



**HAL**  
open science

# Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu

Pascal Monjean

► **To cite this version:**

Pascal Monjean. Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu. Energie électrique. Arts et Métiers ParisTech, 2012. Français. NNT : 2012ENAM0027 . pastel-00749737

**HAL Id: pastel-00749737**

**<https://pastel.hal.science/pastel-00749737>**

Submitted on 8 Nov 2012

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

École doctorale n°432 : SMI

**Doctorat ParisTech**

**T H È S E**

pour obtenir le grade de docteur délivré par

**l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers**

**Spécialité “ Génie Electrique ”**

*présentée et soutenue publiquement par*

**Pascal MONJEAN**

le 26 Septembre 2012

**Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à  
énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en  
continu**

Directeur de thèse : **Benoît ROBYNS**

Co-encadrement de la thèse : **Jérôme DELANOË - Christophe SAUDEMONT**

**Jury**

**M. Eric MONMASSON**, Professeur, SATIE, Université de Cergy-Pontoise  
**M. Xavier ROBOAM**, Professeur, LAPLACE, Université de Toulouse  
**M. Farid MEIBODY-TABAR**, Professeur, GREEN, ENSEM  
**M. Benoît ROBYNS**, Professeur, L2EP, HEI  
**M. Xavier GUILLAUD**, Professeur, L2EP, Centrale Lille  
**M. Christophe SAUDEMONT**, Maître de Conférences, L2EP, HEI  
**M. Jérôme DELANOË**, Ingénieur-Docteur, GE Energy Power Conversion

Président  
Rapporteur  
Rapporteur  
Examinateur  
Examinateur  
Examinateur  
Invité

**T  
H  
È  
S  
E**







---

# Table des matières

<b>Table des abréviations</b>	<b>vii</b>
<b>Remerciements</b>	<b>ix</b>
<b>Introduction Générale</b>	<b>1</b>
<b>1 Etat de l'art sur l'éolien et l'hydrolien offshore et les liaisons de transport d'énergie en offshore</b>	<b>7</b>
1.1 Introduction . . . . .	8
1.2 Eolien offshore . . . . .	8
1.2.1 Contexte . . . . .	8
1.2.2 Technologies mises en œuvre dans l'éolien offshore . . . . .	10
1.2.2.1 Généralités sur l'éolienne . . . . .	10
1.2.2.2 Comparaison des génératrices à vitesse fixe et vitesse variable . .	12
1.2.2.3 Topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable . . . . .	13
1.2.2.4 Comparaison des différentes génératrices éoliennes et critères de choix d'une génératrice . . . . .	15
1.2.2.5 Tendances technologiques concernant les génératrices éoliennes .	15
1.2.3 Fermes éoliennes offshore dans le monde . . . . .	16
1.2.4 Possibilité de réseaux intercontinentaux avec des fermes éoliennes offshore	17
1.3 Modélisation de l'éolienne et de son convertisseur . . . . .	17
1.3.1 Modélisation de la turbine et de la génératrice . . . . .	18
1.3.2 Modélisation du convertisseur entièrement commandé . . . . .	18
1.3.3 Contrôle-commande de l'éolienne . . . . .	18
1.3.3.1 Stratégie de maximisation de la puissance en sortie d'éolienne .	18
1.3.3.2 Structure de commande du convertisseur connecté à la génératrice	19
1.3.4 Exemple de caractéristiques d'une éolienne de 5 MW . . . . .	20
1.4 Hydroliennes . . . . .	21
1.4.1 Principes de fonctionnement . . . . .	21
1.4.2 Etat de l'art . . . . .	22
1.4.3 Comparaison entre la production éolienne et hydrolienne . . . . .	23
1.5 Transport de l'énergie de la centrale offshore au réseau à terre . . . . .	24
1.5.1 Liaisons HVAC . . . . .	25

1.5.2	Liaisons HVDC . . . . .	25
1.5.2.1	Etat de l'art . . . . .	25
1.5.2.2	Types de HVDC . . . . .	26
1.5.2.3	HVDC à thyristors . . . . .	27
1.5.2.3.1	Fonctionnement du convertisseur à thyristors pour la liaison HVDC . . . . .	28
1.5.2.3.2	Commandes des convertisseurs à thyristors . . . . .	28
1.5.2.4	Liaison VSC-HVDC à base de composants IGBTs . . . . .	29
1.5.2.4.1	Composants de la VSC-HVDC . . . . .	29
1.5.2.4.2	Contrôle - commande de la ligne HVDC . . . . .	30
1.5.2.5	Onduleur Multi-niveaux . . . . .	30
1.5.2.6	Tendances pour les technologies HVDC dans le monde . . . . .	32
1.5.2.7	Comparaison des topologies HVDC . . . . .	33
1.6	Comparaison des liaisons HVAC et HVDC pour l'éolien offshore . . . . .	34
1.6.1	Câbles HVAC et HVDC . . . . .	35
1.6.1.1	Comparaison du transit de puissance dans les câbles AC et DC . . . . .	35
1.6.1.2	Capacité de transit de puissance dans les câbles AC-DC en fonction de la distance . . . . .	36
1.6.2	Avantages et inconvénients des liaisons HVAC et HVDC . . . . .	38
1.6.3	Distance à partir de laquelle le HVAC devient plus intéressant que le HVDC . . . . .	39
1.6.3.1	Facteurs pris en compte . . . . .	40
1.6.3.2	Résultats . . . . .	41
1.7	Conclusions . . . . .	41
<b>2</b>	<b>Comparaison d'architectures électrotechniques pour fermes éoliennes offshore</b> . . . . .	<b>43</b>
2.1	Introduction . . . . .	44
2.2	Intérêts d'un système électrotechnique entièrement en DC . . . . .	44
2.3	Architectures électrotechniques pour fermes éoliennes offshore : analyse de l'existant . . . . .	46
2.4	Solutions de référence 1 et 2 : liaisons HVAC ou HVDC avec un réseau de distribution AC . . . . .	48
2.5	Solutions en courant continu . . . . .	50
2.5.1	Solution 3 : liaison HVDC avec réseau de distribution en LVDC ( <i>Low Voltage</i> ) . . . . .	50
2.5.2	Solution 4 : liaison HVDC avec réseau de distribution en MVDC ( <i>Medium Voltage</i> ) . . . . .	51
2.5.3	Solution 5 : réseau de distribution en MVDC . . . . .	52
2.5.4	Solution 6 : réseau de distribution avec connexion série HVDC . . . . .	52
2.6	Comparaison des solutions . . . . .	53
2.6.1	Coûts des câbles . . . . .	53
2.6.2	Pertes des topologies . . . . .	54

2.6.2.1	Modélisation du vent dans le parc éolien . . . . .	54
2.6.2.2	Définition des pertes dans le redresseur actif 5 MW - 3,3 kV AC / 5 kV DC . . . . .	56
2.6.2.3	Définitions des pertes et incertitudes sur les différents éléments de puissance de la ferme . . . . .	57
2.6.2.4	Définition des pertes dans les câbles . . . . .	57
2.6.2.5	Algorithme pour le calcul de pertes . . . . .	57
2.6.2.6	Pertes pour les différentes topologies . . . . .	58
2.6.3	Disponibilité des topologies . . . . .	61
2.6.3.1	Disponibilité pour la solution 6 : connexion série HVDC . . . . .	62
2.6.3.2	Disponibilité pour les différentes topologies éoliennes . . . . .	64
2.7	Choix de la topologie la plus adéquate . . . . .	65
2.8	Conclusions . . . . .	66
<b>3</b>	<b>Etude détaillée de l'architecture MVDC ; modélisations, commandes rapprochées et protections</b> . . . . .	<b>69</b>
3.1	Introduction . . . . .	71
3.2	Possibilités de commandes dans la ferme éolienne . . . . .	71
3.3	Convertisseurs DC-DC : analyse de l'existant . . . . .	73
3.3.1	Convertisseur DC-DC sans transformateur . . . . .	74
3.3.2	Convertisseur DC-DC avec transformateur . . . . .	74
3.3.3	Topologies possibles de convertisseurs DC-DC . . . . .	76
3.3.3.1	Convertisseur Full-Bridge . . . . .	76
3.3.3.2	Convertisseur Double-Active-Bridge . . . . .	78
3.3.3.3	Convertisseur résonnant série . . . . .	78
3.3.4	Comparaison et choix . . . . .	80
3.4	Analyse du convertisseur DC-DC Full-Bridge . . . . .	81
3.4.1	Modélisation du convertisseur DC-DC . . . . .	81
3.4.1.1	Commutation des diodes . . . . .	84
3.4.1.2	Méthode d'imbrication des pulses . . . . .	86
3.4.1.3	Dimensionnement du filtre LC . . . . .	87
3.4.2	Théorie sur la commande du convertisseur Full-Bridge . . . . .	90
3.4.3	Formes d'ondes du convertisseur DC-DC . . . . .	92
3.4.4	Intégration d'un contrôle $\alpha$ pour le convertisseur DC-DC . . . . .	94
3.4.5	Dimensionnement du convertisseur selon la stratégie de commande . . . . .	95
3.4.5.1	Impact du contrôle $\alpha$ sur le dimensionnement du convertisseur . . . . .	96
3.4.5.2	Dimensionnement du transformateur . . . . .	97
3.4.5.3	Dimensionnement de la capacité du bus DC en entrée . . . . .	97
3.4.5.4	Avantages du contrôle $\alpha$ . . . . .	98
3.5	Validation expérimentale du convertisseur DC-DC Full-Bridge . . . . .	100
3.5.1	Expérimentation d'un convertisseur DC-DC FB 2 MW . . . . .	101
3.5.1.1	Paramètres et objectifs de l'expérimentation . . . . .	101

3.5.1.2	Résultats des essais . . . . .	102
3.5.1.2.1	Pont de diodes . . . . .	102
3.5.1.2.2	Transformateur . . . . .	103
3.5.1.3	Essais avec $\alpha$ variable . . . . .	104
3.5.1.4	Bilan sur les essais du convertisseur 2 MW . . . . .	105
3.5.2	Expérimentation d'un convertisseur DC-DC FB 4 kW . . . . .	106
3.5.2.1	Présentation du banc d'essai . . . . .	106
3.5.2.2	Paramètres du transformateur HF . . . . .	107
3.5.2.3	Comparaison du modèle avec le convertisseur réel : mode dis- continu . . . . .	108
3.5.2.4	Comparaison du modèle avec le convertisseur réel : mode continu	108
3.5.2.5	Bilan sur les essais du convertisseur 4 kW . . . . .	109
3.6	Simulation du fonctionnement de la ferme éolienne offshore avec la topologie MVDC . . . . .	109
3.6.1	Modélisation de la ferme éolienne sous PLECS . . . . .	109
3.6.2	Paramètres de la modélisation et de la simulation . . . . .	111
3.6.2.1	Paramètres électrotechniques . . . . .	111
3.6.2.2	Contrôles possibles de la ferme éolienne . . . . .	112
3.6.2.3	Profils de puissance des éoliennes, communs aux simulations avec ou sans contrôle $\alpha$ . . . . .	112
3.6.3	Formes d'ondes dans la ferme sans contrôle $\alpha$ . . . . .	113
3.6.4	Comparaison des formes d'ondes dans la ferme avec ou sans contrôle $\alpha$ . .	114
3.6.5	Conclusions . . . . .	117
3.7	Protections du réseau de distribution DC . . . . .	117
3.7.1	Etat de l'art des protections pour réseaux DC de fortes puissances . . . .	117
3.7.2	Protection du bus de distribution de la ferme éolienne sans disjoncteurs statiques . . . . .	118
3.7.3	Protection du bus de distribution de la ferme éolienne avec disjoncteurs statiques . . . . .	121
3.7.4	Bilan sur les protections . . . . .	122
3.8	Conclusion . . . . .	122
<b>4</b>	<b>Simulation « Power Hardware In the Loop » en temps réel d'une ferme éo- lienne offshore</b>	<b>125</b>
4.1	Introduction . . . . .	126
4.2	Expérimentation PHIL . . . . .	126
4.3	Modélisations sous RT-Lab . . . . .	129
4.3.1	Convertisseur DC-DC . . . . .	130
4.3.2	Câbles DC . . . . .	132
4.3.3	Eolienne avec son redresseur actif . . . . .	132
4.3.4	Onduleur réseau . . . . .	132
4.4	Tests réalisés . . . . .	132

4.4.1	Contrôle global de la ferme éolienne . . . . .	133
4.4.1.1	Paramètres communs aux deux simulations . . . . .	133
4.4.1.2	Ferme éolienne offshore : stratégie avec ou sans contrôle $\alpha$ pour les convertisseurs DC-DC . . . . .	135
4.4.1.3	Comparaison avec ou sans contrôle $\alpha$ . . . . .	137
4.4.2	Chute de tensions AC et respect du grid code . . . . .	138
4.4.2.1	Chute de tension AC à 50 % pendant 1 s . . . . .	138
4.4.2.2	Chute de tension 100 % pendant 0,15 s . . . . .	143
4.5	Conclusions . . . . .	145
<b>5</b>	<b>Perspectives sur les réseaux DC pour fermes solaires</b>	<b>147</b>
5.1	Introduction . . . . .	148
5.2	Production photovoltaïque . . . . .	148
5.2.1	Ensoleillement et caractéristiques . . . . .	149
5.2.2	Technologie des cellules photovoltaïques . . . . .	150
5.2.3	Caractéristiques PV . . . . .	150
5.2.4	Modèle électrotechnique . . . . .	151
5.3	Fermes solaires . . . . .	152
5.3.1	Fermes solaires existantes et futures . . . . .	152
5.3.2	Topologies de connexions . . . . .	153
5.3.2.1	Topologie de connexion basse tension AC pour ferme solaire . . . . .	153
5.3.2.2	Topologie de connexion moyenne tension AC pour ferme solaire . . . . .	154
5.3.2.3	Topologies de connexion DC pour ferme solaire . . . . .	155
5.4	Comparaison d'architectures DC pour ferme solaire . . . . .	156
5.4.1	Définition d'un cas d'étude . . . . .	157
5.4.2	Topologies DC proposées . . . . .	158
5.4.3	Comparaison des topologies . . . . .	158
5.4.3.1	Définition des câbles et pertes des différentes topologies . . . . .	159
5.4.3.2	Disponibilité du réseau de distribution . . . . .	159
5.4.3.3	Choix d'une topologie . . . . .	160
5.5	Convertisseurs DC-DC pour application solaire . . . . .	160
5.5.1	Dimensionnement des convertisseurs DC-DC Full-Bridge et résonnant . . . . .	160
5.5.2	Comparaison des convertisseurs DC-DC Full-Bridge et résonnant . . . . .	161
5.6	Simulations d'une ferme solaire avec réseau DC . . . . .	162
5.6.1	Contrôle-commande de la ferme . . . . .	162
5.6.2	Modélisation de la ferme sous PLECS . . . . .	162
5.6.3	Paramètres électrotechniques de la ferme solaire . . . . .	163
5.6.4	Fonctionnement général . . . . .	164
5.6.5	Cas de défaut sur le bus de distribution DC . . . . .	165
5.6.6	Conclusion . . . . .	167
5.7	Conclusions . . . . .	167

