

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET
FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES
DÉPARTEMENT DE GENIE ÉLECTRIQUE



MEMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Électrotechnique

Spécialité : Réseaux Électriques

Thème

**Étude et simulation de l'intégration d'une
ferme éolienne offshore au réseau électrique
via une ligne HVDC**

Présenté par :

**ARARIA Khaled
BOUCIF Adda**

Soutenu le 10/10/2020 devant le jury composé de :

NOM Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
<i>M^r</i> .KOULALI Mustapha	MAA	Univ. Tiaret	Président
<i>M^r</i> .BERKANI Abderrahmane	MCB	Univ. Tiaret	Examineur
<i>M^r</i> .BOUMEDIENE Bachir	MAA	Univ. Tiaret	Examineur
<i>M^r</i> .NEGADI Karim	MCA	Univ. Tiaret	Rapporteur
<i>M^{me}</i> .BELHACEL Kheira	MAA	Univ. Tiaret	Invitée

Remerciements

Avant tout nous remercions Allah tout puissant qui nous a donné le courage, la patience, l'aide et la volonté de réaliser ce modeste travail.

ce travail a été réalisé dans le laboratoire de Génie Energétique et Génie informatique, université Ibn Khaldoun de Tiaret. Nous tenons à remercier vivement le professeur **Tayeb ALLAOUI**, directeur du laboratoire **L2GEGI** pour nous avoir permis de réaliser ce travail au sein du laboratoire.

Nous sommes très honoré que monsieur **BERKANI Abderrahmane** maître de conférences classe *B*, l'université Ibn Khaldoun-Tiaret, ait accepté d'assurer la responsabilité de présider le jury.

Nous remercions tout particulièrement nos encadreur de mémoire monsieur **NEGADI Karim** maître de conférences classe *A* à l'université Ibn Khaldoun-Tiaret, Nous voulons exprimer nos gratitude pour leurs qualités scientifiques et humaines dont il nous'ont fait profiter à travers des remarques pertinentes, précieuses et constructives.

Toute nos reconnaissances va également à monsieur, **BOUMEDIENE Bachir** maître assistant classe *A*, l'université Ibn Khaldoun-Tiaret, ainsi que monsieur **KOULALI Mustapha** maître assistant classe *A*, l'université Ibn Khaldoun-Tiaret, d'avoir accepté de participer en tant qu'examineurs.

Nous remercions également tous nos professeurs qui ont contribué de près ou de loin pour réaliser ce travail, à savoir **Mr.Bey.M**, **Mr.Boudali.A** .

Nous remercions également à tous les enseignants de la faculté des sciences appliquées qui ont participé à nos formations. Ainsi que tous les membres de notre laboratoire **L2GEGI**.

Enfin, nous somme très reconnaissant à nos parents et à tous les membres de nos familles qui nos'ont aidé dans nos cursus et dans l'élaboration de ce travail.

*A mes très chers parents.
Vous êtes la plus belle réussite de ma vie
A ma femme et mes garçons Aïssa , Ahmed , Adel et Hadjer.
Vous êtes les étoiles qui fleurissent sur mon chemin...
A mes très chères frères et ma sœur.*

BOUCIF Adda

*A mes très chers parents.
Vous êtes la plus belle réussite de ma vie
Vous êtes les étoiles qui fleurissent sur mon chemin...
A mes très chères frères et sœurs.*

ARARIA Khaled

Table des matières

Remerciements	i
Table des figures	ix
Liste des tableaux	x
Acronymes	xi
Nomenclature	xii
Introduction Générale	1
I Généralités sur les parcs éoliens et le transport d'énergie en HVDC	3
1 Introduction	4
2 Énergies éolienne	4
2.1 Principaux composants d'une éolienne	7
2.2 Éoliennes à vitesse fixe et variable	8
2.3 Génératrices pour les SCEEs	9
2.3.1 Générateur asynchrone	9
2.3.1.1 Générateur asynchrone à cage d'écureuil	9
2.3.1.2 Générateur Asynchrone Doublement Alimenté	10
2.3.2 Générateur Synchrone	11
2.3.2.1 Générateur Synchrone à Rotor Bobiné	11
2.3.2.2 Génératrices synchrone à aimants permanents	11
2.4 Convertisseurs de puissance utilisé dans les système éolienne	12
2.4.1 Les systèmes de conversion unidirectionnel	13
2.4.1.1 Système de conversion unidirectionnel simple	13
2.4.1.2 Système de conversion unidirectionnel avec une Z-source	14
2.4.1.3 Système de conversion unidirectionnel avec un convertisseur boost	14
2.4.2 Le système de conversion bidirectionnel	15
2.4.2.1 Système à deux convertisseurs triphasés à thyristors	15
2.4.2.2 Système à deux convertisseurs triphasés à transistor (IGBT)	16
3 Fermes éoliennes	16

3.1	Comparaison entre Onshore et Offshore	17
3.2	Parcs éoliens offshore	18
3.3	Topologies de raccordement d'un parcs éoliens offshore	18
3.3.1	Topologies en AC	19
3.3.1.1	Topologies radiale	19
3.3.1.2	Topologies anneau	19
3.3.1.3	Topologies étoile	20
3.3.2	Topologies en DC	20
3.3.2.1	Topologie parallèle	21
3.3.2.2	Topologie séries	22
3.3.2.3	Topologie parallèle séries (hybride)	23
4	Système de transmission d'énergie offshore	23
4.1	Système de transmission HVAC	24
4.2	Système de transmission HVDC	24
4.3	Comparaison entre la transmission en HVDC et HVAC	25
4.3.1	Avantages la transmission via HVDC par rapport aux HVAC	26
4.3.2	Inconvénients la transmission HVDC par rapport aux HVAC	26
4.3.3	Configurations d'un système transmission HVDC	27
4.4	Technologies des convertisseurs de système HVDC	28
4.4.1	Système HVDC à base de CSC-HVDC	29
4.4.2	Système HVDC à base de HVDCVSC	30
4.4.2.1	Les Avantages et les inconvénients de VSC-HVDC	30
4.4.3	Composants du système VSC-HVDC	31
5	Conclusion	32
II Modélisation de sous-ensemble du système étudié		33
1	Introduction	34
2	Description générale du système a étudier	34
3	Modélisation de la chaine de conversion éolienne	35
3.1	Modélisation de la vitesse du vent	35
3.2	Modélisation de la turbine éolienne	35
3.2.1	Puissance mécanique de la turbine	35
3.2.2	Coefficient de puissance	36
3.2.3	Modélisation de la partie mécanique de transmission	37
3.3	Modélisation de la Machine Synchrone à Aimants Permanents	38

3.3.1	Modélisation de la machine synchrone dans le repère triphasé (abc)	38
3.3.2	Modélisation de la machine synchrone dans le repère biphasé (d-q)	40
3.4	Modèle du convertisseur électronique de puissance	42
3.4.1	Modélisation du redresseur triphasé à diodes :	43
3.4.2	Modélisation du hacheur	44
3.4.3	Modélisation de l'onduleur	45
4	Modélisation de parcs éoliens offshore	45
5	Modélisation du système VSC-HVDC	46
5.1	Modélisation de circuit à DC	48
5.1.1	Modèle du câble	48
6	Conclusion	49
III	Commande d'une ferme éolienne offshore connectée à la ligne de transmission VSC-HVDC	50
1	Introduction	51
2	Principe de la commande vectorielle	51
3	Description générale du système à commander	52
4	Commande du SCEE basé sur un GSAP	53
4.1	Contrôle de la turbine	54
4.1.1	Stratégie de maximisation de la puissance en sortie d'éolienne	56
4.2	Contrôle génératrice synchrone à aimants permanent	57
5	Résultats de simulation du SCEE	58
6	Commande du système VSC-HVDC	62
6.1	Contrôle du convertisseur côté offshore	63
6.2	Contrôle des puissances active et réactive	65
7	Contrôle du convertisseur côté onshore	65
7.1	Régulation de la tension continue	66
7.2	Synthèse des régulateurs internes des courants	66
8	Les résultats des simulations et interprétation	67
9	Conclusion	70
	Conclusion général	71
	Annexe A	73
	Annexe B	74
	Références	75
	Résumé	79

Table des figures

Figure. I.1 : Schéma fonctionnel du système de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique	5
Figure. I.2 : Principales technologies des éoliennes	6
Figure. I.3 : Évolution de la taille des éoliennes commerciales	6
Figure. I.4 : Éléments constituant une éolienne	7
Figure. I.5 : Classification des générateurs électriques utilisés dans les éoliennes	9
Figure. I.6 : Éolienne à générateur Asynchrone à cage (GACE) à vitesse fixe	10
Figure. I.7 : Éolienne à base de GADA à vitesse variable	10
Figure. I.8 : Éolienne à base de GSRB à vitesse variable	11
Figure. I.9 : Éolienne à base de GSAP à vitesse variable	12
Figure. I.10 : Système de conversion d'énergie unidirectionnel simple	13
Figure. I.11 : Système de conversion d'énergie unidirectionnel avec une Z-source	14
Figure. I.12 : Système de conversion d'énergie unidirectionnel avec un convertisseur boost	15
Figure. I.13 : Système à deux convertisseurs triphasés à thyristors	15
Figure. I.14 : Système à deux convertisseurs triphasés à VSC BTB	16
Figure. I.15 : Schéma global du parc eoliens	18
Figure. I.16 : Topologies radiale	19
Figure. I.17 : Configuration Anneaux.	20
Figure. I.18 : Topologies étoile	20
Figure. I.19 : Configurations de topologie parallèle du réseau interne en CC	21
Figure. I.20 : Topologie série pour la technologie offshore CC.	22
Figure. I.21 : Topologie série pour la technologie offshore DC.	23
Figure. I.22 : Système de transmission bipolaire VSC-HVDC	25
Figure. I.23 : Coûts des technologies HVAC et HVDC en fonction de la distance	26
Figure. I.24 : Différents configuration de liaisons HVDC	27
Figure. I.25 : Liaison bipolaire CSC-HVDC	29

Figure. I.26 : Schéma d'un système VSC-HVDC	30
Figure. II.1 : La configuration générale des systèmes VSC-HVDC point à point	34
Figure. II.2 : Le couplage mécanique entre la turbine et la machine électrique	37
Figure. II.3 : Représentation schématique d'une machine synchrone.	39
Figure. II.4 : Représentation d'une MSAP dans le repère $(d - q)$	40
Figure. II.5 : Schémas équivalents du GSAP selon les deux axes d et q	41
Figure. II.6 : Schéma du redresseur à diodes.	43
Figure. II.7 : schéma de principe de convertisseur Boost CC-CC	44
Figure. II.8 : Schéma de principe de l'onduleur triphasé de tension $DC - AC$	45
Figure. II.9 : Structure du convertisseur côté réseau.	46
Figure. II.10 :Schema simplifiée d'une ligne d'un câble DC en "T"	49
Figure. III.1 : Transformation de repère $\alpha\beta$ au repère $d - q$	52
Figure. III.2 : La configuration générale des systèmes VSC-HVDC.	53
Figure. III.3 :Schéma bloc général de la stratégie de commande	54
Figure. III.4 :Schéma bloc du modèle de la turbine.	55
Figure. III.5 : les Zones de fonctionnement d'une éolienne.	55
Figure. III.6 : Allure de la puissance éolienne extraite en fonction de la vitesse de rotation.	56
Figure. III.7 : Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation.	57
Figure. III.8 : Profil du vent appliqué à les trois turbine.	58
Figure. III.9 : Vitesse de rotation de la GSAP.	59
Figure. III.10 :Le coefficient de puissance C_p	59
Figure. III.11 :La puissance mécanique pour chaque turbine.	60
Figure. III.12 :Couple de la GSAP	60
Figure. III.13 :Le courant délivré par la GSAP	61
Figure. III.14 :Les tensions d'entrée et sortie du convertisseur boost	61
Figure. III.15 :Le courant pour chaque éolienne côté réseau offshore	62
Figure. III.16 :Commande de convertisseur côté offshore d'un système VSC-HVDC	64
Figure. III.17 :Schéma bloc du contrôle des courants du redresseur dans le repère de dq	64
Figure. III.18 :Commande de convertisseur côté onshore d'un système VSC-HVDC	65
Figure. III.19 :Régulation de la tension continue avec un correcteur PI	66
Figure. III.20 :Régulateurs des courants direct et en quadrature du côté onduleur	67
Figure. III.21 :Les puissances offshore et onshore.	68

Figure. III.22 :Les tensions de deux réseaux offshore et onshore.	68
Figure. III.23 :Les tensions de deux réseaux offshore et onshore.	68
Figure. III.24 :La tension de bus continu V_{dc}	69
Figure. A.25 :Schéma bloc du correcteur PI	73

Liste des tableaux

Tableau. I.1 : Comparatif Vitesse fixe vs vitesse variable.	8
Tableau. I.2 : Comparaison entre les éoliennes onshore et offshore	17
Tableau. B.1 : Paramètres de l'éolienne.	74
Tableau. B.2 : Paramètres de convertisseur hacheur BOOST	74

Acronymes

2L	Two-Level (Converter)
CA	Courant Alternative
CC	Courant Continu
CCR	Convertisseur Côté Réseau
CSC	Convertisseur de source de courant(Current-Source Converter)
BTB	Back-To-Back
dq	Repère de PARK.
HT	Haute Tension
HVAC	Courant alternatif à haute tension (High-voltage alternating current).
HVDC	Courant continu à haute tension (High-Voltage Alternating Current)
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
GACE	Générateur Asynchrone de Cage d'Ecureuil
GADA	Générateur Asynchrone à Double Alimentation
GAS	Générateur Asynchrone
GS	Générateur Synchrone
GSAP	Géneratrice Sychrone à aimant permanant
GSRB	Générateur Synchrone à Rotor Bobiné
MT	Moyenne Tension
MPPT	Poursuite du Point Puissance Maximale(Maximum Power Point Tracking)
PCC	Point Commun de Couplage
PI	régulateur Proportionnel-Intégral
PWM	Pulse Width Modulation (Modulation de Largeur d'Impulsion)
SCEE	Systèmes de Conversion d'Energie Eolienne
SPWM	Sinusoidal Pulse Width Modulation
STATCOM	STATic synchronous COMPensator.
SVC	Static Var Compensator
SVM	Space Vector Modulation (Modulation Vectorielle Spatiale)
VSC	Voltage Source Inverter

Nomenclature

Symbole	description	Unité
C_p	Coefficient de puissance.	—
C_t	Coefficient de couple.	—
E_c	Énergie cinétique d'une masse d'air	j
f_v	Coefficient de frottement visqueux	—
J_t	Moment d'inertie de la turbine	$kg.m^2$
J_m	Moment d'inertie de la génératrice	$kg.m^2$
J	Moment d'inertie totale	$kg.m^2$
m	masse du volume d'air	kg
p	nombre de paires de pôles de la machine	—
P_m	Puissance mécanique au rotor ou la puissance de la turbine	W
P_v	Puissance contenue dans le vent	W
P_s	Puissance active de sortie du stator du générateur	W
Q_s	Puissance réactive de sortie du stator du générateur	VAR
r	Rayon de l'éolienne	m
S	Surface balayée par les pales	m^2
v_w	Vitesse du vent	m/s
$\overline{v_w}$	Vitesse moyenne du vent	m/s
β	Angle de calage	$^\circ$
Ω_r	vitesse de rotation de l'arbre du générateur	rad/s
Ω_m	Vitesse de rotation de l'arbre de la turbine	rad/s
λ	vitesse spécifique	—
ρ	Masse volumique de l'air.	kg/m^3
T_w	Couple aérodynamique de l'éolienne	Nm
T_{em}	Couple électromagnétique de la génératrice.	Nm
i_{as}, i_{bs}, i_{cs}	Courants de phases statoriques de la GSAP .	A
i_{ds}, i_{qs}	Courant statorique dans le repère dq de la GSAP .	A
L_{ds}, L_{qs}	Inductances de la MSAP dans le repère dq.	H
R_s	Résistance des phases statoriques du GSAP .	Ω

v_{as}, v_{bs}, v_{cs}	Tensions de phases statoriques de la GSAP .	V
v_{ds}, v_{qs}	Tensions statorique dans le repère dq du GSAP .	V
$\Psi_{as}, \Psi_{bs}, \Psi_{cs}$	Flux totaux traversant les bobines statoriques du GSAP .	Wb
Ψ_{ds}, Ψ_{qs}	Flux des aimants dans le repère dq du GSAP .	Wb
Ψ_f	Flux fourni par les aimants permanents du rotor.	Wb
U_{dc}	Tension de sortie de redresseur.	V
α	Rapport cyclique (duty cycle)	—
V_{dc1}	Tension d'entrée du hacheur boost.	V
V_{dc2}	Tension de sortie du hacheur boost.	V
V_L	Tension de l'inductance du hacheur boost.	V
T	Période de l'hacheur	s
t_{on}	Temps de conduction du hacheur	s

Introduction générale

Dans les derniers décennies, le monde entier a connu une concurrence dans le développement économique et technique afin de dominer le pouvoir et satisfaire les besoins de l'être humain. tous ces échanges conduisent forcément a une transition énergétique causé par l'augmentation de la demande de l'énergie électrique qui représente la brique de base pour tout développement et croissance mondiale, d'autre part, la production classique ou centralisé pose de plus en plus le problème de la pollution de la planète. De ce fait, les spécialistes et les chercheurs dans ce domaine d'énergie lancent une thématique des recherches sous l'intituler « développement des énergies renouvelables » pour trouver des solutions énergétiques vertes et efficaces. Ce développement des énergies renouvelables s'est révélé être une solution attractive car non polluante, disponible et hautement compétitive. Aujourd'hui, l'énergie éolienne est l'une des sources d'énergie renouvelables les plus utiles pour produire de l'électricité. Elle peut être utilisée comme une alternative compétitive pour aider à réduire la demande croissante d'électricité. les éoliennes installées en pleine mer appelées "offshore" sont l'une des structures les plus rentables à cause des vents plus forts, plus réguliers et moins encombrants que celles installées sur terre appelées "onshore".

La transmission de puissance d'un parc éolien offshore vers le réseau [CA](#) "onshore" est généralement réalisée par deux types de transport : le transport en courant alternatif à haute tension ([HVAC](#)) et le transport en courant continu à haute tension ([HVDC](#)).

Dans ce mémoire, on va étudier un système de conversion éolienne offshore basé sur la génératrice synchrone à aimant permanent ([GSAP](#)), nous allons également étudier des stratégies de commande permettant l'optimisation de l'énergie extraite par la turbine ([MPPT](#)) ainsi que des contrôleurs permettant de commander la puissance électrique fournie au réseau.

Ce travail est reparti comme suit :

- Afin de placer notre système en étude, une généralité sur les différentes structure, élément et notion seront décrites dans le premier chapitre, on s'intéresse beaucoup plus par les systèmes éolienne et les systèmes de transmission d'énergie électrique.

- Après l'emplacement de notre système pour l'étude en simulation dans le chapitre suivant , le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation du système par l'établissement des différentes équations mathématiques des éléments qui modélisent les éléments constituant le système étudié en particulier l'éolienne à base la **GSAP** et le système de transmission en courant continu **HVDC**.

Le troisième chapitre sera dédié à la présentation des différentes stratégies de commande appliquées à la chaîne de production et de transmission proposée. Ces lois de commande agissant sur l'interface convertisseurs de l'électronique de puissance. A la fin de ce chapitre, des simulations dans différents cas de fonctionnement de la chaîne ont été effectuées, les résultats obtenus ont été analysés et interprétés.

On terminera le travail par une conclusion générale qui résume les objectifs a atteindre à travers cette étude et quelque perspectives seront proposé pour les prochains travaux.

CHAPITRE I

Généralités sur les parcs éoliens et le transport d'énergie en HVDC

Sommaire

1	Introduction	4
2	Énergies éolienne	4
2.1	Principaux composants d'une éolienne	7
2.2	Éoliennes à vitesse fixe et variable	8
2.3	Génératrices pour les SCEEs	9
2.4	Convertisseurs de puissance utilisé dans les système éolienne	12
3	Fermes éoliennes	16
3.1	Comparaison entre Onshore et Offshore	17
3.2	Parcs éoliens offshore	18
3.3	Topologies de raccordement d'un parcs éoliens offshores	18
4	Système de transmission d'énergie offshore	23
4.1	Système de transmission HVAC	24
4.2	Système de transmission HVDC	24
4.3	Comparaison entre la transmission en HVDC et HVAC	25
4.4	Technologies des convertisseurs de système HVDC	28
5	Conclusion	32

1 Introduction

La technologie éolienne offshore présente de nombreux avantages par rapport à son homologue terrestre. Les problèmes d'impact visuel et de bruit peuvent être presque éliminés en installant les éoliennes loin du rivage, ce qui en retour permet l'utilisation d'éoliennes plus grandes. L'énergie éolienne moyenne est généralement plus abondante et plus constante en raison de l'absence d'influence topographique en mer, ce qui convient aux grands projets de parcs éoliens offshore avec une production nettement plus élevée par unité installée. Bien que les principes mécaniques et électriques des éoliennes onshore et offshore pour capter puis convertir l'énergie éolienne en énergie électrique n'ont aucune différence, le parc éolien offshore est plus coûteux et plus complexe à installer et à entretenir. Dans un parc éolien offshore, les éoliennes ne représentent que 40% du coût total, contre jusqu'à 70% dans les parcs éoliens terrestres. Le parc éolien offshore est non seulement plus exigeant en fiabilité des pales d'éoliennes, générateurs, fondations et câbles électriques, mais aussi en efficacité techniques de collecte, de transmission et d'intégration d'énergie dans le réseau [CA](#)^[1, 2].

Ce chapitre présente les principes de base des parcs éoliens offshore, y compris les structures des éoliennes, la production d'énergie, les systèmes de collecte et de transmission cette énergie au réseau onshore. Les éoliennes offshore présentent d'autres caractéristiques, en plus d'avoir des pales plus grandes et générateurs de puissance plus élevée, ces turbines ont des technologies de fondation très différentes de celles des éoliennes terrestres.

Les composants de conversion comprennent des pales, l'arbre, des réducteurs et des générateurs d'éoliennes. Ceux-ci sont tous montés sur les fondations de la turbine et sont essentiels pour capter et convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

Par la suite, il est alors nécessaire de rassembler toute l'énergie électrique générée par chaque éolienne dans un parc éolien offshore, où elle est collectée à une sous-station offshore, où elle est transformée puis transmise vers réseau électrique [CA](#) onshore par câbles sous-marins. de la transmettre au réseau terrestre.

2 Énergies éolienne

Un aérogénérateur, plus couramment appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de

transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice comme illustré la figure I.1[3].

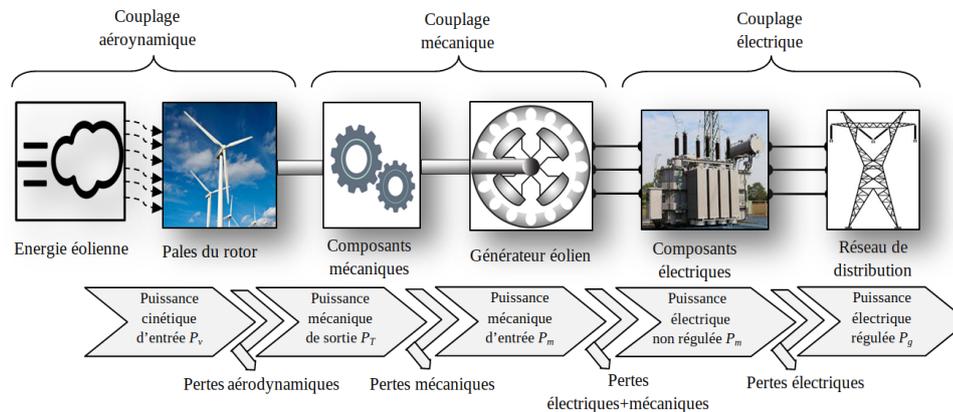


Fig. I.1 Schéma fonctionnel du système de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

Les principales technologies des éoliennes sont classées selon divers critères et facteurs [3], comme le montre la figure I.2. Les facteurs de classification les plus importants sont basés sur les éléments suivants :

- ✓ Puissance électrique nominale de sortie de l'éolienne (puissance faible, moyenne et élevée)
- ✓ Schéma de régulation de la puissance aérodynamique dans des conditions de vitesse du vent élevée (décrochage et contrôle du tangage)
- ✓ Alignement de l'arbre de l'éolienne par rapport au sol (axe vertical et horizontal)
- ✓ Type d'application pour alimenter la puissance électrique de sortie de la turbine (autonome et connectée au réseau)
- ✓ Vitesse de fonctionnement de l'éolienne par rapport aux vitesses de vent variables (vitesse fixe ou variable)
- ✓ Emplacement pour la construction des éoliennes (Onshore et Offshore)

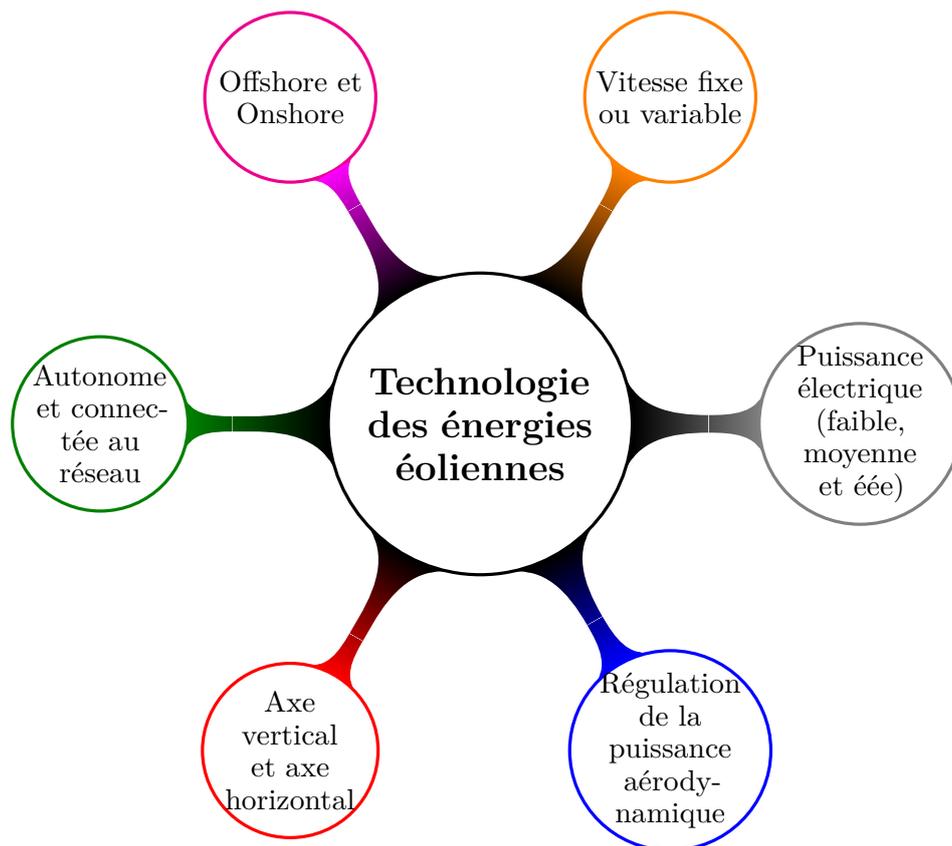


Fig. I.2 Principales technologies des éoliennes

Selon leur puissance nominale, les éoliennes sont divisées en trois catégories[4] :

- Eoliennes de petite puissance inférieure à 30 kW
- Eoliennes de moyenne puissance : de 30 à 300 kW.
- Eoliennes de haute puissance : supérieure à 300 kW

La figure (I.3) illustre l'évolution taille-puissance des éoliennes.

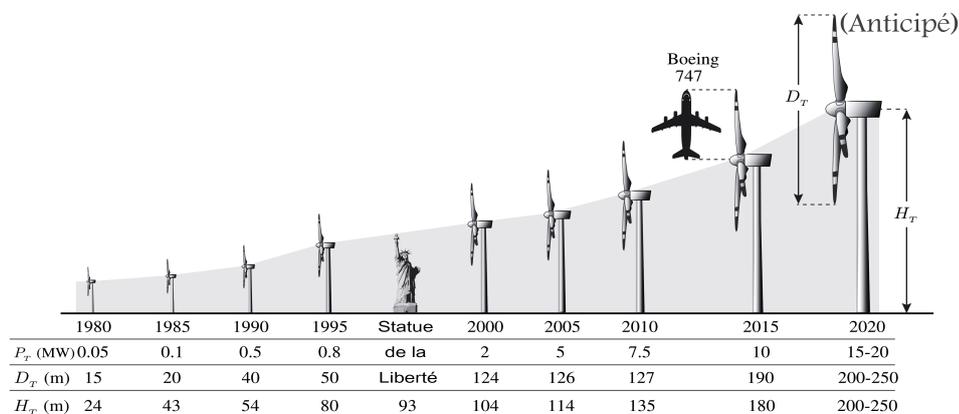


Fig. I.3 Évolution de la taille des éoliennes commerciales

P_T : Puissance nominale ; D_T : diamètre du rotor de turbine ; H_T : hauteur du moyeu

2.1 Principaux composants d'une éolienne

L'éolienne comporte généralement des éléments mécaniques et électriques qui sont illustrés sur la figure I.4 [3].

