cas échéant.

Le système hybride étudié (CCE-CCPV-USB) et ses boucles de commande ont été implémentés sous l'environnement MATLAB pour vérifier l'intérêt de la topologie d'hybridation proposée en termes d'amélioration du degré d'exploitation des convertisseurs disponibles et de la qualité d'énergie. En outre, pour vérifier également, l'efficacité de la stratégie de contrôle proposée (en particulier le mode MPPT modifié) qui sera évaluée en termes de quantité/qualité d'énergie. Dans la section suivante, les résultats de simulation obtenus sont présentés et discutés.

4.4.1 Etude d'un SH composé des deux chaînes CCE et CCPV couplée en parallèle

Le système hybride présenté dans la section (4.2.1) et illustré par la figure (4.1), est supposé connecté au bus infini d'un réseau électrique triphasé, équilibré et très puissant.

Initialement, le système hybride fonctionne à son point optimal correspondant aux conditions météorologiques initiales suivantes : ($V=7$ m/s, $T=25$ °C et $G=1000$ W/m²). Dans cette situation, les deux systèmes éolien et photovoltaïque produisent les puissances maximales possibles. Ensuite, la vitesse du vent change de valeur selon le profil présenté par la figure (4.12) et la température et l'éclairement changent de valeurs selon les profils de la figure (4.13). Ceci engendre des valeurs de référence de puissance variables correspondant à ces profils en mode de fonctionnement MPPT.

Il est important de noter que dans nos résultats de simulation, les puissances générées par les deux chaînes de conversion du système hybride prennent des valeurs négatives, tandis que les puissances absorbées prennent des valeurs positives. Cette convention de signe est adaptée au modèle de la MADA, établi pour un fonctionnement « moteur », où le couple aérodynamique appliqué à la machine est inversé pour assurer le fonctionnement « génératrice ». Pour les autres parties du SH tels que le SPV et les batteries, les références des puissances produites sont également prises négatives pour garder la même convention de signe utilisée pour la MADA.

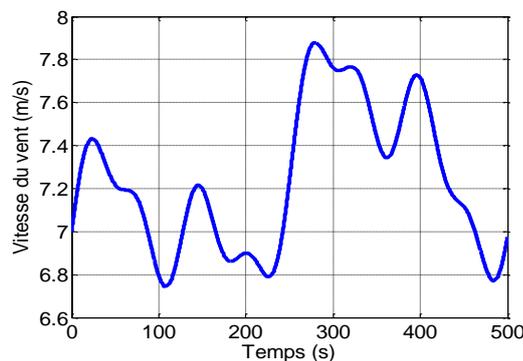
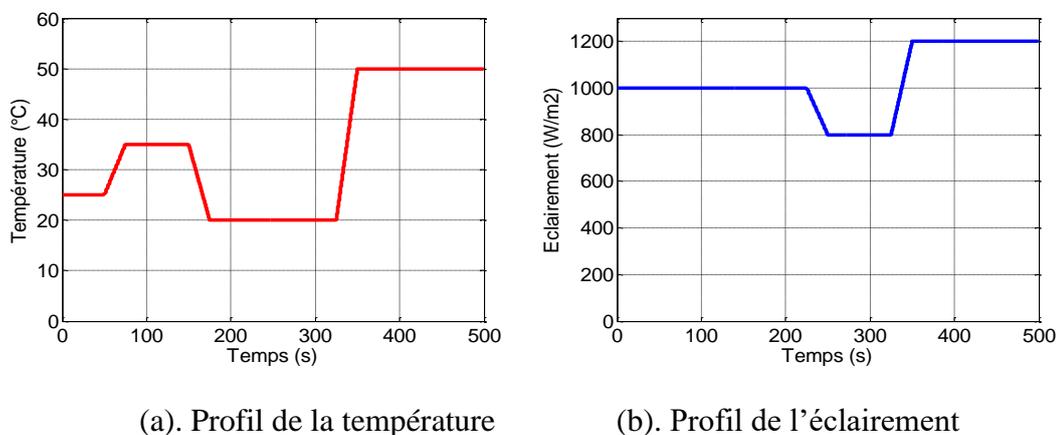


Fig. 4.12 Profil de la vitesse de vent appliqué à la CCE étudiée.



(a). Profil de la température

(b). Profil de l'éclairement

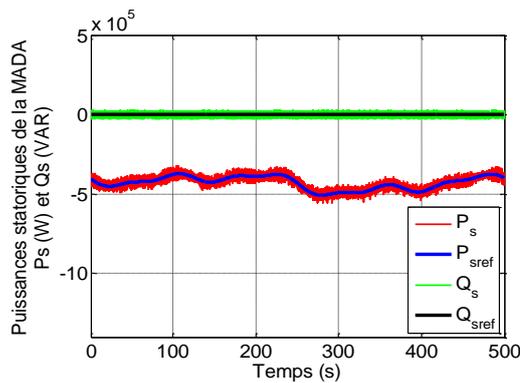
Fig. 4.13 Profils de la température et de l'éclairement appliqués à la CCPV étudiée.

Les résultats de simulation obtenus dans ces conditions météorologiques et concernant les différents modes de fonctionnement proposés, sont présentés dans les sections suivantes.

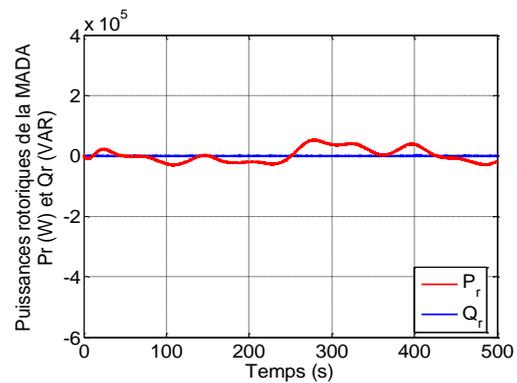
4.4.1.1 Fonctionnement en mode MPPT conventionnel

La technique MPPT utilisée ici pour la gestion de la CCPV repose sur l'utilisation d'une cellule pilote installée au niveau de champ photovoltaïque. Elle est utilisée pour estimer en temps réel la puissance du point optimal quelque soient l'illumination et la température, et d'en déduire la valeur de la commande du système PV comme l'indique la figure (3.19) du chapitre (3). La même idée est appliquée à l'éolienne, où la mesure en temps réel de la vitesse du vent est utilisée pour calculer la référence de la puissance active maximale qui peut être produite par la CCE comme l'indique la figure (2.25) du chapitre (2).

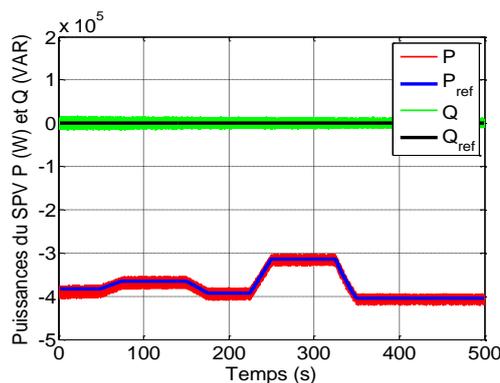
La figure (4.14) montre successivement les courbes des puissances générées par les deux chaînes CCE et CCPV et par le SH complet fonctionnant en mode MPPT conventionnel.



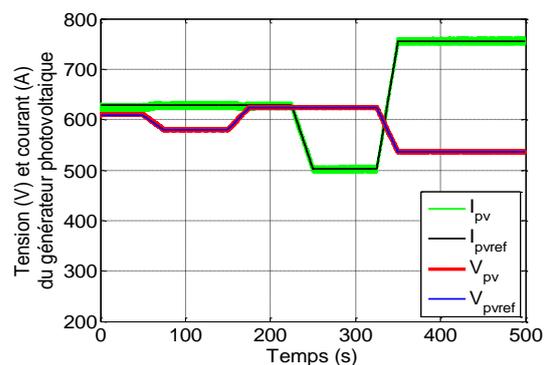
(a). Puissances statoriques de la MADA



(b). Puissances rotoriques de la MADA



(c). Puissances de la CCPV



(d) Tension et courant du GPV

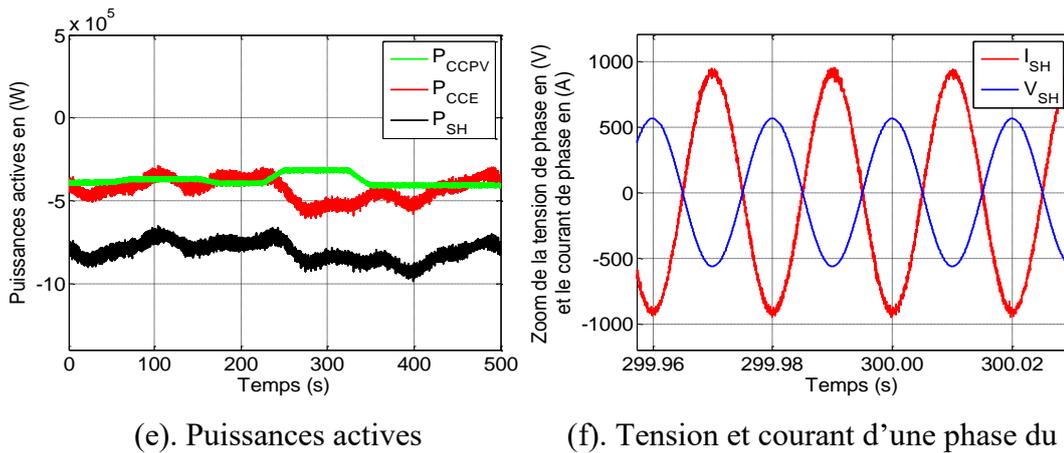


Fig. 4.14 Résultats de simulation d'un SH (composé d'une CCE et d'une CCPV couplées en parallèle) fonctionnant en mode MPPT conventionnel.

Notons d'après ces résultats que les deux chaînes constituant le SH (la CCE et la CCPV) fonctionnent bien en mode MPPT et délivrent leurs puissances maximales en temps réel. Dans ce cas, la nature de la puissance délivrée par le SH est très fluctuante et ne répond pas à l'exigence du réseau électrique en termes de qualité d'énergie.

4.4.1.2 Fonctionnement en mode d'amélioration de la qualité d'énergie

Dans ce mode, le SH est géré pour injecter une puissance d'une qualité meilleure dans le réseau, de deux manières différentes. La première technique que nous proposons, consiste à délivrer un niveau de puissance bien déterminée selon le besoin de réseau et en respectant bien sûr les contraintes en puissance exigées par les conditions météorologiques. La seconde technique est proposée pour modifier le mode MPPT classique de façon à réaliser un bon compromis entre le niveau de production et la qualité de l'énergie produite par le SH. Dans les deux cas, la CCE (de dynamique relativement lente) est pilotée en mode MPPT classique, tandis que la CCPV (de dynamique rapide) est utilisée pour le lissage de la puissance totale à la sortie du SH.