<b>Conclusions et perspectives générales</b>	<b>169</b>
<b>Bibliographie</b>	<b>175</b>
<b>A Simulateur temps réel</b>	<b>183</b>
A.1 Simulateur Temps réel RT-Lab . . . . .	183
A.2 Intérêts . . . . .	184
A.3 Cas d'utilisations . . . . .	184
A.4 Configuration . . . . .	184
<b>B Formules et modèles</b>	<b>185</b>
B.1 Démonstration de la formule 3.3 : puissance transitée par le convertisseur résonnant en fonction des différents paramètres . . . . .	185
B.2 Equations du modèle électrotechnique d'une cellule PV . . . . .	186
B.3 Modèle moyen d'un onduleur . . . . .	186
<b>C Disjoncteur statique à courant continu</b>	<b>189</b>
C.1 Schéma du disjoncteur statique et cas d'étude . . . . .	189
C.2 Principe de fonctionnement . . . . .	190
C.3 Calculs théoriques . . . . .	190
C.3.1 Retard à l'amorçage . . . . .	190
C.3.2 Apparition du défaut . . . . .	191
C.3.3 Ouverture des IGBTs . . . . .	193
C.4 Simulations . . . . .	193
C.5 Dimensionnement final . . . . .	194
C.6 Conclusion . . . . .	194

---

# Table des abréviations

Les abréviations utilisées dans ce mémoire sont décrites ci-dessous.

<b>Abréviation</b>	<b>Description</b>
DC	Courant Continu ou <i>Direct Current</i>
AC	Courant Alternatif ou <i>Alternating Current</i>
HV	Haute Tension ou <i>High Voltage</i>
MV	Moyenne Tension ou <i>Medium Voltage</i>
LV	Basse Tension ou <i>Low Voltage</i>
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
MAS	Machine Asynchrone
MS	Machine Synchrone
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MSAP	Machine Synchrone à Aimants Permanents
MACE	Machine Asynchrone à Cage d'Ecureuil
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
LCC	<i>Line-Commutated Converter</i>
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
STATCOM	<i>Static synchronous compensator</i>
NPC	Point milieu clampé ou <i>Neutral Point Clamped</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
AFE	<i>Active Front End</i>
IGBT	Composant semi-conducteur ou <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
FB	Pont complet ou <i>Full-Bridge</i>
DAB	Double pont complet ou <i>Double-Active-Bridge</i>
HF	Haute-Fréquence
DC-DC	Conversion courant continu à courant continu
SPS	<i>SimPowerSystem</i>
PLECS	<i>Piecewise Linear electrical Circuit Simulation</i>
MTTR	Temps moyen avant réparation ou <i>Mean Time To Repair</i>
CEM	Compatibilité Electromagnétique
VRRM	Tension inverse de crête répétitive ou <i>Maximum peak Repetitive Reverse Voltage</i>
PI	Proportionnel Intégral
PHIL	<i>Power Hardware In the Loop</i>
MLI ou <i>PWM</i>	Modulation de Largeur d'Impulsion ou <i>Pulse Width Modulation</i>
PV	Panneau photovoltaïque

Dans l'ensemble de la thèse, la notation « Ch. X, §Y » se réfère au chapitre X, paragraphe Y et « Ch. X, Fig. Y » se réfère au chapitre X, figure Y.



---

# Remerciements

*En essayant continuellement, on finit par réussir. Donc : plus ça rate, plus on a de chances que ça marche.*” Cette devise shadok s’applique parfaitement au travail de thèse, à la rigueur qu’il faut pour pouvoir apporter sa contribution au monde de la Recherche. C’est grâce à cette qualité qu’il a été possible de rédiger ce mémoire.

Ce travail ne serait pas celui présenté dans ce mémoire sans la contribution de nombreuses personnes que je tiens à remercier. Je tiens à remercier tout d’abord le professeur Eric Monmasson de m’avoir fait l’honneur de présider le jury de cette thèse. Je remercie de même les examinateurs de ce travail, Xavier Roboam et Farid Tabar Meibody qui ont relu avec attention ce mémoire et apporté des remarques pertinentes en vue de la soutenance.

Je remercie les autres membres du jury, Benoît Robyns, Xavier Guillaud et Christophe Saudemont ainsi que Jérôme Delanoë d’avoir accepté d’examiner ce travail.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à Benoît Robyns, pour avoir dirigé mon travail de thèse durant ces trois années. Je le remercie pour sa présence, son soutien et ses nombreuses remarques scientifiques toujours pertinentes.

Ma gratitude va aussi à Jérôme Delanoë, un encadrant de thèse exigeant, rigoureux, attentif et techniquement impressionnant. Ses relectures de thèse m’ont été d’une aide précieuse. Je souhaite à de nombreux doctorants d’être suivi par quelqu’un comme Jérôme.

Je remercie également toutes les personnes qui ont contribué de façons variées au travail de thèse : Frédéric Collas pour son temps, sa gentillesse et surtout ses compétences ; Daniel Marin, pour son aide sur les expérimentations ; Christophe Saudemont pour son encadrement ; Xavier Guillaud pour ses remarques avisées ; Abdollah Mirzaian pour sa gentillesse et sa sagesse.

Je remercie également dans le désordre mes collègues qui m’ont côtoyé, ”supporté” dans les deux sens du mot, amusé, guidé et inspiré. Au laboratoire : Anouar (dit Belouga), Jonathan Lesel (dit le fou), Jean-Charles, Thangounette, Arnaud, François, Antoine, Valentin, Petronela, He, et d’autres encore que j’oublie. A General Electric : Jérôme, Luis, Nicolas, Virginie, Régis, Stéphane, Mamianja, Vincent, Eric. Vous avoir croisé à un moment de ma thèse a été une chance pour moi.

Mes amis bien que n’ayant pas pris part au travail en lui-même ont été indispensables à son élaboration. Je les remercie pour leur soutien, intérêt et amitié. Alexandre, Camille, Bertrand, Elodie, Julien, Matthieu, merci.

Je remercie aussi mes parents pour m'avoir guidé dès mes débuts dans le système scolaire, et mes nombreux choix qui m'ont amené à réaliser une thèse de doctorat. Je remercie aussi ma belle-famille qui m'a soutenu durant les 3 longues années que représente ma thèse.

Je remercie toutes les autres personnes ayant fait le déplacement le jour de la soutenance et portant ainsi un intérêt à mes travaux. Je remercie particulièrement : Sylvie, Frédéric, mes oncles Jean-Claude et Jean-Paul, Jean.

*Derrière chaque grand homme, il y a toujours une femme.* Je ne suis peut être pas un grand homme, mais j'ai une grande femme dans ma vie qui me permet d'avancer, de grandir et qui m'inspire jour après jour. Un grand merci donc à Elodie pour sa patience, son écoute, ses nombreux conseils dans tous les domaines attenants ou pas à ma thèse.





---

# Introduction Générale

Dans le cadre des nouvelles directives sur l'utilisation des énergies renouvelables, l'Union Européenne a fixé à 21 % la part de sa consommation d'électricité d'origine renouvelable en 2010 contre 6 % en 2000 et 8,5 % en 2005. De son côté, la France s'est fixé pour objectif de passer, en termes d'énergie renouvelable, de 9,6 % en 2005 à 23 % en 2020 (Directive CE du 23/01/2008, [MEED-09]). L'éolien offshore y contribuera pour une part importante (40 %) avec comme objectif pour 2020, une puissance installée de 40 GW selon l'EWEA (European Wind Energy Association) en Europe (contre 4,9 GW en 2012) [EWEA-09-a]. Les énergies issues des courants marins peuvent aussi contribuer à la production d'énergie renouvelable car représentant une source d'énergie peu exploitée, abondante et donc prometteuse. Finalement la production d'énergie grâce aux panneaux photovoltaïques est aussi un secteur d'avenir, avec des marges de progression concernant les rendements des panneaux.

Pour répondre à cette demande, la société GE Energy Power Conversion (anciennement Converteam) et le Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance (L.2.E.P.) souhaitent développer des technologies innovantes, particulièrement adaptées aux applications de type éolienne et/ou hydrolienne. Les réseaux d'éoliennes offshore à vitesse variable, intégrant des convertisseurs de puissance permettent d'envisager le développement de liaisons en courant continu entre les sources de production et le réseau terrestre. Le projet concerne ainsi la collaboration entre les deux partis suivants :

- GE Energy Power Conversion, pour le savoir-faire industriel, ainsi que les moyens d'essai. GE Energy est une société internationale spécialisée dans la conversion de l'énergie.
- Le L.2.E.P. à Lille au sein de l'équipe RESEAUX pour le savoir-faire sur la gestion de systèmes de génération multi-sources, les services rendus au réseau, la gestion de réseaux continus de systèmes embarqués et ses plates-formes expérimentales.

Les fermes offshore sont significativement plus chères en coût d'installation que les fermes onshore à capacités identiques. Cependant, l'éolien offshore présente les avantages d'avoir des vitesses de vent plus importantes qu'en onshore et plus régulières permettant une production d'énergie plus stable [ACKE-05]. De plus, les parcs en mer ne constituent pas une pollution visuelle pour le paysage car ils deviennent invisibles à partir d'une dizaine de kilomètres des côtes. Lors de la recherche d'une architecture optimale, les coûts et rendements sont déterminés à partir de différents facteurs comme le type d'énergie électrique (DC ou AC), les longueurs des lignes de transmission, les tensions, les types de génératrices éoliennes, les topologies de

fermes et les vitesses de vent. Pour une ferme éolienne offshore éloignée du réseau électrique, grâce aux évolutions de l'électronique de puissance et à la possibilité d'utiliser des éléments de commutations entièrement commandables, le choix du courant alternatif ou continu est un critère important dans la recherche d'une architecture optimale et doit être justifié.

La création d'un réseau continu reliant les éoliennes/hydroliennes doit permettre, selon les solutions retenues, de limiter le nombre de convertisseurs électroniques, de réduire la taille globale des câbles et de réduire la sensibilité des turbines à certains phénomènes présents sur le réseau AC (variations de fréquence, creux de tension).

La figure 1 présente l'architecture typique d'une ferme éolienne offshore comprenant :

- les éoliennes pouvant produire jusqu'à 6 MW par unité pour les plus importantes,
- des connexions entre les différentes éoliennes formant le réseau de distribution,
- une plate-forme offshore permettant de convertir l'énergie, mais sa présence n'est pas obligatoire.
- Un câble de transport d'énergie de la plate-forme offshore au continent.
- Un poste de transformation de l'énergie sur le continent pour connecter la ferme au réseau électrique.

Une ferme hydrolienne est identique à celle éolienne à l'exception de la source de production sous-marine.

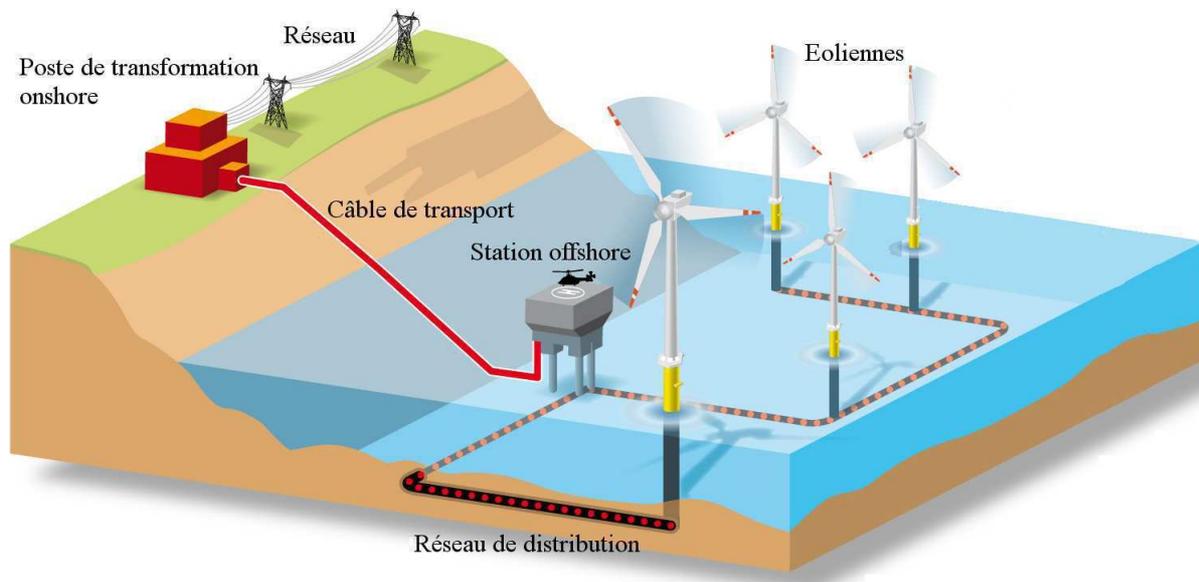


FIGURE 1 – Schéma d'une ferme éolienne offshore [FUTU-12]

De façon plus symbolique, la figure 2 présente l'architecture générale pour une ferme de production d'énergie renouvelable. La thèse s'intéresse principalement à la conversion d'énergie de la source, au réseau de distribution, à la conversion d'énergie de la ferme, à la ligne de transmission et à la conversion d'énergie au réseau. La source de production et la modélisation du réseau ne sont pas au cœur de l'étude.