-Composants mécaniques : Comprend les pales du rotor, moyeu de rotor, roulements de rotor, l'arbre principal, frein mécanique, boîte de vitesses, pitch drives, yaw drives, anémomètre, nacelle, la tourou (mât), fondation et échelle.

-Composants électrique : Comprend le générateur, le convertisseur électronique de puissance ainsi que les filtres harmoniques côté générateur et réseau, le transformateur élévateur, les câbles d'alimentation, le point de collecte du parc éolien et l'appareillage de commutation.

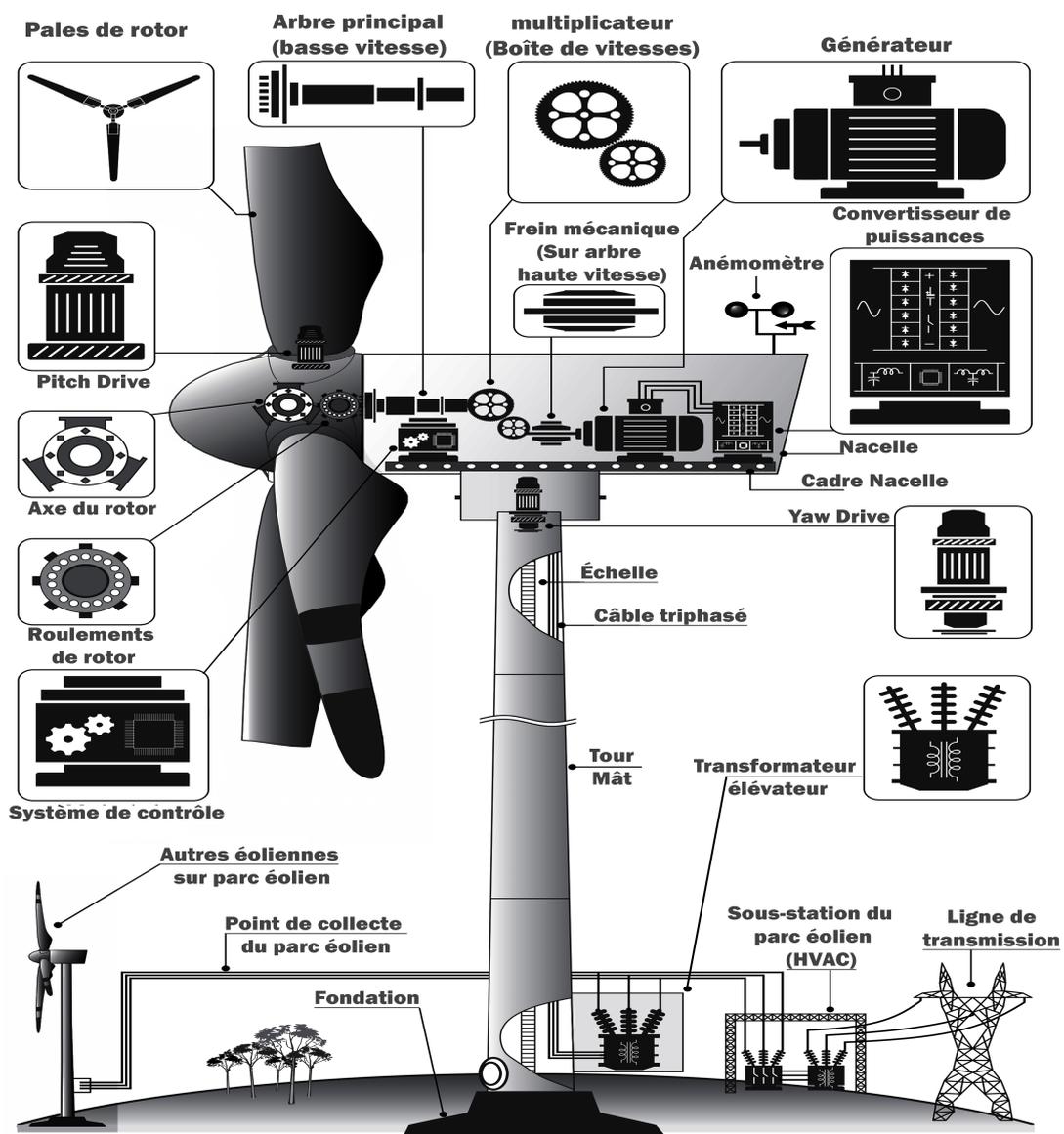


Fig. I.4 *Éléments constituant une éolienne*

2.2 Éoliennes à vitesse fixe et variable

Les éoliennes peuvent être classées en turbines à vitesse fixe et à vitesse variable. Les éoliennes à vitesse fixe tournent à une vitesse presque constante, déterminée par le multiplicateur, la fréquence du réseau et le nombre de pôles du générateur. L'efficacité de conversion maximale ne peut être atteinte qu'à une vitesse de vent donnée, et l'efficacité du système se dégrade à d'autres vitesses de vent. L'éolienne est protégée par un contrôle aérodynamique des pales contre les dommages possibles causés par des rafales de vent élevées. L'éolienne à vitesse fixe, provoquant des perturbations du système électrique [5].

D'un autre côté, les éoliennes à vitesse variable peuvent atteindre une efficacité de conversion d'énergie maximale sur une large gamme de vitesses de vent. La turbine peut ajuster en continu sa vitesse de rotation en fonction de la vitesse du vent. Ce faisant, le rapport de vitesse de pointe, qui est le rapport de la vitesse de pointe des pales à la vitesse du vent, peut être maintenu à une valeur optimale pour atteindre l'efficacité de conversion de puissance maximale à différentes vitesses de vent. Pour rendre la vitesse de la turbine réglable, l'éolienne est normalement connectée au réseau électrique via un système de convertisseur de puissance [6]. Le système de convertisseur permet de contrôler la vitesse du générateur couplé mécaniquement au rotor (pales) de l'éolienne.

Le Tableau I.1 illustre un comparatif simple entre les différents fonctionnements

Fonctionnement à vitesse fixe	Fonctionnement à vitesse variable
- Simplicité du système électrique	- Augmentation du rendement énergétique
- Fonctionnement à vitesse variable ($\pm 30\%$ de la vitesse nominale)	- Réduction des oscillations du couple dans le train de puissance.
- Faible probabilité d'entrée en résonance des éléments de l'éolienne.	- Réduction des efforts subis par le train de puissance.
- Moins cher et Plus grande fiabilité	- Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.

Tableau I.1 – Comparatif Vitesse fixe vs vitesse variable.

2.3 Génératrices pour les SCEEs

L'application la plus fréquente des turbines éoliennes est aujourd'hui la production d'électricité. Pour cela, l'utilisation d'une machine électrique est indispensable. Les générateurs habituellement rencontrés dans les éoliennes sont présentés une classification des générateurs électriques les plus courants dans les grands systèmes de conversion d'énergie éolienne est présentée à la figure I.5. Selon leur construction et leur principe de fonctionnement, les génératrices sont divisées en deux groupes principaux : les générateurs asynchrone et les générateurs synchrones[3].

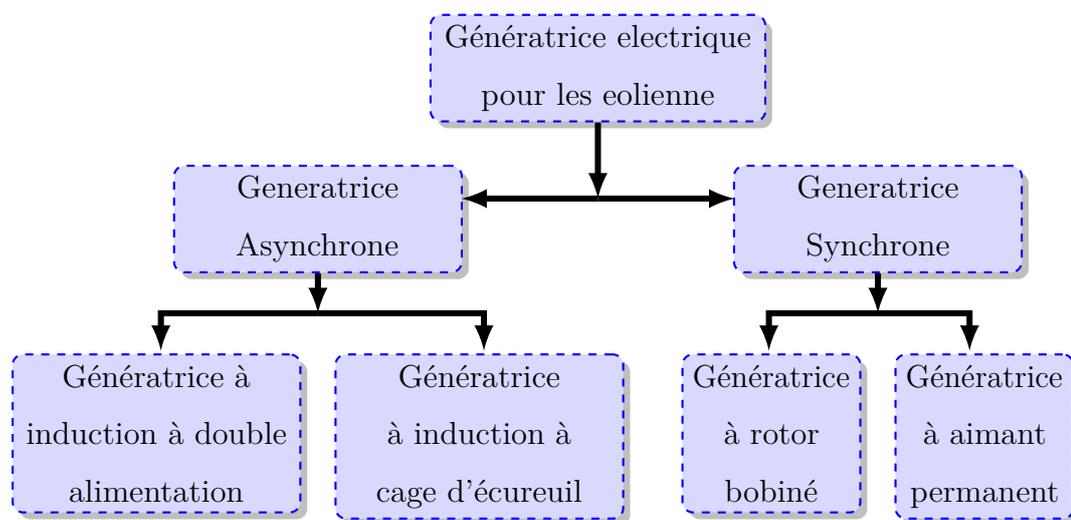


Fig. I.5 Classification des générateurs électriques utilisés dans les éoliennes

2.3.1 Générateur asynchrone

Le générateur asynchrone est largement utilisé dans les turbines éoliennes de moyenne et grande puissance en raison de sa robustesse, sa simplicité mécanique et son coût réduit. Son inconvénient majeur est la consommation d'un courant réactif de magnétisation au stator.

2.3.1.1 Générateur asynchrone à cage d'écureuil

Une génératrice asynchrone à cage d'écureuil comme illustre sur la figure I.6 est utilisée dans les éolienne à vitesse fixe, et sa vitesse de rotation est déterminée par la fréquence du réseau et le nombre de pôles de l'enroulement du stator[3]. À des vitesses de vent différentes, la vitesse du générateur varie dans 1% de sa vitesse nominale. La plage de vitesse du générateur est si faible que ce système est souvent connu sous le nom à vitesse fixe. Une boîte de vitesses est normalement nécessaire pour adapter la vitesse entre la turbine et le générateur de telle

sorte que la génératrice peut fournir sa puissance nominale à la vitesse nominale du vent. Cette configuration nécessite un démarreur progressif pour limiter les courants d'appel élevés au démarrage du système, mais le démarreur progressif est court-circuité par un interrupteur après que le système est démarré. En fonctionnement normal, le système n'a pas besoin de convertisseur de puissance [5].

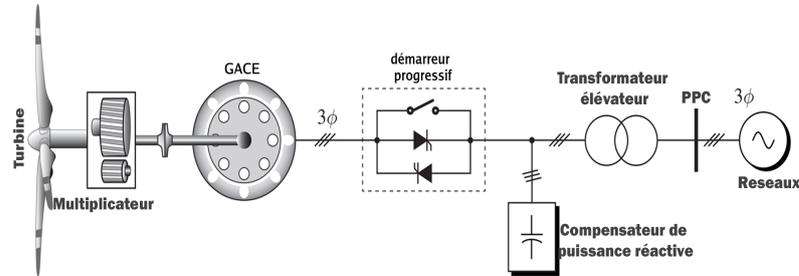


Fig. I.6 Éolienne à génératrice Asynchrone à cage (GACE) à vitesse fixe .

2.3.1.2 Générateur Asynchrone Doublement Alimenté

Dans ce configuration comme illustre la figure I.7 il n'y a pas besoin de démarreur progressif ou de compensation de la puissance réactive parce qu'il contient un système de conversion de puissance connecté au réseau. Le facteur de puissance du système peut être réglé par des convertisseurs de puissance. Les convertisseurs ont uniquement utilisé pour traiter la puissance de glissement dans les circuits de rotor, qui est d'environ de 30% de la puissance nominale du générateur, ce qui entraîne des coûts de conversion réduite en comparaison avec les systèmes d'énergie éolienne utilisant des convertisseurs à pleine capacité. L'utilisation des convertisseurs permet également le flux de puissance bidirectionnel dans le circuit du rotor et augmente la plage de vitesse de la génératrice. Ce système comporte un meilleur rendement global de conversion de puissance, la plage de vitesse de la génératrice est étendue ($\pm 30\%$) [6, 3].

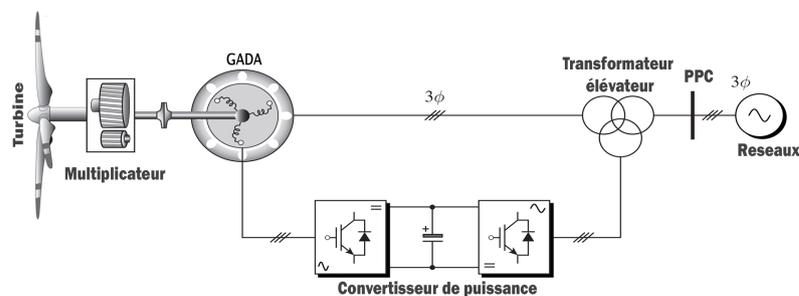


Fig. I.7 Éolienne à base de GADA à vitesse variable

2.3.2 Générateur Synchrone

L'avantage du générateur synchrone par rapport à **GAS** est l'absence de courant réactif de magnétisation. Le champ magnétique du **GS** peut être obtenu par des aimants ou par un bobinage d'excitation conventionnel. Si le générateur possède un nombre suffisant de pôles, il peut s'utiliser pour les applications d'entraînement direct qui ne nécessitent pas de multiplicateur. Le **GS** est toutefois mieux adapté à la connexion indirecte au réseau de puissance à travers un convertisseur statique, lequel permet un fonctionnement à vitesse variable [5].

2.3.2.1 Générateur Synchrone à Rotor Bobiné

connexion directe au réseau de puissance implique que le **GS** tourne à vitesse constante, laquelle est fixée par la fréquence du réseau et le nombre de pôles de la machine. L'excitation est fournie par le système de bagues et balais ou par un système brushless avec un redresseur tournant. La mise en œuvre d'un convertisseur dans un système multipolaire sans engrenages permet un entraînement direct à vitesse variable. Toutefois, cette solution implique l'utilisation d'un générateur surdimensionné et d'un convertisseur de puissance dimensionné pour la puissance totale du système [7]

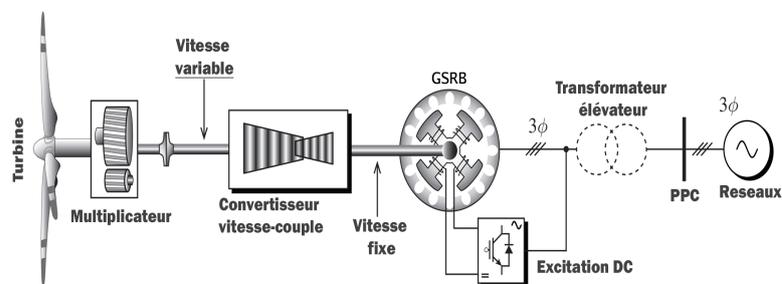


Fig. I.8 Éolienne à base de **GSRB** à vitesse variable

2.3.2.2 Génératrices synchrone à aimants permanents

On s'intéresse ici à une structure d'éolienne entièrement interfacée par un dispositif d'électronique de puissance constitués de deux convertisseurs (généralement maintenant des onduleurs réversibles à base de composants semiconducteurs commandables **IGBT** contrôlés par **PWM**, l'un connecté au stator et l'autre connecté au réseau. La génératrice de référence considérée ici est une génératrices synchrone à aimants permanents possédant un grand nombre de paires de pôle (figure I.9) ce qui permet la réduction ou la suppression du

multiplicateur de vitesse. Cette structure permet une variation de vitesse de 0% à 100% de la vitesse nominale de rotation.

Le convertisseur connecté au stator de la génératrice contrôle le couple de la génératrice et sa vitesse de rotation. Celui connecté au réseau assure le transfert de puissance entre la génératrice et le réseau ainsi que l'échange de puissance réactive avec ce dernier. Cette interface offre un découplage presque total entre le réseau et la génératrice : un défaut sur le réseau ne viendra pas (ou très peu) perturber le fonctionnement de la génératrice.

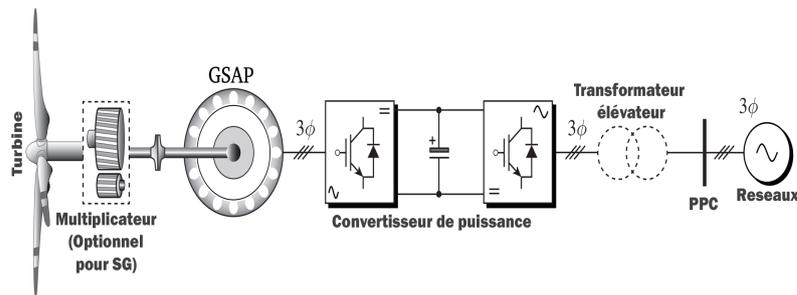


Fig. 1.9 Éolienne à base de **GSAP** à vitesse variable

Cette technologie offre de nombreux avantages : souplesse de contrôle, découplage entre réseau et génératrice, optimisation de la production grâce à une grande plage de vitesse, gestion possible du réactif. Tout ceci entraîne un coût plus élevé : l'interface dimensionnée à 100% de la puissance nominale de la génératrice et la génératrice synchrone est spécialement conçue pour cette utilisation[8].

2.4 Convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes éoliens

Le couplage indirect du **GSAP** peut être réalisé par deux types de systèmes de conversion d'énergies **CA/CC/CA** :

- ✓ Le système de conversion unidirectionnel
- ✓ le système de conversion bidirectionnel

Le choix du système de conversion (ou système d'interface) entre le réseau électrique et le **GSAP** dépend d'une part de la stratégie de commande appliquée, et d'autre part de la qualité de l'énergie produite. Par exemple, il est impossible de minimiser les pertes électriques dans le stator du **GSAP** sans un système de conversion bidirectionnel. De même, avec un système de conversion unidirectionnel, il est impossible de commander le facteur de puissance du

GSAP. Il existe plusieurs types de systèmes de conversion unidirectionnel seront traités dans ce chapitre.

2.4.1 Les systèmes de conversion unidirectionnel

Ce système est composé de trois éléments :

1. Redresseur à diodes côté générateur
2. Convertisseur **CC/CC** qui permet d'effectuer une stratégie de commande optimale de puissance
3. Onduleur à base **IGBT** côté réseau.

Certains de ces systèmes de conversion unidirectionnelle n'ont pas de convertisseur **CC/CC** intermédiaire. Dans ce cas, ils incluent la source dans "Z", ce qui permet réduire le coût du système [9].

Il existe généralement trois types de systèmes unidirectionnels :

- ✓ Système de conversion unidirectionnel simple.
- ✓ Système de conversion unidirectionnel avec un boost.
- ✓ Système de conversion unidirectionnel avec un $Z - source$.

2.4.1.1 Système de conversion unidirectionnel simple

La configuration du convertisseur de puissance pour **GSAP/GSRB** avec redresseur à diode triphasé et **2L-VSC** est illustrée à la figure I.10. Cette topologie offre une solution légère et peu coûteuse par rapport au **BTB 2L-VSC**. La tension alternative de sortie du générateur est convertie en courant continu par le redresseur à diodes.

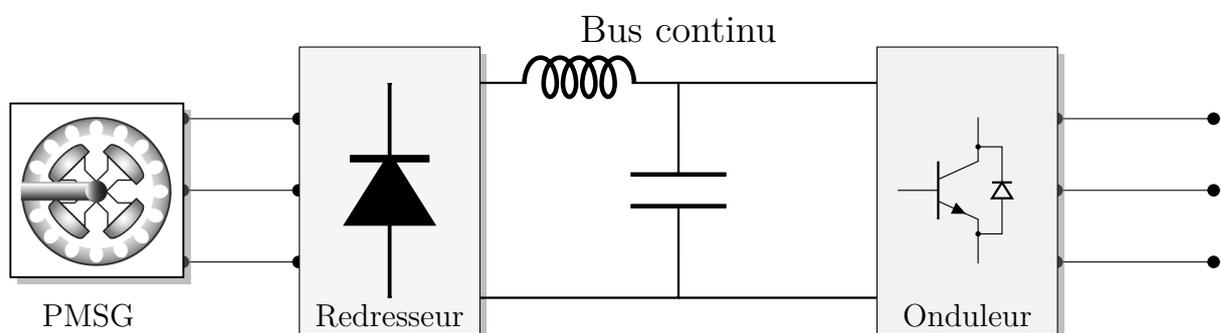


Fig. I.10 Système de conversion d'énergie unidirectionnel simple

La tension continue est ensuite reconvertie en tension alternative par **2L-VSC**. L'inductance du circuit intermédiaire contribue à lisser le courant de sortie du redresseur à diodes. La tension

de sortie de l'éolienne et du redresseur à diodes changements par rapport aux conditions de vitesse du vent variables. Cependant, la valeur maximale de la tension de sortie du redresseur de diode est limitée par la vitesse nominale du générateur. Ainsi, la première liaison CC est désignée comme liaison CC non régulée. La tension de sortie du redresseur à diodes devient significativement faible lors de faibles vitesses de vent. La tension du circuit intermédiaire doit être supérieure à la valeur de crête de la tension ligne à ligne du réseau pour transférer la puissance générée vers le réseau. Pour garantir cette condition, le générateur doit être surestimé (c'est-à-dire que la tension nominale du générateur doit être supérieure à la tension du réseau).

2.4.1.2 Système de conversion unidirectionnel avec une Z-source

Ce système est composé d'un pont à diodes du côté du générateur, d'un onduleur à IGBT du côté du réseau électrique et d'une Z-source entre les deux côtés (I.11). Cette configuration est économique car elle est composée d'un seul convertisseur de puissance. Avec ce système d'interface, il est possible de réaliser une stratégie de commande optimale de la puissance. L'inconvénient est qu'elle ne permet pas de commander le facteur de puissance de l'énergie injectée au réseau électrique[10].

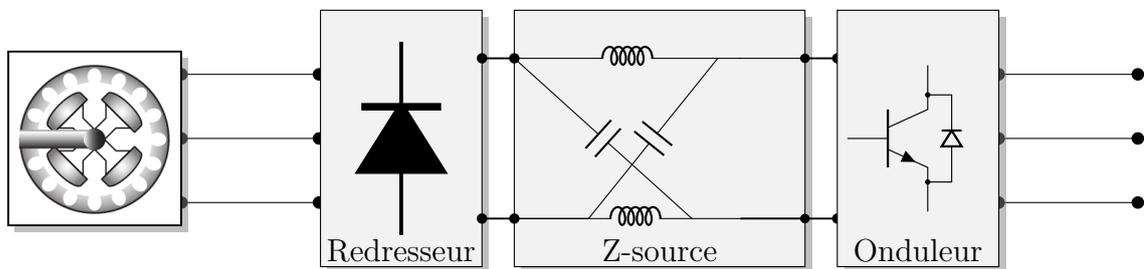


Fig. I.11 Système de conversion d'énergie unidirectionnel avec une Z-source

2.4.1.3 Système de conversion unidirectionnel avec un convertisseur boost

Pour réduire le coût des systèmes d'énergie éolienne, le redresseur de source de tension à deux niveaux peut être remplacé par un redresseur à diode et un convertisseur boost, comme indiqué à la figure I.12. Cette configuration de convertisseur ne peut pas être utilisée pour les éoliennes à base GACE puisque le redresseur à diode ne peut pas fournir le courant magnétisant nécessaire pour le générateur d'induction[4].

Le redresseur à diode convertit la tension variable du générateur en une tension continue, qui est boostée à une tension continue plus élevée par le convertisseur boost. Il est important

que la tension du générateur à basse vitesse soit portée à un niveau suffisamment élevé pour les onduleurs, ce qui assure la fourniture de la puissance maximale captée au réseau dans toute la plage de vitesse du vent. L' onduleur à deux niveaux contrôle la tension du circuit intermédiaire et la puissance réactive côté réseau.

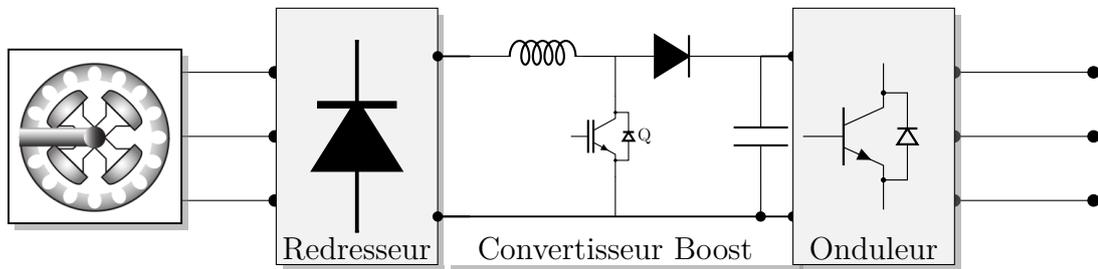


Fig. I.12 Système de conversion d'énergie unidirectionnel avec un convertisseur boost

Comparé au redresseur commandé, le redresseur de diode et le convertisseur boost sont plus simples et plus rentables. ce type d'association ne permet pas de contrôler le facteur de puissance de la machine et le courant est alors plus grand d'environ 20% [11] [4]. .

2.4.2 Le système de conversion bidirectionnel

Les systèmes de conversion bidirectionnels sont les plus répandus dans la pratique. L'avantage d'un système bidirectionnel est qu'il permet de réaliser tous les types de stratégies de commande. Il existe différents types de systèmes de conversion bidirectionnels :

- ✓ Système à deux convertisseurs triphasés à thyristors.
- ✓ Système à deux convertisseurs triphasés à transistors (IGBT)

2.4.2.1 Système à deux convertisseurs triphasés à thyristors

Le système de conversion bidirectionnel à thyristor se compose d'un redresseur à thyristor CA/CC du côté du générateur et d'un onduleur à thyristor CC/CA du côté du réseau électrique [10] comme illustré la figure I.13).

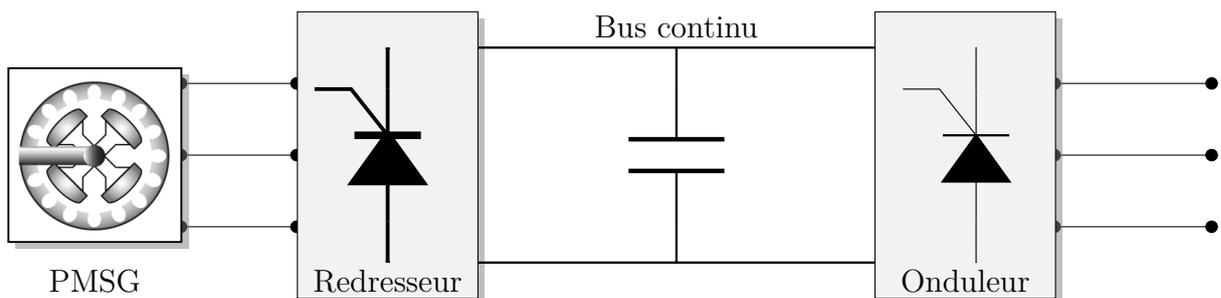


Fig. I.13 Système à deux convertisseurs triphasés à thyristors

Ce système, comme le système de conversion à deux convertisseurs à transistors, permet de réaliser à la fois une stratégie de commande optimale de la puissance du côté du générateur et de contrôler le facteur de puissance de l'énergie injectée au réseau électrique

2.4.2.2 Système à deux convertisseurs triphasés à transistor (IGBT)

La structure représentée dans la figure I.14 est constituée d'une GSAP connectée à un redresseur et un onduleur de tension.

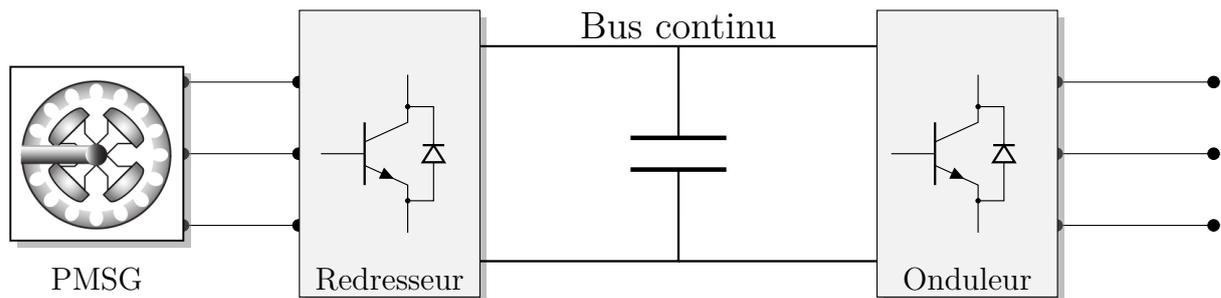


Fig. I.14 Système à deux convertisseurs triphasés à VSC BTB

Cette configuration permet le contrôle, par une commande adaptée, de la magnétisation et de la tension à la sortie de la GSAP lorsque la vitesse du rotor et la charge électrique sont variables. L'inconvénient majeur de cette architecture demeure le coût élevé et la complexité de la commande. [10].

3 Fermes éoliennes

Ferme éolienne ou parc éolien est un regroupement d'un ensemble d'éoliennes à vitesse variable ou à vitesse fixe constitue une ferme éolienne onshore ou offshore, peuvent être connectées entre elles, soient en séries, en parallèles ou séries-parallèles.