4.4.1.2.1 Production de différents niveaux de puissance lisse

Pour les mêmes profils de la vitesse du vent présenté à la figure (4.12), de température et d'éclairement présentés à la figure (4.13), la puissance totale produite par le SH devra suivre sa commande (puissance requise par le réseau électrique) en respectant les limites en puissance imposées par les conditions météorologiques. Dans ce cas, la puissance active totale produite par le SH et sa limite maximale ($P_{SHmax} = P_{CCEmax} + P_{CCPVmax}$) sont représentées

par la figure (4.15.a), tandis que les puissances actives de la CCPV, de la CCE et du SH sont montrées simultanément sur la figure (4.15.b).

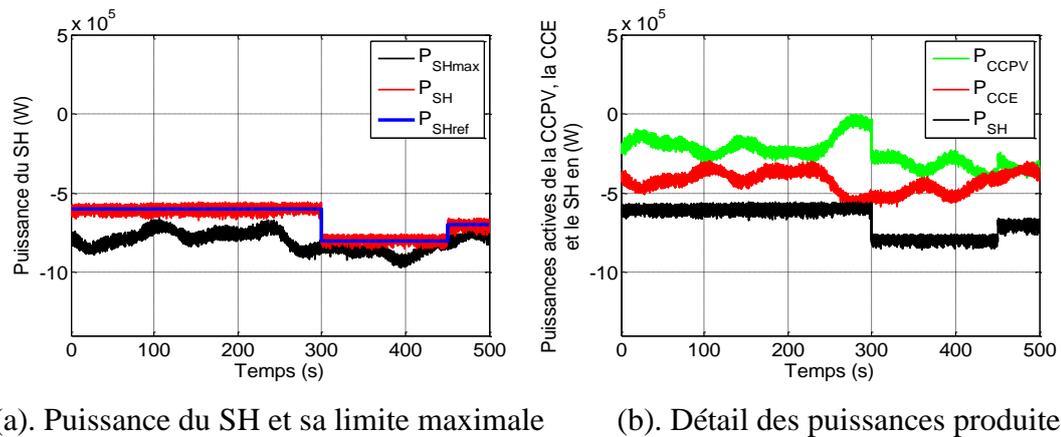


Fig. 4.15 Production de différents niveaux de puissance lisse par le SH.

On peut remarquer que cette technique de gestion d'énergie permet au système hybride de produire une puissance active lisse. Initialement, les deux chaînes (la CCE et la CCPV) fournissent une puissance active de 600 kW pendant 300 s. Ensuite, elles produisent une puissance de 800 kW entre 300 s et 450 s et finalement une puissance de 700 kW à partir de 450 s. Notons aussi que la puissance totale du SH doit rester toujours en dessus de la puissance maximale disponible (P_{SHmax}). Cette technique, malgré qu'elle a bien lissé la puissance à la sortie du SH, elle reste primitive et ne permet pas une bonne exploitation de la puissance de la CCPV qui est utilisée tout simplement pour compenser les fluctuations de la puissance de la CCE.

4.4.1.2.2 Mode MPPT modifié pour un bon compromis quantité/qualité d'énergie

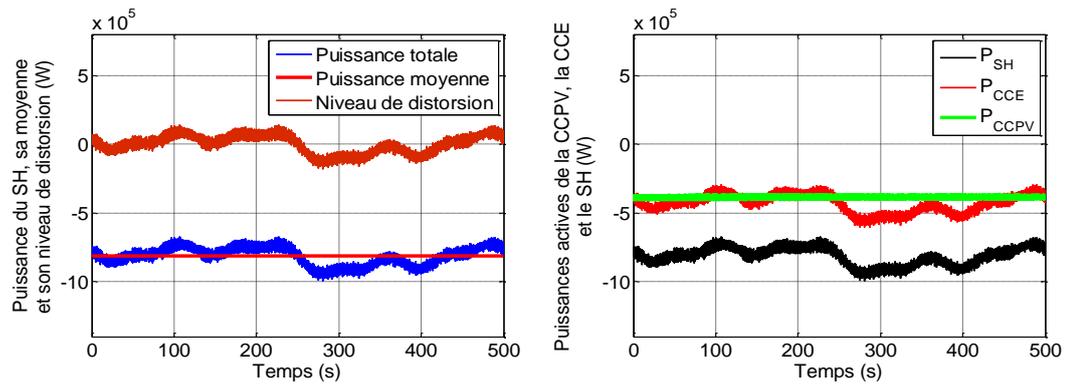
Pour améliorer simultanément les performances du SH en termes de quantité et de qualité d'énergie produite, le mode de fonctionnement MPPT précédent est modifié pour traiter ce dilemme. Dans ce cas, une partie de la puissance PV disponible est utilisée pour compenser les fluctuations de la puissance totale produite par le SH résultant de la fluctuation de la puissance éolienne (due aux rafales de vent). Cette puissance mobilisée pour le lissage de la puissance du SH dépend de la bande (ΔP_{CCE}) dans laquelle varie la puissance éolienne. Tandis qu'une autre partie de la puissance PV est exploitée pour augmenter le niveau de production du SH. Cette technique est réalisée en considérant une variation de l'illumination du soleil lente et légère (Ceci est le cas pendant la majorité des jours sans nuages de la zone saharienne d'Adrar) comparativement à la variation rapide et stochastique de la vitesse du vent.

Dans ce mode baptisé MPPT modifiée, la référence de la puissance PV est divisée en deux composantes. La première est une composante fluctuante utilisée pour compenser les changements rapides de la puissance éolienne de la CCE qui reste toujours fonctionnant en mode MPPT classique. Et la seconde composante qui est égale à $(P_{CCPVmax} - \Delta P_{CCE})$, contribuera à augmenter le niveau de la puissance totale produite par le SH. Cette technique proposée assure la réduction des fluctuations contenues dans la puissance totale produite par le SH, tout en élevant au maximum possible le niveau de production.

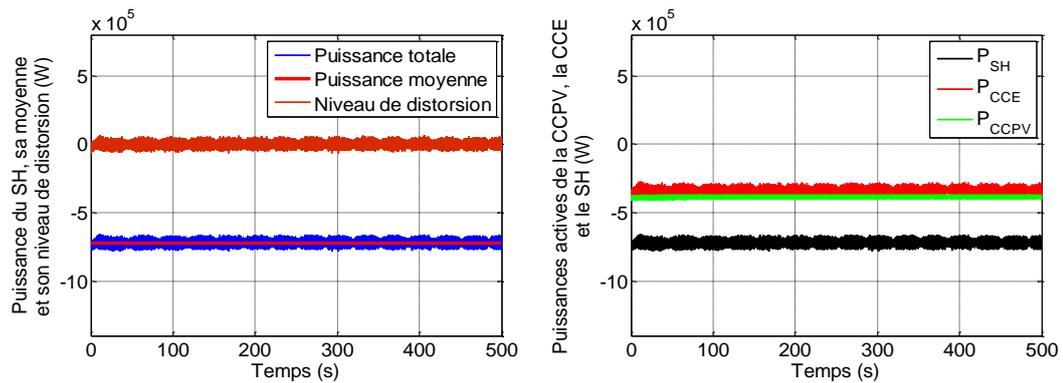
Intéressons nous maintenant, pour une température et une illumination constantes ($T=25^{\circ}\text{C}$ et $G=1000\text{W}/\text{m}^2$), à évaluer l'efficacité de cette technique proposée (mode MPPT modifié) en termes de quantité et de qualité de la puissance produite par le SH et la comparer avec celles de deux modes de fonctionnement (mode MPPT conventionnel qui maximise la production sans considérer l'aspect qualité, et mode de fonctionnement basé sur la Production du Minimum Sûr Disponible (PMSD) des puissances éolienne et photovoltaïque, qui assure la bonne qualité de la production au détriment de la quantité d'énergie). Dans le premier cas, les deux chaînes CCE et CCPV fonctionnent en mode MPPT. Donc, le SPV ne contribue pas à la minimisation des fluctuations des puissances, comme le montre la figure (4.16.a). Il est évident que le SPV ne produit qu'une composante constante (correspondant aux conditions météorologiques constantes appliquées) qui s'ajoute à la puissance produite par le système éolien. Dans le cas du mode PMSD (voir figure 4.16.b), les deux systèmes éolien et photovoltaïque produisent des puissances lisses qui correspondent aux minimums sûrs disponibles des puissances éolienne et photovoltaïque.

Dans le cas du mode MPPT modifié (voir figure 4.16.c), le SPV contribue à améliorer la qualité totale de la puissance produite par le SH grâce à une partie de sa puissance disponible, tout en augmentant le niveau de la puissance produite par l'utilisation de la partie résiduelle. Les paramètres de commande de cette technique doivent être actualisés au fil de la journée, pour produire différents niveaux de puissance lisse et maximale en fonction des variations des conditions météorologiques.

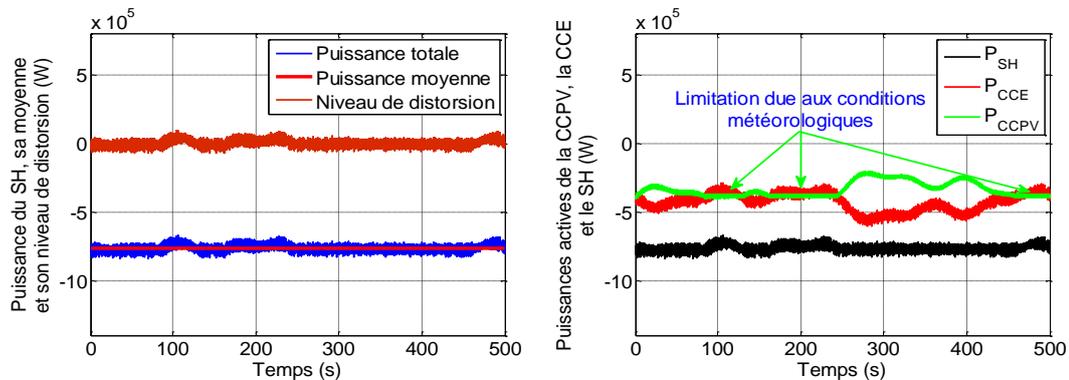
Pour quantifier l'efficacité de ces trois stratégies de gestion d'énergie présentées, certains indices de performance (puissance moyenne produite par le SH, taux de distorsion et degré d'exploitation de la puissance totale du SH) sont calculés et présentés dans le tableau (4.5).



(a). Cas du mode MPPT classique



(b). Cas de production du minimum sûr disponible de la puissance



(c). Cas du mode MPPT modifié

Fig. 4.16 Résultats de simulation d'un SH (composé d'une CCE et d'une CCPV connectées en parallèle) pour différents modes de fonctionnement.

Tableau 4.5 Performances des trois techniques de gestion de puissance du SH étudié

	Puissance moyenne (MW)	Taux de distorsion (%)	Degré d'exploitation par rapport à la puissance maximale disponible (%)
Mode MPPT classique	-0.814	6.75	100
Mode PMSD	-0.720	1.68	88.45
Mode MPPT modifié	-0.765	2.20	93.98

D'après les résultats présentés dans le tableau (4.5), nous remarquons que le dernier cas, correspondant au fonctionnement en mode MPPT modifié, présente un bon compromis quantité-qualité d'énergie produite. En effet, ce mode permet de produire une puissance moyenne considérable (environ 94% de la puissance disponible) avec moins de fluctuations (2.2% de distorsion).