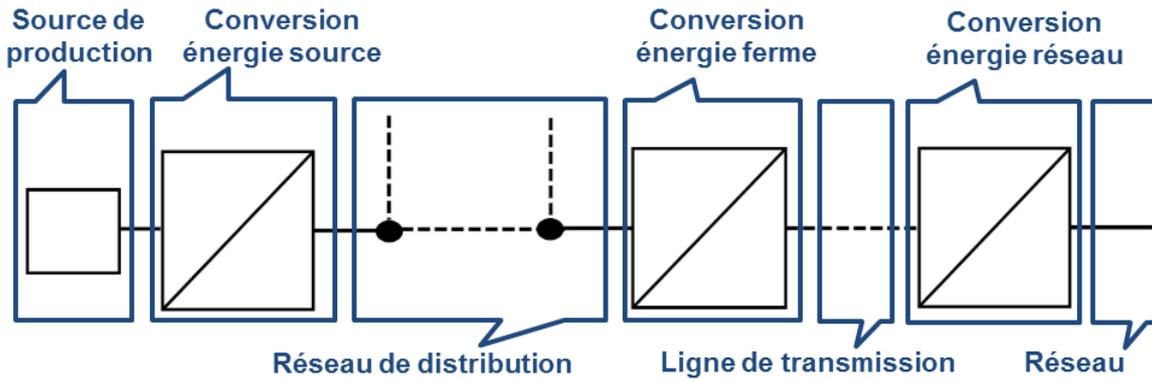


FIGURE 2 – Topologie générale de ferme étudiée dans la thèse

Les parcs éoliens offshore sont, en 2012, tous connectés en AC pour le réseau de distribution et parfois avec une liaison DC pour le câble de transport jusqu'au continent. Les projets de parcs éoliens qui émergent en 2012, concernent pour la plupart des fermes de production de fortes puissances ( $> 100$  MW) et à des distances éloignées du continent ( $> 100$  km).

L'objectif premier de la thèse est de définir une ou plusieurs topologies électrotechniques de connexion pour une ferme de production d'énergie renouvelable offshore : éolien ou hydrolien. Les cas d'études concernent la production de puissances électriques élevées pour l'éolien à des distances élevées du continent. Ces choix ont été retenus car représentant la majorité des projets de parcs éoliens offshore en 2012. Plusieurs solutions sont possibles pour la connexion de la génératrice au réseau qui dépendent de nombreux paramètres : distance au continent, superficie couverte par la ferme, conditions climatiques, matériaux choisis et objectifs de production (pertes minimisées, grid code à respecter, fiabilité maximisée) [MART-02], [MEYE-05]. Le choix du courant alternatif ou du courant continu pour la connexion au continent, mais aussi au sein de la distribution est alors posé. De nombreux arguments sont favorables au DC (pertes plus faibles, pas de puissance réactive ni chute de tension inductive, ...) mais dépendent d'hypothèses comme la distance et les puissances considérées. Une comparaison doit alors être effectuée sur les critères définis précédemment afin de définir la ou les meilleures topologies pour un cas d'étude déterminé.

Le deuxième objectif de la thèse est de définir précisément le fonctionnement de la ferme, c'est à dire les contrôles-commandes possibles. Ceci afin de déterminer les implications technologiques que ces contrôles peuvent avoir sur les différents éléments de la ferme. Par exemple, sur les convertisseurs de puissance ou les câbles de connexions. Les aspects protections sont aussi à observer car en DC, ils représentent un des défis majeur.

Le dernier objectif de la thèse est alors de chercher à définir des stratégies pour la gestion énergétique de la ferme, les services réseaux transmissibles au réseau afin de respecter le grid code imposé par le gestionnaire de réseau sur le continent. Ces stratégies concernent les sources de production tout comme les convertisseurs du parc.

Le premier chapitre de la thèse présente un état de l'art concernant la source de production

(éolien / hydrolien) et les moyens existants pour relier ce type de ferme au réseau terrestre. Il permet plus particulièrement d'analyser l'éolien offshore : les tendances générales, le fonctionnement d'une éolienne en vue de sa modélisation et les défis du futur. La deuxième partie du chapitre s'intéresse à la modélisation affinée de la turbine éolienne avec son fonctionnement et la connexion à la génératrice électrique et à son convertisseur. Les similitudes et différences entre les sources hydrolienne et éolienne sont aussi présentées. Le premier chapitre s'intéresse aussi au transport de l'énergie de la ferme au continent par des liaisons de fortes puissances et hautes tensions. Finalement, une comparaison entre les liaisons AC et DC est réalisée afin de déterminer sous quelles conditions choisir chaque technologie.

Le chapitre 2 définit les différentes architectures électrotechniques possibles pour connecter une ferme à énergie renouvelable en contexte offshore au réseau terrestre. Le cas d'étude est une ferme éolienne offshore. Pour ce cas d'étude, plusieurs topologies de connexions internes sont comparées dans ce chapitre selon différents critères : la faisabilité technologique, les rendements et la disponibilité des différentes structures.

La topologie la plus adaptée est alors retenue pour une modélisation plus affinée dans le chapitre 3. L'étude porte tout d'abord sur les différentes possibilités globales de commandes des convertisseurs de cette topologie (analyse des degrés de liberté), puis sur l'analyse technologique des convertisseurs les plus importants de la ferme : les convertisseurs DC-DC éoliens et celui de la plate-forme offshore. Une comparaison de ces structures a pour but de définir les topologies électrotechniques adéquates selon les conditions d'utilisations et les puissances concernées. Le convertisseur retenu est alors modélisé en détail en fonction des possibilités de contrôle définies.

Deux validations expérimentales de ce convertisseur pour la ferme éolienne ont été réalisées à échelle réduite (4 kW) en laboratoire et échelle réelle (2 MW) en entreprise, afin de valider les modèles théoriques, les évaluations de pertes et les possibilités de commandes. Des simulations sont aussi réalisées dans le but de démontrer le bon fonctionnement de la ferme éolienne, c'est à dire la gestion de la puissance dans la ferme et le maintien des tensions des différents bus DC.

Finalement, les protections qui peuvent être mises en place pour un réseau de distribution DC sont abordées à la fin du chapitre 3, car c'est un point essentiel pour une architecture DC.

Le chapitre 4 présente les expérimentations réalisées sur le simulateur temps réel d'une ferme éolienne offshore afin de valider le bon fonctionnement de la ferme éolienne offshore mais surtout de réaliser une interaction entre la simulation et l'éolienne émulée avec son convertisseur de puissance réel. L'interaction permet alors de comparer le comportement des convertisseurs DC-DC émulés au convertisseur DC-DC réel. Des cas de défauts simulés sur le réseau AC, et leurs impacts réels sur le convertisseur DC-DC, tout en proposant des stratégies pour suivre le grid code sont finalement testés.

Le dernier chapitre ouvre des perspectives concernant l'application des topologies proposées à la production d'énergie issue du solaire. Les topologies DC présentées dans les précédents chapitres pour des fermes hydroliennes et éoliennes offshore trouvent en effet aussi leur intérêt

pour le solaire. L'analogie possible pour la connexion d'une ferme de production éolienne offshore et solaire est alors conduite et permet de mettre en évidence les contraintes différentes du solaire comparé à l'éolien.



---

# Chapitre 1

## Etat de l'art sur l'éolien et l'hydrolien offshore et les liaisons de transport d'énergie en offshore

### Sommaire

---

<b>1.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>8</b>
<b>1.2</b>	<b>Eolien offshore</b>	<b>8</b>
1.2.1	Contexte	8
1.2.2	Technologies mises en œuvre dans l'éolien offshore	10
1.2.3	Fermes éoliennes offshore dans le monde	16
1.2.4	Possibilité de réseaux intercontinentaux avec des fermes éoliennes offshore	17
<b>1.3</b>	<b>Modélisation de l'éolienne et de son convertisseur</b>	<b>17</b>
1.3.1	Modélisation de la turbine et de la génératrice	18
1.3.2	Modélisation du convertisseur entièrement commandé	18
1.3.3	Contrôle-commande de l'éolienne	18
1.3.4	Exemple de caractéristiques d'une éolienne de 5 MW	20
<b>1.4</b>	<b>Hydroliennes</b>	<b>21</b>
1.4.1	Principes de fonctionnement	21
1.4.2	Etat de l'art	22
1.4.3	Comparaison entre la production éolienne et hydrolienne	23
<b>1.5</b>	<b>Transport de l'énergie de la centrale offshore au réseau à terre</b>	<b>24</b>
1.5.1	Liaisons HVAC	25
1.5.2	Liaisons HVDC	25
<b>1.6</b>	<b>Comparaison des liaisons HVAC et HVDC pour l'éolien offshore</b>	<b>34</b>
1.6.1	Câbles HVAC et HVDC	35
1.6.2	Avantages et inconvénients des liaisons HVAC et HVDC	38
1.6.3	Distance à partir de laquelle le HVAC devient plus intéressant que le HVDC	39
<b>1.7</b>	<b>Conclusions</b>	<b>41</b>

---

## 1.1 Introduction

Avant d'élaborer les architectures électrotechniques les plus adaptées pour une ferme de production (éolien ou hydrolien) offshore, un état de l'art concernant la source de production et les moyens existants pour relier ce type de ferme aux réseaux terrestres doit être effectué.

Ce chapitre a donc pour but d'analyser dans une première partie l'éolien offshore : les tendances générales, le fonctionnement d'une éolienne en vue de sa modélisation et les défis du futur pour cette énergie renouvelable. Une deuxième partie s'intéresse à la modélisation affinée de la turbine éolienne avec son fonctionnement et la connexion à la génératrice électrique et à son convertisseur. Suite à cette étude générale sur l'éolien offshore, un état de l'art sur les hydroliennes est réalisé dans le but de définir les différences et les similitudes avec l'éolien offshore.

L'interconnexion électrique des sources de production de la ferme (éolien ou hydrolien) est étudiée en détail dans le chapitre 2. Par contre, ce chapitre s'intéresse au transport de l'énergie de la ferme au continent par des liaisons de fortes puissances et hautes tensions. Ces lignes peuvent être en courant alternatif : HVAC (*High Voltage Alternating Current*) ou en continu : HVDC (*High Voltage Direct Current*). Une présentation des deux topologies est réalisée avec la technologie HVDC nettement plus détaillée car présentant le plus d'avantages pour les cas d'études éoliens longues distances utilisés dans la thèse. Ainsi les différentes possibilités de réaliser une liaison HVDC sont détaillées avec une comparaison permettant de définir les topologies les plus intéressantes pour la connexion d'un parc éolien offshore au réseau terrestre.

Finalement, une comparaison globale entre les liaisons HVAC et HVDC est réalisée afin de déterminer sous quelles conditions choisir chaque technologie.

## 1.2 Eolien offshore

### 1.2.1 Contexte

L'organisation EWEA (*European Wind Energy Association*) [EWEA-09-a] souhaite que la puissance éolienne installée en mer en 2020 soit de 40 GW. Ces arguments sont tant économiques que techniques. L'éolien est une source peu polluante en terme de CO<sub>2</sub> : le tableau 1.1 compare les émissions de différentes sources de production pour 1 kWh d'énergie produit [JACO-09]. Ainsi, une éolienne émet en moyenne 5 grammes de CO<sub>2</sub> par kWh produit contre 40 grammes pour l'énergie solaire et le nucléaire. L'énergie hydrolienne produit 14 g.CO<sub>2</sub>/kWh, ce qui la place dans les énergies les moins polluantes.

40 GW d'éolien offshore permettraient d'éviter 77 Mt de CO<sub>2</sub> émis dans l'atmosphère par an [EWEA-09-a] comparé à un mix énergétique plus polluant : nucléaire, charbon, fuel, gaz et hydro-électrique. Cela représente les émissions moyennes émises par une personne qui aurait pris l'avion sur  $2,75 \cdot 10^{11}$  km soit 23 milliards d'aller-retour Paris/New-York en avion (140

Energies	g.CO <sub>2</sub> /kWh
Charbon	905
Fuel	900
Gaz	900
Nucléaire	40
Panneaux Photovoltaïques	40
Hydro-électrique	20
Hydrolien	14
Eolien	5

TABLEAU 1.1 – Comparaison de production de CO<sub>2</sub> pour différentes énergies par kWh produit [JACO-09]

g.CO<sub>2</sub>/km en avion).

De plus l'agrandissement considérable du parc éolien européen est porteur de nombreuses recherches et développements industriels. L'accroissement de l'énergie provenant du secteur électrique ne peut être que bénéfique pour l'Europe qui prendrait une indépendance plus forte face aux énergies fossiles. Cependant, l'installation de 40 GW d'éolien offshore nécessite un réseau beaucoup plus développé : cela représente une augmentation des installations de 28 % par an, de 366 MW installés durant 2008 à 6900 MW installés en 2020. De 1992 à 2004 en onshore le taux de développement était de 32 %, soit très proche des prévisions de l'offshore. La figure 1.1(a) présente les prévisions de l'EWEA corrélées à l'onshore sur deux périodes différentes. La figure 1.1(b) présente les prévisions de puissance installées et cumulées par année de 2011 à 2020.