Une ferme éolienne correspond à l'association de plusieurs éoliennes en mer connectées entre elles par un réseau de distribution, puis au réseau onshore par une liaison de transport d'énergie. Des fermes éoliennes de fortes puissances sont considérées dans cette étude et un cluster correspond à un regroupement d'éoliennes connectées entre elles par une association série ou parallèle au sein d'une ferme éolienne jusqu'à la plateforme offshore. Une ferme éolienne est ainsi constituée de plusieurs clusters qui sont connectés à une plateforme centralisée en offshore ou sur le continent. Pour relier une ferme éolienne offshore au continent, différentes topologies existent. Selon la distance de la ferme au continent, le nombre d'éoliennes, les

niveaux de tensions et les choix technologiques, les connexions électriques diffèrent entre les éoliennes ainsi que les liaisons au continent[11].

3.1 Comparaison entre Onshore et Offshore

La technologie de parc éolien offshore a beaucoup bénéficié en grande partie des progrès technologiques récents que le parc éolien onshore. Du fait que la mer étant plane, les vents atteignent moins d'obstacles, le parc éolien offshore est par conséquent plus soutenu, et moins turbulent que sur son installation sur terre. Il offre de grands espaces libres et moins de contraintes et d'obstacles où l'implantation des machines et des stations de conversion d'énergie est possible, sous réserve d'arrangement avec les autres utilisateurs de la mer. À puissance égale, une éolienne offshore peut produire jusqu'à 2 fois plus d'électricité qu'une éolienne terrestre(onshore).

Un résumé de comparaison sur les éoliens à terrestre (onshore) et éoliens offshore est donné dans le tableau I.2. Les ressources éoliennes, les coûts de l'installation d'entretien, et la production d'énergie sont les facteurs critiques pour être pris en considération dans le développement de parcs éoliens offshore[12].

	Description	Onshore	Offshore
Puissance de transmission	HVDC/HVAC	Dépend de l'emplacement	Exigé
Ressources	Vitesse du vent	Normale	Très forte
	Limite de la surface	Oui	Non
Impact environnemental	Impact visuel/bruits	Pour des résidents proche de l'installation	Non
Fonctionnement	Production de l'énergie	Bon	Meilleure
	Accessible	Facile	Difficile
	Corrosion	Faible	Haute
	Coût	Faible	Haut
	Coût de la maintenance	Faible	Haut

Tableau I.2 – Comparaison entre les éoliennes onshore et offshore

3.2 Parcs éoliens offshore

Un parc éolien offshore est constitué de trois parties comme illustré sur la figure I.15. La première est le système de production constitué d'un certain nombre d'éoliennes répartie sur une large surface en mer. La deuxième partie est le réseau interne MT dans lequel les éoliennes sont raccordées à une ou plusieurs sous-stations électriques offshore de type CA ou CC par des câbles MT. La tension actuelle du réseau interne est de $33kV$. Enfin, la troisième partie est le Système de transmission d'énergie. Au niveau des sous-stations électriques offshore, la tension est élevée à un niveau HT supérieur à $132kV$ pour transporter en CA ou en CC « HVAC ou HVDC ».

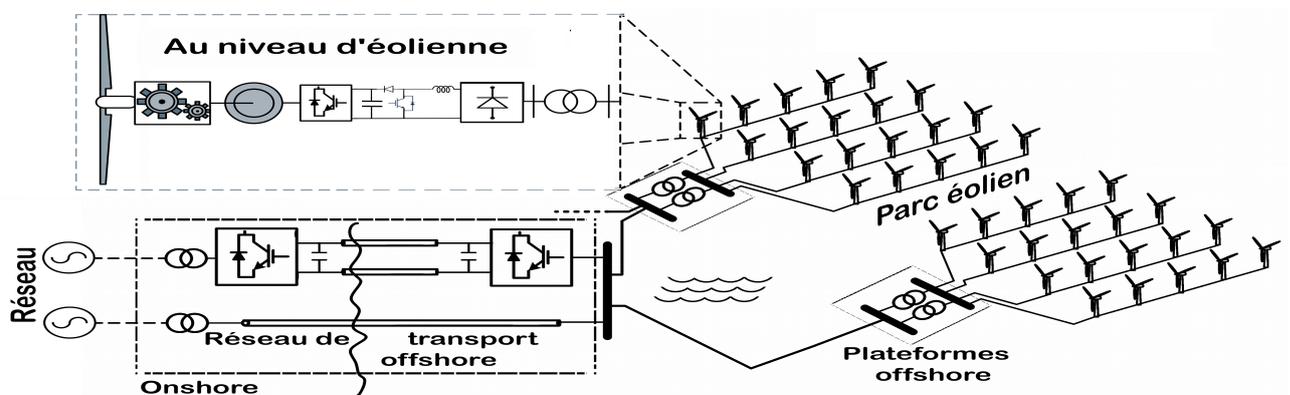


Fig. I.15 Schéma global du parc éoliens

Les paramètres importants dans un parc éolien offshore sont : le choix du site, le type et du nombre d'éoliennes, ainsi que leurs positionnements. En outre, le point de raccordement commun (PCC) des éoliennes au réseau interne MT porte un important effet sur le parc éolien offshore, en termes de fiabilité, de maximisation d'énergie, minimisation du coût d'investissement et de maintenance[13].

Nous présenterons ensuite les différentes topologies de raccordement électrique des réseaux interne MT et de transport d'énergie en CA et CC des parcs éolien offshore.

3.3 Topologies de raccordement d'un parcs éoliens offshore

Le réseau interne d'un parc éolien offshore comporte un grand nombre de générateurs qui sont répartis sur une surface très étendue, raccordés entre eux et à une ou plusieurs sous-stations électriques en mer par des câble MT. Ainsi, il existe plusieurs topologies de raccordement possibles et la difficulté à concevoir un tel système afin de satisfaire des critères

de fiabilité, de maximum d'énergie et de faible investissement, est plus significative que celle d'un système classique d'une centrale hydraulique ou thermique composée de quelques générateurs de fortes puissances. Par la suite, nous décrirons quelques topologies du réseau interne en CA et en CC.

3.3.1 Topologies en AC

Il existe principalement trois topologies de raccordement possibles du réseau interne en CA ont été utilisées dans les parcs éoliens offshore appelées radiales, annulaires et en étoile.

3.3.1.1 Topologies radiale

Dans cette configuration radial, les éoliennes sont installées dans la configuration de chaîne comme illustré à la Figure I.16. Le nombre maximum d'éoliennes pouvant être connectées à un seul départ est déterminé par l'intensité du câble et la puissance nominale des générateurs. C'est le système de collecte le plus courant, le moins cher et le plus simple, mais il présente des problèmes de fiabilité, car si une défaillance se produit dans le câble reliant la première turbine et le moyeu d'une alimentation, toute la puissance générée par les éoliennes en aval dans la chaîne sera perdu [14, 15].

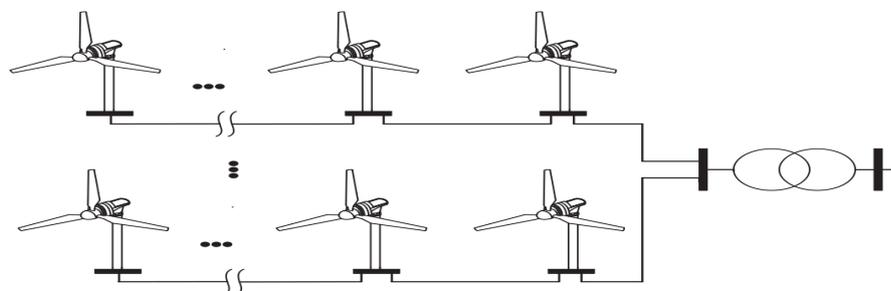


Fig. I.16 Topologies radiale

3.3.1.2 Topologies anneau

Dans cette configuration (illustré à la figure I.17) peut être compris comme une version améliorée de la conception radiale (la figure I.16) en termes de fiabilité, mais il devient coûteux. Il existe différents modèles d'anneaux définis selon la façon dont l'anneau est formé ; ils sont connus sous le nom de simple face, double face et multi-anneau [16, 15]. Dans tous les cas, les câbles redondants sont ajoutés de telle sorte que le flux d'énergie dans un dispositif d'alimentation ont plus d'options à transmettre. Ainsi, une configuration simple face comme le montre la figure I.17(a) consiste à relier un câble de la turbine la plus à

l'extérieur dans le départ vers le moyeu du collecteur alors que dans l'anneau à double face, deux départs sont connectés ensemble au moyen d'un câble, comme le montre la figure I.17(b). Un inconvénient de ce système est que certains câbles doivent être surdimensionnés pour permettre l'écoulement de puissance bidirectionnelle en cas de défaillance du câble.

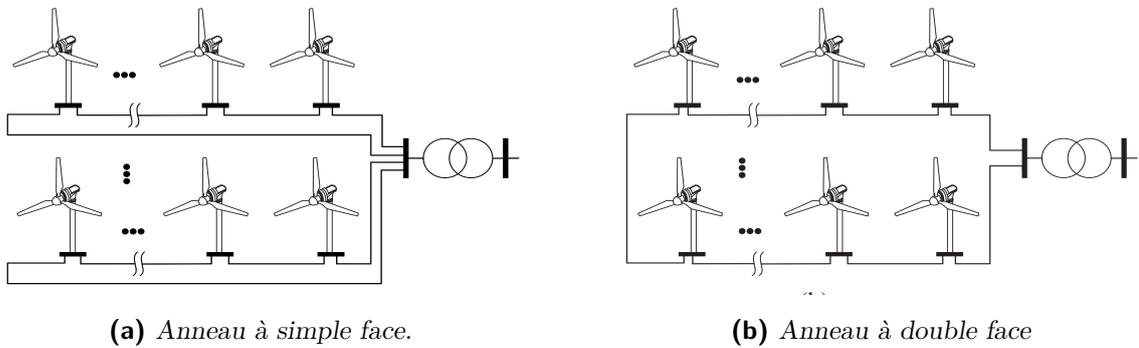


Fig. I.17 Configuration Anneaux.

3.3.1.3 Topologies étoile

Dans cette configuration, (illustré sur la figure I.18), n'a jamais été adopté dans les parcs éoliens actuellement en service. Cependant, il a été cité dans plusieurs études comme étant un bon compromis entre le niveau de fiabilité et le dimensionnement des câbles. A l'acceptation de la liaison principale utilisée pour le raccordement du cluster au jeu de barres MT de la sous station, tous les autres câbles sont dimensionnés pour transporter la puissance d'une seule éolienne. La régulation de la tension est plus aisée dans cette configuration [17].

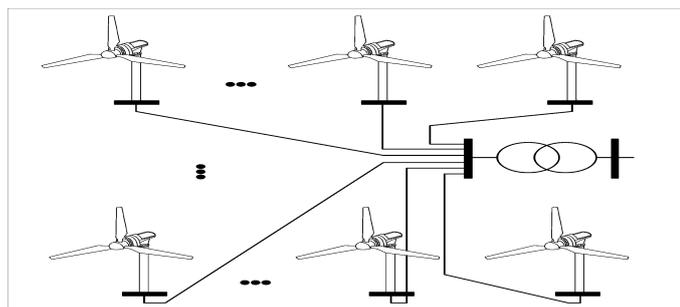


Fig. I.18 Topologies étoile

3.3.2 Topologies en DC

Des dispositifs de collecte de courant continu ont été proposés comme alternative à la collecte d'énergie dans les parcs éoliens offshore.

Les avantages de l'utilisation de systèmes de collecte **CC** pour l'énergie éolienne offshore sont :

- ✓ Pas besoin de compenser la puissance réactive du réseau offshore.
- ✓ Un circuit électrique biphasé (au lieu de triphasé) est utilisé.
- ✓ Aucune perte de peau et de proximité dans les câbles.

Par la suite, nous présentons certaines des dispositions de topologies **CC** les plus couramment proposées pour les éoliennes offshore.

3.3.2.1 Topologie parallèle

Dans la topologie parallèle, les éoliennes sont connectées électriquement en «parallèle», comme illustré à la figure I.19. Dans ce cas, la tension de sortie de chaque éolienne est maintenue constante, tandis que le courant traversant les câbles inter-réseaux dépend du nombre de turbines connectées.

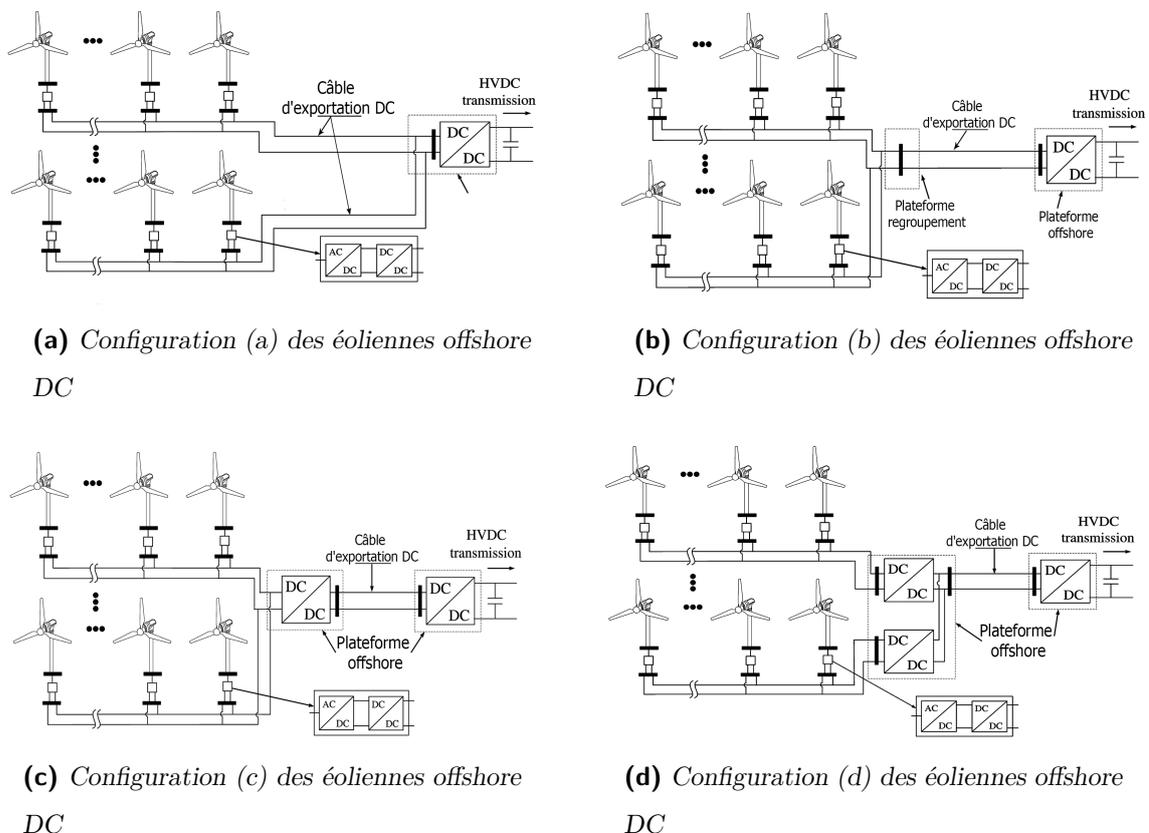


Fig. I.19 Configurations de topologie parallèle du réseau interne en **CC**

Il existe de nombreuses alternatives possibles pour les éoliennes offshore basées sur la

topologie de parallèle. Les quatre propositions les plus courantes sont brièvement décrites comme suit [15] :

Configuration (a) : Cette topologie parallèle (figure I.19(b)) consiste à connecter tous les câbles CC directement à la plateforme de conversion HVDC offshore. Ainsi, la tension de sortie de chaque éolienne est augmentée par un convertisseur de puissance CC / CC, et la puissance est transmise à moyenne tension CC.

Configuration (b) : L'idée de ce schéma (figure I.19(b)) est très similaire au cas précédent, sauf pour rassembler tous les câbles inter-réseaux dans une plateforme de collecte offshore. Ainsi, les éoliennes sont connectées à la plateforme de collecte au moyen des câbles inter-réseaux, tandis que le câble d'exportation relie la plateforme de collecte aux plateformes offshore HVDC. Comme dans le cas précédent, la tension est augmentée au moyen d'un convertisseur CC / CC, et l'énergie est délivrée au réseau terrestre via une liaison de transmission HVDC.

Configuration (c) : Afin de réduire les pertes de câbles d'exportation, cette configuration d'éoliennes offshore CC est basée sur l'installation d'un convertisseur de puissance CC / CC sur la plateforme offshore intermédiaire (Figure I.19(c)). Par conséquent, la tension de sortie est augmentée deux fois (à la fois au niveau de l'éolienne et de la plateforme du collecteur).

Configuration (d) : Cette configuration (I.19(d)) consiste à installer un convertisseur de puissance CC / CC par départ sur la plateforme de collecteur intermédiaire afin d'augmenter la fiabilité du système. Dans ce cas, la plateforme offshore intermédiaire devrait être plus grande que les autres topologies considérées.

3.3.2.2 Topologie séries

Dans ce topologie , les éoliennes sont connectés électriquement en «série» les éoliennes sont connectés électriquement en «série», comme le montre la figure (I.20). Dans une telle topologie, le courant de chaque éolienne est maintenu constant et la tension de sortie augmente lorsque les éoliennes sont connectées en série.

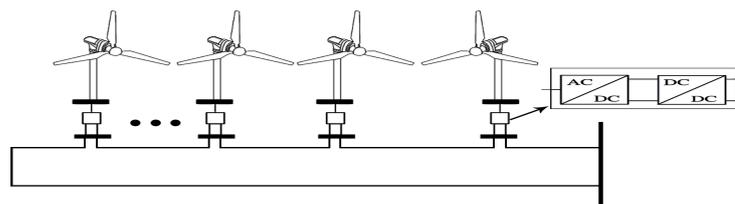


Fig. I.20 Topologie série pour la technologie offshore CC.

Cette topologie présente certains inconvénients principaux tels que la modification du concept de commande (car elle implique la régulation de la tension au lieu du courant comme dans le cas conventionnel) et le sur dimensionnement de certains composants électriques du parc éolien à la puissance maximale du vent entier ferme [15].

3.3.2.3 Topologie parallèle séries (hybride)

La topologie hybride est définie comme un combinaison des deux topologies précédentes. Il est conçu comme un petit nombre d'éoliennes connectées électriquement en «série», mais les départs sont connectés en «parallèle» entre eux. La figure (I.21)représente une conception possible de la topologie hybride.

Dans ce topologie, la tension de transport en HVDC est obtenue par sommation des tensions de sorties des éoliennes raccordées en série. L'avantage est que le convertisseur CC/CC et le poste de transformation en offshore ne sont pas nécessaires dans cette configuration. De plus, le transformateur d'éolienne est de taille réduite. L'inconvénient est que le convertisseur CA/CC dans l'éolienne doit pouvoir fonctionner en haute tension, car en cas de panne (perte d'une éolienne) les autres éoliennes dans la même chaîne doivent augmenter leurs tensions de sorties afin de maintenir le même niveau de tension du bus CC [15, 18].

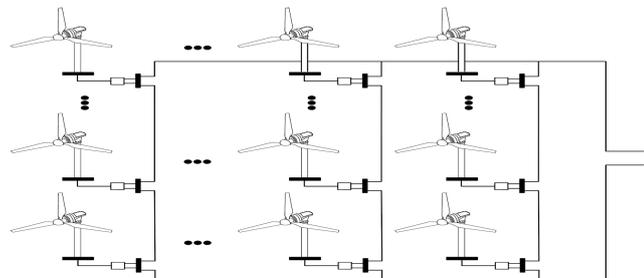


Fig. I.21 Topologie série pour la technologie offshore DC.

4 Système de transmission d'énergie offshore

Le système de transmission (réseau de transport HT) est utilisé pour transférer de l'énergie du parc éolien offshore au réseau électrique onshore.[19]. Ces deux sous-station électriques sont reliés par des câbles HT sous-marins et puis souterrains. Le système de transmission peut être soit en HVAC ou en HVDC [17]. Dans les deux types de système il y-a plusieurs problèmes qui influe sur l'instabilité de réseau électrique mènent les fermes éoliennes à se

comporter comme des générateurs passifs du point de vue électrique [20] à cause de :

- ✗ L'absence de réglage des puissances active et réactive
- ✗ L'absence de réglage (puissance active - fréquence)
- ✗ L'absence de réglage (puissance réactive - tension)
- ✗ La sensibilité élevée aux creux de tension

4.1 Système de transmission HVAC

La transmission HVAC est utilisée pour la plupart des applications de parcs éoliens sont connectés via des réseaux de courant alternatif haute tension avec une fréquence de 50 ou 60Hz et fournit une connexion simple et économique entre les grands parcs éoliens offshore et le réseau terrestre, mais la longueur du câble est limitée.

Les réseaux agrégation d'éoliennes offshore sont de moyenne tension, généralement entre 30kV à 33kV. Puis au niveau de la sous-station offshore, le niveau de tension est augmenté jusqu'au niveau de transmission. Pour améliorer l'efficacité de la puissance de transit, nous utilisons plusieurs des types de compensation de la puissance réactive, tels que SVC et STATCOM etc..., puis en peuvent être intégrés au réseau électrique[1].

Les principaux composants d'un système de transmission HVAC offshore sont[5] :

- a) Les câbles HT en CA.
- b) Les transformateurs MT/ HT placés dans les sous stations offshore et onshore.
- c) Les équipements de compensation en offshore et onshore.
- d) Les cellules HT.

4.2 Système de transmission HVDC

Le système HVDC est utilisé dans les systèmes de transport d'énergie électrique depuis plus de 50 ans, ses principales applications sont l'interconnexion de réseaux non synchrones, le transport à longue distance de l'énergie électrique et la transmission par câble sous-marin et souterrain[15].

La figure I.22 représente l'utilisation d'une ligne HVDC pour une ferme éolienne offshore. Une ligne HVDC est souvent insérée dans un réseau CA comme c'est le cas sur la figure, entre la production et le réseau. Depuis le réseau de distribution CA, la tension est augmentée par un transformateur côté offshore puis la puissance électrique est convertie en CA dans

une station de conversion (le redresseur) et transmise à une autre station de conversion (l'onduleur) par des lignes ou des câbles électriques hautes tensions CC.

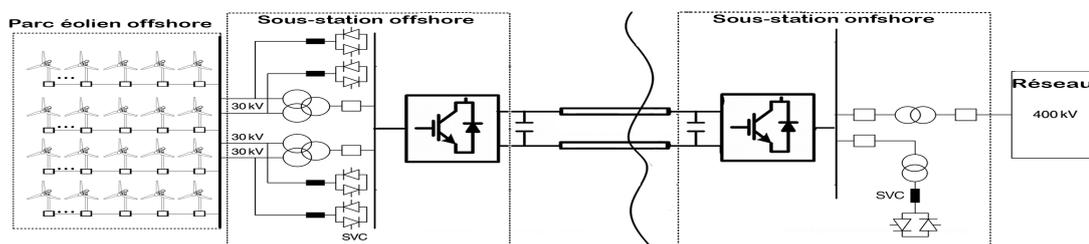


Fig. I.22 Système de transmission bipolaire VSC-HVDC

4.3 Comparaison entre la transmission en HVDC et HVAC

Le transport du HVDC est choisi dans certains cas pour ses avantages d'exploitation, et dans d'autres cas c'est la seule solution techniquement possible.

Les avantages et les inconvénients des deux systèmes de transmission sont cités ci-dessous [11, 12, 21].

Le concept de «distance de rentabilité», illustré par la figure (I.23), se présente lorsque les économies des coûts des lignes sont compensées par les coûts des stations de conversion.

Le coût d'une transmission CA est plus faible que celui d'une transmission CC pour des longueurs inférieures à la distance de rentabilité, celui-ci est inversement proportionnel par rapport au coût et à la distance [18]. Dans ce cas, le coût relativement élevé des stations de conversion sera compensé par le gain en énergie réalisé par la réduction des pertes de puissance et aussi par le gain en coût des câbles.

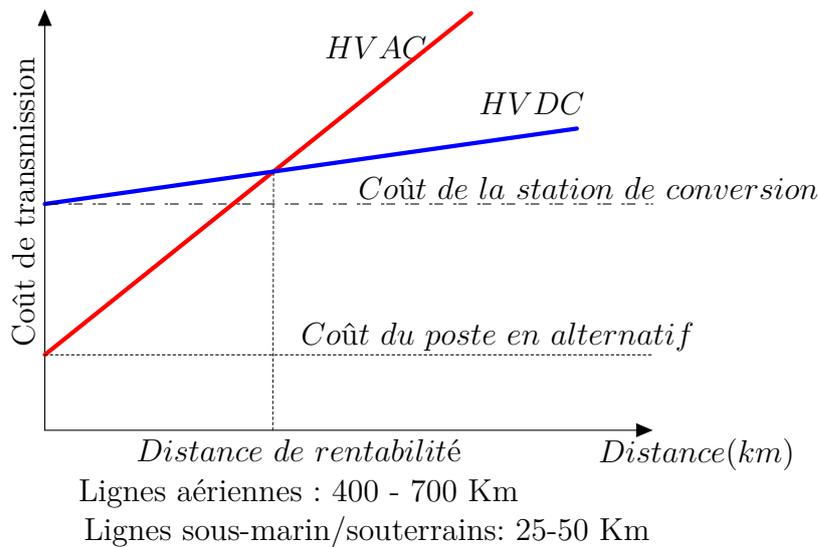


Fig. I.23 Coûts des technologies *HVAC* et *HVDC* en fonction de la distance

4.3.1 Avantages la transmission via HVDC par rapport aux HVAC

- ✓ Diminution considérable des pertes par effet couronne,
- ✓ L'interconnexion asynchrone
- ✓ La connexion de deux systèmes *CA* à des fréquences différentes est possible avec une liaison *HVDC*
- ✓ Une liaison *VSC-HVDC* permet de démarrer en «black Start» un réseau contrairement à une ligne *HVAC*

4.3.2 Inconvénients la transmission HVDC par rapport aux HVAC

- ✗ Les convertisseurs génèrent des harmoniques côté *CC* et *CA* qui nécessitent l'intégration des filtres dans le système de conversion d'énergie.
- ✗ Les protections de la ligne en *CC* est plus complexe qu'en *CA* même si pour une liaison point à point, des solutions éprouvées existent. Le problème se pose plus pour les connexions multi-terminales *HVDC*.
- ✗ Un inconvénient principal est l'électronique de puissance utilisée dans les convertisseurs des liaisons *HVDC*. Ceux-ci coûtent chers, induisent des pertes supplémentaires et sont encombrants en poids et en taille comparé à une structure *HVAC* avec moins des convertisseurs. La fiabilité du système est aussi amoindrie. Ainsi les plateformes offshore sont plus imposantes en *CC* qu'en *CA*.

- ✗ L'utilisation de l'électronique de puissance très coûteuse s'avère nécessaire pour le redressement des ondes de courant alternatif.

4.3.3 Configurations d'un système transmission HVDC

Les systèmes HVDC peuvent être classifiés en trois catégories pour une liaison de transport l'énergie électrique, On doit choisir la plus appropriée, en tenant compte des conditions de fonctionnement, de la flexibilité et du coût de réalisation. Nous allons à présent brièvement décrire chacune de ces configurations comme illustre dans la figure I.24 [18, 21, 22, 23].