Afin de présenter l'intérêt économique d'une telle étude, le tableau (4.6) présente une estimation annuelle du bénéfice qui peut être obtenu en appliquant ces techniques de gestion d'énergie au système étudié supposé implanté dans la région d'Adrar où la moyenne annuelle de l'éclairement globale sur une surface horizontale dépasse 2200 kWh/m² (voir figure 1.7) et la disponibilité de probabilités des vitesses de vent conformes aux celles de la turbines sujet d'étude (fonctionnant de 4 à 25 m/s) présente 60% de toute la gamme des vitesses disponibles à la hauteur de 85 m (de 0 à 25 m/s), (voir figure 4.8). Nous avons considéré que le SPV est exploité uniquement pendant une durée moyenne de 6 heures par jour avec une température moyenne de 25°C et une illumination moyenne de 1000W/m² et que le système éolien est exploité pour une durée moyenne de 14 heures par jour. Le reste des heures par jour concerne la prise en compte de la probabilité d'absence d'illumination, du vent, ou encore les opérations de maintenance.

Tableau 4.6 Estimation du bénéfice de la production du SH étudié
(Cas du mode MPPT modifié)

	Puissance moyenne (MW)	Niveau de participation à la production (%)	Temps d'exploitation par jour (h)	Prix du kWh en Algérie (USD)	Bénéfice annuel (USD)
CCPV	-0.324	42.35	6	≈ 0.033	23 415
CCE	-0.441	57.65	14	≈ 0.033	74 365
SH	-0.765	100	/	≈ 0.033	97 780

En considérant un prix moyen de 5 DA (environ 0.033 USD) pour un kWh de puissance en Algérie, une exploitation du SH à Adrar, devrait assurer un bénéfice financier de 97 780 USD (14 667 000 DA) par an (Sans tenir compte des coûts d'installation et de gestion du système). Ce résultat incitera et encouragera les différents acteurs de l'énergie électrique à exploiter ce type de système en Algérie afin de participer à atteindre le niveau de production prévu par le gouvernement de 13575 MW de puissance PV et de 5010 MW de puissance éolienne à l'horizon 2030 [41].

4.4.2 Etude d'un SH à couplage interconnecté des CCE, CCPV et USB

De même, la stratégie appliquée au SH interconnecté (voir figure 4.5) a pour but de réaliser la gestion de l'énergie produite dans le cas de deux modes d'opération. Le premier, vise un fonctionnement en mode MPPT des deux sources (éolienne et PV) en absence des batteries. Tandis que, le deuxième mode a pour objectif la réduction des fluctuations de la puissance à la sortie du SH pour différentes conditions météorologiques. Cette seconde stratégie envisagée, offre la possibilité de lisser la puissance selon trois techniques. La première technique permet de produire un niveau de puissance défini par le gestionnaire de réseau en faisant fonctionner la CCE en mode MPPT et en pilotant le SPV pour assurer le lissage de la puissance totale.

Comme nous l'avons déjà mentionné, cette dernière technique, bien qu'elle joue un rôle important dans l'amélioration de la qualité d'énergie, elle a l'inconvénient majeur de perdre une grande partie de l'énergie photovoltaïque. Par conséquent, la source PV reste sous-exploitée ; surtout dans le cas de grands rafales de vent. Pour résoudre ce problème, nous avons fait appel à la technique basée sur le mode MPPT modifié qui permet à améliorer la qualité d'énergie du SH tout en gardant la puissance produite à son niveau le plus élevé possible pour avoir un bon compromis quantité-qualité d'énergie.

Une troisième technique, avantageuse et efficace en termes de quantité et de qualité d'énergie produite par le SH est proposée. Elle consiste à faire fonctionner les deux sources éolienne et PV en mode MPPT, tout en améliorant la qualité de l'énergie produite en utilisant l'unité de stockage par batteries qui permet le stockage de l'excès d'énergie et sa récupération en cas de besoin. Dans ce cas, le niveau de charge des batteries (SOC) est contrôlé dans une fourchette admissible située entre 100% comme limite maximale de charge et 30% comme limite minimale correspondante à une profondeur de décharge de 70%.

4.4.2.1 Cas d'un SH à couplage interconnecté sans batteries fonctionnant en mode MPPT

Dans ce cas, le système hybride étudié dépourvu de l'USB, est contrôlé pour faire fonctionner ses deux parties éolienne et PV en mode MPPT, ce qui permet de poursuivre en temps réel les points à maximum de puissance. Les conditions météorologiques considérées dans ce cas (vitesse du vent, température et illumination) varient successivement selon les profils présentés dans les figures (4.17), (4.18.a) et (4.18.b).

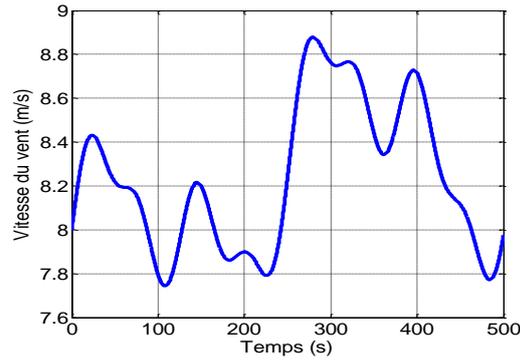
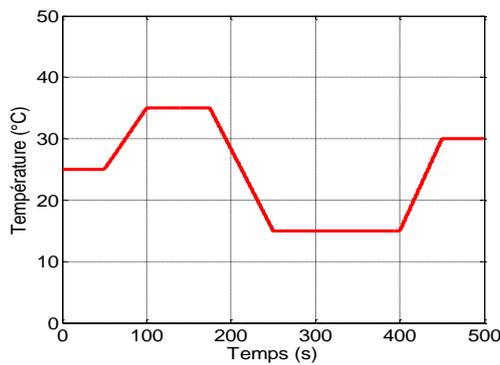
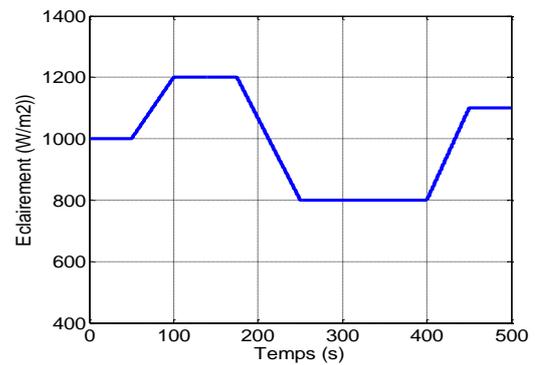


Fig. 4.17 Profil de vent appliqué au SH interconnecté.



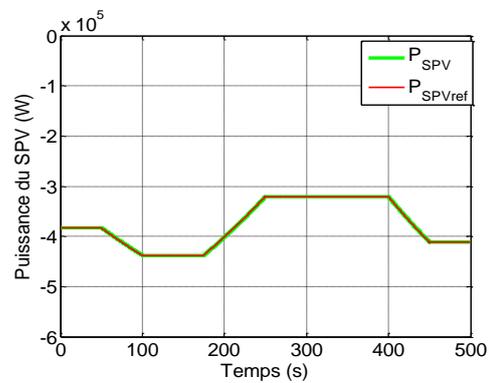
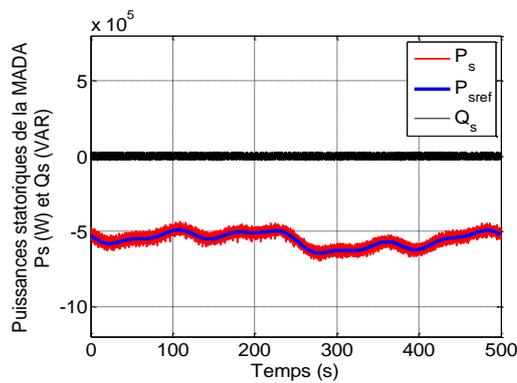
(a). Profil de la température



(b). Profil de l'éclairement

Fig.4.18 Profils de la température et de l'éclairement appliqués au SH interconnecté.

La figure (4.19) illustre les résultats de simulation obtenus dans ce cas. Nous remarquons que ces résultats confirment l'efficacité des régulateurs MPPT, car les puissances de sortie de la CCE et la CCPV suivent parfaitement leurs références. Evidemment, la puissance totale produite par le système hybride est la somme des puissances générées par le stator et le rotor de la MADA et de la puissance produite par la CCPV.



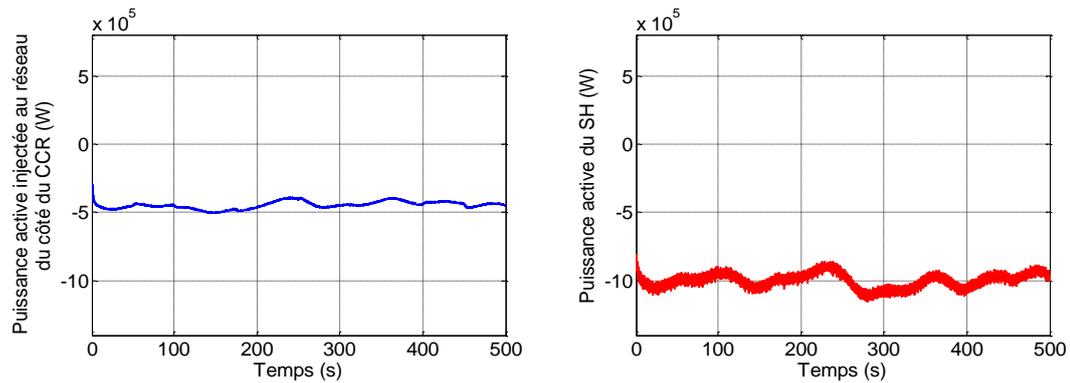


Fig. 4.19 Résultats de simulation du SH à couplage interconnecté sans USB, fonctionnant en mode MPPT.

Calculons maintenant le taux d'exploitation du convertisseur côté réseau, qui est le rapport entre la puissance moyenne de la liaison Réseau-CCR et la puissance active maximale du CCR (500 kW). Pour ce dernier mode de fonctionnement du SH (mode MPPT), on note que ce facteur est amélioré de 19.5% en absence du SPV, à 94.75% dans le cas du système hybride interconnecté proposé (CCE et CCPV). En effet, on a :

$$\eta_{CCR} = \eta_{MADA_rotor} + \eta_{SPV} = 19.5 + 75.25 = 94.75(\%) \quad (4.13)$$

Concluons que, malgré les bonnes performances du mode MPPT en termes de quantité d'extraction d'énergie et d'amélioration du facteur d'exploitation du CCR, la puissance produite est malheureusement trop fluctuante et de mauvaise qualité.

4.4.2.2 Cas d'un SH à couplage interconnecté fonctionnant en mode d'amélioration de la qualité d'énergie

Dans ce second mode, différents résultats de simulation sont obtenus en proposant trois techniques pour réaliser le lissage de la puissance.