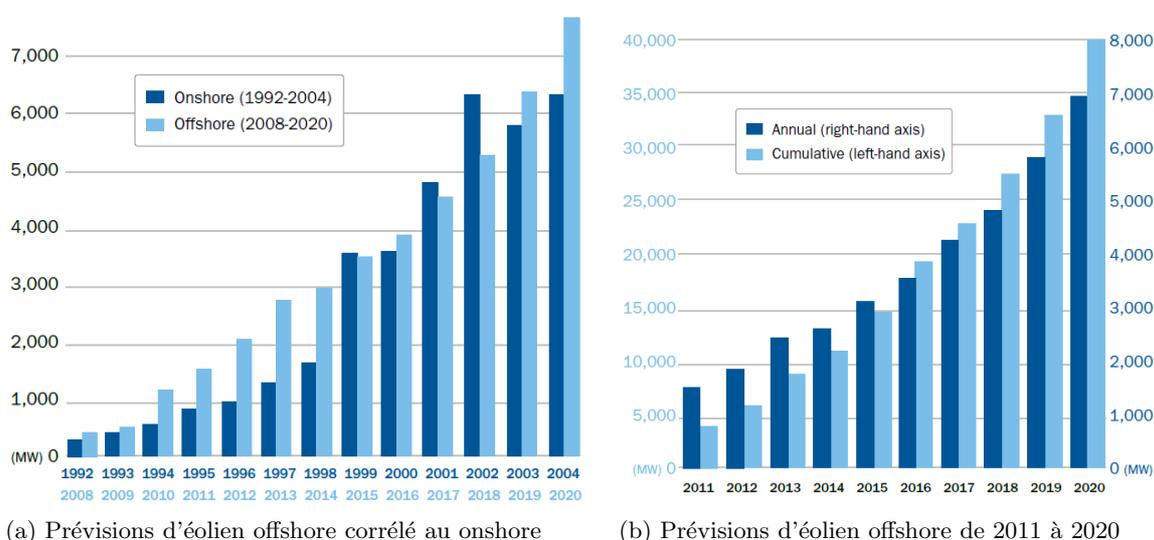


FIGURE 1.1 – Prévisions d'éolien offshore par l'EWEA [EWEA-09-a]

Les défis politiques pour ces réalisations sont la création d'un marché commun de l'électricité européen et une coordination des pays européens pour la gestion des espaces maritimes.

Actuellement, les parcs éoliens offshore sont principalement situés à moins de 20 km des côtes et les profondeurs des mers sont inférieures à 20 m. Cependant des projets se développent à des distances de plus en plus grandes (jusqu'à 60 km) et à des profondeurs requérant l'utilisation de structures flottantes. Les principaux parcs éoliens actuels sont situés en UE (Grande-Bretagne et Allemagne) mais la Chine et les USA s'intéressent fortement au développement de l'éolien offshore.

Les éoliennes connectées à un réseau se doivent de respecter le code du réseau local : le « *grid code* ». Pour cela plusieurs règles sont définies par le gestionnaire de réseau sur les différents paramètres entrant en jeu pour l'interconnexion de deux réseaux. Par exemple la ferme éolienne doit pouvoir rester connectée au réseau si la fréquence varie entre 49,9 et 50,1 Hz voire 49 et 50,3 Hz pour certains pays. De même d'autres critères concernent le contrôle de la puissance active et réactive, le démarrage et l'arrêt des fermes, la qualité de la tension AC, les protections des fermes (défauts),... [ACKE-05]. La figure 1.2 représente le type de défauts en tension que doivent pouvoir supporter les centrales de production connectées au réseau selon le grid code de RTE valable pour les réseaux de transport régionaux à 225 kV, 90 kV et 63 kV [ARRE-03].

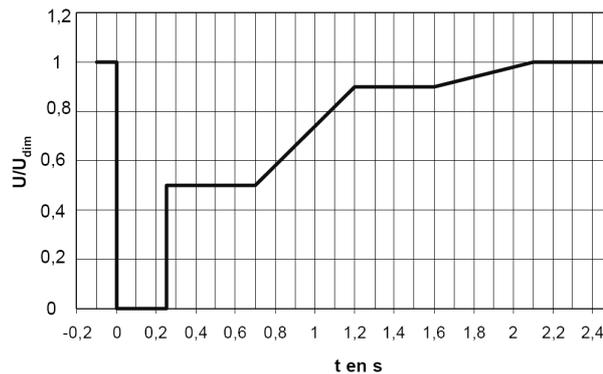


FIGURE 1.2 – Capacité de demeurer en service lors d'une baisse de tension sur le réseau pour une ferme connectée à un réseau de 63 kV, 90 kV ou 225 kV [ARRE-03]

## 1.2.2 Technologies mises en œuvre dans l'éolien offshore

Plusieurs fermes éoliennes offshore existent dans le monde et ce paragraphe se propose d'étudier les différentes technologies de turbines éoliennes utilisées dans ces parcs éoliens existants ainsi que les tendances sur les parcs éoliens futurs en termes d'installations.

### 1.2.2.1 Généralités sur l'éolienne

Une éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en une énergie mécanique. Cette énergie est alors transformée par l'intermédiaire d'une génératrice en énergie électrique. La puissance extraite du vent s'exprime selon la masse volumique du fluide :  $\rho$  ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ),  $A = \pi \cdot R_t^2$  la section utile de l'éolienne, avec  $R_t$  le rayon des pales,  $v$  la vitesse du vent et  $C_p$  un coefficient représentant l'énergie récupérable par l'éolienne sur l'énergie disponible. La

valeur maximale du  $C_p$  définie par Betz, est égale à 0,592. Ainsi :

$$P_{\text{éolienne}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{air}} \cdot v^3 \cdot \pi \cdot R_t^2 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (1.1)$$

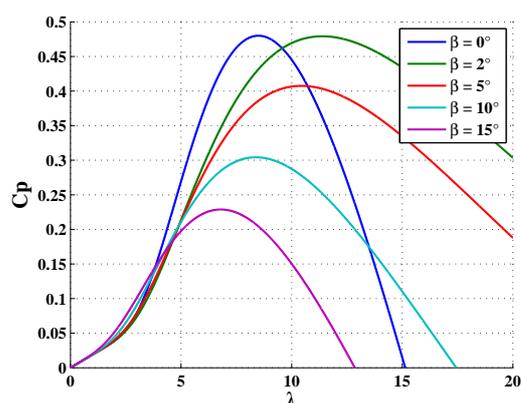
avec  $C_p$  fonction de la vitesse spécifique  $\lambda = \frac{\Omega \cdot R_t}{v}$  où  $\Omega$  représente la vitesse mécanique de la turbine et  $\beta$  l'angle de calage ou « *pitch* » des pales.  $C_p$  varie en fonction de  $\lambda$  et  $\beta$  selon la formule suivante [HEIE-98] :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,4 \cdot \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \cdot \beta - 5 \right) \cdot \exp\left(\frac{-21}{\lambda_i}\right) + 0,02 \cdot \lambda \quad (1.2)$$

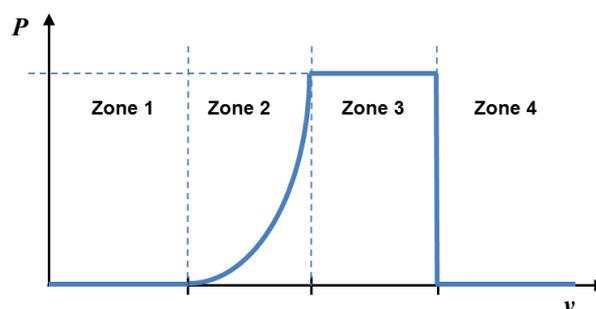
avec

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} \quad (1.3)$$

Les variations de  $C_p(\lambda, \beta)$  sont montrées figure 1.3(a).



(a) Coefficient de puissance  $C_p$  en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$  pour une éolienne tripale paramétrée par l'angle de calage des pales  $\beta$



(b) Courbe de puissance d'une éolienne en fonction du vent

FIGURE 1.3 – Courbes de puissance d'une éolienne

Plus l'angle  $\beta$  est important, moins la turbine capte l'énergie cinétique du vent. Les pales sont face au vent pour des vents faibles afin d'en extraire le maximum de puissance, puis lorsque le vent nominal est atteint, elles s'inclinent pour atteindre la position dite de « drapeau » à la vitesse de vent maximale. Le premier moyen de réglage de la puissance extraite du vent est donc l'angle de calage.

La puissance active d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent est décrite par la figure 1.3(b). Quatre zones apparaissent sur cette caractéristique (de gauche à droite) : les zones 1 et 4 sont des zones où aucune énergie n'est récupérée, la zone 2 correspond à une zone où la puissance récupérée est optimisée alors que la zone 3 correspond à une zone où la puissance récupérée est limitée à la puissance nominale.

### 1.2.2.2 Comparaison des génératrices à vitesse fixe et vitesse variable

Deux types de génératrices sont réalisables pour une éolienne : soit à vitesse fixe soit à vitesse variable. Les premières éoliennes de fortes puissances utilisaient une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique représentée figure 1.4 [ROBY-12]. Un multiplicateur est placé entre la turbine et la génératrice et sa vitesse est maintenue approximativement constante par le système mécanique d'orientation des pales (contrôle pitch).

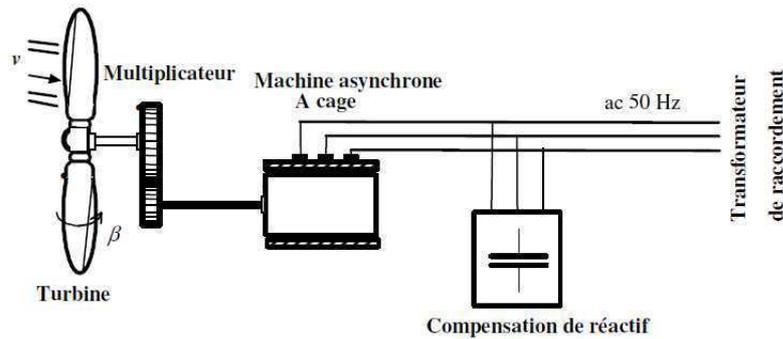


FIGURE 1.4 – Génératrice à vitesse fixe [ROBY-06]

Les génératrices à vitesse variable ne sont pas directement connectées au réseau mais par le biais d'un ou plusieurs convertisseurs de puissance permettant le contrôle de la génératrice. Le maximum de puissance convertie en fonction de la vitesse de la turbine est représenté figure 1.5. Le lieu des maxima de puissance dépend de  $\lambda$ , il est donc nécessaire de contrôler la vitesse de la génératrice pour optimiser la puissance récupérée.

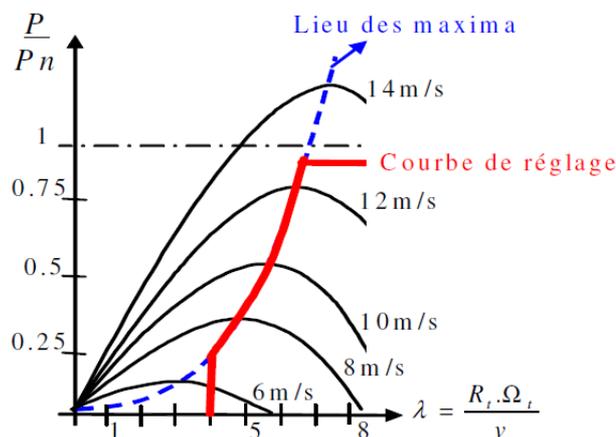


FIGURE 1.5 – Réglage de la vitesse d'une génératrice à vitesse variable [ROBY-06]

Les éoliennes à vitesse variable ont donc l'avantage de pouvoir maximiser la puissance en faisant varier la vitesse de la turbine à des vitesses de vent assez faibles. Elles nécessitent un système d'orientation des pales simplifié, car la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique de la génératrice permet de réduire le rôle du système d'orientation des pales. Celui-ci interviendra essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et

la puissance générée en présence de vitesses de vent élevées. En conséquence, pour de faibles vitesses de vent, l'angle d'orientation des pales devient fixe. La vitesse variable requière donc l'utilisation d'un convertisseur à interrupteurs commandés.

Un redresseur passif à diode peut être utilisé à la place du pont actif en sortie de génératrice comme représenté figure 1.6. L'ajout d'un hacheur derrière le pont de diodes permet de contrôler la tension DC et donc la puissance en sortie de la génératrice. Cette structure est utilisée pour l'éolien de petite puissance [MIRE-05]. Cependant 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 % [MIRE-05] que dans la topologie classique avec pont redresseur actif pour une puissance identique. De même sans le hacheur, la tension de la génératrice étant variable, la tension DC l'est aussi et il faut que la tension DC soit supérieure à la tension AC du côté réseau, ce qui augmente les pertes. Dans les deux cas la topologie est moins intéressante que l'association de deux convertisseurs entièrement commandés comme explicité dans le paragraphe suivant.

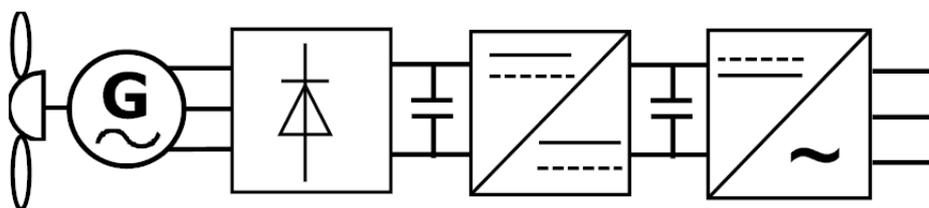


FIGURE 1.6 – Topologie de génératrice éolienne associée à un pont de diodes, un hacheur et un onduleur actif connecté au réseau

### 1.2.2.3 Topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable

Trois types de topologies sont identifiables pour des éoliennes à vitesses variables utilisées dans l'éolien offshore : la Machine Asynchrone ou Synchrone (MA ou MAS) avec ces convertisseurs dimensionnés pour la pleine puissance avec multiplicateur (figure 1.7), la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) (figure 1.8) et la Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP) sans réducteur. Cette dernière peut être à grands nombres de paires de pôles permettant de supprimer le multiplicateur (figure 1.9).