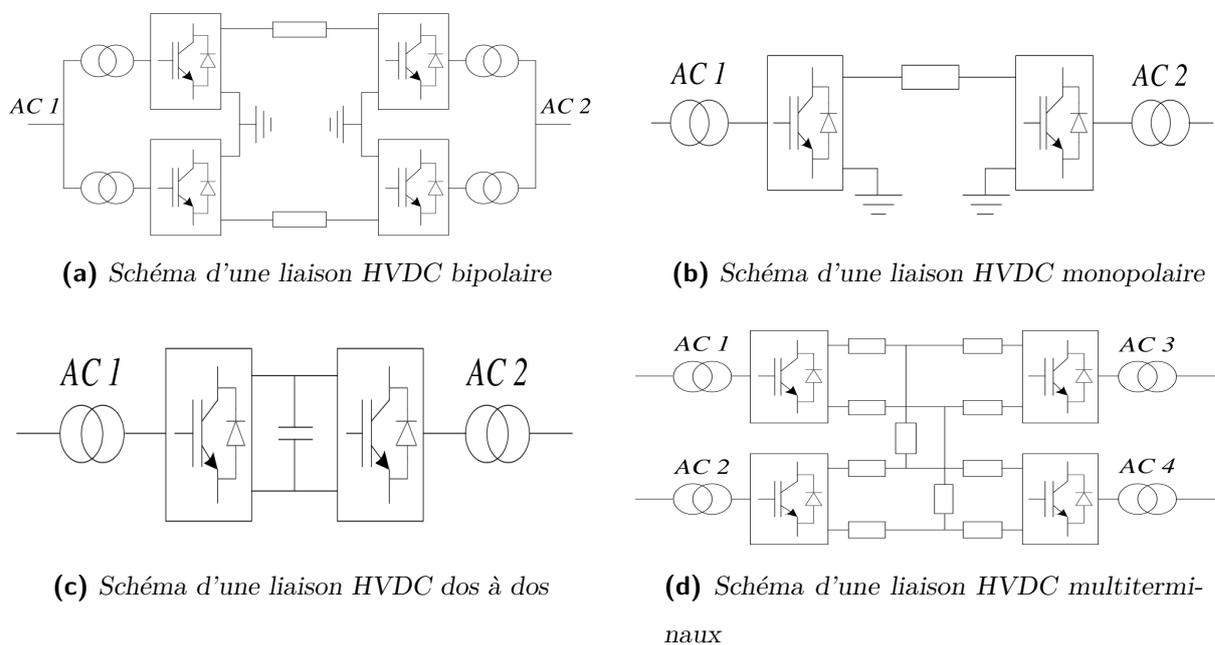


Fig. I.24 Différents configuration de liaisons HVDC

(c) Configuration de liaisons HVDC BTB :

Dans un système de transmission de puissance "BTB", le redresseur (convertisseur CA - CC) et l'onduleur (convertisseur CC - CA) sont d'une part localisés dans une même station, c'est-à-dire un même bâtiment, et d'autre part reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série pour les convertisseurs CC - HVDC ou d'un condensateur en parallèle pour les convertisseurs VSC (figure I.24(b)). Cette configuration est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes CA asynchrones qui peuvent soit opérer à des fréquences nominales différentes, soit le faire sans être synchronisés

(a) Configuration de liaisons HVDC entre deux terminaux

Les transmissions **CC** entre deux terminaux peuvent être bipolaires ou monopolaires comme montre dans la figure I.24(a) et I.24(b))

a.1) **Configuration monopolaire :**

Peut être constituée d'un câble haute-tension uniquement, le retour s'effectuant par l'impédance de la terre ou la mer. Un chemin de retour par un conducteur métallique à basse tension est toutefois préférable car les interférences causées par les électrodes de mises à la terre sont très importantes. Cela peut provoquer un assèchement du sol ou une production d'éléments chimiques comme le chlore dans la mer. De plus cette configuration augmente les risques de défauts,

a.2) **Configuration bipolaire**

Un système **HVDC** bipolaire simple comprend deux systèmes mono-polaires, l'un avec une polarité positive et l'autre avec une polarité négative. Un schéma bipolaire est la configuration la plus couramment utilisée dans les applications où des lignes aériennes sont utilisées pour transmettre de la puissance, mais il peut également être utilisé avec des câbles sous-marins pour une distance de transmission et une puissance relativement plus faibles. L'avantage de ce système est qu'un pôle peut continuer à transmettre de la puissance dans le cas où l'autre pôle est hors service, améliorant ainsi la disponibilité du système par rapport à un système mono-polaire. Cela implique que chaque système peut fonctionner indépendamment avec le retour à la terre

Configuration de liaisons HVDC multi-terminaux

Une liaison multi-terminal (parallèles et séries) est réalisée dès lors qu'il y a plus de deux points de connexion sur la ligne **HVDC** comme présenté figure I.24(d) avec une liaison **HVDC** bipolaire à trois terminaux. Un réseau multi-terminal en DC offre la possibilité de gérer précisément les flux de puissances grâce à la tension **CC** tandis qu'il est difficile de gérer ces flux dans un réseau **CA** car ils dépendent

4.4 Technologies des convertisseurs de système HVDC

Il existe principal deux technologies de convertisseurs ayant été exploitées dans l'histoire des systèmes de transmission en **HVDC** :

Les convertisseurs **CSC-HVDC** à base des interrupteurs à thyristors.

Les convertisseurs **VSC-HVDC** à base des interrupteurs à Transistor Bipolaire à Grille Isolée ou **IGBT**.

Dans notre recherche, nous avons utilisé un convertisseur d'énergie source de tension **VSC-HVDC**.

4.4.1 Système HVDC à base de CSC-HVDC

Les systèmes **HVDC** conventionnels (ou classiques) sont basés sur **CSC-HVDC** avec interrupteurs à thyristors qui sont utilisés pour convertir le courant entre **CA** et DC. la figure I.25 montre le schéma d'une liaison bipolaire **CSC-HVDC**.

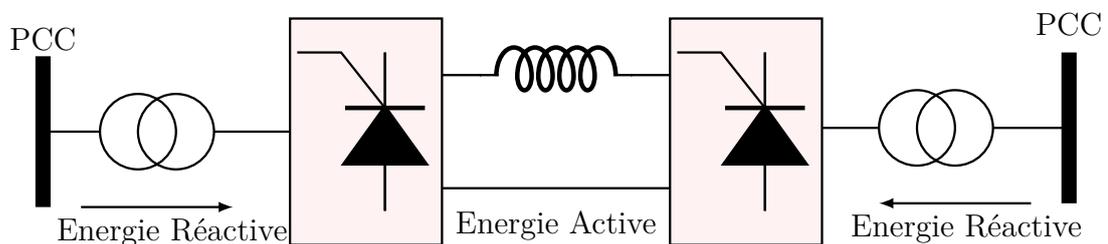


Fig. I.25 Liaison bipolaire **CSC-HVDC**

Ces systèmes utilisent des convertisseurs de puissance à base de thyristors. Ils sont choisis parce qu'ils ont chaque thyristor peut supporter des dizaines de kilovolts et de véhiculer plusieurs kilo-ampères [24]. Le composant principal utilisé pour le système **HVDC** classique est le pont de Graetz triphasé à six impulsions. Deux convertisseurs à six impulsions peuvent être connectés en série pour former un pont à douze impulsions. Les principales limitations de ce système proviennent du fait que les thyristors nécessitent une source de tension alternative. En effet, les convertisseurs à thyristors n'ont pas de capacité de blocage et le courant alternatif passant par un thyristor doit naturellement traverser un zéro avant qu'un autre thyristor ne prenne en charge la conduction [25]. En outre, le convertisseur **CSC-HVDC** produit des harmoniques du côté **CA** et ceux-ci doivent être empêchés d'être injectés dans les réseaux **CA** ce qui nécessite l'utilisation de filtres **CA**. L'absence de possibilité de choisir l'instant de blocage implique que les convertisseurs de ce type sont toujours consommateurs de puissance réactive dans tous les modes de fonctionnement. Cette puissance réactive est fournie par les dispositifs de compensation de puissance réactive.

Ces avantages et inconvénients de ce système sont présentés ci-dessous [26]

Les avantages :

- ✓ Contrôle de l'écoulement de la puissance
- ✓ Possibilité d'interconnecté des défèrent système (différente fréquence).

Inconvénients :

- ✗ Plus des harmoniques

4.4.2 Système HVDC à base de HVDCVSC

La technologie de transmission **VSC-HVDC** est encore en évolution. Le premier parc offshore en **VSC-HVDC** a été installé dans la mer du Nord en 2005 [27]. Toutefois, cette application pour les parcs éoliens offshore reçoit beaucoup d'intérêt dans la recherche, ce qui peut offrir le contrôle de puissance et faire contrôler le flux en boucle. L'avantage majeur de la transmission **VSC** est sa capacité à contrôler indépendamment la puissance réactive dans les deux terminaux, ainsi la facilité de connecter plus de deux convertisseurs DC au même réseau. Par contre, les pertes en puissance et les coûts d'investissement sont plus élevés par rapport aux **HVDC** classiques **CSC-HVDC** [1]

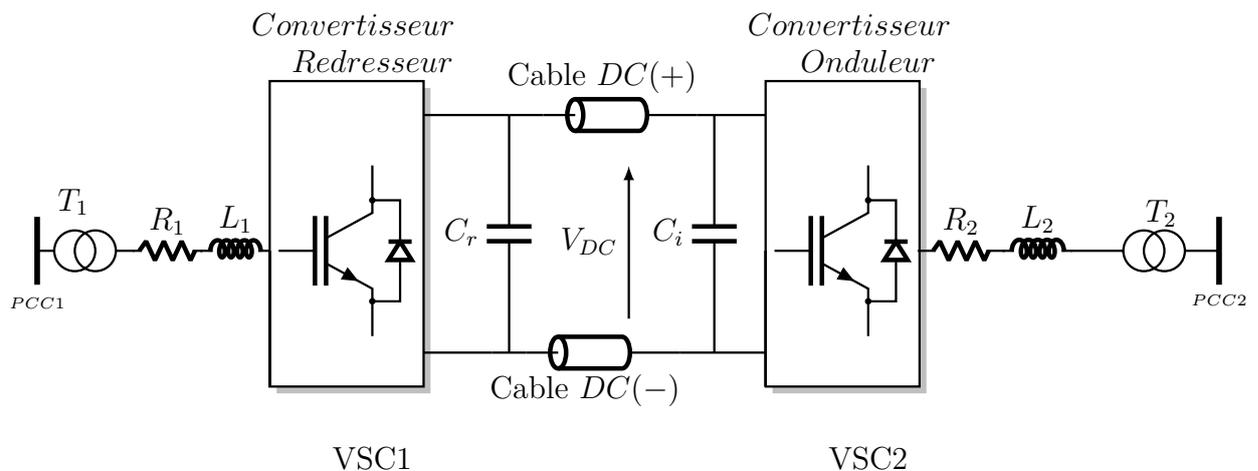


Fig. I.26 Schéma d'un système VSC-HVDC

4.4.2.1 Les Avantages et les inconvénients de VSC-HVDC

La principale différence de fonctionnement entre **HVDC** classique **CSC-HVDC** et système **VSC-HVDC** est la plus grande contrôlabilité de la seconde technologie. Cela nous permet de résumer certains des avantages et des inconvénients liés au système **VSC-HVDC**, où tous sont indiqués ci-dessous [27] :

Avantages :

- ✓ Facilité de contrôle du niveau de la tension

- ✓ Contrôle indépendant de la puissance active et réactive
- ✓ La taille du convertisseur est plus petite que dans la liaison CSC-HVDC
- ✓ Commutation seulement par la présence des impulsions de gâchettes sur les IGBTs. Elle ne nécessite pas de source alternative pour la commutation naturelle comme c'est le cas des thyristors.

3. Besoin de moins de filtres que la liaison CSC-HVDC

Inconvénients :

- ✗ Utilisation des IGBTs, rend la liaison VSC-HVDC plus chère que la liaison CSC-HVDC
- ✗ Défauts des lignes mises à la terre sont très problématiques
- ✗ En raison de la fréquence élevée de la PWM, les pertes sont plus grandes que dans la liaison CSC-HVDC

4.4.3 Composants du système VSC-HVDC

Un système VSC-HVDC typique, comprend des filtres CA, des transformateurs, des convertisseurs, des réacteurs de phase, des condensateurs CC et des câbles CC. Les stations de conversion à chaque extrémité ont généralement la même structure. Chacune se compose de tout l'équipement nécessaire pour la conversion CA-CC ou vice-versa puisque leurs rôles doivent souvent être interchangeables. Les principaux composants d'une station de conversion sont [28, 29] :

Transformateurs : Le transformateur est constitué de plusieurs bobines avec un circuit magnétique qui sert à élever ou abaisser le niveau de tension d'une source d'énergie électrique. Dans notre cas le transformateur de puissance utilisé dans les deux stations de transmission abaisseur cotée réseau et éleveur coté éolien, il interface les bornes alternatives de VSC au réseau alternatif et fournit une isolation électrique et fonctionne ainsi comme un filtre.

réactance : La réactance est un élément inductif principal avec une faible résistance insérée entre la source primaire et le convertisseur de puissance (redresseur). Leur taille détermine le comportement dynamique du courant alternatif, du côté convertisseur de puissance (redresseur).

Filtres AC : Les harmoniques émis dans le système CA doivent être limités pour éviter qu'ils ne provoquent pas un dysfonctionnement de l'équipement du système CA et de télécommunication. Des branches de filtre passe-haut sont installées pour atténuer ces harmoniques d'ordre élevé. Par conséquent, la quantité de filtres dans ce type de convertisseurs est réduite .

Condensateurs DC : Les condensateurs à CC sont des éléments actifs très importants dans le système VSC-HVDC. Ils fournissent la tension CC du côté convertisseur et stockent l'énergie électrique. Leur taille détermine le comportement dynamique du bus CC.

Câbles DC : Les câbles à CC sont des éléments principaux pour la transmission VSC-HVDC et font face aux exigences environnementales. Ils sont blindés avec des fils en acier galvanisé pour supporter les chocs mécaniques et ils possèdent aussi un niveau d'isolement très élevé afin de rester intact du risque d'oxydation par l'eau et par l'humidité.

La longueur du câble à CC sous-marin utilisé dans notre travail de recherche est 40 km

5 Conclusion

Ce chapitre nous présente l'état de l'art des systèmes éoliens offshore et la transmission de l'énergie électrique , nous avons fait plusieurs recherches bibliographiques de différent ainsi que des différentes génératrices utilisées dans les turbines éoliennes,les convertisseurs statique utilisé, les différentes topologies de raccordement d'un parcs éoliens offshores en CA et CC. Finalement,nous avons mentionné les différentes topologies de système de la transmission haute tension à courant continu, la transmission avec le VSC-HVDC à deux niveaux à base d'IGBT sont aussi présentées dans ce travail.

CHAPITRE II

Modélisation de sous-ensemble du système étudié

Sommaire

1	Introduction	34
2	Description générale du système a étudier	34
3	Modélisation de la chaine de conversion éolienne	35
3.1	Modélisation de la vitesse du vent	35
3.2	Modélisation de la turbine éolienne	35
3.3	Modélisation de la Machine Synchrone à Aimants Permanents	38
3.4	Modèle du convertisseur électronique de puissance	42
4	Modélisation de parcs éoliens offshore	45
5	Modélisation du système VSC-HVDC	46
5.1	Modélisation de circuit à DC	48
6	Conclusion	49

1 Introduction

Dans ce chapitre, nous construirons un modèle mathématique qui simulera le comportement des parcs éoliens offshore sur des lignes de transport continu haute tension dans un cadre de fonctionnement bien défini. Un système physique est un ensemble de sous-systèmes, qui permet de se concentrer sur chaque partie séparément afin de simplifier la recherche avant de synthétiser toutes les parties qui composent l'ensemble du système. Par conséquent, dans cette partie, nous allons d'abord modéliser le vent, puis modéliser les turbines sélectionnées, puis modéliser la liaison entre les deux stations offshore et onshore via un ligne à base **VSC-HVDC**.

2 Description générale du système a étudier

La Figure II.1 montre le système étudié composé de trois parties clairement définies : le parc éolien offshore, une liaison à courant continu et un réseau terrestre AC. d'un réseau principal **CA** onshore, de deux stations offshore et onshore à **2L VSC-HVDC** reliées entre elles par deux câbles DC. L'énergie produite par la ferme éolienne est transportée au réseau principal AC terrestre (onshore) via les deux convertisseurs **2L VSC-HVDC** (offshore et onshore) qui sont reliées entre elles par deux câbles DC de 40km chacun [30].

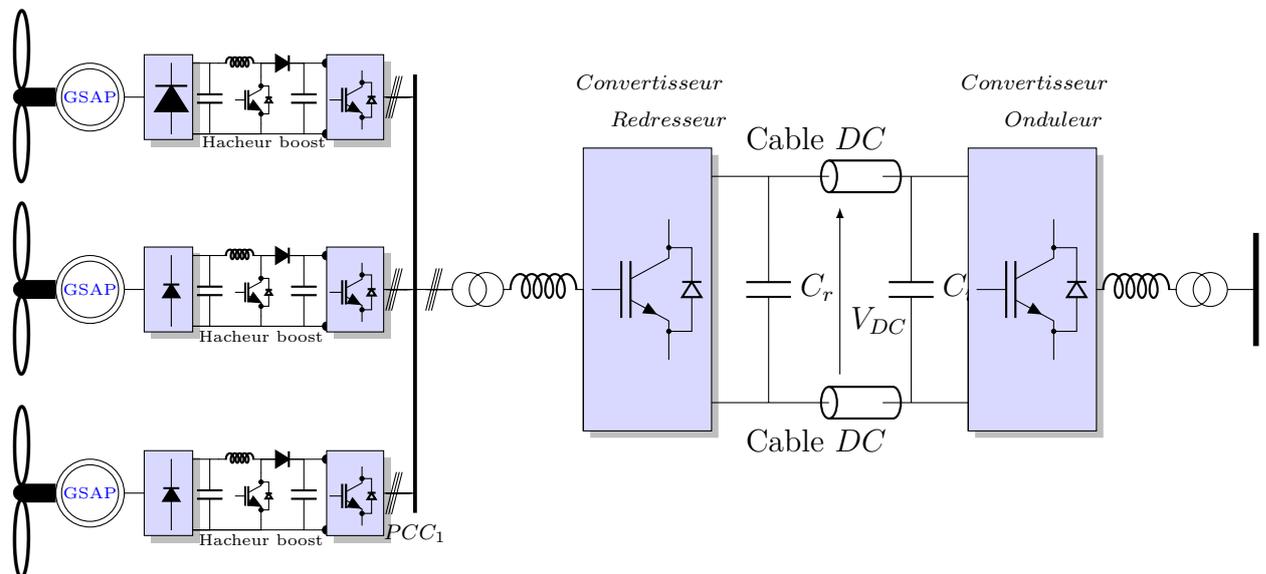


Fig. II.1 La configuration générale des systèmes *VSC-HVDC* point à point

La ferme éolienne est composée de trois éoliennes à vitesses variables base **GSAP** connectées en série où chaque turbine est connectée au bus **CC** à travers son propre redresseur **CA/CC**.

La tension du bus DC offshore est convertie en tension alternative en utilisant seulement un convertisseur DC-AC et un transformateur. Les composants de la *station*₁ sont les mêmes que la *station*₂ [2L VSC-HVDC](#). Elle comprend un transformateur, un filtre passe-haut (filtre [CA](#)) pour absorber les harmoniques bien définies, une résistance (R) et une inductance (L) de la ligne, un convertisseur à deux niveaux, deux condensateurs [CC](#), et deux réactances de lissage.

3 Modélisation de la chaîne de conversion éolienne

3.1 Modélisation de la vitesse du vent

La modélisation de ces éoliennes nécessite une compréhension des changements de vitesse du vent dans le temps, mais leurs mesures semblent très compliquées. Cependant, la vitesse du vent peut être exprimée par une quantité aléatoire définie par des paramètres statistiques[\[31\]](#).

Le modèle du vent est donné par la représentation en série de Fourier, qui représente le vent comme un signal, qui contient la superposition d'harmoniques multiples [\[32, 33\]](#). Il est donné par :

$$v_w(t) = \bar{v}_w + \sum_{i=1}^r a_n \sin(\omega_n t) \quad (\text{II.1})$$

Dans cette partie, nous proposons un modèle qui modélise la vitesse du vent comme une variable aléatoire continue (telle que la fonction scalaire $v_w = f(t)$), qui évolue dans le temps. Cette vitesse représentera la variable d'entrée du modèle de turbine.

3.2 Modélisation de la turbine éolienne

3.2.1 Puissance mécanique de la turbine

La définition du débit massique et de l'énergie cinétique peut être utilisée pour quantifier la puissance disponible dans le vent. En fait, le vent est le résultat du déplacement de la masse d'air m de densité ρ à la vitesse v_w . Dans un laps de temps donné, la masse passant par un disque de zone S est exprimée par la formule [II.2](#).

$$\frac{dm}{dt} = \rho S v_w \quad (\text{II.2})$$

$$E_c = \frac{1}{2} m v_w^2 \quad (\text{II.3})$$

$$\overline{v_w} = \frac{v_{w1} + v_{w2}}{2} \quad (\text{II.4})$$

L'énergie cinétique de la masse du vent est proportionnelle au carré de la vitesse du vent v (équation II.3). La puissance P_v disponible dans le vent est l'énergie cinétique fournie par par unité de temps .

Selon le théorème de Betz, on suppose que la vitesse du vent à travers la surface balayée par le rotor est égale à la moyenne de la vitesse moyenne du vent non perturbée en amont (équation II.4) La vitesse de l'éolienne. En combinant les équations II.2, II.3 et II.4, nous obtenons :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S v_w^3 \quad (\text{II.5})$$

Avec :

$$S = \pi r^2 \quad (\text{II.6})$$

3.2.2 Coefficient de puissance

Le coefficient de puissance C_p représente l'efficacité aérodynamique de l'éolienne et dépend également des caractéristiques de l'éolienne. Sa valeur maximale est 16/27, ou 0,59. Cette limite est appelée *limite Betz* Est une limite théorique qui n'a jamais été atteinte en pratique. Elle fixe la puissance maximale extractible à une vitesse de vent donnée. [21, 34]. Le coefficient de puissance est une fonction non linéaire, qui dépend de l'angle de décrochage β et de la vitesse spécifique λ . Comme le montre l'équation II.7

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0.0068\lambda \quad (\text{II.7})$$

Où λ_i et λ est défini par l'équation II.8 et II.9 :

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3}} \quad (\text{II.8})$$

avec :

$$\lambda = \frac{\Omega_m r}{v_w} \quad (\text{II.9})$$

Le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance du vent non perturbé est exprimé.

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P_m}{P_v} = \frac{P_m}{\frac{1}{2} \rho \pi r^2 v_w^3} \quad (\text{II.10})$$

Par conséquent la puissance mécanique P_m peut être exprimée par l'équation II.11

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (\text{II.11})$$

Remarquez que c'est le couple exercé par le vent sur les pales qui produit leur rotation. Dans des conditions de vitesse du vent très faible, le couple est insuffisant pour faire tourner les pales en raison du frottement. Le rapport vitesse de pointe est donc égal à zéro, ce qui conduit à une production d'énergie nulle, selon l'équation II.11. Cependant, il existe un couple non nul appliqué à les pales . Il est donc nécessaire de définir le coefficient de couple T_w afin de décrire le fonctionnement de l'éolienne d'un point de vue mécanique [35] :

$$T_w = \frac{P_m}{\Omega_m} = \frac{1}{2} C_t \rho \pi r^3 v_w^2 \quad (\text{II.12})$$

Avec le coefficient de couple C_t déterminé comme :

$$C_p = C_t \lambda \quad (\text{II.13})$$

3.2.3 Modélisation de la partie mécanique de transmission

La partie mécanique de la turbine est constituée de trois pales orientables identiques de rayon R_t , qui sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse de rotation Ω_t .

Dans notre cas, le générateur utilisé est un générateur synchrone à aimant permanent qui justifie la connexion directe entre la turbine et le générateur. Par conséquent, le rapport de transformation entre la vitesse de l'arbre du générateur et la vitesse de l'éolienne est uniforme, la turbine et le générateur sont sur le même arbre et la flexibilité est considérablement réduite. Cela justifie que le modèle d'arbre de turbine modélisant la transmission mécanique entre la turbine et le générateur est un modèle de masse, comme le montre la figure II.2 [31].

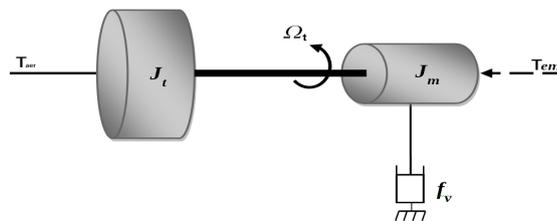


Fig. II.2 Le couplage mécanique entre la turbine et la machine électrique

L'équation différentielle qui caractérise le comportement mécanique de l'ensemble turbine

et génératrice est donnée par

$$\begin{cases} J \frac{d\Omega_m}{dt} = T_w - T_{em} - f_v \cdot \Omega_m \\ J = J_t + J_m \end{cases} \quad (\text{II.14})$$

3.3 Modélisation de la Machine Synchrone à Aimants Permanents

Les machines à aimants permanents synchrones (générateurs) (MSAP / GSAP) jouent un rôle clé dans le processus de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique dans les systèmes de production d'énergie éolienne à entraînement direct . .

La modélisation des machines est essentielle pour concevoir des systèmes de contrôle efficaces, ce qui comprend la description de leur comportement à travers des modèles mathématiques. Le modèle d'analyse des machines synchrones à aimants permanents peut être déduit en adoptant un ensemble d'hypothèses simplifiées communes données dans la plupart des références, ce qui mérite d'être mentionné [31],

- ✓ Le circuit magnétique est considéré linéaire (absence de saturation)
- ✓ Les irrégularités de l'entrefer dues aux encoches statoriques sont ignorées
- ✓ Les phénomènes d'hystérésis et les courants de Foucault sont négligés

3.3.1 Modélisation de la machine synchrone dans le repère triphasé (abc)

La structure de la machine synchrone à aimants permanents comporte trois enroulements statoriques triphasés (a, b, c) comme illustré à la figure II.3(b) décalées entre eux par un angle de $\frac{2\pi}{3}$. La figure II.3(a) montre la coupe transversale d'un MSAP contenant trois phases et deux pôles. L'axe fixe $a - b - c$ représente la direction de la force magnétomotrice des enroulements statoriques (F_a, F_b et F_c), qui est provoquée par la variation du courant alternatif triphasé dans les enroulements statoriques avec le temps. Le flux magnétique généré par l'aimant permanent est dans la direction de l'axe «d» fixé au rotor. Ici, l'axe $d - q$ tourne à la même vitesse angulaire du rotor (aimant permanent). De plus, θ représente l'angle entre l'axe mobile d et l'axe fixe «a» [2].

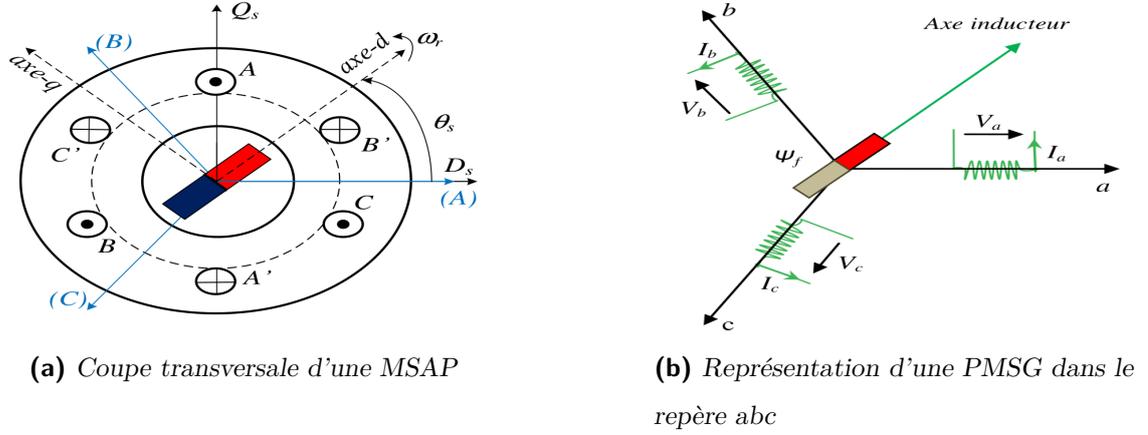


Fig. II.3 Représentation schématique d'une machine synchrone.

Équations électriques

Les équations électriques de tension du stator d'une machine synchrone à aimants permanents est donné par suit :

$$\begin{cases} v_{as} = R_s i_{as} + \frac{d\Psi_{as}}{dt} \\ v_{bs} = R_s i_{bs} + \frac{d\Psi_{bs}}{dt} \\ v_{cs} = R_s i_{cs} + \frac{d\Psi_{cs}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.15})$$

La mise sous forme matricielle est donnée par :

$$\begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_{as} \\ \Psi_{bs} \\ \Psi_{cs} \end{bmatrix} \quad (\text{II.16})$$

Equations magnétiques

Le flux total de chaque étape peut être exprimé par les équations suivante :

$$\begin{bmatrix} \Psi_{as} \\ \Psi_{bs} \\ \Psi_{cs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ba} & L_{bb} & M_{bc} \\ M_{ca} & M_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \Psi_f \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) \\ \cos\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{II.17})$$

où L_{aa} , L_{bb} et L_{cc} sont les inductances propres de chaque bobine (enroulement) statorique des trois phases (a, b, c), M_{ab} , M_{ac} , M_{ba} , M_{bc} , M_{ca} , M_{cb} présentent les inductances mutuelles entre

les enroulements de phases statorique, Ψ_f étant le flux fourni par les aimants permanents du rotor. Les inductances propres et mutuelles sont toutes en fonctions de θ_s . Ainsi, elles sont tous des paramètres variables dans le temps [31].

3.3.2 Modélisation de la machine synchrone dans le repère biphasé (d-q)

Le modèle de la machine synchrone le plus utilisé est basé sur la transformation de Park. En appliquant la transformation de Park $P(\theta)$ et de Concordia, on peut exprimer toutes les grandeurs dans un repère lié au rotor comme le montre la Figure II.3(b) avec cette transformation, nous pouvons passer d'une représentation dans le repère (d, q), Figure II.4[36].