4.4.2.2.1 Amélioration de la qualité d'énergie par l'utilisation du SPV

Pour les mêmes profils de température et d'illumination de la figure (4.18), et le même profil de la vitesse du vent de la figure (4.17), la puissance active à la sortie du SH peut atteindre 1100 kW. Dans notre cas, nous avons considéré une consigne de 650 kW pour la puissance active à la sortie du SH, puis nous avons augmenté cette commande à 900 kW à l'instant 250 s comme l'indique la figure (4.20).

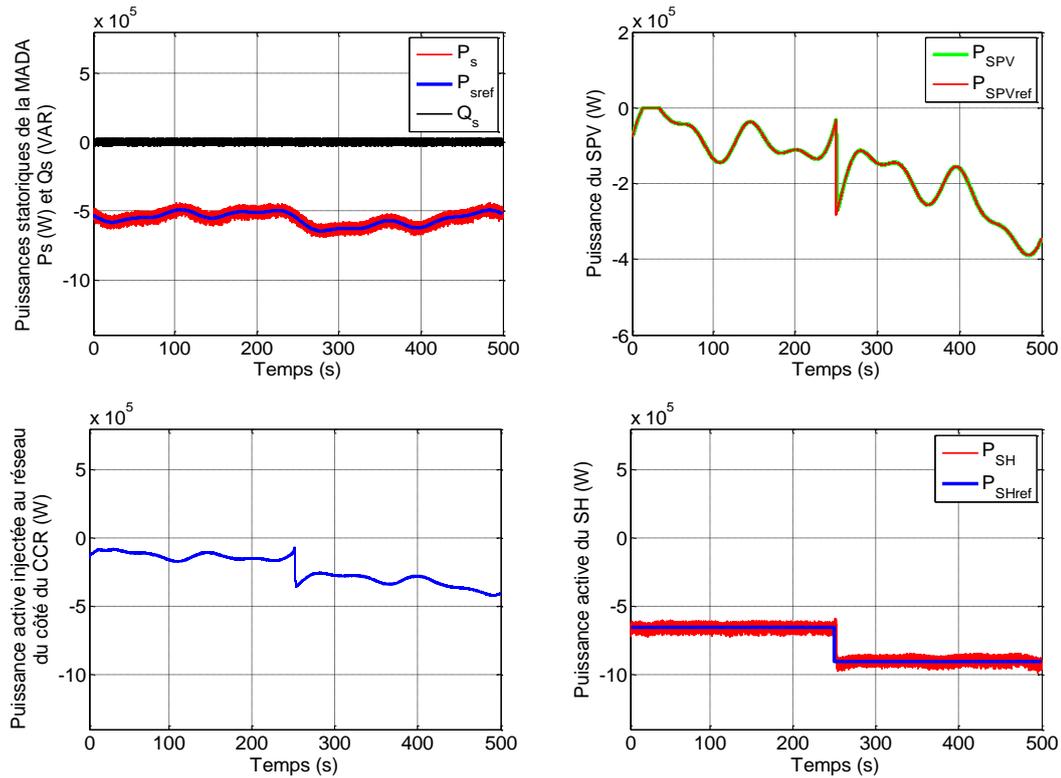


Fig. 4.20 Résultats de simulation du SH contrôlé pour produire différents niveaux de puissance lisse.

D'après ces résultats, on peut remarquer que le système hybride produit la puissance désirée qui est la somme des deux puissances produites par les sources éolienne et PV. Dans ce cas, la CCE fonctionne en mode MPPT et le SPV est utilisé principalement pour lisser la puissance totale délivrée par le SH, bien sûr en fonction des conditions météorologiques. Malgré l'efficacité de cette technique en terme d'amélioration de la qualité d'énergie, la puissance PV n'est pas bien exploitée ce qui réduit considérablement l'apport énergétique du système. En effet, la majorité de la puissance injectée dans le réseau dans ce cas, n'est couverte que par la CCE et la puissance du SPV n'est qu'un support permettant d'atteindre le niveau de puissance demandé et d'éliminer les fluctuations de la puissance totale. Le facteur exprimant le taux d'exploitation du CCR dans ce cas peut être calculé comme suit :

$$\eta_{CCR} = \eta_{MADA_rotor} + \eta_{SPV} = 19.5 + 30.65 = 50.15(\%) \quad (4.14)$$

4.4.2.2.2 Amélioration de la qualité d'énergie par le mode MPPT modifié

Dans cette section, pour améliorer les performances du SH à base de la CCE et la CCPV interconnectées, on a fait appel au mode MPPT modifié pour assurer un bon compromis entre la quantité et la qualité d'énergie produite. La figure (4.21) montre les résultats de simulation obtenus dans ce cas. Comme les changements de la température et de l'illumination sont lents

par rapport à la fluctuation de la vitesse du vent, on considère pour cette application que ces grandeurs aux variations lentes sont constantes ($T = 25^{\circ}\text{C}$ et $G = 1000\text{W}/\text{m}^2$).

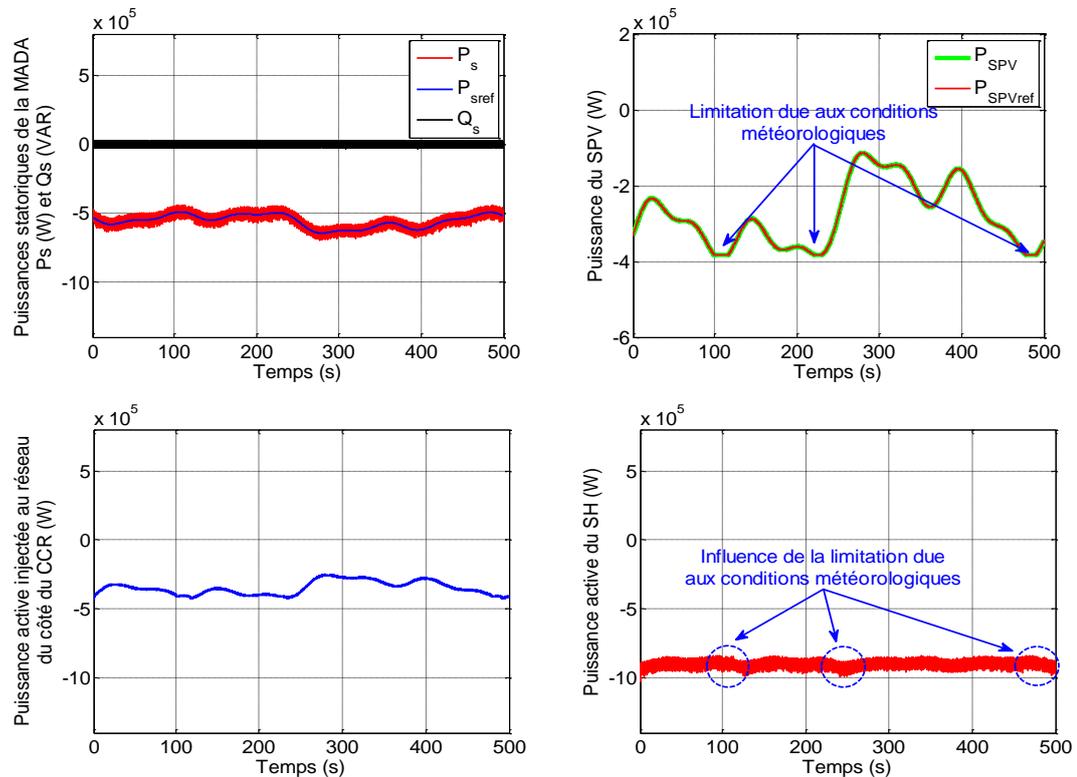


Fig. 4.21 Résultats de simulation du SH à couplage interconnecté fonctionnant en mode MPPT modifié (avec $T=25^{\circ}\text{C}$ et $G=1000\text{W}/\text{m}^2$).

A partir des résultats obtenus, on peut noter également que le SPV piloté par la technique de MPPT modifié, contribue à l'amélioration de la qualité d'énergie totale produite par le SH sans diminuer beaucoup son niveau. Mais, pendant certaines périodes, la production du SPV est limitée par les conditions météorologiques d'où le lissage de la puissance totale délivrée par le SH n'est pas possible.

De même, le facteur exprimant le taux d'exploitation du CCR peut être calculé comme suit :

$$\eta_{CCR} = \eta_{MADA-rotor} + \eta_{SPV} = 19.5 + 55.50 = 75(\%) \quad (4.15)$$

Rappelons que ce facteur était de 19.5% seulement en absence du SPV et passe à 75% en présence de ce même système dans le cas d'un fonctionnement en mode MPPT modifié, soit une amélioration considérable de 55.5%. En contre partie, ce taux d'exploitation du CCR est réduit de 22% par rapport au fonctionnement en mode MPPT conventionnel pour les mêmes conditions météorologique (vitesse du vent variable selon le même profil et

température et illumination constantes ($T=25\text{ °C}$ et $G=1000\text{ W/m}^2$). C'est le prix à payer pour garantir une puissance de qualité.

4.4.2.2.3 Amélioration de la qualité d'énergie produite par le SH en utilisant l'USB

En passant de quelques dizaines de kW à quelques dizaines de MW (par exemple la station de Zhangbei en Chine comprend une ferme éolienne de 100 MW, un champ photovoltaïque de 40 MW et une USB à base des batteries lithium-ion de 14 MW/63 MWh [63]), les unités de stockage de l'énergie électrique par batteries avec leur gestion flexible et leur développement rapide, présentent actuellement l'un des moyens typiques les plus utilisés non uniquement pour le lissage de l'énergie électrique à nature fluctuante produite par les systèmes éoliens et photovoltaïques, mais aussi pour d'autres applications comme la régulation de la fréquence, la stabilisation du réseau, la réduction des pertes de transmission, la réduction de la congestion et l'augmentation de l'efficacité des systèmes à énergie renouvelable.

Dans ce contexte et pour assurer une bonne gestion de l'énergie entre les deux sources renouvelables (éolienne et solaire) et le réseau, et garantir en même temps une production d'une énergie électrique de qualité, il est préférable d'équiper le système hybride proposé d'une unité de stockage par batteries (USB) qui est considérée comme l'un des moyens les plus utilisés pour le traitement du problème de qualité d'énergie. Cette unité assurera le stockage d'énergie en cas de surplus de production et constituera une source supplémentaire de production en cas de besoin notamment lorsque la puissance disponible dans l'une des sources éolienne ou photovoltaïque est insuffisante.

Rappelons tout d'abord quelques caractéristiques dynamiques des batteries indispensables pour comprendre leur comportement et faciliter leur modélisation d'une manière fiable en termes de caractéristiques électriques telles que la tension, le courant, la puissance et surtout l'état de charge (State Of Charge « SOC ») qui a une influence directe sur les grandeurs de sortie et les paramètres internes des batteries (voir figure 4.22).