Le stator de la MADA est connecté à tension et fréquence fixe au réseau alors que le rotor est commandé à travers un convertisseur de fréquence connecté au réseau. La puissance électrique maximale qui transite par le rotor ne représente qu'un quart de la puissance mécanique totale. Les machines utilisées sont nécessairement à rotor bobiné et elles nécessitent un rotor sensiblement plus complexe que les machines à cage d'écureuil ainsi qu'un système triphasé de bagues et balais pour connecter les enroulements rotoriques au convertisseur : les problèmes d'usure sont alors importants. De plus le multiplicateur de la MADA est un système cher, lourd et induisant des coûts significatifs de maintenance en particulier pour les projets offshore situés en milieu salin.

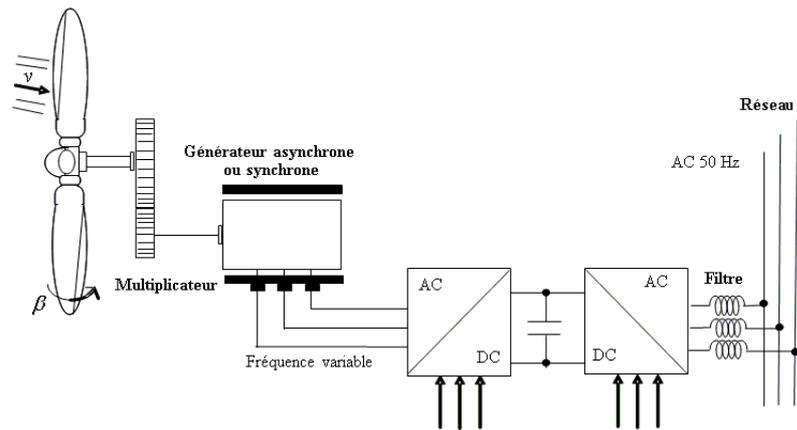


FIGURE 1.7 – Topologie de génératrice éolienne à vitesse variable avec Machine Synchronique (MA) ou Asynchrone (MAS) et multiplicateur [COUR-08]

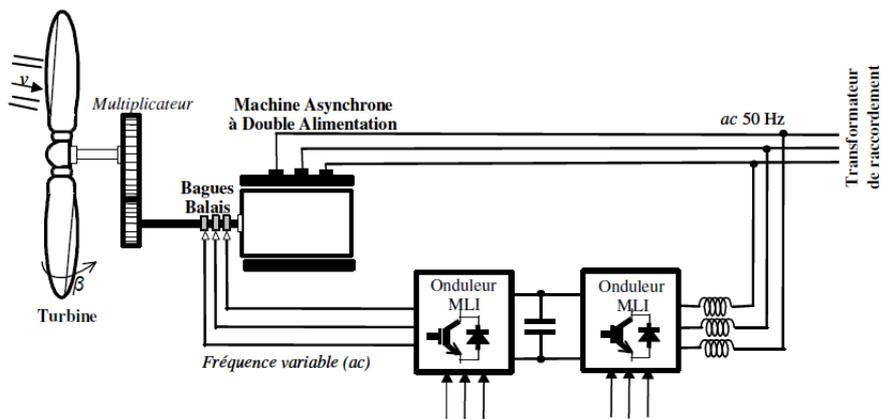


FIGURE 1.8 – Topologie de génératrice éolienne à vitesse variable avec Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) [COUR-08]

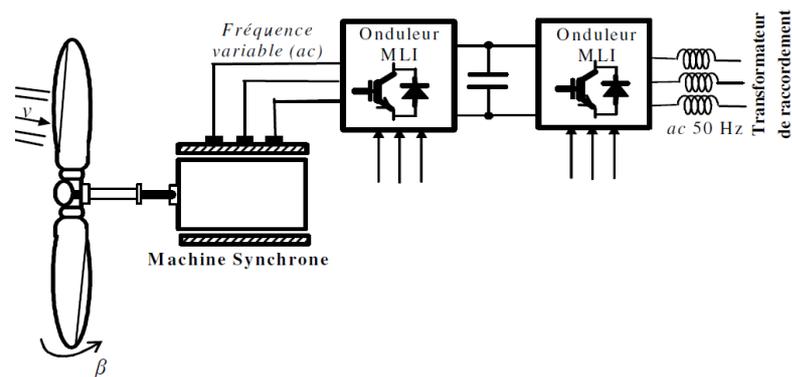


FIGURE 1.9 – Topologie de génératrice éolienne à vitesse variable avec Machine Synchronique à Aimants Permanents (MSAP) et sans multiplicateur [COUR-08]

Les constructeurs éoliens ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles (figure 1.9) et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur connecté à une MS avec un nombre de paires de pôles peu élevé (figure 1.7). Si, de plus, la génératrice est équipée d'aimants permanents, le système de bagues et de balais

est éliminé. L'inconvénient de cette structure est qu'elle nécessite pour sa connexion au réseau, des convertisseurs de puissance dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice. Cet inconvénient est cependant un avantage du point de vue du contrôle de l'éolienne. En effet, l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci en limitant le contrôle du pitch à une fonction de sécurité par grand vent [ROBY-06]. La performance en terme de couple massique de ces génératrices est plus importante que pour les MADA.

#### 1.2.2.4 Comparaison des différentes génératrices éoliennes et critères de choix d'une génératrice

En règle générale, l'utilisation des aimants permet d'obtenir les meilleurs rendements. Les pertes les plus élevées se situent au niveau des multiplicateurs, puis des convertisseurs de puissances. La comparaison au niveau des coûts donne la technologie hybride (aimants permanents et multiplicateur) comme étant la moins chère [BANG-08]. Cependant le coût de la génératrice ne représente que 10 à 15 % du coût total de l'éolienne.

Les machines synchrones à attaque directe permettent d'obtenir une meilleure fiabilité que les MADA du fait de la suppression de la boîte de vitesse diminuant les coûts de maintenance. La plage de variation est plus élevée pour les MSAP que pour les MADA qui peuvent travailler à vitesses faibles. Les génératrices à aimant permanent permettent d'obtenir un gain en puissance massique de 17 % comparé aux machines asynchrones selon [LATE-05] et un gain de 25 % comparé au MS à rotor bobiné [BYWA-05] en comparant à vitesses identiques. Cependant, dans le cas éolien, les nacelles des MADA sont moins lourdes à puissances identiques que les MSAP. Un autre inconvénient de la MSAP est le convertisseur dimensionné pour 100 % de la puissance contre 30 % pour les MADA.

Dans la suite de l'étude, une génératrice à aimant permanent sera considérée dans la modélisation de l'éolienne.

#### 1.2.2.5 Tendances technologiques concernant les génératrices éoliennes

Les principaux constructeurs d'éoliennes offshore sont en 2012 : Siemens, Vestas, REpower, BARD Engineering, General Electric Energy et AREVA. Les constructeurs préfèrent des génératrices de fortes puissances pour l'éolien offshore pour augmenter la puissance massique des éoliennes. L'esthétique et le niveau sonore peuvent être délaissés, tandis que la corrosion et la fiabilité sont des facteurs clés pour l'offshore. Le tableau 1.2 présente les constructeurs principaux dans le marché de l'éolien offshore et le type de génératrices qu'ils utilisent. MACE fait référence à une Machine Asynchrone à Cage d'Ecureuil avec les convertisseurs dimensionnés pour la pleine puissance.

Le total des puissances installées en 2012 est de 4,9 GW et d'après ce tableau, les génératrices les plus utilisées sont les MACE et les MADA.

Constructeurs	AREVA	General Electric	REpower	Bard Engineering	Vestas	Siemens
<b>P [MW]</b>	30	36	220	400	1410	2610
<b>Eoliennes</b>	5 MW : MSAP	3,6 MW : MSAP	5 MW : MADA	5 MW : MADA	3 MW : MSAP 2 MW : MADA	3,6 MW : MACE 2,3 MW : MACE

TABLEAU 1.2 – Puissances installées par les principaux constructeurs d'éolien offshore en 2012

### 1.2.3 Fermes éoliennes offshore dans le monde

La tableau 1.3 présente les principales fermes offshore existantes à travers le monde [EWEA-09-a], [LORC-12] et [BOIN-09]. GB se réfère à la Grande-Bretagne.

Nom	Pays	Puissance [MW]	Eoliennes	Connexions		Distance [km]	Année
				Distribution	HV		
Greater Gabbard	GB	504	140 x 3.6 MW Siemens	33 kV AC	132 kV HVAC	45	2008
BARD offshore 1 (E.ON 1)	Allemagne	400	80 x 5 MW BARD	33 kV AC	150 kV HVDC	200	2009
Walney 1 et 2	GB	367	102 x 3.6 MW Siemens	33 kV AC	132 kV HVAC	44	2012
Sheringham Shoal	GB	317	88 x 3.6 MW Siemens	33 kV AC	132 kV HVAC	23	2012
Thanet	GB	300	100 x 3 MW Vestas	33 kV AC	132 kV HVAC	12	2010
Horns Rev II	Danemark	209	91 x 2.3 MW Siemens	33 kV AC	150 kV HVAC	42	2010

TABLEAU 1.3 – Différents parcs éoliens offshore dans le monde

Seul un parc éolien est connecté avec une liaison HVDC : le parc BARD (VSC  $\pm$  150 kV) à 200 km de distance du point de connection au réseau. Tous les autres parcs sont connectés avec une liaison HVAC.

Des projets de parcs éoliens foisonnent à travers l'Europe en 2012. La figure 1.10 montre les prévisions de l'EWEA pour 2020 avec plus de 40 GW d'éolien installés. Les pays ayant le plus de production éolienne offshore seront l'Allemagne et la Grande-Bretagne avec des projets allant jusqu'à 1 GW [EWEA-09-b]. L'Europe n'est pas le seul continent à s'intéresser à l'éolien offshore car la Chine et le Japon ont déjà commencé à installer des parcs éoliens offshore.

La France prévoit d'installer 5 parcs éoliens offshore d'ici 2015 au large de la Bretagne (15 km de la côte) représentant 3 GW de puissance installée.

La tendance générale est à la création de parcs de plus en plus grands, et donc de plus en

plus éloignés des côtes pour des raisons écologiques principalement : le paysage ne doit pas être modifié par ces installations éoliennes. Des raisons économiques sont aussi retenues, comme la production de masse ou l'énergie plus abondante au large des côtes, où le vent souffle plus fort.

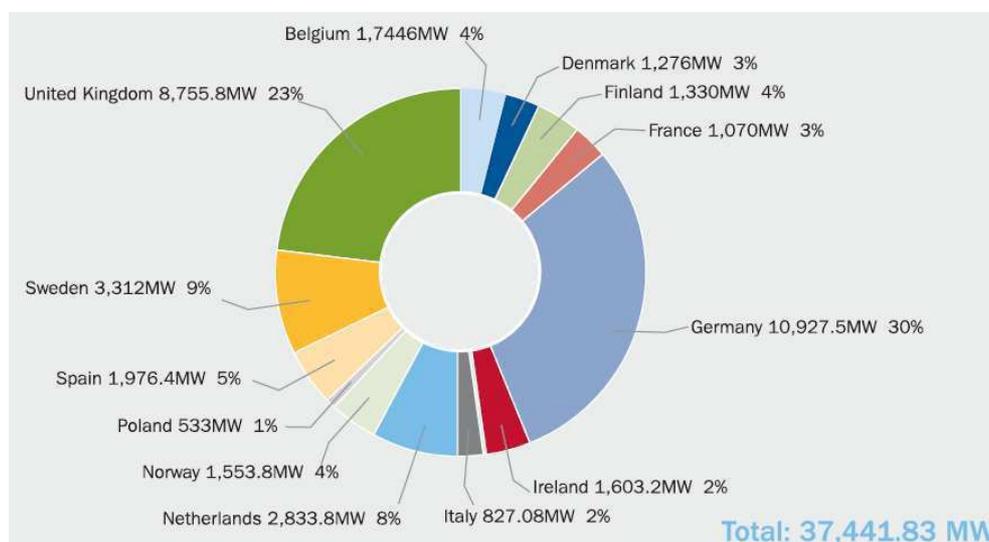


FIGURE 1.10 – Projets de parcs éoliens offshore en Europe d'ici 2020 [EWEA-09-b]

#### 1.2.4 Possibilité de réseaux intercontinentaux avec des fermes éoliennes offshore

Les parcs éoliens pourraient dans le futur être associés entre eux et la notion la plus redondante dans la littérature est celle de réseau offshore avec des connexions multi-terminal entre plusieurs parcs éoliens et le continent. Plusieurs gestionnaires de réseaux comme TradeWind ou Airtricity s'y sont intéressés [HILL-09]. La figure 1.11 présente le type de réseau intercontinental imaginé par Airtricity. Mainstream Renewable Power a étudié la faisabilité de deux fermes éoliennes de 1 GW reliées entre l'UK, l'Allemagne et la Norvège [EWEA-09-b]. Les difficultés rencontrées lors de la création de réseaux aussi importants est l'harmonisation des tensions entre les différents opérateurs/constructeurs et le choix des technologies qui doivent être le plus possible aisément insérables dans le réseau.