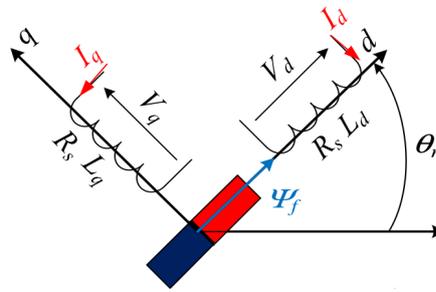


Fig. II.4 Représentation d'une MSAP dans le repère (d - q).

La transformation de Clark est un outil mathématique utilisé en électrotechnique afin de modéliser un système triphasé grâce à un modèle biphasé. Il s'agit d'un changement de repère, les deux axes dans la nouvelle base sont nommés α, β les grandeurs transformées sont généralement des courants, des tensions ou de flux. Dans une machine synchrone, le repère de Clark est lié au stator [4, 36].

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.18})$$

Où : θ est l'angle électrique désignant la position du rotor par rapport au stator.

Après transformation et simplification, l'équation de tension de la machine dans la transformation de Park est donnée par :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{ds} \end{cases} \quad (\text{II.19})$$

Le flux magnétique du machine synchrone s'exprime comme suit :

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_{ds}I_{ds} + \psi_f \\ \psi_{qs} = L_{qs}I_{qs} \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

à travers l'équation II.19 et II.20 on obtenez l'équation de tension de statorique, s'exprime comme suit :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + L_{ds} \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_s L_{qs} i_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + L_{qs} \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_s (L_{ds} i_{ds} + \psi_f) \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

À partir de l'équation II.19, on peut déduire le schéma équivalent du GSAP selon l'axes (d,q), figure (II.5)

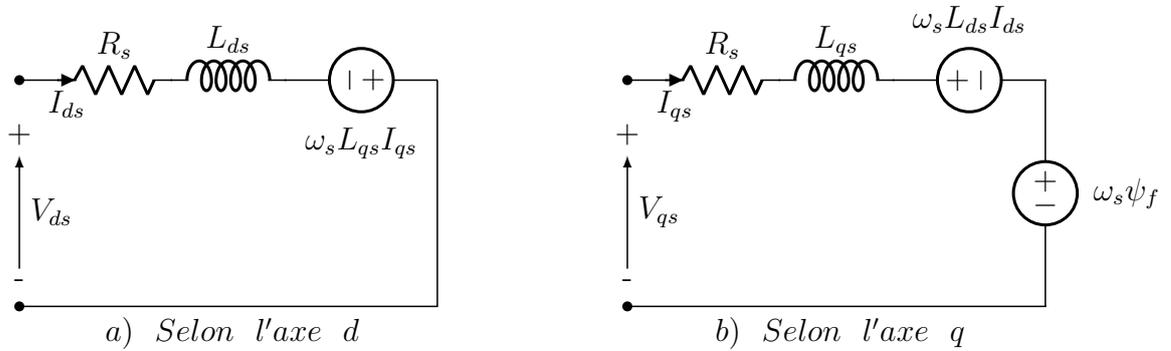


Fig. II.5 Schémas équivalents du GSAP selon les deux axes d et q

Puissance active et réactive du stator

La relation entre la puissance apparente du stator et les tensions et courants du stator selon le repère dq de Park s'exprime comme suit [4] :

$$S_s = P_s + jQ_s = \frac{3}{2} (v_{ds} + jv_{qs}) (i_{qs} - ji_{ds}) \quad (\text{II.22})$$

$$P_s = \Re(S_s) = \frac{3}{2} (v_{ds}i_{qs} + v_{qs}i_{ds}) \quad (\text{II.23})$$

$$Q_s = \Im(S_s) = \frac{3}{2} (v_{ds}i_{ds} - v_{qs}i_{qs}) \quad (\text{II.24})$$

Après la substitution des équations des tensions du stator données par (II.21) dans l'équation (II.23) et en séparant les quantités de puissance, l'expression de la puissance électrique de la machine s'exprime comme suit :

$$P_s = \frac{3}{2} R_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) + \frac{3}{2} \left(i_{ds} \frac{d\Psi_{ds}}{dt} + i_{qs} \frac{d\Psi_{qs}}{dt} \right) + \frac{3}{2} \omega_r (i_{qs} \Psi_{ds} - i_{ds} \Psi_{qs}) \quad (\text{II.25})$$

Le premier terme de l'équation II.25 représente les pertes de Joule dans les enroulements statorique, le second terme indique la puissance stockée dans les bobines statorique et le troisième terme expriment la conversion de l'énergie, de l'énergie électrique en énergie mécanique (convention moteur)[4].

De même, la puissance réactive du stator est calculée comme suit :

$$Q_s = \frac{3}{2} \left(i_{ds} \frac{d\Psi_{qs}}{dt} - i_{qs} \frac{d\Psi_{ds}}{dt} \right) + \frac{3}{2} \omega_r (i_{ds} \Psi_{ds} + i_{qs} \Psi_{qs}) \quad (\text{II.26})$$

Couple électromagnétique et vitesse du rotor

On peut exprimer la fonction du couple électromagnétique car la puissance de sortie de l'arbre du turbine doit être égale à la puissance électromécanique [4].

$$P_m = T_m \Omega_m = \frac{T_{em} \Omega_r}{p} \quad (\text{II.27})$$

d'ou

$$T_{em} = \frac{P_m p}{\Omega_r} \quad (\text{II.28})$$

Après avoir substitué le troisième terme de l'équation (II.25) (qui est responsable de la production le couple électromagnétique C_{em}) à (II.28), le couple électromagnétique est obtenu comme suit :

$$T_{em} = \frac{3p}{2} (i_{qs} \Psi_{ds} - i_{ds} \Psi_{qs}) \quad (\text{II.29})$$

Dans notre travail, le modèle de la machine choisi sera équivalent à celui d'une machine à pôle lisse (les aimants sont montés en surface, or, $L_d = L_q$), l'expression du couple électromagnétique s'exprimera de la façon suivante :

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \Psi_f i_{qs} \quad (\text{II.30})$$

3.4 Modèle du convertisseur électronique de puissance

Le rôle de l'électronique de puissance est de contrôler la conversion d'énergie au niveau de la machine et de transférer la puissance convertie vers le réseau. Dans le cas de la structure GSAP, cette interface est composée de pont de redresseur à diode en cascade avec hacheur boost (côté machine) et onduleur (côté réseau). Le schéma général de contrôle est rappelé sur la figure (II.6) .

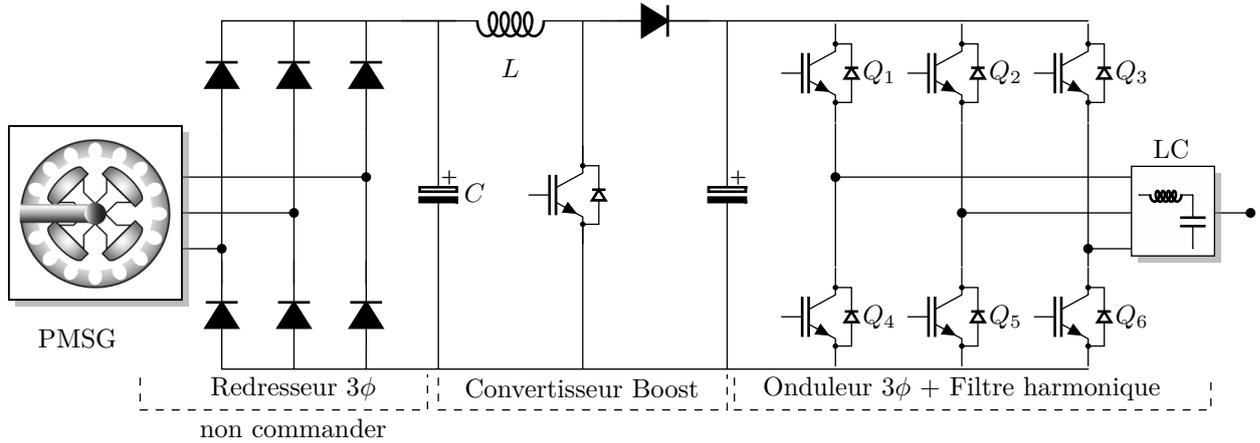


Schéma du redresseur à diodes.acdc

3.4.1 Modélisation du redresseur triphasé à diodes :

Le redresseur est un convertisseur « alternatif/continu ». Une conversion d'énergie électrique permet de disposer d'une source de courant à partir d'une source alternative, il est représenté par la figure (II.6) [37].

Le redresseur à diode est la topologie la plus simple, la moins chère et la plus robuste utilisée dans les applications électroniques de puissance. L'inconvénient de ce redresseur à diode est son incapacité à fonctionner en flux d'énergie bidirectionnel.

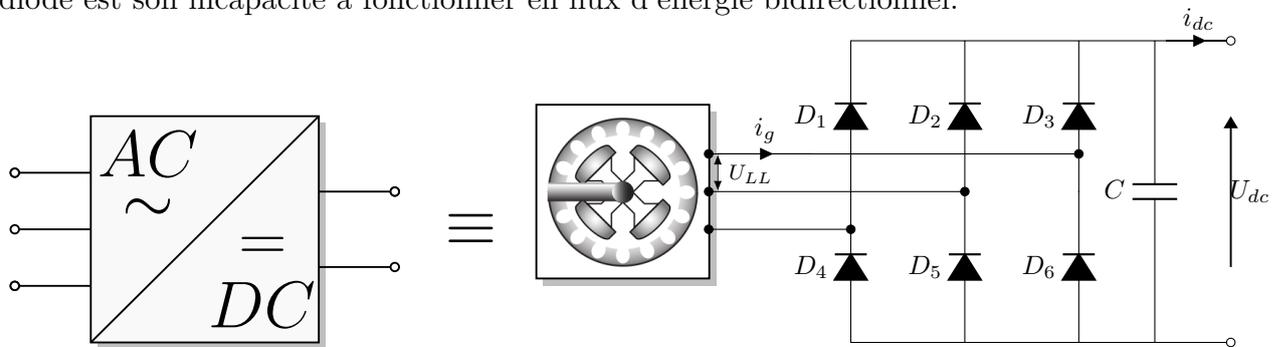


Fig. II.6 Schéma du redresseur à diodes.

Ce redresseur comporte trois diodes (D_1, D_2, D_3) à cathode comme assurant l'aller du courant I_{dc} et trois diodes (D_4, D_5, D_6) à anode comme assurant le retour du courant I_{dc} . le redresseur est alimenté par un generateur GSAP La valeur moyenne U_{dc} de la tension redressée est calculée comme suit :

$$U_{dc} = \frac{3}{\pi} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} U_{LL} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{LL} \quad (\text{II.31})$$

3.4.2 Modélisation du hacheur

Le hacheur parallèle (Boost), est un convertisseur statique qui permet d'augmenter la tension continue. La figure (II.7) représente le convertisseur $DC - DC$ (BOOST) avec ces principales composantes (l'inductance, la diode et un semi-conducteur IGBT commandé). DC/DC [37].

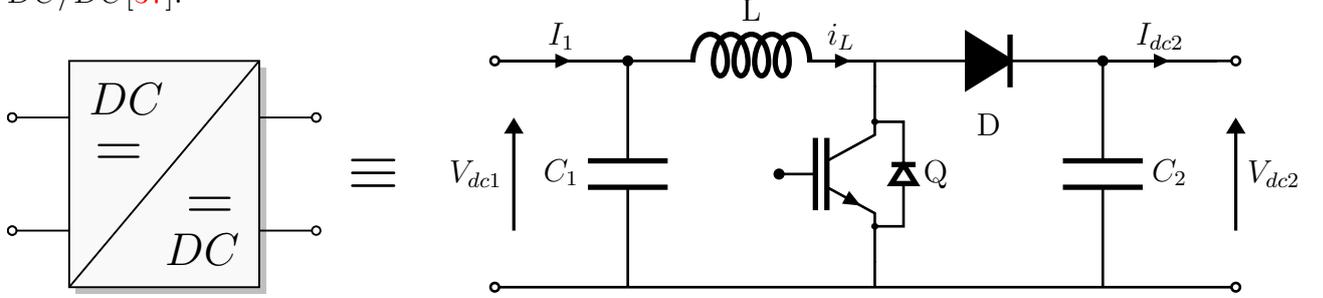


Fig. II.7 schéma de principe de convertisseur Boost $CC-CC$

- Principe de fonctionnement

Il existe deux modes de fonctionnement du convertisseur basés sur l'ouverture (t_{on}), c'est le mode de charge et la fermeture (t_{off}) s'appelle le mode de décharge de l'interrupteur [26].

Le premier mode de fonctionnement du boost est donné quand l'interrupteur est fermé et diode bloquée sur l'intervalle $0 < t < \alpha T$. La tension de l'inductance s'écrit sous la forme suivante :

$$V_{dc1} = L \frac{di_L}{dt} \quad (\text{II.32})$$

Le deuxième mode de fonctionnement du boost est donné par les explications ci-dessous : Pour $\alpha T < t < T$ interrupteur ouvert et diode passante. La tension de l'inductance est donnée par :

$$V_L = (V_{dc1} - V_{dc2}) = L \frac{di_L}{dt} \quad (\text{II.33})$$

La tension de sortie en fonction du rapport cyclique est donnée par l'équation suivante :

$$V_{dc2} = \frac{1}{1 - \alpha} V_{dc1} \quad (\text{II.34})$$

Le rapport cyclique α est donné par l'équation suivante :

$$\alpha = \frac{t_{on}}{T} \quad (\text{II.35})$$

3.4.3 Modélisation de l'onduleur

Les convertisseurs CC/CA sont appelés onduleurs. La fonction d'un onduleur est de changer une tension d'entrée CC en une tension de sortie CA symétrique de l'amplitude et de la fréquence désirées [38].

La tension de sortie peut être fixe ou variable à une fréquence fixe ou variable. Une tension de sortie variable peut être obtenue en faisant varier la tension continue d'entrée et en maintenant le gain de l'inverseur constant. D'autre part, si la tension d'entrée continue est fixe et qu'elle n'est pas contrôlable, une tension de sortie variable peut être obtenue en faisant varier le gain de l'onduleur, ce qui est normalement accompli par modulation de largeur d'impulsion. PWM dans l'onduleur. Les formes d'onde de tension de sortie des onduleurs idéaux doivent être sinusoïdales. Cependant, les formes d'onde des onduleurs pratiques ne sont pas sinusoïdales et contiennent certaines harmoniques. La structure générale d'un onduleur de tension deux niveaux est représentée dans la Figure (II.8).

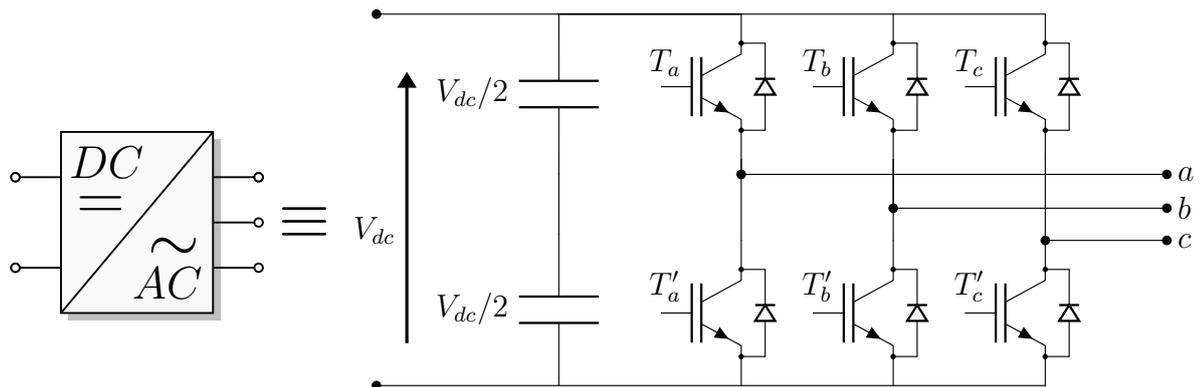


Fig. II.8 Schéma de principe de l'onduleur triphasé de tension DC – AC

4 Modélisation de parcs éoliens offshore

Une fois obtenu le modèle unique d'éolienne, il est possible de développer un modèle équivalent pour l'ensemble du parc éolien offshore. Afin d'analyser l'interaction mutuelle entre les éoliennes, un modèle multi-machines du parc éolien est nécessaire ; par conséquent, le modèle distribué et en cluster du parc éolien sera développé.

Dans les sections suivantes, le modèle agrégé, distribué et groupé d'un parc éolien offshore sera présenté.

Les modèles ont été réalisés selon les hypothèses simplificatrices suivantes [39] :

- Premièrement, les impédances des lignes offshore sont négligeables par rapport à la réactance de fuite du transformateur d'éolienne.
- Deuxièmement, les branches de shunt du transformateur d'éolienne ne sont pas prises en compte.
- Troisièmement, les pertes dans les convertisseurs de puissance ne sont pas prises en compte.

5 Modélisation du système VSC-HVDC

Le système de transmission de puissance via une ligne HVDC est utilisé pour transférer l'énergie électrique produite par les éoliennes offshore vers le réseau onshore. Comme le montre la figure I.26, Les deux convertisseurs sont identiques. L'un fonctionne comme un redresseur. L'autre nécessairement comme onduleur. Ils sont connectés par câble à courant continu [15].

Le convertisseur côté réseau est un convertisseur de source de tension (2L-VSC) à modulation de largeur d'impulsion (PWM). La structure de la CCR est illustrée sur la figure II.9. Ce convertisseur est connecté au réseau via une inductance et une résistance équivalente.

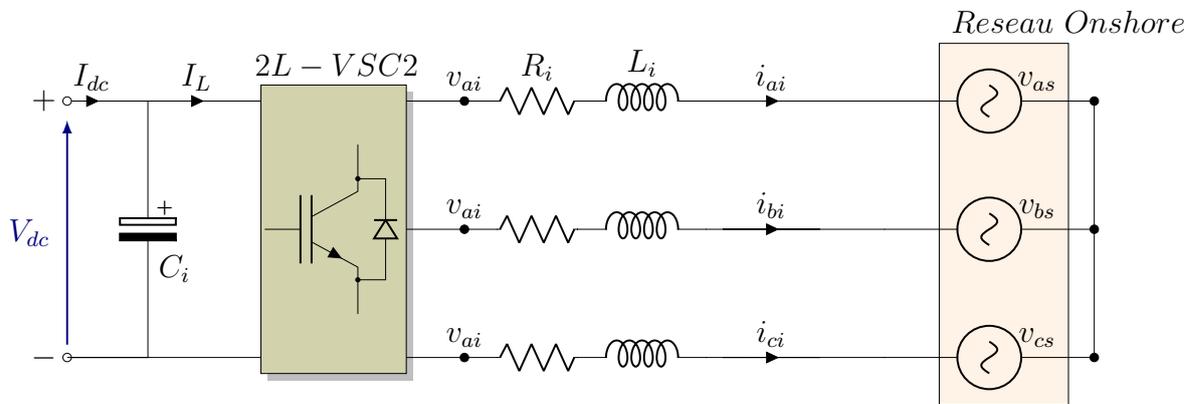


Fig. II.9 Structure du convertisseur côté réseau.

L'équation des tensions côté réseau dans un repère à trois phases (abc), est définie :

$$\begin{cases} v_{as} = R_i i_{as} + L_i \frac{di_{as}}{dt} + v_{ia} \\ v_{bs} = R_i i_{bs} + L_i \frac{di_{bs}}{dt} + v_{ib} \\ v_{cs} = R_i i_{cs} + L_i \frac{di_{cs}}{dt} + v_{ic} \end{cases} \quad (\text{II.36})$$

Selon la figure II.9, les équations côté AC du convertisseur côté réseau dans le repère synchrone dq sont obtenues comme suit :

$$P_i = P_{dc} \Leftrightarrow v_{sd}i_{id} = V_{dc}I_{dc} \quad (\text{II.37})$$

Où

- v_{id} et i_{id} sont les composantes d de la tension et du courant du réseau.
- v_{iq} et i_{iq} sont des composantes q de la tension et du courant du réseau.
- L_i est l'inductance équivalente du convertisseur côté réseau.

La tension du réseau est alignée avec l'axe d de repère dq . Alors,

$$\begin{cases} v_{sd} = v_s \\ v_{sq} = 0 \end{cases} \quad (\text{II.38})$$

En substituant (II.38) dans (II.36), on obtient :

$$\begin{cases} v_{sd} = v_s = R_i i_{id} + L_i \frac{di_{id}}{dt} - L_i \omega_s i_{iq} + v_{id} \\ 0 = R_i i_{iq} + L_i \frac{di_{iq}}{dt} - L_i \omega_s i_{id} + v_{iq} \end{cases} \quad (\text{II.39})$$

L'équation (II.39) peut être réécrite comme suit :

$$\begin{cases} v_{id} = \left(R_i + L_i \frac{d}{dt} \right) i_{id} + L_i \omega_s i_{iq} + v_s \\ v_{iq} = \left(R_i + L_i \frac{d}{dt} \right) i_{iq} - L_i \omega_s i_{id} \end{cases} \quad (\text{II.40})$$

Les équations côté courant continu peuvent être exprimées comme suit :

$$C_i \frac{d}{dt} V_{dc} = I_{dc} - I_L \quad (\text{II.41})$$

Pour la transformation abc/dq à une puissance constante, les puissances actives et réactives peuvent-être exprimées sous la forme :

$$\begin{cases} P_i = v_{sd}i_{id} + v_{sq}i_{iq} \\ Q_i = v_{sq}i_{id} - v_{sd}i_{iq} \end{cases} \quad (\text{II.42})$$

En substituant (II.38) dans (II.42), on obtient :

$$\begin{cases} P_i = v_{sd} i_{id} \\ Q_i = -v_{sd} i_{iq} \end{cases} \quad (\text{II.43})$$

Les équations ci-dessus montrent que la puissance active est proportionnelle à i_{id} lorsque la tension du réseau reste constante, tandis que la puissance réactive est proportionnelle à i_{iq} . Cela signifie que les puissances active et réactive peuvent être contrôlées par i_{id} et i_{iq} indépendamment. En négligeant les pertes du convertisseur.

5.1 Modélisation de circuit à DC

Le circuit à courant continu du système VSC-HVDC est composé des condensateurs de puissance et un câble à courant continu. La figure I.26, représente les deux côtés continus des stations VSC-HVDC et deux câbles de tension continuent [40].

5.1.1 Modèle du câble

Les câbles sous-marins sont utilisés pour transmettre l'énergie électrique des stations offshore aux stations terrestres. Un câble DC peut être modélisé par des sections liées en cascade. Il existe plusieurs types et structures des sections des câbles *DC*, à savoir :

- Section de types "T"
- Section de type "PI « π »"
- Section de type "Bandwide"

Ces différentes structures sont caractérisées par : une résistance linéique Rl , une inductance linéique Ll et une capacité linéique Cl .

Dans notre cas, nous avons utilisé la ligne de transmission *DC* en forme de *T* équivalente, pour modéliser le câble illustrée par la figure (II.10).

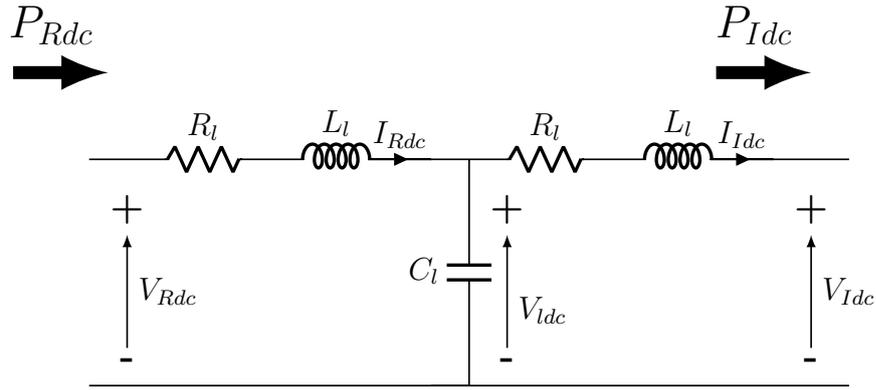


Fig. II.10 Schéma simplifiée d'une ligne d'un câble DC en "T"

En appliquant le théorème de Kirchhoff sur le circuit DC donné par la figure (II.10), une section de type T d'un câble DC est modélisée par les équations différentielles suivantes :

$$\begin{aligned}
 L_l \frac{dI_{Rdc}}{dt} &= -R_l I_{Rdc} + V_{Rdc} - V_{l dc} \\
 C_l \frac{dV_{l dc}}{dt} &= I_{Rdc} - I_{Idc} \\
 L_l \frac{dI_{Idc}}{dt} &= -R_l I_{Idc} + V_{l dc} - V_{Idc}
 \end{aligned} \tag{II.44}$$

6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation mathématique détaillée des éléments de la chaîne de conversion éolienne et le system **VSC-HVDC**. Tout d'abord, nous avons donné une description générale du système proposée et les principales interactions entre les différents sous-systèmes. Désormais, et sur la base de ce qui a été présenté auparavant, les stratégies de commandes et la simulation sous Matlab vont être l'objet du prochain chapitre.

CHAPITRE III

Commande d'une ferme éolienne offshore connectée à la ligne de transmission

VSC-HVDC

Sommaire

1	Introduction	51
2	Principe de la commande vectorielle	51
3	Description generale du systeme a commander	52
4	Commande du SCEE basé sur un GSAP	53
4.1	Contrôle de la turbine	54
4.2	Contrôle génératrice synchrone à aimants permanent	57
5	Résultats de simulation du SCEE	58
6	Commande du système VSC-HVDC	62
6.1	Contrôle du convertisseur côté offshore	63
6.2	Contrôle des puissances active et réactive	65
7	Contrôle du convertisseur côté onshore	65
7.1	Régulation de la tension continue	66
7.2	Synthèse des régulateurs internes des courants	66
8	Les résultats des simulations et interprétation	67
9	Conclusion	70

1 Introduction

La théorie du contrôle est devenue un sujet important dans les éoliennes et les parcs éoliens modernes. Le contrôle est appliqué à [SCEE](#) pour atteindre le fonctionnement requis, améliorer l'efficacité de la production d'énergie éolienne, réduire les coûts énergétiques, augmenter la durée de vie des composants des éoliennes, réduire les charges structurelles, réduire les temps d'arrêt des éoliennes et fournir une poussée et des performances excellentes dans des conditions stables. Le système de conversion éolienne et la transmission de l'énergie au réseau via la ligne [VSC-HVDC](#) ont été modélisés dans le chapitre précédent. Les éoliennes produisent une puissance très variable, ce qui peut avoir un impact négatif sur la stabilité du réseau. Par conséquent, il est important de contrôler pleinement la transmission de l'énergie au réseau tout en maximisant la puissance disponible dans le vent.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les commandes de contrôle du système de conversion d'énergie éolienne, y compris les éoliennes, la génératrice synchrones à aimants permanents ([GSAP](#)) et les convertisseurs de l'électronique de puissance. Le dernier volet de ce chapitre expose l'analyse et l'interprétation des résultats de simulation obtenus.

2 Principe de la commande vectorielle

Le système de contrôle vectoriel implique une représentation simplifiée des systèmes triphasés connus sous le nom transformation $d - q$ ou transformation de Park ainsi que la transformation de Clark (α, β) .

La transformation $d - q$ est la transformation des coordonnées du système de coordonnées stationnaires triphasées vers le système de coordonnées rotatifs $d - q$. Cette transformation se fait en deux étapes :

- ✓ Une transformation du système de coordonnées stationnaire à trois phases en système de coordonnées stationnaires à deux phases (α, β) au système de coordonnées stationnaire.
- ✓ Une transformation du système de coordonnées stationnaires α, β au système de coordonnées rotatifs $d - q$.

Les transformations Clark et Clark inverse sont utilisées pour convertir les variables (par exemple, les valeurs de phase des tensions et des courants) en un repère de référence stationnaire $\alpha\beta$ et vice-versa. De même, les transformations de Park et Park inverse convertissent

les valeurs du repère de référence stationnaire $\alpha\beta$ en repère de référence $d - q$ tournant de façon synchrone, et vice versa. Les repères de référence et les transformations sont illustrés par la figure III.1 [41].

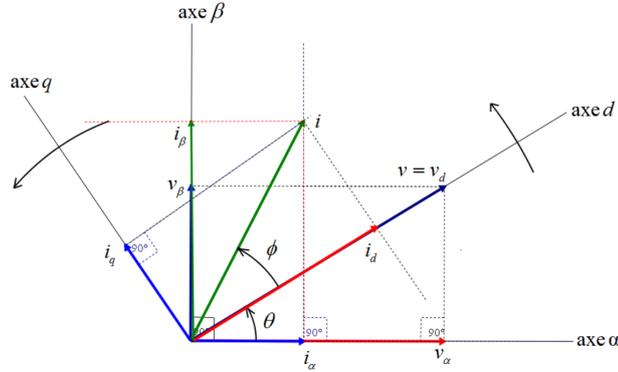


Fig. III.1 Transformation de repère $\alpha\beta$ au repère $d - q$

L'axe α stationnaire est choisi pour être aligné avec l'axe à triphasé stationnaire pour une analyse simplifiée. La transformation de référence $d - q$ tourne à la vitesse synchrone ω par rapport au repère fixe $\alpha\beta$ et à tout instant, la position de l'axe d par rapport à l'axe α est donnée par $\theta = \omega t$.