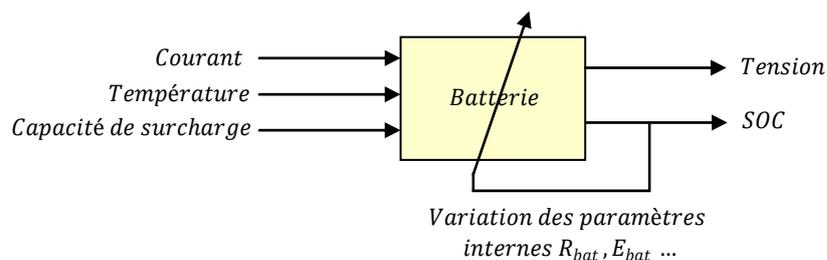


Fig 4.22 Grandeurs d'entrée et de sortie d'une batterie.

Plusieurs modèles sont proposés dans la littérature pour traduire le fonctionnement dynamique des batteries d'une manière assez précise. En effet, le tableau (4.7) illustre quelques schémas équivalents et donne quelques expressions des SOC des batteries.

Tableau 4.7 Différents schémas équivalents et expressions du SOC des batteries

Référence	Schéma équivalent du modèle proposé	Relation mathématique du SOC	Remarques
[64]		$SOC = SOC_0 + \int \frac{\eta i_{bat}}{C_{nom}} dt$	1/ Batterie de type : Lithium-ion ; 2/ Tous les paramètres du modèle sont en fonction du SOC ; 3/ C_D R_D et C_T R_T représentent les circuits de simulation de la polarisation pendant la charge et la décharge ; 4/ η Efficacité coulombique ; 5/ C_{nom} est la capacité nominale.
[63]		$SOC = SOC_0 + \int \frac{\eta i_{bat}}{Q_{bat}} dt$	1/ Batterie de type : Lithium-ion ; 2/ Tous les paramètres du modèle sont en fonction du SOC ; 3/ Q_{bat} est la capacité énergétique de stockage ; 4/ η Efficacité pendant la charge et la décharge.
[52]		$SOC = SOC_0 + \int \frac{\eta i_{bat}}{C_{bat}} dt$	1/ Batterie de type : à plomb ; 2/ Tous les paramètres du modèle sont en fonction du SOC ; 3/ C_{bat} est la capacité de surcharge ; 4/ η Efficacité coulombique.

D'après le tableau (4.7), on remarque malgré la diversité des modèles présentés, que le SOC est un terme très important à cause de son influence sur tous les autres paramètres des batteries. C'est pour ça qu'à travers notre étude qui a pour objectif la gestion du flux d'énergie électrique entre l'USB et les autres sources renouvelables, nous nous sommes intéressés beaucoup plus au contrôle du SOC qui indique la situation énergétique de l'unité de stockage sans passer à l'étude profonde des batteries qui représente elle-même une plate forme de recherche indépendante et très importante. Pour ce faire, nous avons opté pour l'utilisation du troisième modèle du tableau (4.7) (le modèle le plus simple). Ce modèle est dit « CIEMAT », il est développé au centre de recherche en énergie environnementale et technologique CIEMAT (Espagne) [52]. La particularité de ce modèle est qu'il ne nécessite pas une identification expérimentale, la seule grandeur à fournir est la capacité de surcharge précisée par le constructeur. Le SOC de ce modèle est similaire à celui présenté dans [64], il dépend de

quelques paramètres tels que : la capacité maximale de surcharge des batteries C_{max} , le courant circulant dans les deux cas de charge et de décharge i_{bat} et le temps de fonctionnement. Il est exprimé par l'équation simplifiée suivante :

$$SOC(t + \Delta t) = SOC(t) + i_{bat} \cdot \Delta t / C_{max} \quad (4.16)$$

Pour garantir un fonctionnement de l'unité de stockage par batteries dans des limites admissibles de tension, le SOC doit être contrôlé en permanence. Ceci permet de bien superviser l'unité de stockage dans les deux modes de fonctionnement (charge/décharge). Selon l'algorithme de contrôle présenté dans la figure (4.23), pendant le mode de charge, nous sommes obligés à la limite de réduire le niveau de production de l'une des deux sources d'énergie renouvelable au moins en cas de pleine charge des batteries ($V_{bat}=604.8$ V et SOC=100%) et/ou de surcharge du CCR ($P_{CCR}=500$ kW). Tandis que pour le mode de décharge, nous devons déconnecter les batteries si le niveau bas de décharge est atteint ($V_{bat}=498.96$ V et SOC=30%).

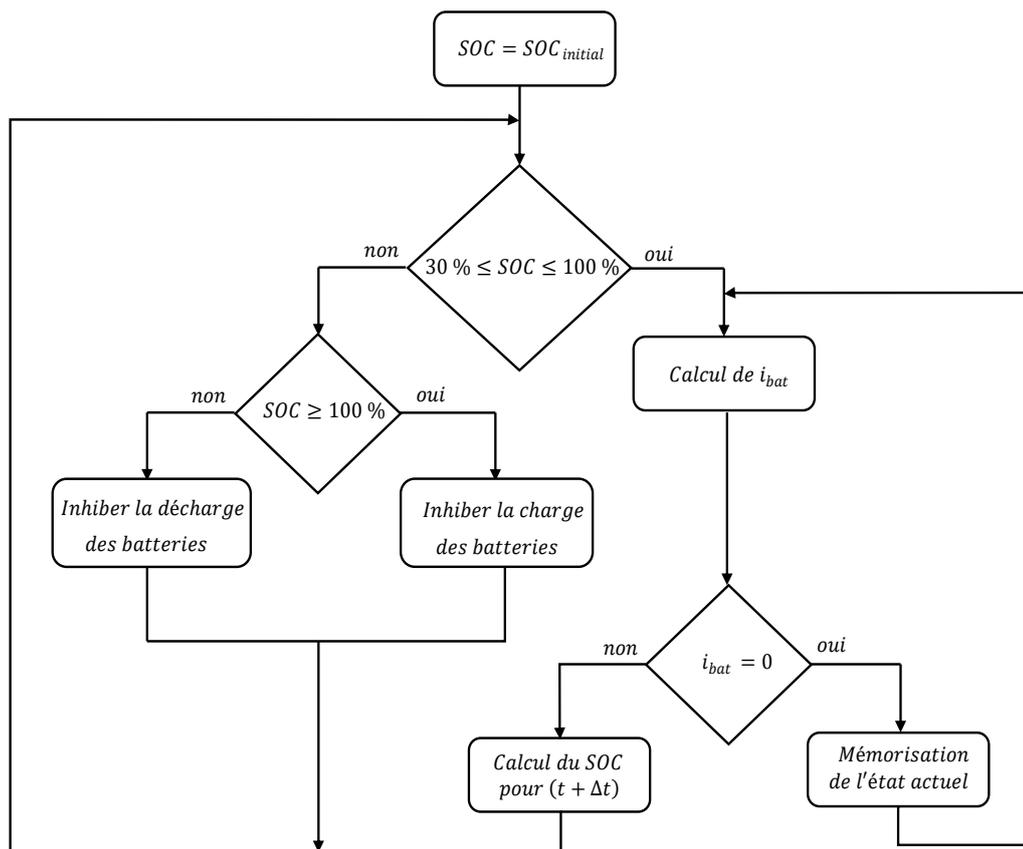


Fig 4.23 Algorithme général de contrôle du SOC d'une batterie.

Dans cette application, l'USB utilisée est d'une capacité de surcharge de 945 kWh tout comme l'USB de la ferme éolienne de 100 MW de Zhangbei en Chine caractérisée par une

capacité de surcharge de 63 MWh [63]. Elle est gérée en deux modes (charge/décharge) pour participer à fixer une puissance requise par le réseau (800 kW dans ce cas) à la sortie du système hybride. La gestion d'énergie de l'USB est assurée par la boucle de commande présentée par la figure (4.24). Elle permet la génération du signal destiné à la commande de l'interrupteur du convertisseur buck-boost réversible en courant utilisé.

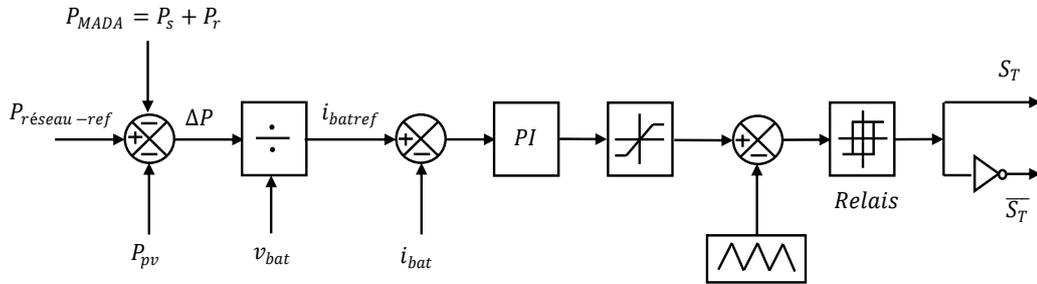
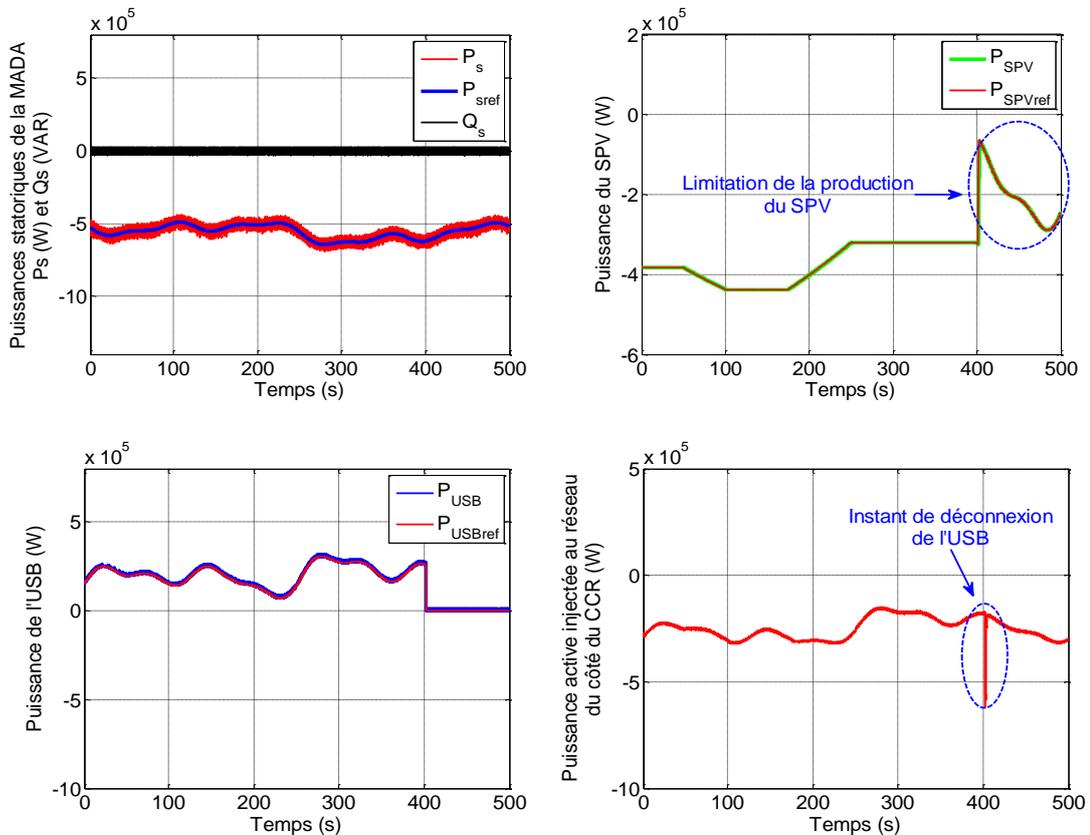


Fig. 4.24 Boucle de commande en puissance du convertisseur de l'USB [55].