### 1.3 Modélisation de l'éolienne et de son convertisseur

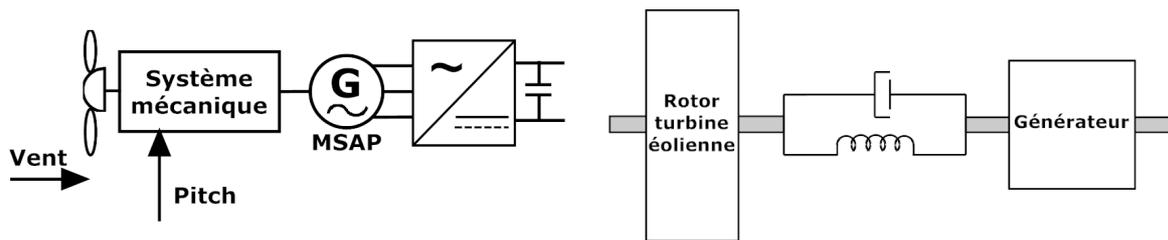
Après avoir détaillé les tendances générales pour l'éolien offshore, ce paragraphe porte sur la modélisation d'une éolienne avec génératrice à aimant permanent et son convertisseur associé (représentés figure 1.12(a)). La modélisation est réalisée en vue de l'intégration des éoliennes dans des réseaux DC.



FIGURE 1.11 – « Méga-réseau » éolien imaginé par Airtricity [HILL-09]

### 1.3.1 Modélisation de la turbine et de la génératrice

La turbine éolienne associée au générateur par un arbre mécanique sont modélisés grâce à un modèle à deux masses représenté figure 1.12(b). Entre le rotor de la turbine éolienne et la génératrice, l'arbre machine est représenté grâce à un modèle avec amortissement et frottement.



(a) Eolienne avec son convertisseur dimensionné pour la pleine puissance

(b) Modèle d'arbre d'éolienne à deux masses

FIGURE 1.12 – Modélisation de l'éolienne

### 1.3.2 Modélisation du convertisseur entièrement commandé

Pour modéliser le convertisseur entièrement commandé connecté à la génératrice éolienne, un modèle de convertisseur avec tous les composants de commutations peut être implanté sous PLECS ou SimPowerSystem ou un modèle moyen sans les interrupteurs. La modélisation choisie dépend des objectifs de la simulation et de la puissance de calcul de l'ordinateur. Le modèle moyen a été modélisé par [LECL-04], il revient à mettre des gains entre les tensions  $d - q$  et la tension DC (voir Annexe B, §B.3).

### 1.3.3 Contrôle-commande de l'éolienne

#### 1.3.3.1 Stratégie de maximisation de la puissance en sortie d'éolienne

La commande du générateur éolien se divise en deux parties : la commande mécanique grâce à l'angle de calage des pales ( $\beta$ ) et la commande de la génératrice électrique par l'intermédiaire

du convertisseur commandé. L'objectif est d'extraire le maximum de puissance du vent, et pour cela la turbine doit fonctionner au coefficient de puissance maximale  $C_{p_{max}}$  comme décrit dans le paragraphe 1.2.2.1. La stratégie MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) est utilisée pour permettre de régler automatiquement la vitesse spécifique à sa valeur optimale ( $\lambda_{optimal}$ ) afin d'obtenir le coefficient de puissance maximale [COUR-08]. L'équation 1.4 donne l'expression de cette puissance maximale en stratégie MPPT.

$$P_{MPPT} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho_{air} \cdot \pi \cdot R_t^5 \cdot C_{p_{max}} \cdot \Omega^3}{\lambda_{optimal}^3} \quad (1.4)$$

où  $\rho_{air}$  est la masse volumique de l'air en  $\text{kg.m}^3$ ,  $R_t$  le rayon des pales de la turbines en mètres,  $C_{p_{max}}$  le coefficient de puissance maximale,  $\Omega$  la vitesse de rotation de l'arbre de la génératrice en  $\text{rad.s}^{-1}$  et  $\lambda_{optimal}$  la vitesse spécifique optimale.

La figure 1.13 représente la puissance de l'éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la turbine  $\Omega$ , et de plusieurs vitesses de vent  $v_{vent}$ . La courbe issue de la maximisation de la puissance est dessinée en violet et selon la vitesse de vent, la vitesse  $\Omega$  doit varier pour obtenir le maximum de puissance. Lorsque la puissance atteinte est maximale, la puissance de référence de la machine est limitée à cette valeur. Dans le cas de vent important, il est alors nécessaire de dégrader une part de la puissance cinétique pour ne pas endommager la turbine et également la machine électrique. La saturation en puissance passe par la limitation de vitesse qui est obtenue avec la commande de l'angle de calage : quand la vitesse de l'éolienne devient trop importante, l'angle de calage augmente de façon à faire diminuer la vitesse de la turbine et limiter la puissance générée à la puissance maximale.

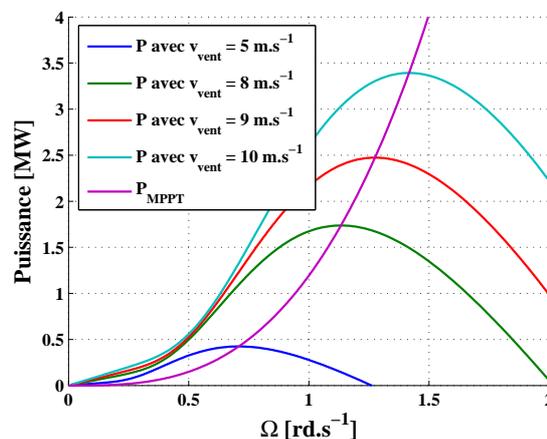


FIGURE 1.13 – Puissance éolienne fournie en fonction de  $\Omega$  et de la vitesse du vent

### 1.3.3.2 Structure de commande du convertisseur connecté à la génératrice

La génératrice électrique est commandée dans le repère de Park en  $d-q$  pour simplifier la commande [COUR-08]. Le couple électrique est contrôlé afin de réguler la puissance éolienne extraite à son maximum. La référence de courant  $i_d$  est choisie à 0 dans le but de simplifier la commande car le couple devient linéaire en fonction du courant  $i_q$ . Les courants sont alors

asservis à leur valeur de référence et les références de tension  $V_d$  et  $V_q$  sont obtenues après découplage. La structure globale de commande est représentée figure 1.14 avec l'hypothèse que la tension DC de l'onduleur est parfaitement régulée par un convertisseur en aval de la structure.

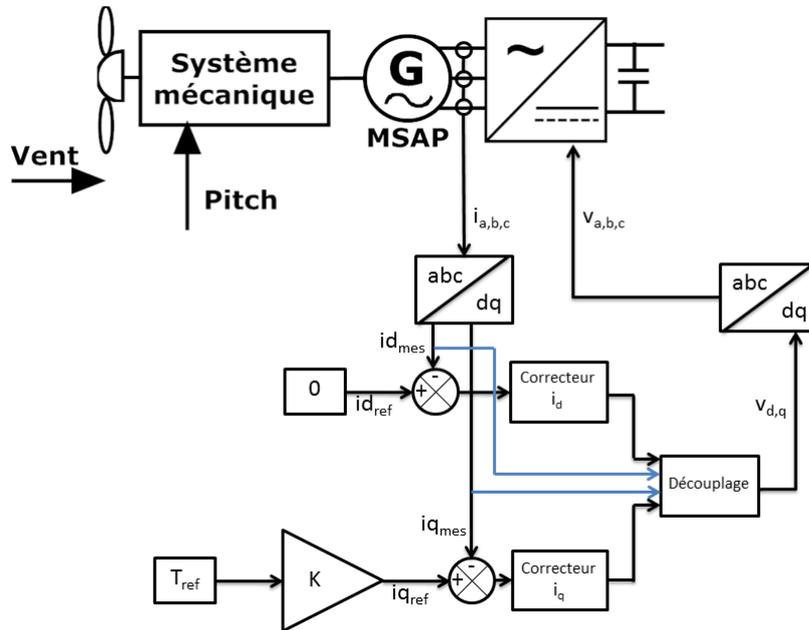
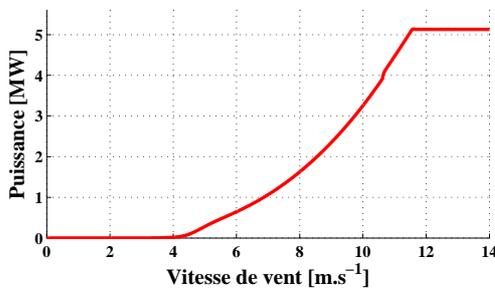


FIGURE 1.14 – Structure globale de commande de l'éolienne

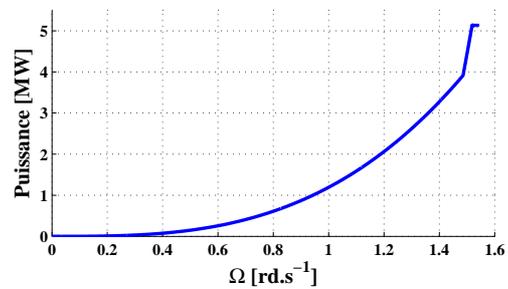
### 1.3.4 Exemple de caractéristiques d'une éolienne de 5 MW

Les caractéristiques d'une éolienne de 5 MW alimentée par une génératrice à aimant permanents sont données dans le tableau 1.4.

Les courbes caractéristiques de cette éolienne obtenues par simulation sont représentées figure 1.15. La puissance varie en fonction du vent à partir de  $4 \text{ m.s}^{-1}$  et atteint son nominal à  $v_{vent} = 11,5 \text{ m.s}^{-1}$ . Après avoir atteint sa puissance nominale, quelle que soit la vitesse du vent, la puissance est limitée à 5 MW. La vitesse de rotation de la génératrice  $\Omega$  varie en fonction de la puissance et atteint la vitesse nominale à la puissance nominale.



(a) Puissance en fonction de la vitesse de vent



(b) Puissance en fonction de  $\Omega$

FIGURE 1.15 – Courbes de puissance simulées d'une éolienne de 5 MW

Caractéristiques génératrice	Symbole	Valeur	Unité
Puissance mécanique	$P_{mec}$	5,13	MW
Puissance électrique	$P_{elec}$	5	MW
Tension nominale	$U_N$	3300	V
Courant nominal	$I_N$	933	A
Paire de pôles	$p$	60	
Résistance statorique	$R_s$	50	$m\Omega$
Inductance statorique	$L_s$	7,5	mH
Flux induit par les aimants	$\Phi$	28,6	Wb
Vitesse de rotation nominale	$N_N$	14,5	tr.min <sup>-1</sup>
Vitesse de rotation nominale	$\omega_N$	1,52	rd.s <sup>-1</sup>
Fréquence électrique nominale	$f_N$	14,5	Hz
Couple nominal	$T_N$	3380	kN.m
Inertie génératrice	$J_g$	$2 \cdot 10^5$	kg.m <sup>2</sup>
Caractéristiques turbine	Symbole	Valeur	Unité
Inertie de la turbine	$J_t$	$30 \cdot 10^6$	kg.m <sup>2</sup>
Rayon des pales	$R_t$	60	m
Lambda optimal	$\lambda_{optimal}$	8,5	
Coefficient $C_p(\lambda, \beta)$ maximal	$C_{p_{max}}$	0,48	

TABLEAU 1.4 – Exemple de caractéristiques d’une MSAP envisagée pour une application éolienne

## 1.4 Hydroliennes

Les ressources marines constituent aussi un fort potentiel d’énergie très peu utilisé dans le monde. Depuis quelques années des industriels s’y intéressent et une des premières ferme hydrolienne au monde voit le jour en 2012 à Paimpol en France.

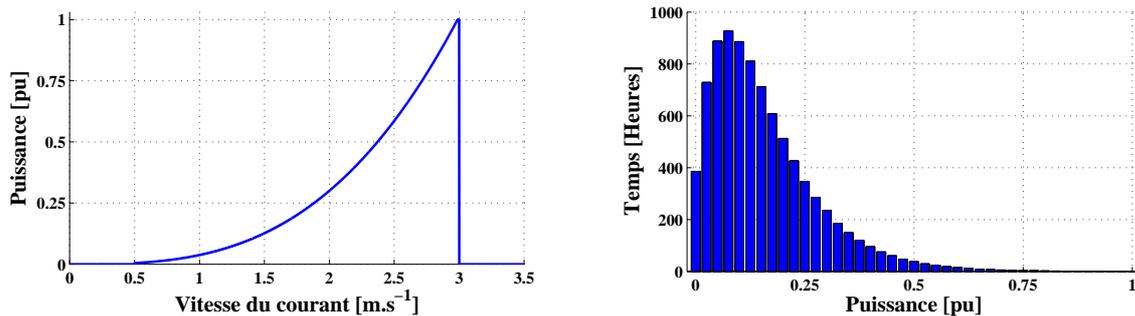
### 1.4.1 Principes de fonctionnement

Le concept de l’hydrolienne peut être assimilé à celui d’une éolienne sous-marine qui convertit une partie de l’énergie cinétique des courants marins. Deux types d’hydroliennes existent en 2012 : la première est une turbine à axe horizontal qui est l’équivalent d’une éolienne classique à axe horizontal installée sur terre ou en mer. Ces turbines peuvent être équipées de carénage pour exploiter l’accélération du fluide dans un tube dont le diamètre se rétrécit, c’est l’effet Venturi. Les turbines peuvent aussi être à axe vertical comme certaines éoliennes, mais ceci est moins fréquent. Dans tous les cas, les hydroliennes sont immergées et selon leur lieu et profondeur d’implantation, peuvent être flottantes ancrées au fond marin ou gravitaires totalement immergées [ROBY-12].

La puissance motrice de l’eau qui traverse la surface du rotor est donnée par la formule  $P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot U^3$ , avec  $P$  la puissance en W/m<sup>2</sup>,  $C_p$  le coefficient de Betz,  $\rho = 1024$  kg/m<sup>3</sup> pour

l'eau et  $U$  la vitesse de l'eau en m/s. La puissance de la ressource augmente très vite avec la vitesse du courant, et il est considéré que les hydroliennes deviennent intéressantes si le courant dépasse  $2 \text{ m.s}^{-1}$ . Une hydrolienne installée sur un site donné est soumise à des courants très variables et la puissance disponible change beaucoup d'une marée à l'autre.