3 Description generale du systeme a commander

La Figure III.2 montre le système étudié composé de trois parties clairement définies, le parc éolien offshore, une liaison à courant continu et un réseau terrestre CA. d'un réseau principal AC onshore, de deux stations offshore et onshore à 2L VSC-HVDC reliées entre elles par deux câbles CC.

L'énergie produite par la ferme éolienne est transportée au réseau principal CA terrestre (onshore) via les deux convertisseurs 2L VSC-HVDC (offshore et onshore) qui sont reliées entre elles par deux câbles DC de 40km chacun.

La ferme éolienne est composée de trois éoliennes à vitesses variables base GSAP connectées en série où chaque turbine est connectée au bus CC à travers son propre redresseur CA/CC. La tension du bus CC offshore est convertie en tension alternative en utilisant seulement un convertisseur CC-CA et un transformateur de puissance. Les composants de la station 1 sont les mêmes que la station 2, 2L VSC-HVDC. Elle comprend un transformateur de puissance, un filtre passe-haut (filtre CA) pour absorber les harmoniques bien définies, une résistance

(R_1) et une inductance (L_1) de la ligne, un convertisseur à deux niveaux, deux condensateurs CC, et deux réactances de lissage [30, 42].

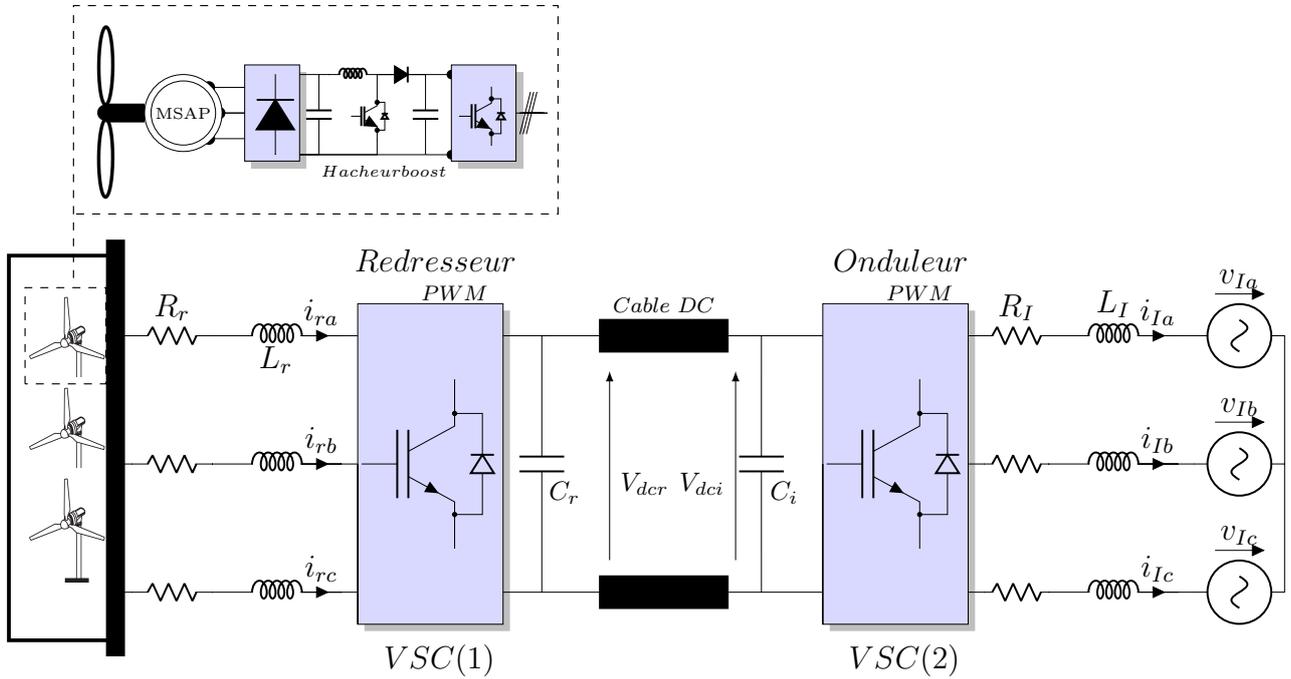


Fig. III.2 La configuration générale des systèmes VSC-HVDC.

4 Commande du SCEE basé sur un GSAP

Le système de contrôle est une considération importante pour les performances de l'éolienne. Il maximise la puissance extraite du vent à travers tous les composants et assure également que la puissance fournie au réseau électrique soit conforme aux exigences d'interconnexion.

Selon le schéma fonctionnel illustré à la figure III.3, il y aura trois stratégies de contrôle nécessaire pour contrôler une éolienne [37, 42].

La première stratégie de commande se focalise sur le contrôle de la turbine. Cette stratégie agit d'une part sur sa vitesse de rotation, de manière que la puissance extraite du vent soit maximisée. Ceci est réalisé par la technique de MPPT. D'une autre part, elle agit sur l'angle de calage des pales (β), de telle sorte que la puissance de sortie de l'éolienne peut être contrôlée. Ceci est réalisé par la technique de contrôle de l'angle de calage (pitch contrôle)[31].

La deuxième stratégie de commande est appliquée au convertisseur hacheur boost CC/CC. En raison de la nature de convertisseur boost, la tension continue V_{dc2} est normalement supérieur ou égale à V_{dc1} . Alors, la tension continue V_{dc1} produite par le redresseur à diodes varie avec la vitesse du générateur, mais la tension continue V_{dc2} reste constante, car elle est

assuré par un contrôleur **PI** qui compare les mesures tension continue assurée V_{dc2} avec sa référence V_{dcr}^* de $20kV$.

La troisième stratégie de commande est utilisée pour le contrôle du convertisseur onduleur côté réseau. Cette dernière stratégie permet d'une part de contrôler la puissance active délivrée au réseau [31]. .

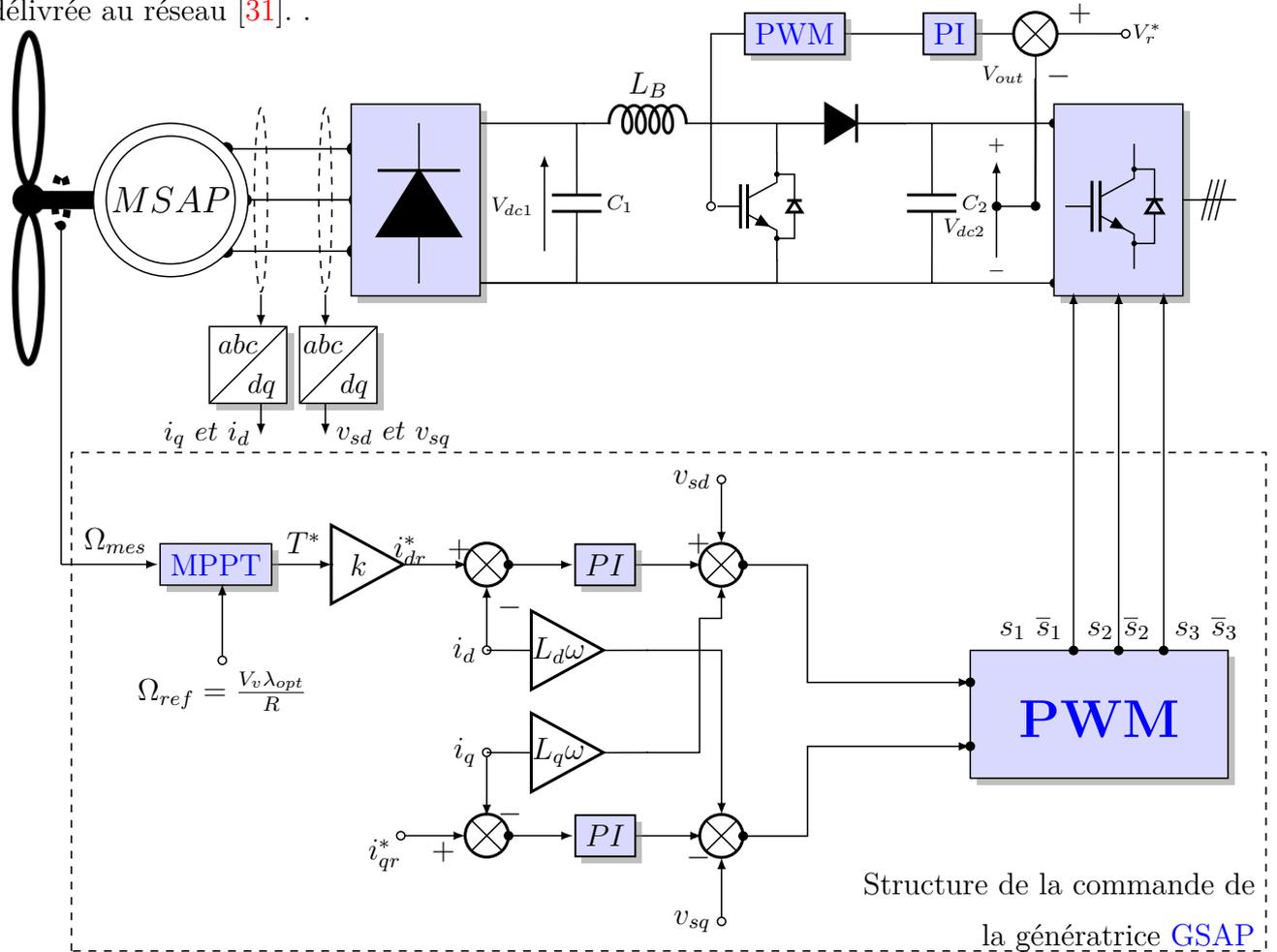


Fig. III.3 Schéma bloc général de la stratégie de commande

4.1 Contrôle de la turbine

Le schéma correspondant à la modélisation de la turbine se déduit des équations précédentes dans la section (II.3.2) et il est donné à la figure III.4.

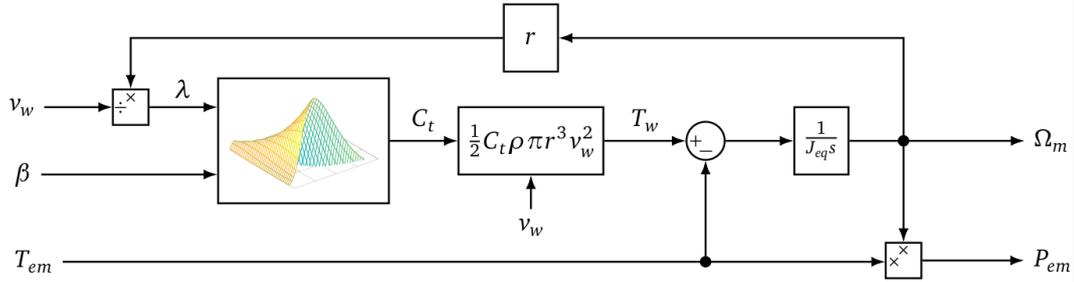


Fig. III.4 Schéma bloc du modèle de la turbine.

Les caractéristiques de puissance de l'éolienne à vitesse variable peuvent être définies en fonction de la vitesse du vent selon quatre régions de fonctionnement, comme le montre la figure III.5 [2, 35].

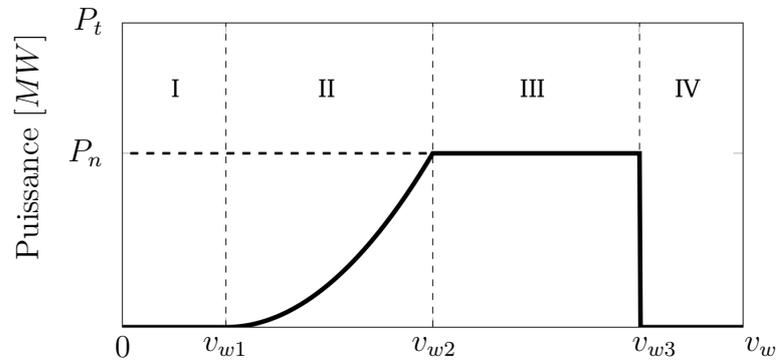


Fig. III.5 les Zones de fonctionnement d'une éolienne.

Zone I : $v < v_1$:

La vitesse du vent est trop faible, la turbine peut tourner mais l'énergie captée est trop faible.

Zone II : $v_1 < v < v_2$:

Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite (appelées généralement MPPT). Cette zone correspond au fonctionnement dit « à charge partielle ».

Zone III : $v_2 < v < v_3$

La puissance incidente devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de P_n . Cette zone correspond au fonctionnement dit « à pleine charge ».

Zone IV : $v > v_3$ La vitesse du vent devient trop forte pour les capacités opérationnelles de l'installation. La turbine est donc arrêtée et la puissance extraite est nulle.

Les considérations de base seront les suivantes :

v_1 : vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine.

v_2 : vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond a la puissance nominale de la génératrice.

v_3 : vitesse du vent au-delà de laquelle il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales.

4.1.1 Stratégie de maximisation de la puissance en sortie d'éolienne

L'objectif principal du contrôle dans la zone de fonctionnement à charge partielle (*Zone II*) est maintenez le facteur de puissance au maximum ($C_{p_{opt}}$) afin qu'il puisse continuer à fonctionner avec la meilleure efficacité aérodynamique. Pour cette raison, il est nécessaire de maintenir la vitesse spécifique λ à sa valeur optimale λ_{opt} .

Nous avons tracé également une série de courbes (figure III.6), qui représente la variation de la puissance éolienne extraite en fonction de la vitesse de rotation pour une valeur constante du vent. Les valeurs de la vitesse du vent choisies au hasard sont 6,7.5,9,10.5,12m/s, sachant que la turbine démarre de l'arrêt.

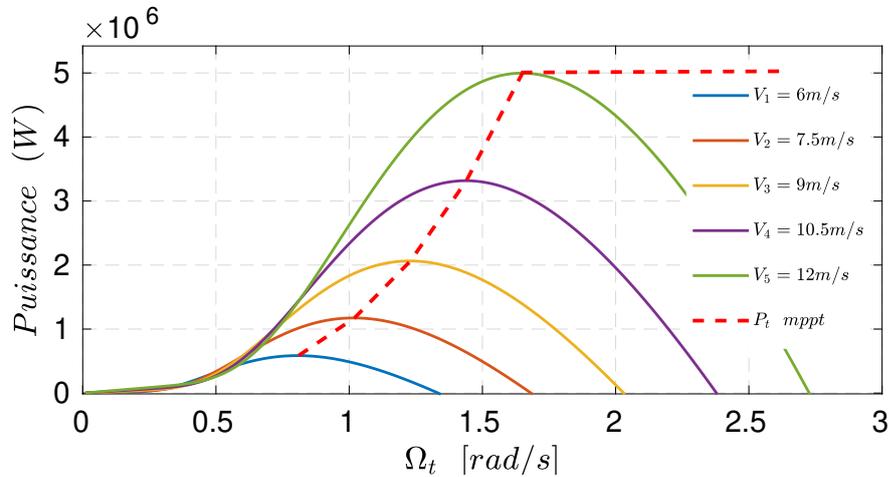


Fig. III.6 Allure de la puissance éolienne extraite en fonction de la vitesse de rotation.

Pour assurer la régulation du couple électromagnétique sur l'arbre de la [GSAP](#) qui permet d'avoir une vitesse de rotation optimale, un contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation de la turbine à sa référence est effectué. Cette référence étant obtenue en remplaçant la valeur de la vitesse spécifique par sa valeur optimale dans l'équation II.9, la vitesse rotation réelle du générateur mesurée par le capteur de vitesse monté sur l'arbre du rotor est comparée à sa valeur de référence et puis l'erreur de vitesse est corrigée par un régulateur [PI](#) [2].

Pour extraire cette puissance (P_{opt}), la vitesse la génératrice doit être asservie à sa valeur optimale, cette valeur est donnée par l'équation suivante :

$$\Omega_{m,opt} = \frac{\lambda_{opt} v_w}{r} \quad (III.1)$$

Les expressions des paramètres k_p et k_i du régulateur Proportionnel Intégral (PI) sont donnés les détails des calculs dans l'annexe A.

La stratégie de contrôle de vitesse de rotation de l'éolienne est résumée au figure III.7

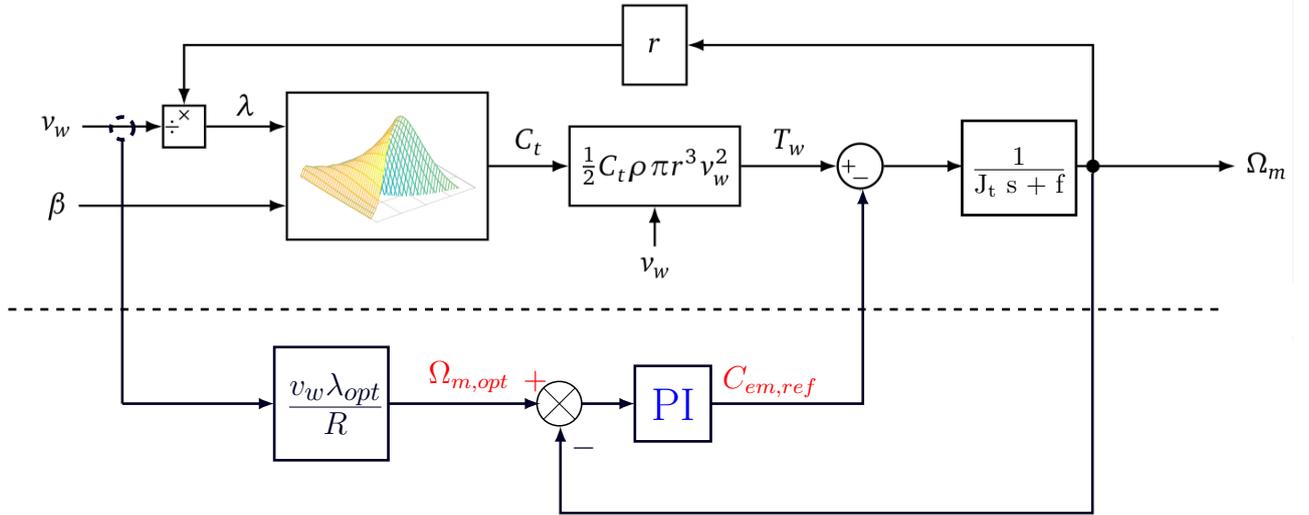


Fig. III.7 Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation.

4.2 Contrôle génératrice synchrone à aimants permanent

La commande de la génératrice synchrone à aimant permanent est basée sur le pilotage vectoriel des tensions statoriques. Son principe consiste à éliminer le couplage entre l'inducteur et l'induit. En dissociant, le courant statorique en deux composantes (i_{ds}, i_{qs}) en quadrature dans un référentiel lié au champ tournant de façon que l'une des composantes (i_{qs}) commande le couple l'électromagnétique et l'autre (i_{ds}) commande le flux,. La commande des tensions statoriques est obtenue en imposant des tensions de référence à l'entrée de la commande du convertisseur côté réseau offshore(onduleur), ce type de commande est donc comparable à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée . Ces tensions permettent de définir les signaux de commande $s_i, \bar{s}_i(1, 2, 3)$ sur les bras du onduleur de manière à ce que les tensions aux bornes du stator de la génératrice soient le plus proche possible de tensions de référence [43, 44]. La structure de la commande est illustrée par la figure III.3. Les tensions

de la génératrice GSAP dans le repère dq sont exprimer par les équations II.21

Nous avons :

$$\begin{cases} i_{qr}^* = 0 \\ i_{dr}^* = T^*k \end{cases} \quad \text{Oú} \quad k = \frac{2}{3p\psi} \quad (\text{III.2})$$

Le choix d'imposer i_{dr}^* à zéro permet d'éviter la démagnétisation des aimants permanents due à la réaction d'induit selon l'axe d et de réduire les pertes Joule[8, 37]

5 Résultats de simulation du SCEE

l'évaluation de la structure de contrôle proposée pour le système de la conversion de l'énergie d'un parc constitué de trois éoliennes, est validée par une simulation sur l'environnement MATLAB/Simulink/SimPowerSystem©. En utilisant des paramètres de l'annexe B. Les résultats obtenus présentés ci-dessous sont basés sur la structure de commande de maximisation de la puissance avec l'asservissement de la vitesse (MPPT), pour un pitch angle $\beta = 0^\circ$.

Les différentes vitesses du vent appliquées aux trois éoliennes sur une période de 10s est illustrées par la figure III.8. La production de l'énergie mécanique de l'éolienne est basée sur la vitesse de vent et de son couple. Le choix du profil de vent va permettre de voir les différents modes de fonctionnement de l'éolienne à savoir la vitesse de la machine synchrone à aimant permanent(GSAP), le couple mécanique de la turbine , le couple électromagnétique et la puissance mécanique. Ce profil impose l'allure de la vitesse de la GSAP et sont couple.

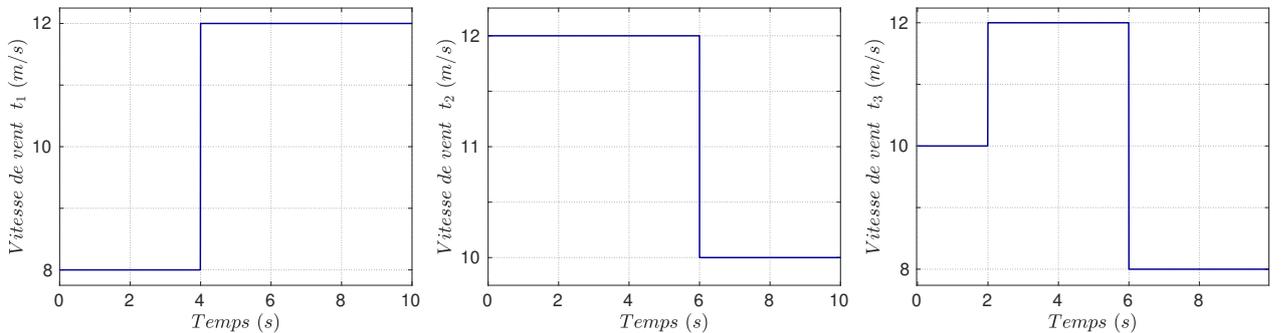


Fig. III.8 Profil du vent appliqué à les trois turbine.

La vitesse de rotation de la machine GSAP suit sa vitesse de référence (figure III.9). Ce comportement est similaire à celui du profil du vent pour chaque éolienne.

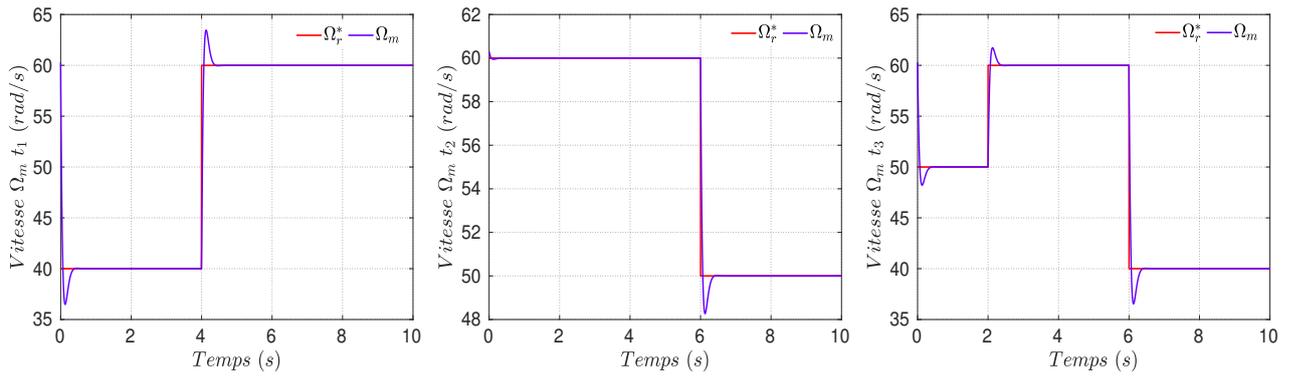


Fig. III.9 Vitesse de rotation de la GSAP.

La figure III.10 représente l'allure du coefficient de puissance C_p de chaque éolienne qui est proche de sa valeur théorique maximale ($C_{p_{max}} = 0,48$) quelle que soit la vitesse du vent appliquée. Cette valeur correspond à une valeur optimale de la vitesse spécifique ($\lambda = 8.1$) Ce qui montre que les éoliennes fonctionnent en régime optimal.

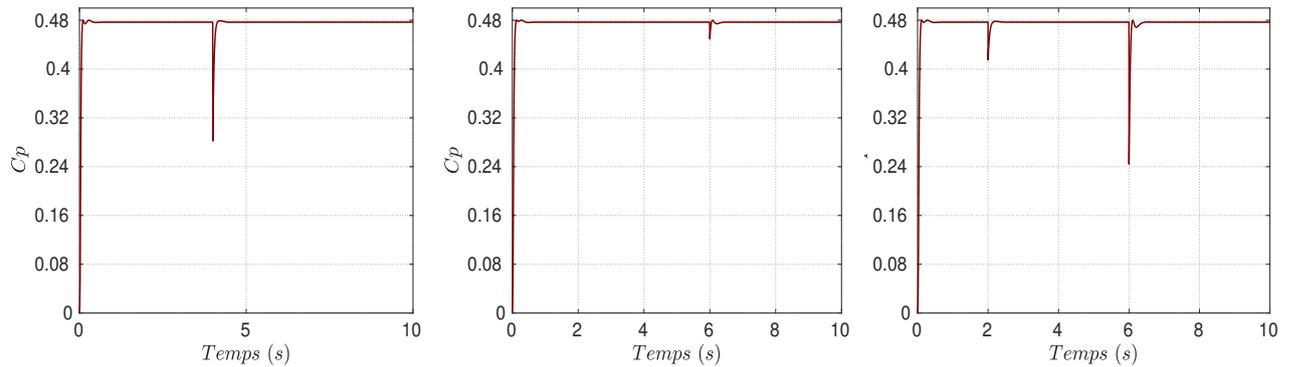


Fig. III.10 Le coefficient de puissance C_p .

La figure III.11 représente La puissance mécanique se transforme en puissance électrique générée par GSAP avec un signe moins (-) (le signe négatif de la puissance électrique signifie qu'elle est générée), cet dernière n'atteint jamais la valeur de la puissance électrique maximale cela est dû aux pertes mécaniques et électriques.

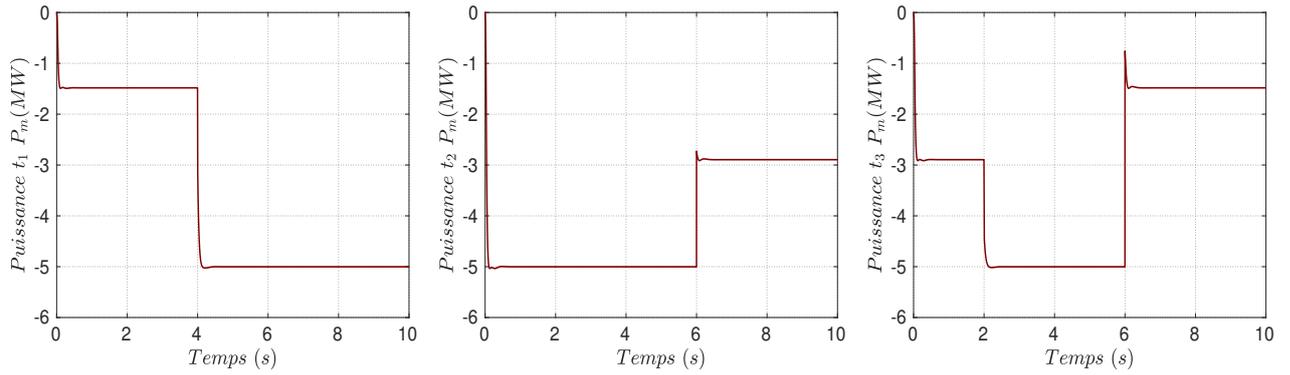


Fig. III.11 La puissance mécanique pour chaque turbine.

D'après la figure III.12, on voit que les allures des couples électromécaniques développés par les machines suivent bien les allures de références, les résultats obtenus par la commande vectorielle sont bien caractérisés à savoir :

- ✓ Un temps de réponse plus faible dans le régime transitoire (variation du vent).
- ✓ Un dépassement minimum.
- ✓ Une erreur statique nulle.