En partant d'une valeur initiale de SOC de 98%, et en appliquant les mêmes profils du vent, éclaircissement et température des figures (4.17, 4.18.a et 4.18.b) respectivement, les résultats de simulation obtenus sont présentés par la figure (4.25).



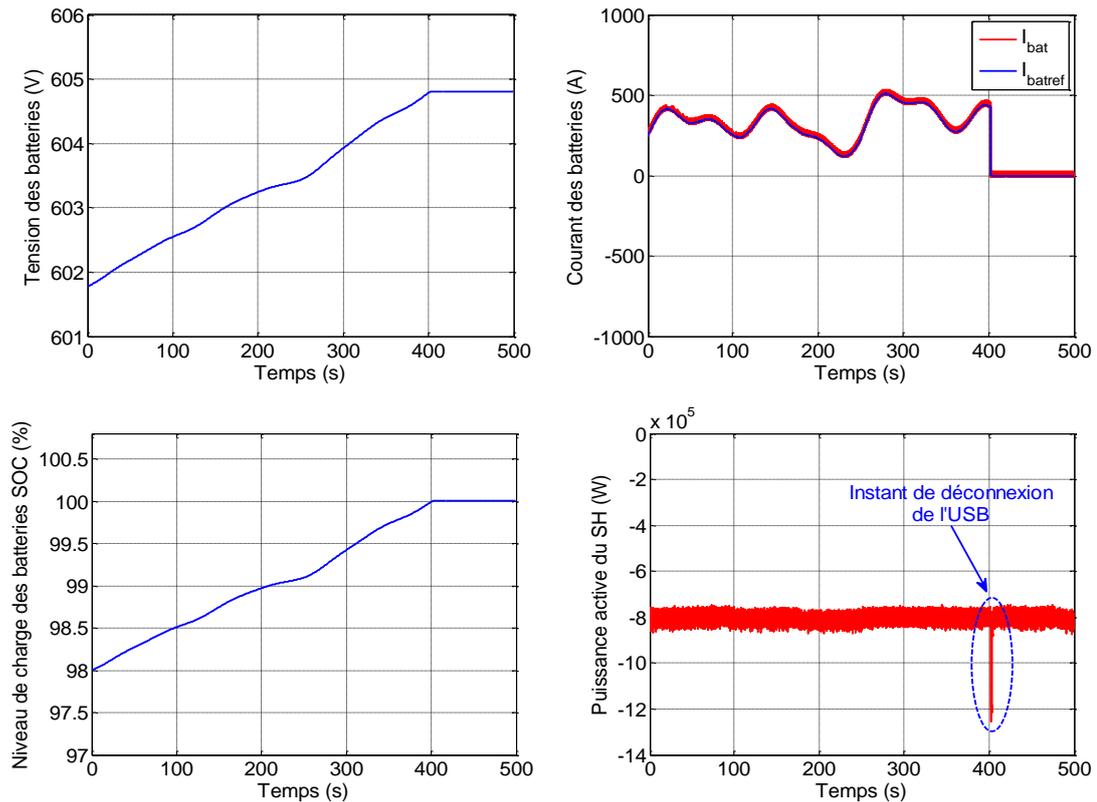


Fig. 4.25 Résultats de simulation du SH étudié à couplage interconnecté, constitué d'une CCE, une CCPV et une USB.

D'après ces résultats, nous remarquons que le mode de gestion de l'énergie électrique appliqué dans ce cas, nous a permis de couvrir sans fluctuation la demande du réseau avec la possibilité de limitation de la production de la CCPV (et/ou la CCE si nécessaire). Ceci correspond à l'état d'une pleine charge de l'USB (SOC=100%, voir l'intervalle [400, 500] s) et/ou de saturation du CCR (500 kW) parfois. Une situation qui peut être due à un éclairage excessif et/ou à des vitesses de vent élevées.

Calculons maintenant le taux d'exploitation du CCR. Dans ce cas, on a :

$$\begin{aligned} \eta_{CCR} &= \left(\eta_{MADA-rotor} + \eta_{SPV} + \eta_{Bat_{décharge}} \right) - \eta_{Bat_{charge}} = (19.5 + 68.17 + 0) - 33.18 \\ &= 54.49 \text{ (\%)} \end{aligned} \quad (4.17)$$

Notons que ce taux d'exploitation du CCR est amélioré (comparativement à celui de la CCE toute seule) pour atteindre 54.49% tout en stockant le surplus de l'énergie (par rapport au niveau injecté au réseau) dans les batteries. Celui-ci peut être utilisé pendant les faibles niveaux de production du SH (surtout la nuit).

4.5 CONCLUSION

Afin de bénéficier de la complémentarité saisonnière et journalière entre les deux sources d'énergie renouvelable (éolienne et solaire), nous avons proposé l'hybridation de deux chaînes la CCE et la CCPV selon deux modes de couplage, l'un est basé sur le couplage parallèle de ces deux chaînes et l'autre consiste à interconnecter les deux systèmes par le greffage de la source PV au niveau du bus continu de la chaîne rotorique de la MADA de la CCE sans redimensionnement du CCR. Cette topologie offre aussi la possibilité d'intégrer une USB au niveau bus continu pour stocker le surplus d'énergie produite ou bien injecter de l'énergie en cas de besoin. A travers, ce mode de couplage interconnecté, on a pu augmenter le faible taux d'exploitation du CCR en cas du régime de synchronisme (il est de 0%) de la MADA ou bien en cas des vitesses très faibles du vent (en absence du SPV et de l'USB) à des valeurs qui dépassent les 94% dans les autres cas (plus grandes vitesses du vent et présence du SPV et/ou de l'USB).

Soumis à des conditions météorologiques d'un site d'Adrar, la simulation du SH étudié (constitué d'une CCE de 1.5 MW et d'une CCPV de 400 kW couplées parallèle puis interconnectées muni d'une USB à SOC contrôlé), nous a permis d'appliquer et de discuter les performances des différentes techniques de gestion d'énergie (commande par MPPT conventionnelle qui vise à maximiser la production d'énergie au détriment de sa qualité, commande dite PMSD, garantissant la production du minimum sûr et lisse de la puissance disponible au niveau de la CCE et du SPV sans se soucier de la quantité, et dernièrement la commande MPPT modifiée qui nous a permis de traiter le dilemme quantité-qualité d'énergie). Sur le plan économique, nous avons essayé d'estimer le bénéfice à gagner dans le cas d'une exploitation de ce type de SH étudié au niveau d'Adrar. Ceci nous a permis de justifier l'intérêt d'un tel SH pour participer à atteindre le niveau de production de 13575 MW de puissance PV et de 5010 MW de puissance éolienne prévu par le gouvernement algérien à l'horizon 2030.

CONCLUSION GENERALE

Ce travail de thèse s'est inscrit dans le contexte général de la commande et la gestion des sources hybrides d'énergie électrique. Il avait pour objectif principal l'étude et la gestion d'énergie d'un système hybride (composé de deux différentes sources d'énergie renouvelable, éolienne et photovoltaïque) muni d'une unité de stockage par batteries. Ce système est modélisé, commandé et testé par simulation en utilisant des données réelles de la zone d'Adrar située au sud algérien pour présenter et évaluer ses performances sur ce site.

Afin d'évaluer l'intérêt général de l'exploitation des deux sources à énergies renouvelables qui composent le système hybride étudié, nous avons d'abord effectué une étude statistique concernant l'historique et l'évolution de la production mondiale de l'électricité à partir des différentes sources d'énergie. Ceci nous a permis d'évaluer le degré d'importance des énergies renouvelables, notamment les deux sources éolienne et photovoltaïque ainsi que l'apport de leur jumelage sur les performances des systèmes qui englobent ces deux types de sources aux caractères complémentaires. De plus, nous avons mis en vue claire le contexte énergétique algérien et les objectifs de son programme « EnR » afin de juger la capacité de la production installée comparativement au potentiel de l'Algérie en termes des énergies renouvelables (éolienne et photovoltaïque).

Après avoir présenté un aperçu sur la croissance et l'historique d'exploitation de l'énergie éolienne ainsi que les différents types d'éoliennes, nous avons décrit l'aérogénérateur étudié qui est à base de la machine asynchrone à double alimentation tout en justifiant son choix parmi d'autres types de machines électriques. En effet, ceci est dû principalement à la commande par le rotor en utilisant un convertisseur back to back dont la puissance est seulement un tiers de la puissance de la MADA et qui permet un écoulement de puissance bidirectionnel et un fonctionnement à vitesse variable. Afin de faciliter la simulation de la chaîne de conversion éolienne, nous avons aussi élaboré la modélisation de tous les éléments de cette chaîne et synthétiser les lois de commande vectorielle de la MADA et du convertisseur rotorique, ce qui nous a permis de faire fonctionner le système pour différents modes d'asservissement des puissances en simulant une éolienne de 1.5 MW de type GE sur la base des données de la région d'Adrar située au sud algérien.

De même, nous avons entamé une étude d'un système photovoltaïque constitué d'une source photovoltaïque de 400kW, d'un hacheur boost et d'un onduleur triphasé de tension à

MLI. Après avoir présenté cette chaîne de conversion PV étudiée, en passant par les concepts d'une cellule, d'un module et d'un champ photovoltaïques, nous avons effectué une modélisation du générateur photovoltaïque et des hacheurs utilisés dans ces systèmes photovoltaïques, avant de passer à la simulation numérique de la commande en puissance de cette chaîne soumise à des profils de température et d'éclairement variés.

Ensuite, nous avons procédé à l'hybridation des deux chaînes de conversion (éolienne et photovoltaïque) étudiées auparavant, selon deux modes de couplage, parallèle et interconnecté. Pour le premier mode, nous avons essayé de gérer l'énergie globale produite par le système hybride en supervisant en puissance les deux chaînes (éolienne et photovoltaïque) qui restent séparées. Cette supervision permet au système hybride de fonctionner en deux régimes, le premier est le régime MPPT et le deuxième est un régime destiné au traitement du problème de qualité d'énergie. Ce dernier est réalisé par deux techniques, la première sert à lisser la puissance globale produite par le système hybride (qui est très fluctuante à cause des rafales de vent) en utilisant le système photovoltaïque uniquement pour cette opération, ce qui mène à perdre une quantité importante de la puissance photovoltaïque, d'où la réduction du rendement global du système. Tandis que la deuxième technique qu'on a proposée, dite MPPT modifiée, est basée sur la répartition de la puissance photovoltaïque en deux parties, l'une pour le lissage de la puissance globale et l'autre pour augmenter le niveau de la production.