La figure 1.16(a) présente les caractéristiques de puissance d'une hydrolienne selon la vitesse du courant de 0 à  $3 \text{ m.s}^{-1}$  tandis que la figure 1.16(b) présente la répartition du temps de production de puissance donnée d'une hydrolienne sur une année. La plupart du temps, elle fonctionne à des puissances faibles, et la puissance maximale n'est que très rarement atteinte, d'où un facteur de charge de 15 % environ pour le cas présenté.



(a) Puissance d'une hydrolienne en fonction de la vitesse du courant

(b) Répartition du temps de fonctionnement d'une hydrolienne en fonction de sa puissance sur une année

FIGURE 1.16 – Courbes caractéristiques d'une hydrolienne

## 1.4.2 Etat de l'art

La première hydrolienne installée dans le monde est le *Seaflow* installée en 2003 dans le détroit de Bristol en Grande-Bretagne, représentée figure 1.17(a), [SEAF-05]. La puissance de la turbine est de 300 kW avec un générateur asynchrone pour des sites d'une profondeur comprise entre 15 et 25 mètres et des courants de l'ordre de  $2$  à  $3 \text{ m.s}^{-1}$  maximum. Le système peut coulisser verticalement pour permettre l'accès à la machine pour l'entretien et l'inspection, évitant ainsi le recours à une équipe de plongeurs. Certaines turbines peuvent fonctionner dans les deux sens du flux de courant marin grâce à l'orientation des pales à  $180^\circ$ . Comme pour une éolienne classique, le réglage peut aussi être ajusté selon la vitesse du courant pour extraire le maximum de puissance et la limiter lors de courants trop élevés.

Le projet de parc démonstrateur hydrolien d'EDF sur le site de Paimpol-Bréhat en Bretagne utilise la technologie d'hydrolienne à effet Venturi développée par la société irlandaise OpenHydro pour l'exploitation des courants de marée d'environ  $3 \text{ m.s}^{-1}$  à une profondeur de 35 mètres. A l'été 2012, quatre hydroliennes d'une puissance unitaire de 500 kW devraient être raccordées, via un convertisseur sous-marin fabriqué par General Electric Energy, au réseau électrique avec une première phase de test en 2011 sur une première machine non connectée. La turbine a un diamètre extérieur de 16 mètres, elle est constituée d'une génératrice synchrone à aimants permanents et repose sur une structure tripode posée sur le fond marin (figure 1.17(b)). Avec une



(a) Hydrolienne *SeaFlow* relevée pour la maintenance [SEAF-05] (b) Hydrolienne à Paimpol Bréhat [ABON-08]

FIGURE 1.17 – Photographies d’hydroliennes réelles

puissance totale de 2 MW, la production annuelle est estimée à 2600 MWh avec un facteur de charge de 15 % [MONJ-10], [ABON-08] ; la puissance moyennée sur un an est en effet de 300 kW.

La problématique de la connexion des fermes éoliennes au réseau onshore est applicable aux fermes hydroliennes, il est même possible d’imaginer des raccordements multi-terminaux entre fermes éoliennes et hydroliennes dans le futur. Cependant, aujourd’hui le secteur hydrolien est encore à l’état de développement. Le deuxième parc hydrolien au monde en projet serait construit par Scottish Power d’ici 2015 avec l’installation de 10 hydroliennes de 1 MW.

### 1.4.3 Comparaison entre la production éolienne et hydrolienne

La productivité d’une hydrolienne est supérieure à celle d’une éolienne à taille égale et à vitesse du fluide identique, car la densité de l’eau est environ 800 fois supérieure à celle de l’air. Cependant, la vitesse moyenne des courants des sites exploitables pour les hydroliennes est 3 à 5 fois inférieure à la vitesse optimale de l’air pour les éoliennes. De plus, la vitesse de rotation d’une hélice sous-marine est limitée à  $10 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$  pour éviter le phénomène de cavitation en extrémité de pale (formation de petites bulles de vapeur au sein du liquide) qui génère des ondes de choc entraînant l’érosion des métaux et la chute de performances des systèmes hydrauliques. Du fait de la densité élevée de l’eau, pour une puissance identique, les dimensions d’une hydrolienne seront donc très inférieures à celles d’une éolienne (figure 1.18). Mais la poussée du fluide sur le rotor étant plus forte et la vitesse des courants plus faibles, le couple exercé sur l’arbre moteur sera plus élevé [ROBY-12].

Le potentiel des énergies de marée est important et cette ressource pourrait être utilisée dans des scénarios futurs de forte demande électrique. Certains facteurs rendent la génération

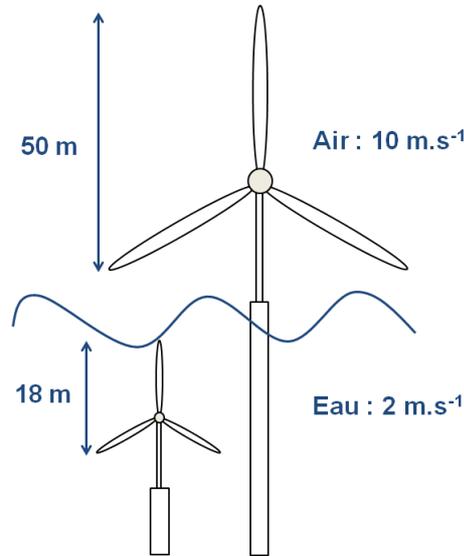


FIGURE 1.18 – Comparaison de dimensionnement entre une hydrolienne et une éolienne pour une puissance de 1 MW [MAIT-08]

d'électricité par les courants marins fort intéressante comparée à d'autres technologies renouvelables :

- la puissance volumique est élevée résultant des propriétés du fluide.
- Il est possible de prédire les énergies délivrées au cours du temps par les turbines hydroliennes avec une forte fiabilité.
- Il existe de très grandes ressources dans le monde et l'impact environnemental et visuel est faible.

Cependant l'environnement marin est plus sévère que celui rencontré par les éoliennes : les opérations sous l'eau demandent aux nacelles d'être très bien cloisonnées pour prévenir les dommages contre les composants électriques.

Le dimensionnement d'une hydrolienne est proche d'une éolienne, et la suite de la thèse porte sur l'étude des réseaux électriques de connexions de parcs éoliens offshore pour la gestion de fortes puissances mais la source d'énergie peut très bien être une hydrolienne.

## 1.5 Transport de l'énergie de la centrale offshore au réseau à terre

Un autre élément important pour une ferme offshore éloignée du continent est la liaison haute tension qui relie la ferme au réseau à terre. Le réseau interne de connexion des éoliennes sera explicité dans le chapitre 2. Dans ce chapitre, l'intérêt se porte plus sur la liaison point à point pour transiter la totalité de la puissance de la ferme. Deux types de liaisons sont possibles pour réaliser cette connexion : une liaison en alternatif (HVAC) ou en continu (HVDC). La figure 1.19 présente les deux topologies pour une ferme éolienne offshore qui seront décrites en

détail dans cette partie.

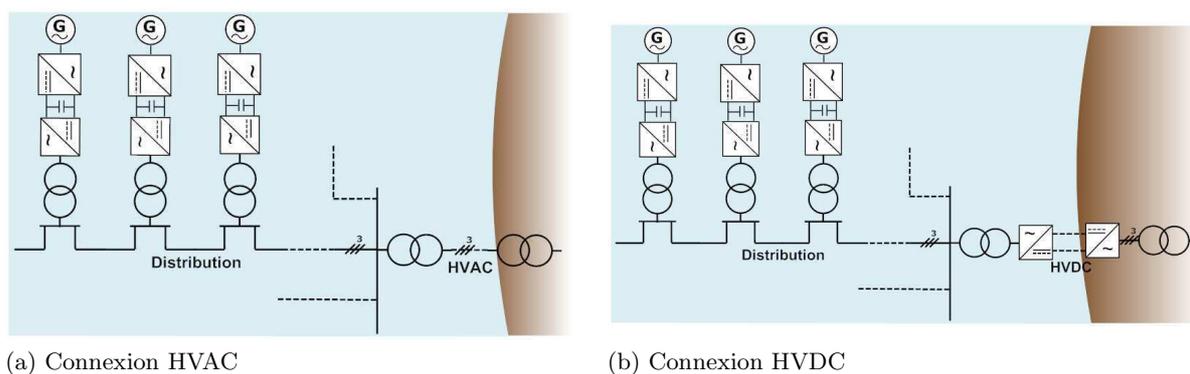


FIGURE 1.19 – Liaisons HVAC et HVDC pour une ferme éolienne offshore

### 1.5.1 Liaisons HVAC

Comme détaillé dans le tableau 1.3, la plupart des parcs éoliens offshore en 2012 sont connectés en HVAC au réseau sur le continent. La fiabilité de ce type de système, les protections existantes et éprouvées en AC et l'industrialisation des liaisons HVAC sont les principales raisons de son utilisation. Le schéma de la figure 1.19(a) représente une liaison classique HVAC pour une ferme éolienne offshore. La tension est augmentée du niveau de distribution au niveau de transport pour la liaison HVAC grâce à un transformateur placé en offshore. La liaison HVAC est alors réalisée par des câbles souterrains jusqu'au point de connexion au réseau où la tension est ajustée à celle du réseau. Les compensations de réactif de chaque côté de la ligne ne sont pas représentées sur ce schéma.

Cependant certains parcs éoliens commencent à utiliser des réseaux continus (tableau 1.3), et ces structures sont aussi utilisées pour transiter de la puissance sur des distances très élevées.

### 1.5.2 Liaisons HVDC

#### 1.5.2.1 Etat de l'art

La première ligne longue distance utilisant du courant continu fut installée en Italie en 1889. La ligne transmettait 630 kW à 14 kV sur 120 km et son fonctionnement reposait sur l'utilisation de générateurs continus.

Le transport d'énergie électrique par courant continu haute tension a été possible lors de l'introduction sur le marché de composants d'électroniques de puissances comme les ampoules à vapeur de mercure et plus tard les thyristors et IGBTs. La figure 1.19(b) représente l'utilisation d'une ligne HVDC pour une ferme éolienne offshore. Une ligne HVDC est souvent insérée dans un réseau AC comme c'est le cas sur la figure, entre la production et le réseau. Depuis le réseau de distribution AC, la tension est augmentée par un transformateur côté offshore puis la puissance électrique est convertie en DC 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 DC. En 2012, deux principales technologies de convertisseurs existent pour une liaison HVDC : un convertisseur à thyristor (*Line-Commutated Converter*, LCC-HVDC ou *Current Source Converter*, CSC-HVDC) ou un convertisseur à interrupteurs entièrement commandables type IGBT (*Voltage Source Converter*, VSC-HVDC) [BOIN-09]. Ces différents convertisseurs modifient la structure globale des lignes HVDC et chaque topologie HVDC est détaillée dans les sections suivantes.

### 1.5.2.2 Types de HVDC

Avant d'analyser les convertisseurs de chaque côté de la ligne HVDC, il faut définir le schéma électrotechnique global des liaisons HVDC dont il existe différents types représentés figure 1.20.

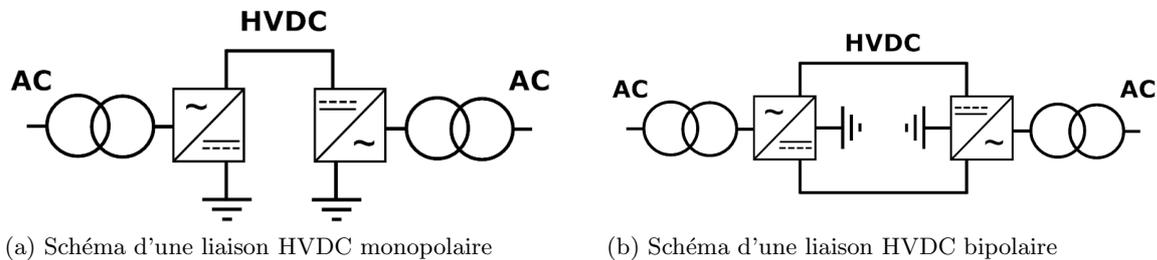


FIGURE 1.20 – Différents types de liaisons HVDC

La liaison monopolaire (figure 1.20(a)) 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 [WILD-05]. De plus cette configuration augmente les risques de défauts, par conséquent elle n'est plus utilisée en 2012.

La liaison bipolaire (figure 1.20(b)) est constituée d'un pôle positif et d'un négatif avec une mise à la terre souvent réalisée au point milieu du bus continu. En fonctionnement, les courants sont identiques dans chaque pôle et il n'y a donc pas de courant de retour dans le sol. Si un des pôles ne fonctionne plus, la liaison naturelle de terre peut prendre le relais en assurant son courant de retour : la liaison IFA 2000 entre la France et l'Angleterre fonctionne sur ce principe.

Une liaison multi-terminal est réalisée dès lors qu'il y a plus de deux points de connexion sur la ligne HVDC comme présenté figure 1.21 avec une liaison HVDC bipolaire à trois terminaux. Deux liaisons de ce type sont recensées à travers le monde : la liaison Sardaigne - Corse - Italie à trois terminaux et la liaison Québec - Nouvelle Angleterre à cinq terminaux [KIM-09]. Un réseau multi-terminal en DC offre la possibilité de gérer précisément les flux de puissances grâce à la tension DC tandis qu'il est difficile de gérer ces flux dans un réseau AC car ils dépendent

des charges.