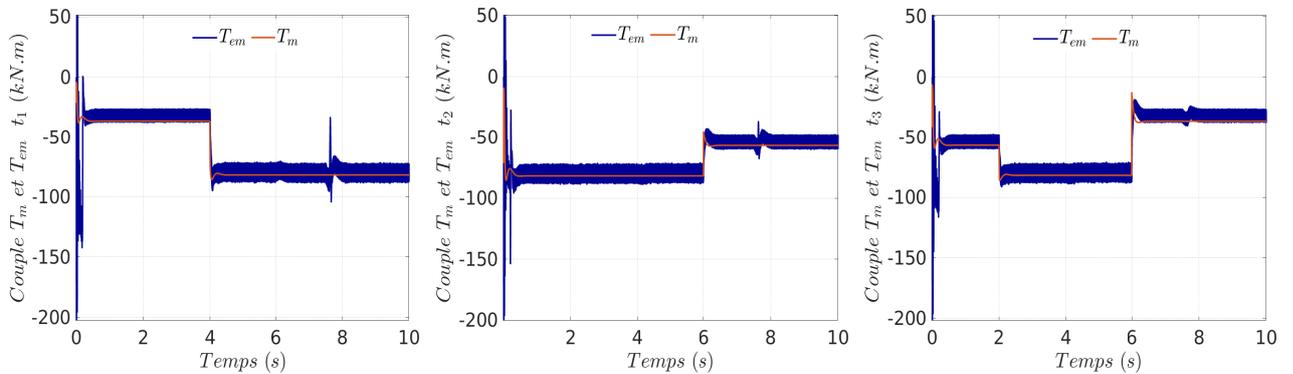


Fig. III.12 Couple de la GSAP

Pour le test de régulation, on observe une très faible sensibilité aux perturbations externes dues aux variations brusques de la vitesse de vent, les courants délivrés par les génératrices ne sont pas affectés. Cependant, on constate une bonne stratégie de contrôle avec des allures déformés et déséquilibrés a cause du convertisseur type redresseur qui nécessite par la suite un filtre.

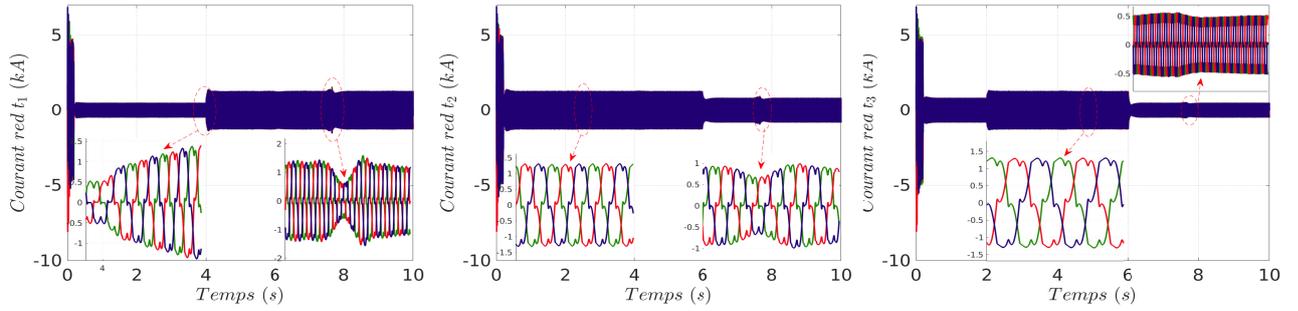


Fig. III.13 Le courant délivré par la GSAP

En général et d'après les résultats obtenus ci-dessus, il s'avère clairement que pour la première stratégie de contrôle dédiée au contrôle des éoliennes, les grandeurs commandées suivent très bien leur trajectoire de référence, sans dépassement des puissances et sans erreur statique en régime permanent. Les courants triphasé est de forme sinusoïdale en régime permanent. La vitesse de rotation du rotor est bien imposé à sa valeur optimal. Le couple électromagnétique et la puissance active, étant proportionnelles, sont de même allure à vitesse constante.

Pour la deuxième stratégie du contrôle boucle interne (dédié au contrôle la tensions continues V_{dc1} et V_{dc2}), leurs résultats sont montrés par les figures III.14 respectivement. On remarque que la tension V_{dc1} (tension de l'entrée du boost) varie exactement avec la variation de la vitesse du vent, or la tension V_{dc2} (tension de sortie de l'hacheur boost) reste toujours constante et suit sa valeur de référence ($V_{ref} = 20kV$). Des résultats parlants eux même sur la performance de la stratégie choisi pour le contrôle de l'hacheur boost.

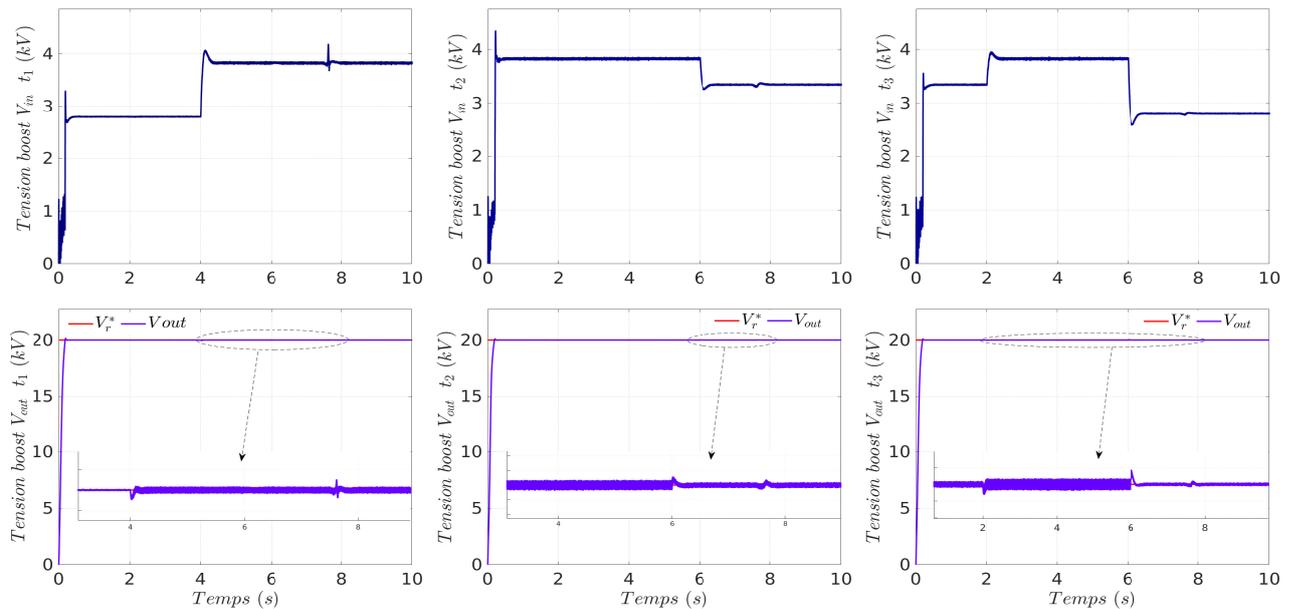


Fig. III.14 Les tensions d'entrée et sortie du convertisseur boost

Enfin, le contrôle du convertisseur côté réseau offshore (la troisième stratégie) est montré par la figure III.15 qui représente les courants délivrés par chaque un du système éolien et injecté directement au jeu de barre du point de couplage commun PCC (plateforme éolienne) pour l'injectée au réseau électrique à travers un système de transmission a courant continu HVDC a base du VSC représenté dans la figure III.2 (le courant c'est l'image des deux puissances active et réactive). Cette stratégie assure le bon contrôle de la puissance aussi bien active que réactive non seulement aux amplitudes mais aussi une bonne qualité des signaux (signaux purement sinusoïdaux).

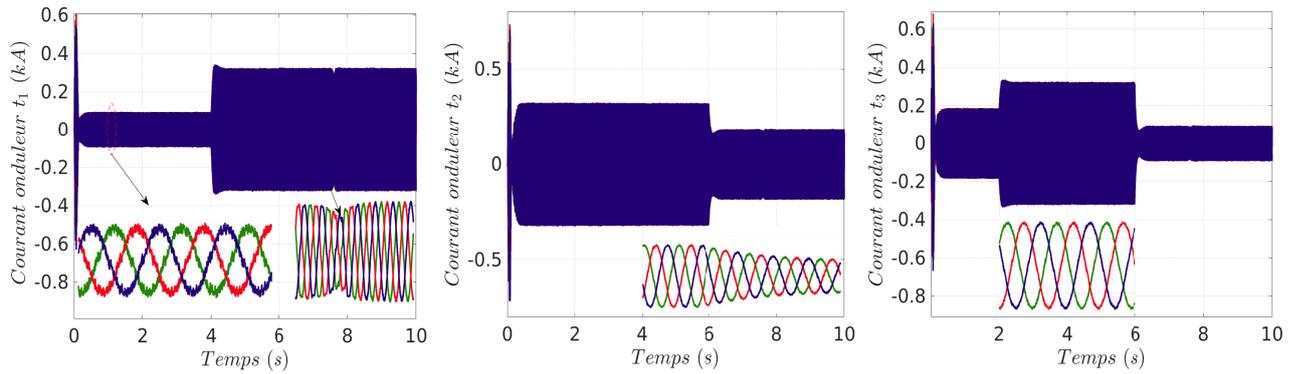


Fig. III.15 Le courant pour chaque éolienne côté réseau offshore

6 Commande du système VSC-HVDC

Pour l'analyse du convertisseur de source de tension VSC par la commande vectorielle, les courants triphasés et les tensions sont d'écrits comme des vecteurs dans le repère de Clark $\alpha\beta$. Une transformation de référence rotative synchronisée avec le réseau alternatif est également introduite, comme dans la figure III.1. Comme la transformation de référence $d - q$ est synchronisée avec le réseau, les tensions et les courants se produisent sous forme de vecteurs constants dans la transformation de référence d-q en régime permanent.

Dans le cas des systèmes de transmission HVDC à base de VSC, le transfert de puissance est contrôlé de manière à assurer l'équilibre des puissances, c'est-à-dire que la puissance injectée dans le réseau doit être la même que la puissance générée. Si la transmission de puissance est considérée entre deux réseaux AC, le flux de puissance peut être bidirectionnel. Mais, si le système VSC-HVDC est utilisé pour fournir de l'énergie à partir d'une centrale éolienne offshore, le flux de puissance active est unidirectionnel (le côté offshore fournit de l'énergie active au côté onshore et non l'inverse).

Dans notre cas, le système de contrôle du **VSC-HVDC** est réalisé en utilisant une boucle de régulation interne rapide contrôlant les courants. Le contrôle des courants à travers le filtre de couplage est réalisé en appliquant des tensions appropriées au convertisseur de puissance. A partir des équations du modèle mathématique, il est clair qu'il existe un couplage entre les composantes **dq** du courant. Le contrôle des courants i_{kd} et i_{kq} , par la méthode découplée ou les composantes **dq** est commandée indépendamment.

Cette approche est basée sur des régulateurs saccadés, les contrôleurs externes comprennent le contrôleur de la tension continue, le contrôleur de la tension alternative, le contrôleur de la puissance active, le contrôleur de la puissance réactive et le contrôleur de la fréquence. Ainsi, la référence du courant actif peut être obtenue à partir du contrôleur de la tension continue, du contrôleur de la puissance active ou du contrôleur de la fréquence. D'autre part, la référence du courant réactif peut être dérivée du régulateur de la puissance réactive ou du régulateur de la tension alternative. Les contrôleurs internes s'occupent de la régulation des courants direct et en quadrature [42]

6.1 Contrôle du convertisseur côté offshore

La figure III.16 montre la configuration globale de la commande du convertisseur côté offshore pour un système de transmission **VSC-HVDC**. Cette technique de commande utilise deux régulateurs **PI** pour contrôler les courants directs et en quadratures. Les sorties de ces régulateurs sont introduits, après une transformation de coordonnées, dans un bloc de modulation[45]. La boucle de contrôle interne contrôle chaque courant à la valeur de référence reçue du contrôleur externe.

Dans le but de contrôler les courants indépendamment l'un de l'autre, un terme de découplage, tel que représenté sur la figure III.17. Deux contrôleurs **PI** contrôlent les courants à leurs valeurs de référence et calculent les tensions internes u_{rdq} données par :

$$\begin{aligned} u_{rdref} &= v_{rd} - v_{trdref} + \omega_r L_r i_{rq} = (L_r s + R_r) i_{rd} \\ u_{rqref} &= v_{rq} - v_{trqref} + \omega_r L_r i_{rd} = (L_r s + R_r) i_{rq} \end{aligned} \quad (III.3)$$

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$H(s) = \frac{(k_{pr}s + k_{ir})/L_r}{s^2 + \frac{(k_{pr}+R_r)}{L_r}s + \frac{k_{ir}}{L_r}} \quad (III.4)$$

Par analogie avec la fonction de transfert d'un système désiré de deuxième ordre on trouve :

$$\begin{aligned} k_{pr} &= 2L_r\xi_r\omega_{nr} - R_r \\ k_{ir} &= L_r\omega_r^2 \end{aligned} \quad (III.5)$$

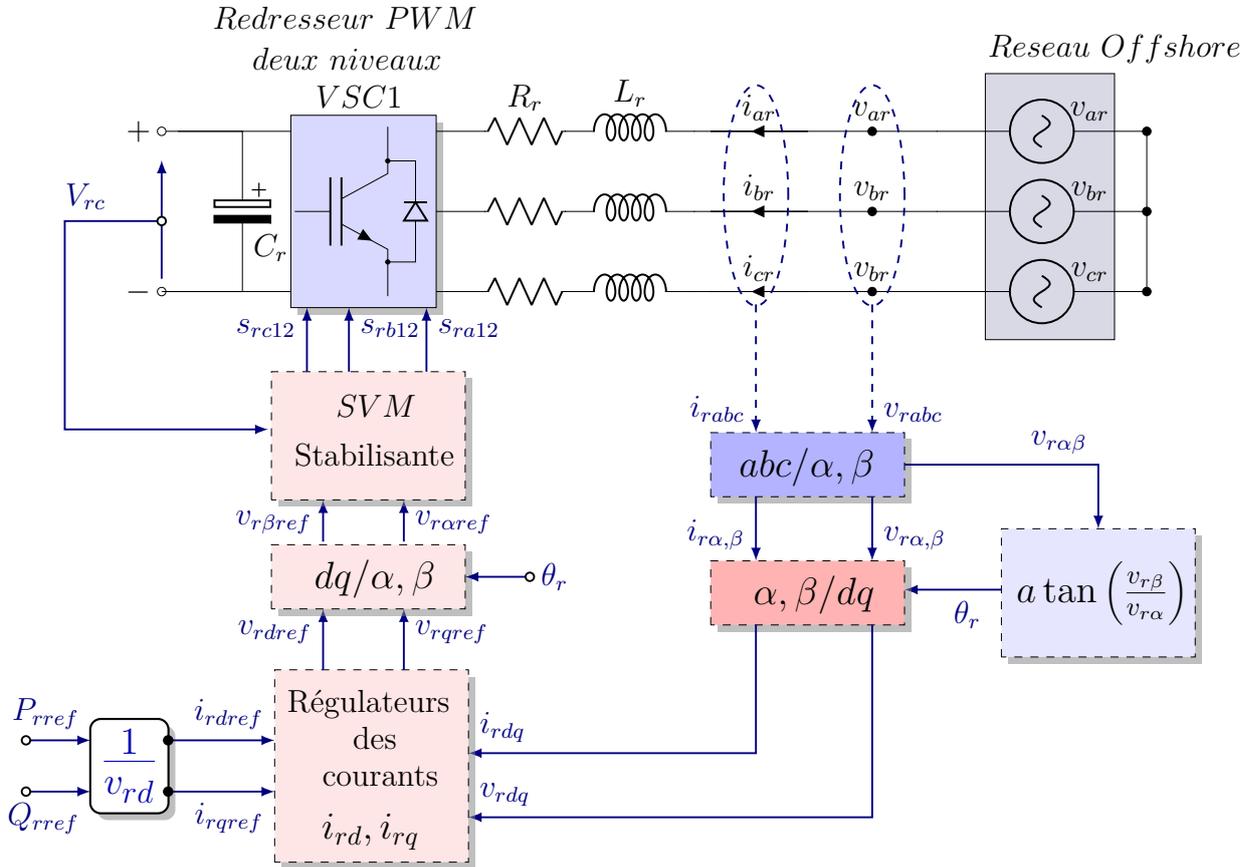


Fig. III.16 Commande de convertisseur côté offshore d'un système VSC-HVDC

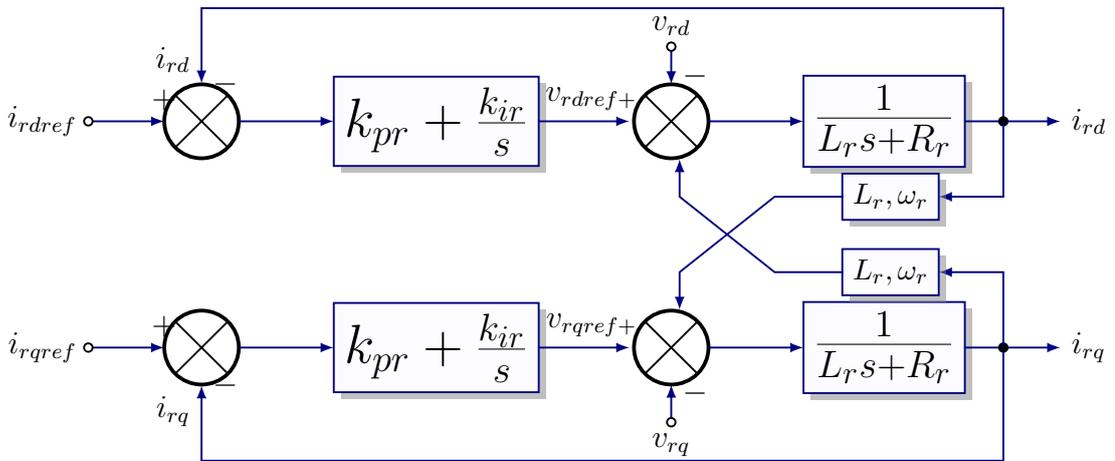


Fig. III.17 Schéma bloc du contrôle des courants du redresseur dans le repère de dq

Si les deux composantes et sont les sorties des deux régulateurs PI, les commandes

v_{rdref}, v_{rqref} sont déterminées par l'équation (III.6) suivante :

$$v_{trdref} = v_{rd} - u_{rdref} - \omega_r L_r i_{rq} \quad (III.6)$$

$$v_{trqref} = v_{rq} - u_{rqref} + \omega_r L_r i_{rd}$$

6.2 Contrôle des puissances active et réactive

Le contrôle des puissances active et réactive peut être réalisé par inversion du modèle. Les références des courants actif et réactif sont obtenues en utilisant les équations des puissances active et réactive instantanées est donnés par :

$$i_{rdref} = \frac{P_{rref}}{v_{rd}} \quad (III.7)$$

$$i_{rqref} = \frac{Q_{rref}}{v_{rd}}$$

7 Contrôle du convertisseur côté onshore

La figure III.18 montre la configuration globale de la commande du convertisseur côté onshore d'un système VSC-HVDC.

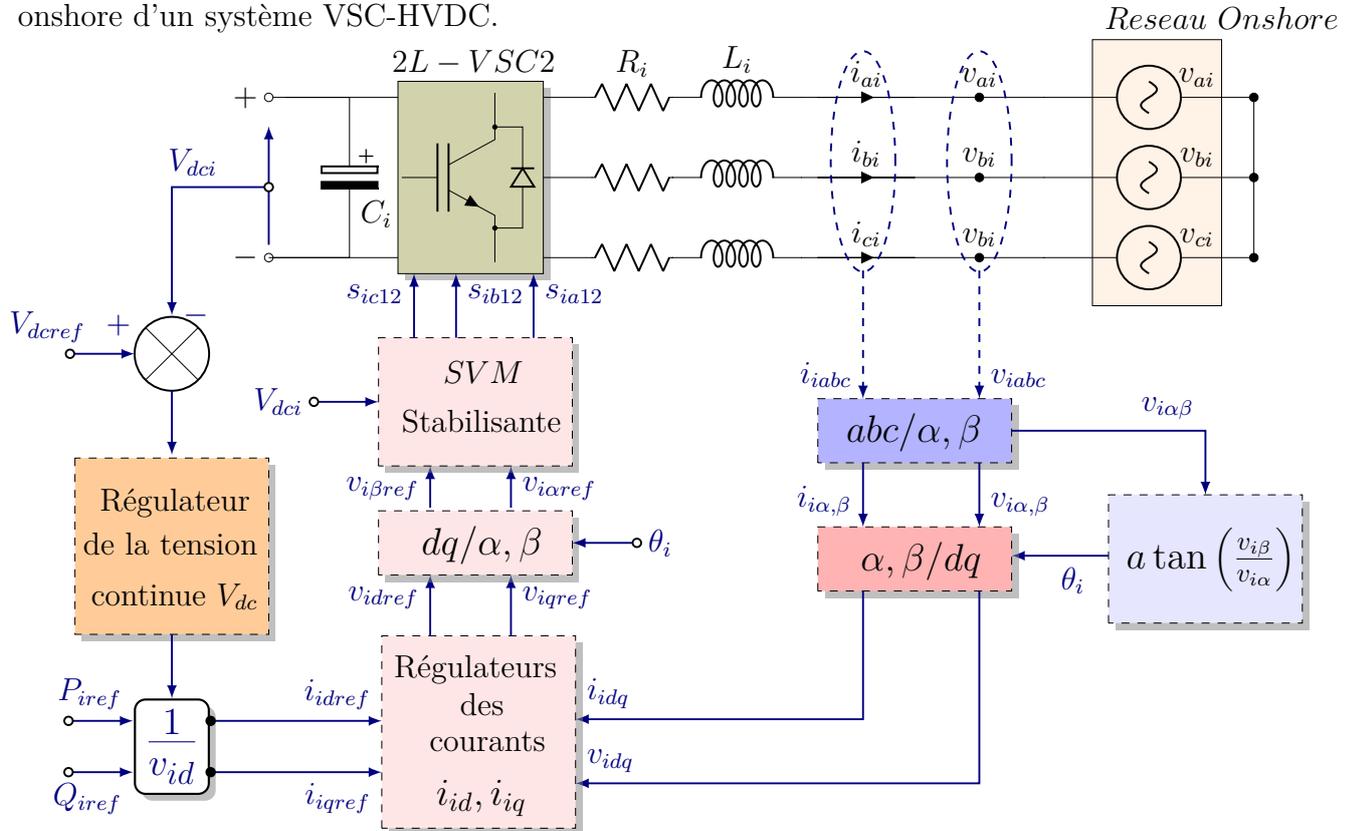


Fig. III.18 Commande de convertisseur côté onshore d'un système VSC-HVDC

7.1 Régulation de la tension continue

Le régulateur de la tension continue est nécessaire pour contrôler la tension du bus DC assurant l'équilibre des puissances entre les parties AC et DC de l'onduleur. Le contrôleur de la tension continue fournit la puissance qui doit être injectée dans le réseau. Cette dernière sera utilisée pour calculer la référence nécessaire pour la boucle de courant. La puissance active du côté continu vérifie l'équation suivante :

$$P_{inv} = P_{idc} - P_{ceq} \quad (III.8)$$

Où P_{idc} c'est la puissance de bus continu et représente la puissance du condensateur équivalent. En utilisant la transformée de Laplace, on déduit la fonction de transfert suivante :

$$V_{dc}^2 = \frac{2}{C_{eq}} (P_{idc}(s) - P_{inv}(s)) \quad (III.9)$$

Le schéma de la figure III.19 représente le schéma bloc de la régulation de la tension continue.

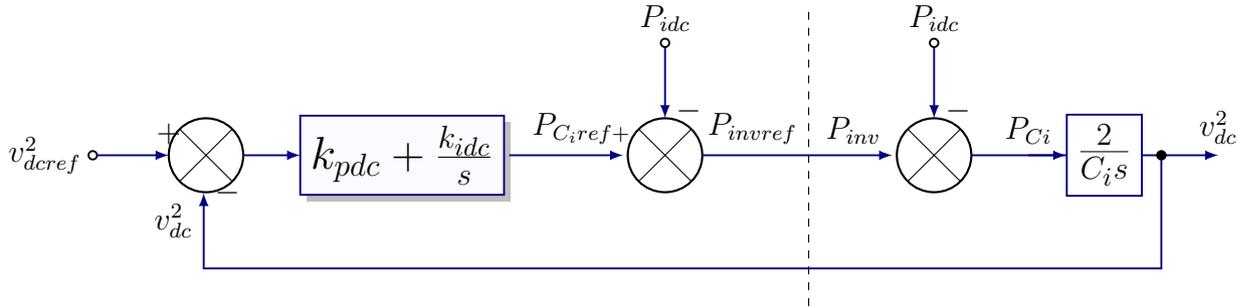


Fig. III.19 Régulation de la tension continue avec un correcteur PI

La fonction de transfert du système en boucle fermée de la figure III.19 est donnée par :

$$H_{dc}(s) = \frac{2(k_{pdc}s + k_{idc})/C_i}{s^2 + \frac{2k_{pdc}}{C_i}s + \frac{2k_{idc}}{C_i}} \quad (III.10)$$

Par analogie avec la fonction de transfert d'un système désiré de deuxième ordre on trouve :

$$\begin{aligned} k_{pdc} &= C_i \xi_{dc} \omega_n \\ k_{idc} &= C_i \omega_{ndc}^2 \end{aligned} \quad (III.11)$$

7.2 Synthèse des régulateurs internes des courants

Pour les régulateurs des courants de l'onduleur, on utilise l'équation (III.12) et on pose :

$$u_{idref} = v_{rd} - v_{tidref} + \omega_i L_i i_{iq} = (L_i s + R_i) i_{id} \quad (III.12)$$

$$u_{iqref} = v_{iq} - v_{tiqref} + \omega_i L_i i_{id} = (L_i s + R_i) i_{iq}$$

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$H(s) = \frac{(k_{pi}s + k_{ii}) / L_i}{s^2 + \frac{(k_{pi} + R_i)}{L_i} s + \frac{k_{ii}}{L_i}} \quad (III.13)$$

Par analogie avec la fonction de transfert d'un système désiré de deuxième ordre on trouve :

$$k_{pi} = 2L_i \xi_i \omega_{ni} - R_i \quad (III.14)$$

$$k_{ii} = L_i \omega_i^2$$

Le diagramme des régulateurs des courants est représenté dans le schéma de la figure III.20.

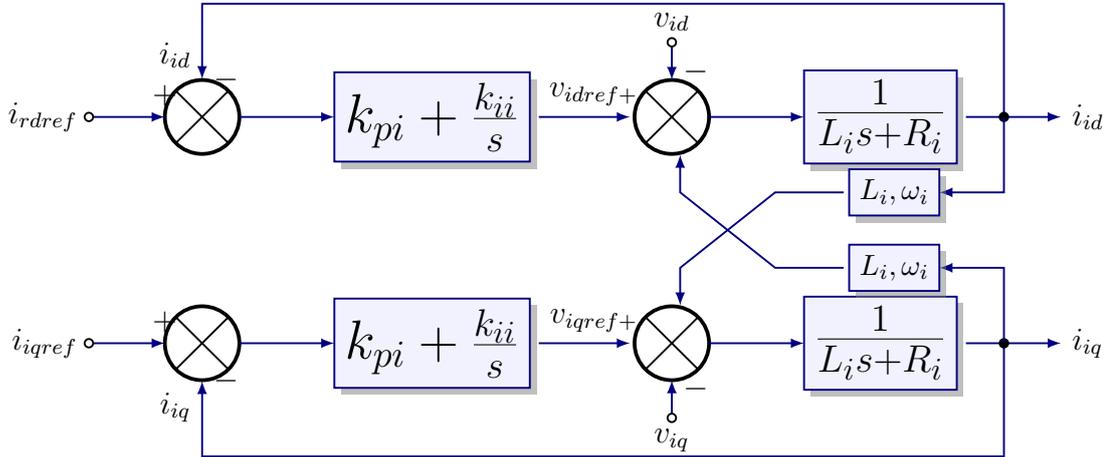


Fig. III.20 Régulateurs des courants direct et en quadrature du côté onduleur

8 Les résultats des simulations et interprétation

Augmentation ou diminution anormale des des grandeurs nominales dans le circuit l'électricité indique une perturbation ou un dysfonctionnement. Ce défaut peut être monophasé, biphasé ou triphasé (trois phases en contact entre elles, avec ou sans contact à la terre). Ces défauts ont un effet indésirable sur l'installation électrique, tel qu'un incendie, une panne de machine,...etc. Réduire l'impact de ces défauts et améliorer la qualité de l'énergie dans les systèmes électriques, en particulier les réseaux de transport VSC-HVDC en raison de son importance dans la transmission d'énergie sur une large gamme de distances.

Les deux convertisseurs sont reliés entre eux par un câble CC de 40km et sont connectées par une sources de puissance infinie. Les figures III.21 à III.24 montrent les résultats de

simulation obtenus lors de l'application d'un défaut à $t = 7,5s$ et éliminé au-delà de $10ms$ ($t = 7,51s$) sur le système de la figure III.2, On premier lieu, l'analyse des résultats est effectué sur les côtés alternative du système VSC-HVDC.