Le deuxième mode de couplage des deux chaînes éolienne et photovoltaïque est le mode interconnecté qui nous a permis d'éliminer l'onduleur de la chaîne photovoltaïque indépendante en greffant le générateur photovoltaïque au bus continu de l'alimentation rotorique de la MADA. Cette technique a pu réduire le nombre des convertisseurs utilisés et maximiser l'exploitation du reste sans redimensionnement (particulièrement le convertisseur rotorique côté réseau de la MADA, qui véhicule des faibles puissances au régime de synchronisme ou aux basses vitesses de vent). De plus, cette technique permet de munir le système hybride par une unité de stockage par batteries au niveau du bus continu. De la même manière que pour le mode de couplage parallèle, l'énergie du système hybride interconnecté est gérée selon les deux régimes de fonctionnement précédents (MPPT et amélioration de qualité d'énergie), où le premier vise l'extraction du maximum possible de la puissance, tandis que le deuxième a pour but d'améliorer la qualité d'énergie en utilisant les mêmes techniques citées auparavant (utilisation du générateur photovoltaïque pour le lissage, utilisation du mode MPPT modifié pour établir un bon compromis du dilemme

quantité/qualité d'énergie). De plus, un système de stockage par batteries a été utilisé pour gérer l'intermittence des sources et la qualité d'énergie dans ce cas de couplage interconnecté.

Par ailleurs, nous avons mené une étude statistique concernant le gisement renouvelable éolien de la zone d'Adrar, ce qui nous a permis d'évaluer la production d'une éolienne de 1.5 MW. En effet, une étude comparative a été effectuée pour évaluer l'apport des différentes techniques utilisées pour la gestion de la quantité/qualité d'énergie du système étudié. Ceci nous a permis de montrer l'apport de la structure du système hybride adoptée qui a augmenté le taux d'exploitation du convertisseur rotorique de 19.5% en absence du SPV à plus de 94% en présence du SPV et/ou de l'USB, tout en délivrant une énergie de qualité au réseau électrique.

A l'issue de cette thèse, nous avons jugé utile d'avancer un certain nombre de suggestions et de perspectives pour une éventuelle continuation du présent travail :

- Etude et gestion d'énergie de ce type de systèmes hybrides en mode isolé du réseau (OFF-GRID) ;
- Insertion d'autres sources d'énergie utiles dans le cas des sites isolés tels que les groupes électrogènes ;
- Optimisation technico-économiques de la gestion d'énergie des différentes sources de ce type de systèmes hybrides ;
- Etude de la fiabilité de ce type de systèmes hybrides et discussion des cas de défaillance partielle ou totale de l'une de ses composantes ;
- Etude de l'impact des conditions météorologiques du sud algérien sur les composantes du système étudié tels que l'effet du vent et des grains de sable sur les panneaux solaires et la température sur les batteries.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] I. Tegani, "Optimisation et Contrôle d'un Micro Smart Grid Utilisant une Pile à Combustible, des Supercondensateurs, des Batteries, une Eolienne et une Source Photovoltaïque", Thèse de Doctorat, Université de Biskra, Algérie, 2016.
- [2] C. Fauvel, "Approche Modulaire de l'Optimisation des Flux de Puissance Multi-Sources et Multi-Clients, à Visée Temps Réel", Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Nantes, France, 2015.
- [3] I. Kravtsoff, "Optimisation d'un Système Hybride de Génération d'Énergie Électrique Permettant de Minimiser la Consommation et l'Empreinte Environnementale", Thèse de Doctorat, Supélec, France, 2015.
- [4] ..., "Annual energy outlook 2015", U.S. Energy Inf. Administration, Washington DC, USA, 2015.
- [5] M. Trifkovic, M. Sheikhzadeh, K. Nigim and P. Daoutidis, "Modeling and Control of a Renewable Hybrid Energy System with Hydrogen Storage", IEEE Transactions on Control Systems Technology, Vol. 22, N°. 1, pp. 169-179, 2014.
- [6] T. Alnejaili, S. Drid, D. Mehdi, L. Chrifi-Alaoui, R. Belarbi and A. Hamdouni, "Dynamic Control and Advanced Load Management of a Stand-Alone Hybrid Renewable Power System for Remote Housing", Energy Conversion and Management, Vol. 105, pp. 377-392, 2015.
- [7] ..., "Energies Nouvelles, Renouvelables et Maîtrise de l'Énergie", Disponible à : <http://www.energy.gov.dz>, Consulté le 6 Avril 2018.
- [8] H. Sahraoui, "Modélisation et Commande des Convertisseurs DC-DC Utilisés dans les Systèmes Photovoltaïques (Théorie et Expérimentation)", Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, Algérie, 2017.
- [9] A. Tamaarat, "Modélisation et Commande d'un Système de Conversion d'Énergie Éolienne à base d'une MADA", Thèse de Doctorat, Université de Biskra, Algérie, 2015.
- [10] S. M. A. Ibrahim, "Energy in the Arab World", Energy, Vol. 9, N°. 3, pp. 217-238, 1984.
- [11] F. H. Bensaad, "The Algerian Program on Wind Energy", In Proceedings of

- WEAC, pp. 21-27, Oxford, 1985.
- [12] R. Hammouche, "Atlas Vent de l'Algérie", Office des Publications Universitaires (OPU), Algérie, 1990.
- [13] N. Kasbadji-Merzouk, "Wind Energy Potential of Algeria", *Renewable Energy*, Vol. 21, N°. 3-4, pp. 553-562, 2000.
- [14] N. Kasbadji-Merzouk, "Evaluation du Gisement Energétique Eolien : Contribution à la Détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie", Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen, Algérie, 2006.
- [15] F. Youcef Ettoumi, "Ressources Energétiques Renouvelables en Algérie", Thèse de Doctorat d'Etat, USTHB, Algérie, 2002.
- [16] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani and A. Recioui, "A Contribution in the Actualization of Wind Map of Algeria", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, N°. 2, pp. 993-1002, 2011.
- [17] S. M. Boudia, "Optimisation de l'Evaluation Temporelle du Gisement Energétique Eolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie", Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen, Algérie, 2013.
- [18] O. Guerri, "L'Energie Eolienne en Algérie : un Bref Aperçu", *Bulletin des Energies Renouvelables* N°. 21, CDER, Ministère de l'Enseignement Supérieur et la Recherche Scientifique, Algérie, 2011.
- [19] ..., "Guide des Energies Renouvelables", Ministère de l'Energie et des Mines, Algérie, Edition 2007.
- [20] ..., "Cartes de l'Irradiation Globale et de l'Ensoleillement en Algérie", Portail Algérien des Energies Renouvelables, CDER, Algérie, 2015.
- [21] M. Zandi, "Contribution au Pilotage des Sources Hybrides d'Energie Electrique", Thèse de Doctorat, INPL, Vandoeuvre-les-Nancy, France, 2010.
- [22] L. Stoyanov, "Etude de Différentes Structures de Systèmes Hybrides à Sources d'Energie Renouvelables", Thèse de Doctorat, Université de Corse, France, 2011.
- [23] R. Rouabhi, "Contrôle des Puissances Générées par un Système Eolien à Vitesse Variable Basé sur une Machine Asynchrone Double Alimentée", Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, Algérie, 2016.
- [24] B. Toual, "Modélisation et Commande Floue Optimisée d'une Génératrice à

- Double Alimentation, Application à un Système Eolien à Vitesse Variable", Mémoire de Magister, Université de Batna 2, Algérie, 2010.
- [25] ..., "Emissions Mondiales de CO₂ dans l'Atmosphère", Disponible à : <https://www.planetoscope.com>, Consulté le 12 Avril 2018.
- [26] A. Ouai, "Commande et Gestion d'Energie d'une Centrale Photovoltaïque de Grande Puissance Connectée à un Réseau Électrique", Mémoire de Magister, Université de Laghouat, Algérie, 2011.
- [27] M. L. Louazene, "Contribution à l'Optimisation des Systèmes Photovoltaïques Utilisés pour l'Irrigation dans les Zones Sahariennes : Application à la Zone de Ouargla", Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, Algérie, 2015.
- [28] H. Bouzeria, "Modélisation et Commande d'une Chaîne de Conversion Photovoltaïque", Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, Algérie, 2016.
- [29] O. Alain, "Le Stockage de l'Energie Electrique : une Dimension Incontournable de la Transition Energétique", Disponible à : <http://www.lecese.fr/travaux-publies/le-stockage-de-l-nergie-lectrique-une-dimension-incontournable-de-la-transition-nerg-tique>, Consulté le 7 Mars 2018.
- [30] A. Eddahech, "Modélisation du Vieillissement et Détermination de l'Etat de Santé de Batteries Lithium-Ion pour Application Véhicule Electrique et Hybride", Thèse de Doctorat, Université Sciences et Technologies - Bordeaux I, France, 2013.
- [31] B. Multon, O. Gergaud, H. B. Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo et C. Nikita, "Etat de l'Art des Aérogénérateurs", L'Electronique de Puissance Vecteur d'Optimisation pour les Energies Renouvelables, Ed. Novelect-Ecrin, ISBN 2-912154-8-1, pp.97-154, 2002.
- [32] S. Bellarbi, "Estimation Technico-Economique de la Production d'Electricité par Voie Eolienne, Intégrée aux Réseaux Interconnectés de Transport Electrique", Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen, Algérie.
- [33] A. Touahri, "Application de la DTC à un Aérogénérateur Asynchrone Double Alimenté", Mémoire de Magister, Université de Batna 2, Algérie, 2016.
- [34] M. A. Mahboub, "Commande Robuste d'un Système de Génération Eolien à base de Génératrice Double Alimentée sans Balais", Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, Algérie, 2016.

- [35] A. Mirecki, "Etude Comparative de Chaînes de Conversion d'Energie Dédiées à une Eolienne de Petite Puissance", Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2005.
- [36] F. Poitiers, "Etude et Commande de Génératrices Asynchrones pour l'Utilisation de l'Energie Eolienne : Machine Asynchrone à Cage Autonome, Machine Asynchrone à Double Alimentation Reliée au Réseau", Thèse de Doctorat en Electronique et Génie Electrique, Ecole Polytechnique de l'Université de Nantes, France, 2003.
- [37] G. Salloum, "Contribution à la Commande Robuste de la Machine Asynchrone à Double Alimentation", Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2007.
- [38] F. Merrahi, "Alimentation et Commande d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation (Application à l'Energie Eolienne)", Mémoire de Magister en Automatique, Ecole Nationale Polytechnique, Algérie, 2007.
- [39] R. Abdessemed, "Modélisation et Simulation des Machines Electriques", Ellipses, 2011.
- [40] S. El Aimani, "Modélisation de Différentes Technologies d'Eoliennes Intégrées dans un Réseau de Moyenne Tension", Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2004.
- [41] B. Toual, L. Mokrani, A. Kouzou and M. Machmoum, "Control and Management of a Solar-Wind Hybrid System for Power Quality Improvement", Journal of Engineering Science and Technology, Vol. 13, N°. 6, pp. 1420-1439, 2018.
- [42] R. Mechouma, "Contribution à l'Etude des Onduleurs dans les Systèmes Photovoltaïques : Applications pour les Charges Commerciales", Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, Algérie, 2015.
- [43] K. Helali, "Modélisation d'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative", Mémoire de Magister, Université de Tizi-Ouzou, Algérie, 2012.
- [44] O. Gergaud, B. Multon, and H. Ben Ahmed, "Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models", In Proceeding of the 7th International Electrimacs Congress, pp. 6p, Montréal, Canada, 2002.
- [45] R. Khezzar, M. Zereg et A. Khezzar, "Comparaison Entre les Différents Modèles

- Electriques et Détermination des Paramètres de la Caractéristique I-V d'un Module Photovoltaïque", *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 13, N°. 3, pp. 379-388, 2010.
- [46] J.A. Gow and C.D. Manning, "Development of a Photovoltaic Array Model for Use in Power Electronics Simulation Studies", *IEE Proceedings on Electric Power Applications*, Vol. 146, N°. 2, pp. 193-200, 1999.
- [47] A. A. Elbaset, H. Ali and M. A. El Sattar, "New Seven Parameters Model for Amorphous Silicon and Thin Film PV Modules Based on Solar Irradiance", *Solar Energy*, Vol. 138, pp. 26-35, 2016.
- [48] M. A. Cheikh, B. H. Aïssa, A. Malek et M. Becherif, "Mise au Point d'une Régulation Floue pour Serre Agricole à Energie Solaire", *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 13, N°. 3, pp. 421-443, 2010.
- [49] O. Feddaoui, "Contribution à l'Etude des Systèmes Hybrides de Génération : Application aux Energies Renouvelables", Mémoire de Magister, Université de Souk-Ahras, Algérie, 2014.
- [50] G. Notton, I. Caluianu, I. Colda et S. Caluianu, "Influence d'un Ombrage Partiel sur la Production Electrique d'un Module Photovoltaïque en Silicium Monocristallin", *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 13, N°. 1, pp. 49-62, 2010.
- [51] S. Belakehal, "Conception et Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables", Thèse de Doctorat, Université de Constantine, Algérie, 2010.
- [52] A. Bouabdallah, "Méthodologie de Dimensionnement et d'Optimisation des Systèmes Multi-Sources à Energies Renouvelables pour l'Habitat", Thèse de Doctorat, Université de Nantes, France, 2014.
- [53] W. De Soto, S.A. Klein and W.A. Beckman, "Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance", *Solar Energy*, Vol. 80, pp. 78-88, 2006.
- [54] A. El Shahat, "PV Cell Module Modeling and Simulation for Smart Grid Applications", *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, Vol. 16, pp. 9-20, 2010.

- [55] A. Choudar, D. Boukhetala, S. Barkat and J. M. Brucker, "A Local Energy Management of a Hybrid PV-Storage based Distributed Generation for Microgrids", *Energy Conversion and Management*, Vol. 90, pp. 21-33, 2015.
- [56] H. Goddami, M. B. Delghavi and A. Yazdani, "An Integrated Wind-Photovoltaic-Battery System with Reduced Power-Electronic Interface and fast Control for Grid-Tied and Off-Grid Applications", *Renewable Energy*, Vol. 45, pp. 128-137, 2012.
- [57] R. G. Wandhare and V. Agarwal, "Novel Integration of a PV-Wind Energy System With Enhanced Efficiency", *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 30, N°. 7, pp. 3638-3649, 2015.
- [58] S. Kahla, Y. Soufi, M. Sedraoui and M. Bechouat, "On-Off Control Based Particle Swarm Optimization for Maximum Power Point Tracking of Wind Turbine Equipped by DFIG Connected to the Grid With Energy Storage", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 40, N°. 39, pp. 13749-13758, 2015.
- [59] D. Morales Figuereroa, "Optimalité des Eléments d'un Système Décentralisé de Production d'Energie Electrique", Thèse de Doctorat, Paris 11, France, 2006.
- [60] A. Ksentini, "Gestion et Optimisation du Site Idéal des Eoliennes en Algérie pour une Zone Autonome", Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, Algérie, 2016.
- [61] N. Kasbadji-Merzouk, M. Merzouk et B. Benyoucef, "Extrapolation Verticale des Paramètres de Weibull pour l'Estimation du Potentiel Récupérable", *Revue des Energies Renouvelables*, pp. 193-198, 2007.
- [62] ..., "The Swiss Wind Power Data Website", Disponible à : <http://wind-data.ch/index.php>, Consulté le 15 Janvier 2017.
- [63] L. Xiangjun, H. Dong and L. Xiaokang, "Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 4, N°. 2, pp. 464-473, 2013.
- [64] H. Dai, X. Wei, Z. Sun, J. Wang and W. Gu, "Online Cell SOC Estimation of Li-Ion Battery Packs Using a Dual Time-Scale Kalman Filtering for EV Applications", *Applied Energy*, Vol. 95, pp. 227-237, 2012.

ANNEXE

Paramètres de la chaîne de conversion éolienne de 1.5 MW basée sur la MADA [40]

Valeur numérique du paramètre	Signification
85 m	Hauteur de la tour de l'éolienne
$R=35.25$ m	Rayon de l'éolienne
$g=90$	Gain du multiplicateur de vitesse
$\lambda_{opt}=9$	Vitesse spécifique optimale de l'éolienne
$C_{pmax}=0.5$	Valeur maximale du coefficient de puissance de l'éolienne
$R_s=0.012$ Ω	Résistance statorique
$R_r=0.021$ Ω	Résistance rotorique
$M=0.0135$ H	Inductance mutuelle statorique-rotorique
$L_s=0.0137$ H	Inductance statorique
$L_r=0.0136$ H	Inductance rotorique
$J=1000$ kg/m ²	Inertie de l'arbre de l'éolienne
$D=0.0024$ N.m.s/rd	Coefficients des frottements visqueux
$p=2$	Nombre de paires de pôles
$r=0.004$ Ω	Résistance du filtre inductif entre le rotor et le réseau
$l=5$ mH	Inductance du filtre inductif entre le rotor et le réseau
$C=4400$ μ F	Capacité de bus continu
$U_c=2000$ V	Tension du bus continu
$U=690$ V	Valeur efficace de la tension composée appliquée à la machine

Caractéristiques physiques et électriques du module photovoltaïque BP SX 3200 [26]

Paramètre	Valeur numérique
Dimensions ($L \times W \times D$)	1680×837×50 (mm)
Poids	15.4 kg
Nombre de cellules en série	5
Nombre de cellules en parallèle	10
Puissance maximale (P_{max})	200 Wc

Tension à P_{max} (V_{pvopt})	24.5 V
Courant à P_{max} (I_{pvopt})	8.16 A
Courant de court circuit (I_{pvcc})	8.70 A
Tension à circuit ouvert (V_{pv0})	30.8 V
Coefficient de température de I_{pvcc}	(0.065±0.015) % / °C
Coefficient de température de V_{pv0}	-111±10 mV / °C
Coefficient de température de la puissance	-0.5±0.05 % / °C
Température nominale de fonctionnement des cellules (NOCT)	47±2 °C

Paramètres du filtre inductif et des convertisseurs statiques de la CCPV

Valeur numérique du paramètre	Signification
$R_f=0.004 \Omega$	Résistance du filtre inductif
$L_f=0.5 \text{ mH}$	Inductance du filtre inductif
$L_B=40 \text{ mH}$	Inductance de l'hacheur boost
$C_B=4400 \mu F$	Capacité du bus continu
$V_{dc}=2000 \text{ V}$	Tension du bus continu

Paramètres le l'unité de stockage par batteries

Valeur numérique du paramètre	Signification
$V_{bat}=12 \text{ V}$	Tension nominale d'une seule batterie
$C_{max}=100 \text{ Ah}$	Capacité maximale d'une seule batterie
$L_{bat}=1 \text{ mH}$	Inductance de la bobine de l'hacheur de l'USB
$SOC_{min}=30 \%$	Niveau bas de charge des batteries
$SOC_{max}=100 \%$	Niveau haut de charge des batteries
$V_{batmin}=498.96 \text{ V}$	Seuil minimal de la tension de l'USB (correspondant au SOC_{min})
$V_{batmax}=604.8 \text{ V}$	Seuil maximal de la tension de l'USB (correspondant au SOC_{max})

Contribution à la Commande et la Gestion des Sources Hybrides d'Énergie Électrique

Résumé :

La présente thèse s'inscrit dans le contexte d'étude des systèmes à énergie électrique renouvelable. Elle consiste en une étude d'un Système Hybride (SH) à base d'une Chaîne de Conversion Éolienne (CCE), d'une Chaîne de Conversion PhotoVoltaïque (CCPV) et d'une Unité de Stockage par Batteries (USB). À travers l'état de l'art sur les différentes sources à énergies renouvelables, le grand intérêt des deux sources (éolienne et photovoltaïque) de natures complémentaires à la production de l'énergie renouvelable dans le monde a été montré, particulièrement en Algérie où des zones comme Adrar possèdent un grand potentiel de ce genre d'énergies renouvelables et se positionnent au cœur du programme algérien en énergie renouvelable « **EnR** ».

Dans le but de mieux exploiter ces deux sources éolienne et photovoltaïque, les différentes topologies de leur hybridation sont présentées dans cette étude. L'une des topologies les plus avantageuses, basée sur l'interconnexion des deux systèmes éolien et photovoltaïque au niveau du bus continu de la MADA de la CCE, a été retenue dans cette étude. Cette structure permet la réduction du nombre de convertisseurs utilisés tout en améliorant leur taux d'exploitation. L'insertion d'une unité de stockage à base des batteries a permis de bien gérer le surplus d'énergie et sa récupération en cas de besoin.

Le traitement du problème de qualité d'énergie, a fait aussi partie de cette étude. En effet, le dilemme qualité-quantité d'énergie a été traité par différentes méthodes : conventionnelles comme celles utilisant la partie photovoltaïque ou les batteries pour le lissage de la puissance totale produite qui est très fluctuante à cause des variations de la vitesse du vent, ou encore nouvelle comme celle basée sur une MPPT modifiée qui consiste à partager la production photovoltaïque en deux parties, l'une pour le lissage de puissance et l'autre pour l'augmentation du niveau de la production.

La modélisation de tout le système hybride jumelant les trois sous systèmes éolien, photovoltaïque et batteries, et sa simulation sous l'environnement MATLAB, ont été effectuées et nous ont permis d'étudier la dynamique de ce système en utilisant les données météorologiques de la zone d'Adrar. Ceci a montré l'amélioration de l'efficacité de la topologie d'hybridation choisie en termes du nombre et du taux d'exploitation des convertisseurs utilisés et l'augmentation de la productivité de la chaîne rotative. De plus, cette étude nous a permis de comparer les différentes techniques investiguées et/ou proposées de point de vue gestion du dilemme quantité/qualité d'énergie.

Mots clés :

Energies renouvelables, Chaîne de conversion éolienne à base d'une MADA, Chaîne de conversion photovoltaïque, Unité de stockage par batteries, Système hybride d'énergie électrique, Zone d'Adrar au sud algérien, Commande des puissances, Gestion d'énergie, Amélioration de la qualité d'énergie.