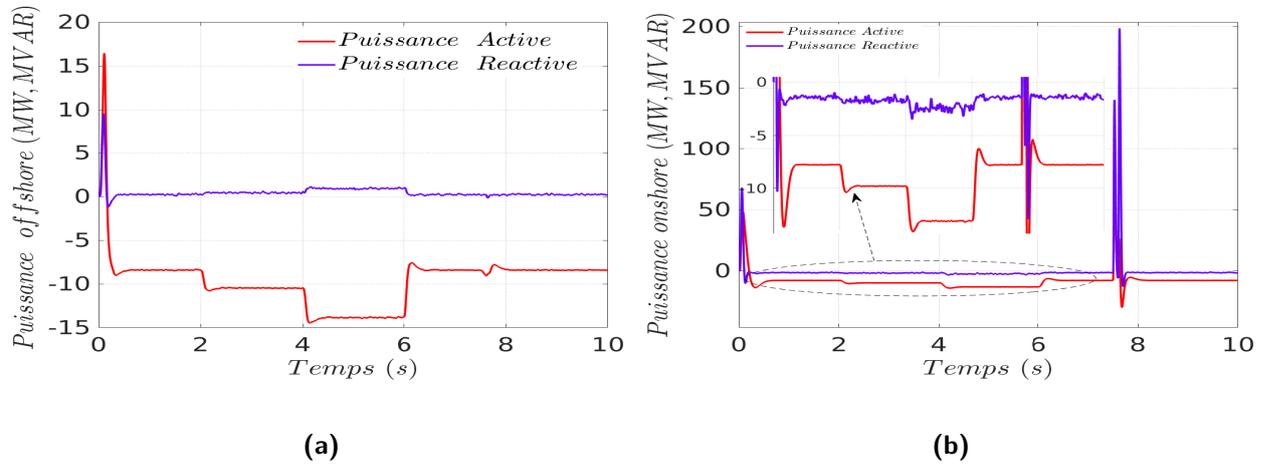


Fig. III.21 Les puissances offshore et onshore.

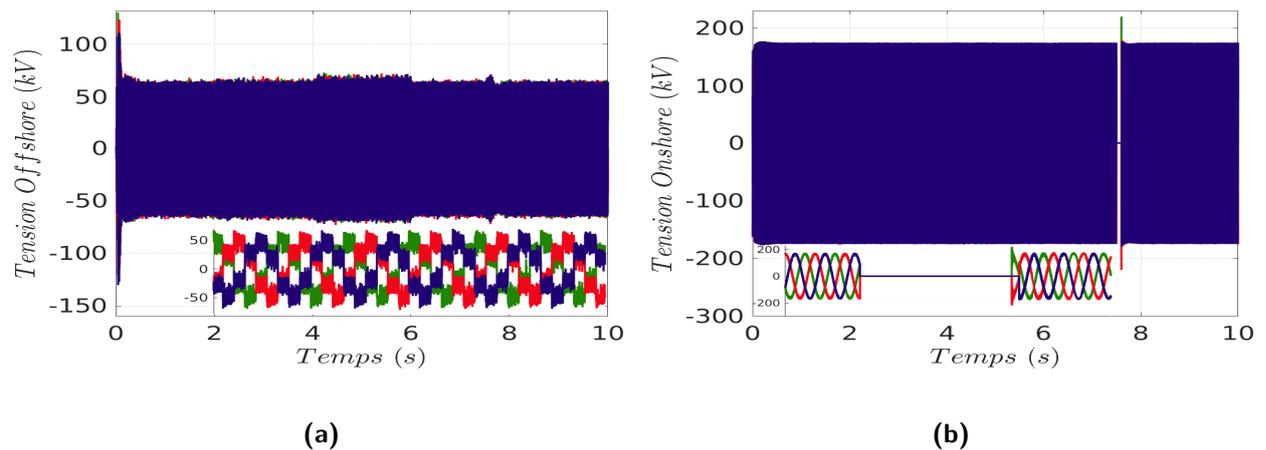


Fig. III.22 Les tensions de deux réseaux offshore et onshore.

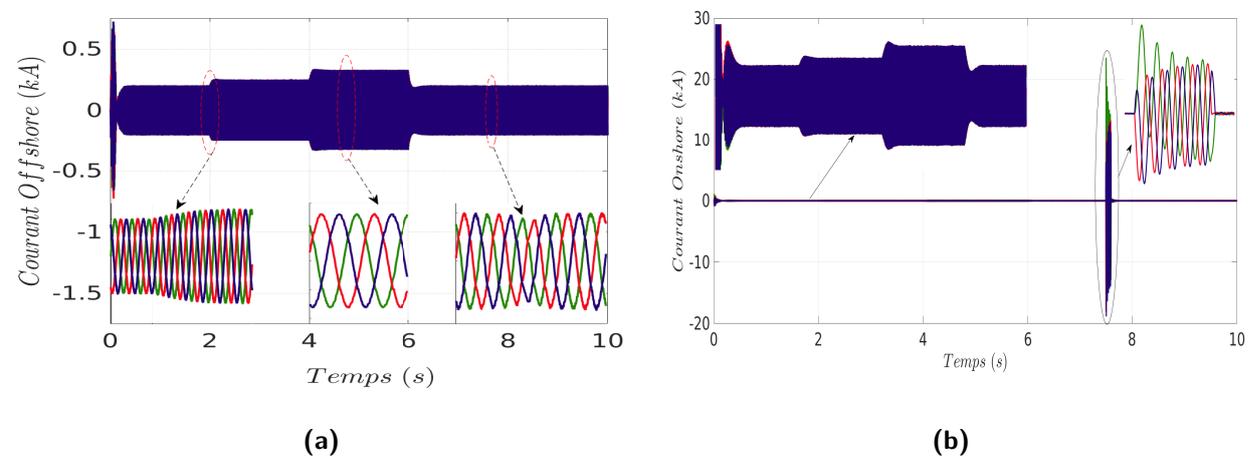


Fig. III.23 Les tensions de deux réseaux offshore et onshore.

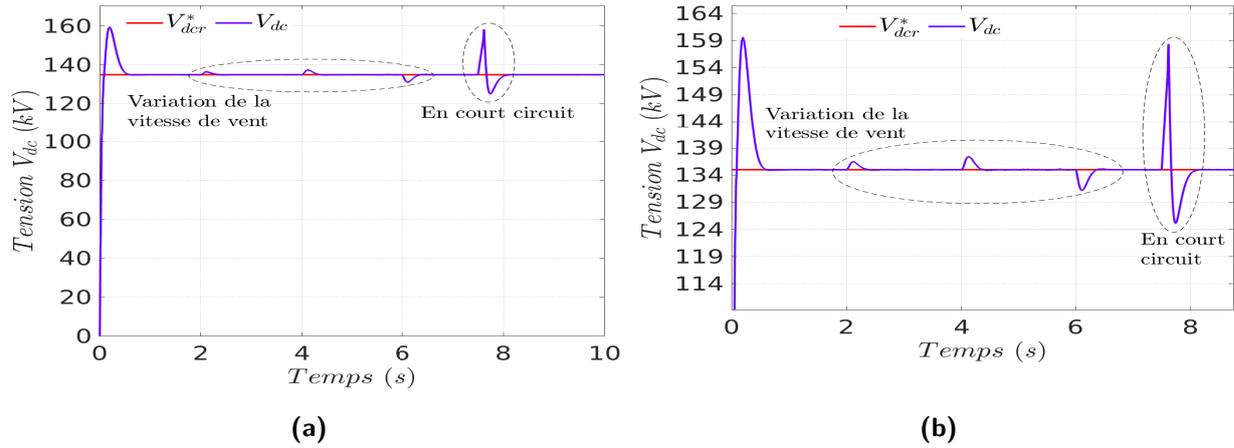


Fig. III.24 La tension de bus continu V_{dc}

On voit clairement que pour le côté HVDC onshore, la puissance active et réactive sont affectées par ce défaut et la tension tend vers zéro au cours du défaut avec une qualité d'énergie acceptable $THD = 4.43\%$ (figure III.21(b) et III.22(b). Respectivement), Cependant, ces puissances actives et réactives qui tendent vers zéro pendant le défaut se reprennent leur allure initiale après 10ms durée du défaut, contrairement au côté offshore du HVDC ou, on remarque une faible perturbation des puissances actives et réactives avec une qualité dégradé de la tension côté offshore qui nécessite un filtrage(figure III.22(a)).

De même, Un grand effet sur les courants arrivent au côté onshore du réseau électrique comme cela est montré dans la figure III.23(b) onshore, or, une influence très peu sur les courants du départ (côté onshore) comme montré par la figure III.23(a) offshore.

D'après ces résultats obtenus, on constate qu'un système HVDC a un effet bénéfique dans la protection du parc éolien contre tout défaut peut apparaître dans le réseau de transport électrique tel que les court-circuit.

Deuxièmement et pour le côté continu du HVDC, l'apparition des ondulations au niveau de la tension CC aux bornes des deux condensateur du HVDC dans les régimes transitoires (variation du vent) et durant la période du défaut sont enregistrés. En régime permanent, cette tension du bus continu reste constante et suit parfaitement la valeur du référence ce qui montre l'efficacité de la commande choisi pour notre système HVDC ainsi le bon dimensionnement des régulateurs de contrôle type PI.

9 Conclusion

Le système étudié dans sa partie commande et contrôle est présumé dans ce chapitre. Pour cela, la commande vectorielle à flux orienté est la stratégie de contrôle qui a été choisie afin d'asservir la génératrice et par conséquent contrôler les puissances injectées au réseau et réduire l'impact d'un défaut type court-circuit. Les résultats obtenus à partir des différentes simulations effectuées montrent l'efficacité de la technique de commande proposée à maintenir le système éolien-HVDC dans un bon état de fonctionnement.

Le système étudié dans sa partie commande et contrôle est présumé dans ce chapitre. Pour cela, la commande vectorielle qui est a été la stratégie choisie du contrôle du système éolien ainsi le VSC-HVDC afin de contrôler les puissances injectées et réduire l'impact d'un défaut type court-circuit est détaillée, les résultats obtenus à partir des différentes simulations effectuées montre l'efficacité de notre choix à maintenir le système éolien-HVDC dans le bon état de fonctionnement.

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire a porté sur l'étude, la commande et la simulation de l'intégration d'une ferme éolienne offshore au réseau électrique via une ligne de transmission **HVDC**. Les travaux ont eu pour but d'utiliser les possibilités offertes par la technologie des éoliennes offshore et onshore pour la maximisation du rendement de production électrique et l'harmonisation de son fonctionnement sous différents scénarios et différents modes de fonctionnements.

Dans le premier chapitre (I), nous avons donné des généralités sur les différents travaux de recherches récents dans le développement des éoliennes, de réseaux hauts tension offshore et onshore avec les différentes topologies de raccordement.

Une recherche bibliographique approfondies nous a permet de choisir le système **VSC-HVDC** comme intermédiaire de connexion entre les différentes sources d'énergies renouvelables types éoliennes (**GSAP**, **GADA**...etc) et le réseau de transport électrique.

Dans le deuxième chapitre (II), nous avons mené à bien une modélisation mathématique des éléments constituant la chaîne de conversion éolienne. Les différentes topologies analysées dans le chapitre précédent ont permet de choisir une structure basée sur une génératrice synchrone à aimant permanent interfacée au réseau par des convertisseurs statiques via un bus continu. Les éléments de la chaîne de conversion éolienne ont été modélisés afin d'établir la stratégie de la commande qui répond aux exigences de couplage des éoliennes offshore avec le réseau via un système **HVDC** à base **VSC**.

Le chapitre III a porté sur le contrôle commande de la chaîne de production éolienne intégrée à un réseau de transport par le biais d'une ligne de transmission **HVDC**.

La loi de commande du système étudié est présentée et validée par différentes simulation pour montrer les performances de cette dernière et le comportement du réseau en cas de défaut. Les résultats de simulation obtenus dans des conditions climatiques variables (vitesse de vent variable) montrent une bonne qualité de puissance délivrée et des performances satisfaisantes.

En cas de présence de défaut (court-circuit), les résultats obtenus montrent clairement que la stratégie de la commande proposée permet de maintenir le système opérationnel à tout moment, d'augmenter la fiabilité, de réduire les effets des perturbations externes et assurer une protection de qualité des parcs éoliens.

Les travaux de recherche rapportés dans ce mémoire avec des résultats validés en simulation sur MATLAB seraient certainement considérés comme un développement remarquable dans le domaine des réseaux électriques et dans la technologie des énergies renouvelables.

Les perspectives du travail de recherche de ce mémoire sont ouvertes. Elles peuvent viser à court terme l'étude du comportement des parcs éoliens sur un banc d'essai expérimental (émulateur) en utilisant des convertisseurs de puissance avancés et leurs stratégies de commande intelligentes associées. A long terme, on peut envisager de valider les lois de commande sur un site réel.

Voici quelques recommandations pour les futurs travaux possibles :

- ✓ Les algorithmes appliqués aux convertisseurs multi-niveaux côté réseau peuvent être également utilisés pour d'autres types de ressources renouvelables en réduisant des pertes et améliorant la qualité de l'énergie.
- ✓ En fonctionnement normal, les éoliennes peuvent stocker de la puissance active dans les batteries connectés au bus continu. Cette puissance peut être utilisée en cas de perturbations du réseau.
- ✓ La majeure partie de l'électricité produite par les parcs éoliens et les centrales photovoltaïques doit être acheminée par longs câbles de transmission à courant continu nécessitant des algorithmes de prédiction.
- ✓ Développer des algorithmes de prédiction intelligente qui détecte rapidement les défauts dans les lignes de transmission, dans les convertisseurs statiques et dans les systèmes de générations.

Synthèse des régulateurs (PI)

Les paramètres K_i et K_p des régulateurs des grandeurs citées en bas sont calculés de la même manière, comme suit :

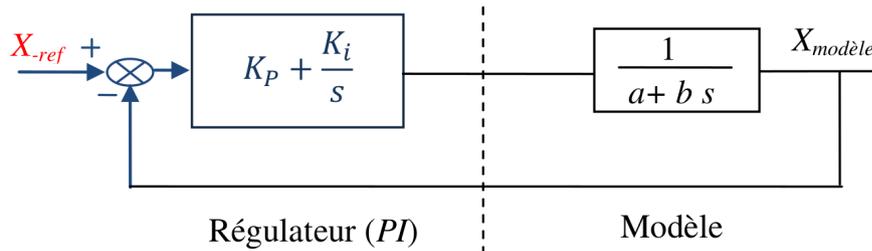


Fig. A.25 Schéma bloc du correcteur PI

Où : - K_p est le coefficient proportionnel et K_i le coefficient intégral du correcteur. Ainsi, les coefficients des correcteurs vont être dimensionnés de telle façon que la dynamique du système soit prédéterminée. - a et b sont des paramètres du modèle. La fonction de transfert du système en boucle fermée à la figure A.25 est du second ordre avec une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement ξ .

$$B(s)_f = \frac{\left(\frac{k_p}{k_i} s + 1\right)}{\frac{b}{k_i} s^2 + \left(\frac{a+k_p}{k_i}\right) s + 1} \quad (\text{A.15})$$

$$B(s)_f = \frac{1}{\frac{1}{\omega_n} s^2 + \left(\frac{2\xi}{\omega_n}\right) s + 1} \quad (\text{A.16})$$

En supposant $k_i \gg K_p$, les expressions des paramètres des régulateurs obtenues par identification sont données par (??).

$$k_p = b\omega_n^2 \qquad k_i = 2\xi b\omega_n - a \qquad \omega_n = \frac{1}{\tau}$$

Avec : $\frac{1}{\tau}$: Constante du temps de la boucle de régulation.

- ✓ Pour le régulateur de la vitesse de rotation de la génératrice, $a = f, b = J$ et $\tau = 0.1s$.
- ✓ Pour les régulateurs des courants i_{dqs} on remplace les valeurs de (a, b) par (R_s, L_s) respectivement : $\tau_n = \left(\frac{L_s/R_s}{10}\right)$

ANNEXES B

Les paramètres de l'éolienne sont donnés dans le tableau [B.1](#)

Caractéristiques de la génératrices	Valeurs de notation
Puissance mécanique	$P_m = 5.36 \text{ MW}$
Tension efficace dans le stator	$V = 9.795 \text{ kV}$
Inductance stator et rotor	$L = 1,5 \text{ mH}$
Résistance statorique	$R_s = 12 \text{ m}\Omega$
Inductance statorique	$L_s = 12 \text{ mH}$
Flux induit par les aimants	$\psi_f = 9 \text{ Wb}$
Caractéristiques turbine	
Inertie de la turbine	$J_t = 30e + 6 \text{ Kg.m}^2$
Rayon des pales	$r = 58 \text{ m}$
Lambda optimal	$\lambda_{opt} = 8.1$
Coefficient de puissance maximal	$C_{p_{max}} = 0.48$

Tableau B.1 – Paramètres de l'éolienne.

Les paramètres de convertisseur boost sont donnés dans le tableau [B.2](#)

Caractéristiques turbine	
Paramètres de hacheur BOOST	Valeurs de notation
Condensateur	$C_{in} = 4.1 \text{ mF}$
Condensateur	$C_{out} = 7 \text{ mF}$
Inductance	$L = 5 \text{ mH}$

Tableau B.2 – Paramètres de convertisseur hacheur BOOST .

Références

- [1] Olimpo Anaya-Lara, John O Tande, Kjetil Uhlen, and Karl Merz. *Offshore Wind Energy Technology*. Wiley Online Library, 2018. [4](#), [24](#), [30](#)
- [2] Djamel Ikni. *Production d'énergie marine : Intégration de la production éolienne offshore dans un bouquet énergétique décentralisé*. PhD thesis, Le Havre, 2014. [4](#), [38](#), [55](#), [56](#)
- [3] Bin Wu, Yongqiang Lang, Navid Zargari, and Samir Kouro. *Power conversion and control of wind energy systems*, volume 76. John Wiley & Sons, 2011. [5](#), [7](#), [9](#), [10](#)
- [4] Venkata Yaramasu and Bin Wu. *Model predictive control of wind energy conversion systems*. John Wiley & Sons, 2016. [6](#), [14](#), [15](#), [40](#), [41](#), [42](#)
- [5] Thomas Ackermann. *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons, 2005. [8](#), [10](#), [11](#), [24](#)
- [6] Frede Blaabjerg and Zhe Chen. Power electronics for modern wind turbines. *Synthesis Lectures on Power Electronics*, 1(1) :1–68, 2005. [8](#), [10](#)
- [7] Miguel Lopez. *Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée*. PhD thesis, 2008. [11](#)
- [8] Alexandre Teninge. *Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire*. PhD thesis, 2009. [12](#), [58](#)
- [9] Uthane Supatti and Fang Z Peng. Z-source inverter with grid connected for wind power system. In *2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pages 398–403. IEEE, 2009. [13](#)
- [10] Hani Alhamed Aldwaihi. *Commande non linéaire fondée sur la platitude d'un système de production éolien*. PhD thesis, 2013. [14](#), [15](#), [16](#)

-
- [11] Pascal Monjean. *Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu*. PhD thesis, 2012. [15](#), [17](#), [25](#)
- [12] BENADJA Mounir. *Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore*. PhD thesis, Nantes, 2016. [17](#), [25](#)
- [13] Stefan Lundberg. *Wind farm configuration and energy efficiency studies-series DC versus AC layouts*. Chalmers University of Technology, 2006. [18](#)
- [14] S Lumbreras and A Ramos. Offshore wind farm electrical design : a review. *Wind Energy*, 16(3) :459–473, 2013. [19](#)
- [15] Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, and Jun Liang. *HVDC grids : for offshore and supergrid of the future*. John Wiley & Sons, 2016. [19](#), [22](#), [23](#), [24](#), [46](#)
- [16] Thomas Haugsten Hansen. Offshore wind farm layouts : Performance comparison for a 540 mw offshore wind farm. Master's thesis, Institutt for elkraftteknikk, 2009. [19](#)
- [17] Ouahid Dahmani. *Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore*. PhD thesis, Nantes, 2014. [20](#), [23](#)
- [18] Ahmed REGUIG BERRA. *Commandes non linéaires d'un système HVDC raccordé à une ferme éolienne offshore*. PhD thesis, 2019. [23](#), [25](#), [27](#)
- [19] Apel Mahmud. Large scale renewable power generation. 2014. [23](#)
- [20] Tarak Ghennam. *Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation*. PhD thesis, 2011. [24](#)
- [21] KHERFANE SAMIR. *Etude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisée par une liaison HVDC hybride*. PhD thesis, 2019. [25](#), [27](#), [36](#)
- [22] Laurent Teppoz. *Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC. Stabilité-Contrôle des perturbations*. PhD thesis, 2005. [27](#)
- [23] Théodore WILDI and Gilbert Sybille. Electrotechnique 4 éme édition. *Edition de boeck, Paris*, 2005. [27](#)
- [24] Pierre Rault. Dynamic modeling and control of multi-terminal hvdc grids. *Laboratoire d'électronique et d'électronique de puissance de Lille, Ph. D. dissertation*, 2014. [29](#)
-

-
- [25] Chunyi Guo, Zihan Yin, Chengyong Zhao, and Reza Iravani. Small-signal dynamics of hybrid lcc-vsc hvdc systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 98 :362–372, 2018. [29](#)
- [26] Seghir Benhalima. *Modélisation et contrôle des systèmes éoliens-solaire intégrés au réseau VSC-HVDC*. PhD thesis, École de technologie supérieure, 2019. [29](#), [44](#)
- [27] Seghir Benhalima. *la conception, la modélisation et la simulation du système VSC-HVDC offshore*. PhD thesis, École de technologie supérieure, 2012. [30](#)
- [28] Du C. *VSC-HVDC for industrial power systems*. PhD thesis, Chalmers University of Technology, Goteborg, 2007. [31](#)
- [29] A. B. Attya and T. Hartkopf. Wind farms dispatching to manage the activation of frequency support algorithms embedded in connected wind turbines. *Electrical Power and Energy Systems*, vol.53 :pp.923–936, 2013. [31](#)
- [30] Abderrahmane Berkani, Siamak Pourkeivannour, Karim Negadi, Bachir Boumediene, Tayeb Allaoui, and H Bülent Ertan. Integration of offshore wind farm plants to the power grid using an hvdc line transmission. In *2019 International Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP) & 2019 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, pages 486–492. IEEE, 2019. [34](#), [53](#)
- [31] Merzak Aimene. *Services au système et gestion d’interactions énergétiques transitoires dans un parc éolien offshore*. PhD thesis, 2016. [35](#), [37](#), [38](#), [40](#), [53](#), [54](#)
- [32] Adam Mirecki. *Étude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005. [35](#)
- [33] Samira Hamecha. *Etude et commande d’une éolienne à base d’une machine synchrone à aimants permanents*. PhD thesis, Université Mouloud Mammeri, 2013. [35](#)
- [34] François Dubé. *Conception et comparaison des performances de stratégies de commande PI et DAC appliquées au calage variable d’une éolienne de 10 kw*. PhD thesis, École de technologie supérieure, 2014. [36](#)
- [35] Haibo Zhang. *Analysis and performance enhancement of a series parallel offshore wind farm topology integrated into a HVDC grid*. PhD thesis, Lille 1, 2017. [37](#), [55](#)
-

-
- [36] D Grenier, S Yala, and J-P Louis. Définition d'extensions de la transformation de park pour la commande de moteurs synchrones à aimants permanents montés en surface. *The European Physical Journal-Applied Physics*, 1(2) :233–246, 1998. [40](#)
- [37] S Belakehal, H Benalla, and A Bentounsi. Power maximization control of small wind system using permanent magnet synchronous generator. *Revue des énergies Renouvelables*, 12(2) :307–319, 2009. [43](#), [44](#), [53](#), [58](#)
- [38] Muhammad H Rashid. *Power electronics handbook : devices, circuits and applications*. Elsevier, 2010. [45](#)
- [39] J Rodríguez DDerlée, Johel José, et al. Control strategies for offshore wind farms based on pmsg wind turbines and hvdc connection with uncontrolled rectifier. *Polytechnic University of Valencia*, 2013. [45](#)
- [40] Cellier C. *Étude et simulation d'un système éolien connecté au réseau monophasé*. PhD thesis, École de technologie supérieure, 2012. [48](#)
- [41] Ghalem AFFANE. *Contrôle avancé d'un système VSC-HVDC pour améliorer le transport d'énergie électrique : Application à la conversion éolienne*. PhD thesis, 2020. [52](#)
- [42] BERKANI Abderrahmane. *Technique de commande intelligente d'un convertisseur statique triphasé multiniveaux pour l'intégration d'une ferme éolienne au réseau électrique*. PhD thesis, 2020. [53](#), [63](#)
- [43] Paul Makanga Koumba. *Contribution à l'étude et à la commande des éoliennes à génératrices synchrones dédiées aux réseaux électriques autonomes*. PhD thesis, Université du Québec à Trois-Rivières, 2019. [57](#)
- [44] Jerry Tekobon. *Système multi physique de simulation pour l'étude de la production de l'énergie basée sur le couplage éolien offshore-hydrolien*. PhD thesis, 2016. [57](#)
- [45] M Bouzidi. *Stratégies de Contrôle Direct de Puissance Associés à des Commandes Non Linéaires d'un Filtre Actif Parallèle Multiniveaux*. PhD thesis, Thèse de Magister de l'Université de Djillali Liabès, Sidi Bel-Abbès, Algérie, 2010. [63](#)

- **ملخص:** تدرس هذه الأطروحة تكامل محطات طاقة الرياح البحرية مع شبكة كهربائية تعتمد على الربط البيني لخطوط HVDC. يتم إنشاء محطات رياح بحرية كبيرة في منطقة بحر الشمال باستخدام توربينات رياح حديثة متعددة الميغاواط. يعد محول التيار المباشر عالي الجهد VSC-HVDC إلى مصدر الجهد طريقة مناسبة لدمج توربينات الرياح البحرية الكبيرة والبعيدة والتي تتطلب نقلاً طويلاً عن طريق كابل بحري إلى الشبكة البرية. تصبح الشبكة الخارجية بعد ذلك مختلفة تماماً عن الشبكة التقليدية ، من حيث أنها متصلة فقط بمحولات الطاقة الإلكترونية. تم تطوير نموذج محطات الرياح مع وصلة VSC-HVDC. يقدم هذا العمل نمذجة ومحاكاة مثل هذا النظام. تم فحص الدراسة الديناميكية لأداء النظام في ظل التقلبات في طاقة الرياح وسرعة الرياح لإثبات فعالية استراتيجية التحكم. يتم التحقق من صحة تقنية التحكم المقترحة بواسطة MATLAB/Simulink. تؤكد نتائج المحاكاة المقدمة في هذا العمل صحة وجدوى نهج التحكم المقترح ويمكن اختبارها في الإعداد التجريبي.

-**الكلمات الرئيسية:** محطات الرياح البحرية (OWF) ، مولد متزامن مغناطيسي دائم (GSAP) ، أقصى تتبع لنقطة الطاقة (MPPT) ، محول مصدر جهد قاعدي عالي الجهد (VSC-HVDC) ،

Résumé Ce mémoire étudie une intégration des centrales éoliennes offshore avec le réseau électrique basé sur une interconnexion de lignes HVDC. De grands parcs éoliens offshore sont installés dans la région de la mer du Nord à l'aide d'éoliennes modernes de plusieurs mégawatts. Le convertisseur de source de tension - courant continu haute tension VSC-HVDC est un moyen approprié pour intégrer ces grandes et éloignées centrales éoliennes offshore (WPP) qui nécessitent une longue transmission par câble sous-marin vers le réseau terrestre. Le réseau offshore devient alors très différent du réseau conventionnel, en ce qu'il n'est connecté qu'à des convertisseurs de puissance électroniques. Un modèle de parc éolien avec connexion VSC-HVDC est développé. Ce travail présente la modélisation et la simulation d'un tel système. L'étude dynamique des performances du système sous les fluctuations de l'énergie éolienne et de la vitesse du vent a été étudiée pour démontrer l'efficacité de la stratégie de contrôle. La validité de la technique de contrôle proposée est vérifiée par Matlab / Simulink. Les résultats de simulation présentés dans ce mémoire confirment la validité et la faisabilité de l'approche de contrôle proposée, et peuvent être testés sur une configuration expérimentale.

Mots clés : Parc éolien, centrales éoliennes, Générateur Synchrone à Aimant Permanent (GSAP), Courant Continu Haute Tension (HVDC), Onduleur, Hacheur boost

Abstract - This memoir investigates an integration of Offshore Wind Farm Plants with Power Grid Based on an HVDC line Interconnection. Large offshore wind farms are installed in the North Sea area using modern multi-megawatt wind turbines. The Voltage source converter - high voltage direct current VSC-HVDC is a suitable means of integrating such large and distant offshore Wind Power Plants (WPP) which need long submarine cable transmission to the onshore grid. The offshore network then becomes very different from the conventional grid, in that it is only connected to electronic power converters. A wind farm model with VSC-HVDC connection is developed. This work presents the modeling and simulation of such a system. The dynamic study of system performance under the fluctuations of wind energy and wind speed was studied to demonstrate the effectiveness of the control strategy. The validity of the proposed control technique is verified by Matlab/Simulink. Simulation results presented in this memoir confirm the validity and feasibility of the proposed control approach, and can be tested on experimental setup.

Keywords: Wind farm, Wind Power Plants, Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG), High Voltage Direct Current (HVDC), inverter, boost,.