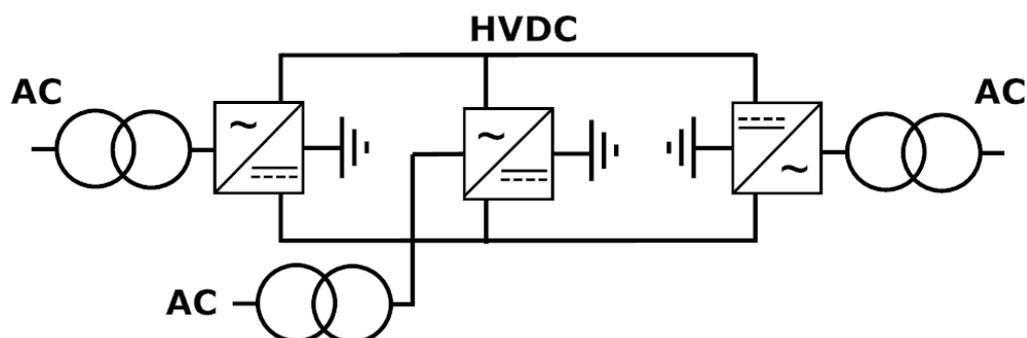


FIGURE 1.21 – Liaison HVDC bipolaire multi-terminal

### 1.5.2.3 HVDC à thyristors

Une ligne HVDC à base de convertisseurs à thyristors 12 pulses est représentée figure 1.22.

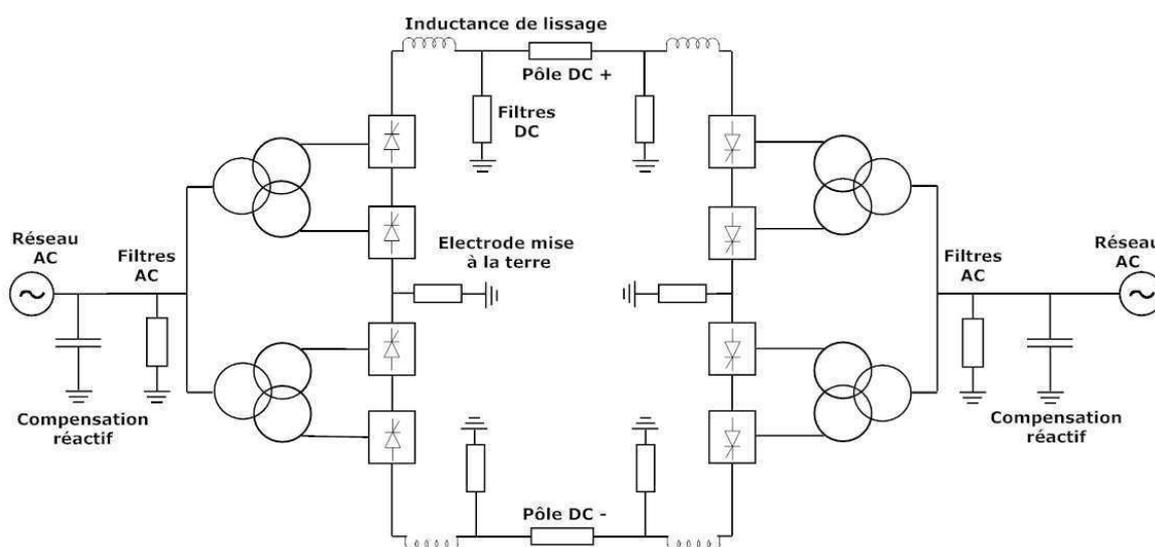


FIGURE 1.22 – Liaison HVDC bipolaire à base de convertisseurs à thyristors

Elle est composée des éléments suivants :

- deux réseaux triphasés en extrémité de la liaison.
- Des filtres AC et DC. Le convertisseur redresseur génère des harmoniques de tension et de courants des deux côtés AC et DC. Du côté AC, des filtres accordés sont utilisés pour supprimer les harmoniques d'ordre  $6 \cdot k \pm 1$ ;  $k$  entier. Les filtres DC réduisent les harmoniques d'ordre  $6 \cdot k$ .
- Des systèmes de compensation du réactif comme des bancs de condensateurs ou des compensateurs synchrones de réactif.
- Des transformateurs associés aux convertisseurs à base de thyristors. Le plus souvent chaque pôle d'une ligne HVDC est alimenté par deux convertisseurs en pont raccordés en

série. Les connexions des enroulements produisent un déphasage de  $30^\circ$  entre les tensions aux secondaires des deux transformateurs ce qui produit un total de 12 pulsations de courant déphasées de  $30^\circ$ . Ce déphasage a pour effet d'opposer les 5<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> harmoniques de courant produits par les deux convertisseurs ce qui élimine, de la même façon, le 6<sup>ème</sup> harmonique du côté continu. Par conséquent le coût et l'espace requis pour les filtres continus et alternatifs sont réduits [WILD-05].

- Les inductances de lissage qui réduisent l'ondulation du courant continu et préviennent de discontinuités à de faibles niveaux de puissance. Ces inductances servent aussi à limiter la montée des courants de court-circuit lors d'un défaut.
- Des électrodes de mises à la terre.
- Un système de communication entre les deux convertisseurs (non représenté).

### 1.5.2.3.1 Fonctionnement du convertisseur à thyristors pour la liaison HVDC

Une tension positive doit être appliquée sur les valves à thyristors et un ordre d'allumage doit être envoyé aux thyristors pour que le courant circule. L'angle de commande  $\alpha$  permet de faire varier la valeur de la tension continue ; ainsi si  $\alpha$  est compris entre  $0$  et  $90^\circ$ , le convertisseur fonctionne en redresseur et si  $\alpha$  est entre  $90$  et  $180^\circ$ , le convertisseur fonctionne en onduleur. Pour contrôler le flux de puissance dans un sens ou dans l'autre, il suffit alors de contrôler cet angle. La composante fondamentale de la tension continue  $U_{DC}$  est proportionnelle à la tension  $V_{AC}$  du côté alternatif et à l'angle  $\alpha$  par la relation suivante :

$$U_{DC} = \frac{3 \cdot V_{AC} \cdot \sqrt{2}}{\pi} \cdot \cos(\alpha) \quad (1.5)$$

### 1.5.2.3.2 Commandes des convertisseurs à thyristors

La bidirectionnalité de la puissance dans une ligne AC dépend de la différence de phase entre les deux extrémités de la ligne et est indépendante du niveau de tension contrairement à une ligne DC. Ainsi pour une liaison HVDC avec convertisseurs à thyristors, un terminal régule la tension DC et l'autre terminal le courant DC. La résistance de la ligne étant peu élevée, des changements de courants importants peuvent être effectués avec des changements faibles de l'angle d'allumage des thyristors (voir figure 1.23) qui font varier les tensions DC à chaque extrémité de ligne. Ainsi, pour doubler le flux de puissance de 300 MW à 600 MW d'une ligne DC d'impédance  $10 \Omega$ , il suffit d'augmenter la tension DC du terminal le plus élevé en tension de 300 à 310 kV.

Une ligne HVDC à base de thyristors permet le transfert de puissance active dans les deux directions, mais uniquement l'absorption de puissance réactive car celle-ci dépend de la puissance active transitée, d'où la nécessité d'apporter cette puissance réactive de chaque côté de la ligne. La figure 1.24 explicite les plages de variations de l'onduleur à thyristors dans les deux quadrants avec les points  $S_1$  et  $S_2$  selon le convertisseur en extrémité de la ligne. La puissance réactive consommée dépend de la puissance active transitée.

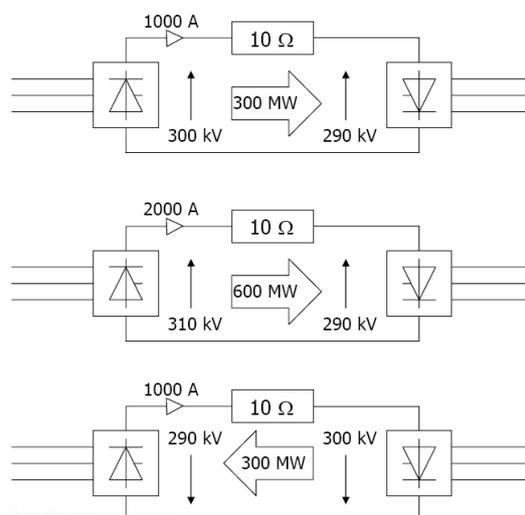


FIGURE 1.23 – Gestion des flux de puissances pour une liaison HVDC avec convertisseurs à thyristors

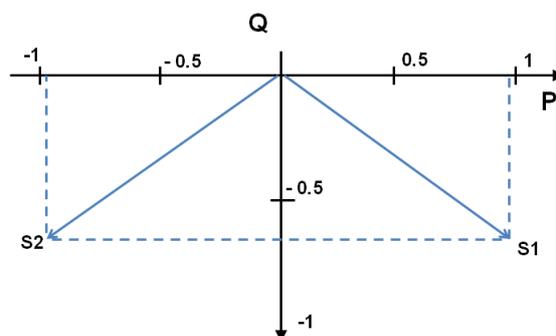


FIGURE 1.24 – Plan P-Q d'un convertisseur à thyristors

#### 1.5.2.4 Liaison VSC-HVDC à base de composants IGBTs

Une autre technologie de ligne HVDC a été développée dans les années 80 qui repose sur l'utilisation d'interrupteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture : des IGBTs (*Insulated-Gate Bipolar Transistor*). En 2000, de nouveaux IGBTs apparaissent sur le marché avec de très bonnes performances à forts courants et tensions permettant la réalisation de lignes hautes-tensions avec de fortes puissances. La ligne VSC-HVDC a été développée pour la première fois industriellement par ABB [ABB-09] sous le nom « *HVDC Light* ». Depuis SIEMENS a lancé la « *HVDC PLUS* » (*Power Link Universal System*) avec une ondulation multi-niveaux [SIEM-09] tout comme Alstom Grid avec la liaison HVDC « *MaxSine* ». Le principe essentiel de la VSC-HVDC est l'utilisation de la Modulation de Largeur d'Impulsion (M.L.I.) dans la conversion électrique. Seules deux lignes HVDC à base d'IGBTs existent dans le monde pour relier des fermes éoliennes offshore au continent (voir §1.2.3 et le tableau 1.5).

##### 1.5.2.4.1 Composants de la VSC-HVDC

Une ligne VSC-HVDC est représentée figure 1.25. Elle est composée des éléments suivants :

- des transformateurs reliés au réseau pour adapter les niveaux de tension,
- des filtres harmoniques côté AC plus petits que dans une ligne HVDC à thyristors car les harmoniques sont de fréquences plus élevées grâce au découpage à haute fréquence réalisée par la MLI ( $> 1$  kHz),
- les réactances de phase qui sont souvent ajoutées aux réactances de fuites du transformateur. Elles ont deux buts : réduire les courants harmoniques des lignes triphasées causées par les VSC, et permettre la gestion de  $P$  et  $Q$  plus aisément.
- Les convertisseurs à base d'IGBTs associés aux bus DC et aux filtres DC avec mise à la terre au point milieu du bus continu dans l'exemple.

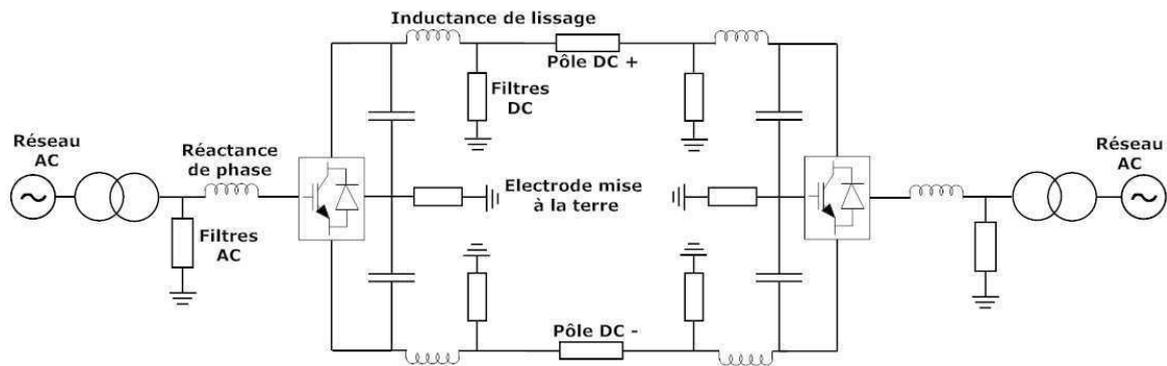


FIGURE 1.25 – Liaison bipôle VSC-HVDC

#### 1.5.2.4.2 Contrôle - commande de la ligne HVDC

Les onduleurs VSC utilisent une Modulation de Largeur d'Impulsion pour générer le fondamental de tension désiré côté réseau. Grâce à cette commande, l'onduleur est capable de maîtriser le déphasage entre la tension AC côté réseau et la tension AC générée par l'AFE aux bornes de l'impédance entre les deux (incluant la réactance de phase). Les puissances actives et réactives sont alors contrôlées dans les quatre quadrants avec pour seule limite la puissance apparente  $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$  avec  $P$  la puissance active et  $Q$  la puissance réactive, qui ne doit pas dépasser le dimensionnement du convertisseur. La figure 1.26 explicite les plages de variations de l'onduleur VSC dans les quatre quadrants : les points  $S_1$  et  $S_2$  correspondent à la même puissance active mais pour des puissances réactives opposées. Les points  $S_3$  et  $S_4$  sont deux autres couples de puissances possibles.

#### 1.5.2.5 Onduleur Multi-niveaux

Au cours des dernières années, de nouvelles topologies d'onduleurs sont apparues dans la conversion d'énergie [KOUR-10]. Ces topologies multi-niveaux permettent de générer des signaux AC avec un contenu harmonique plus faible. Dans le domaine du HVDC, un onduleur 3 niveaux a besoin de filtres conséquents, ainsi qu'un grand nombre de composants pour supporter les tensions élevées. Il est donc très intéressant de mieux utiliser les composants de commutation afin de générer des ondes plus proches d'une sinusoïde. Les topologies les plus conventionnelles

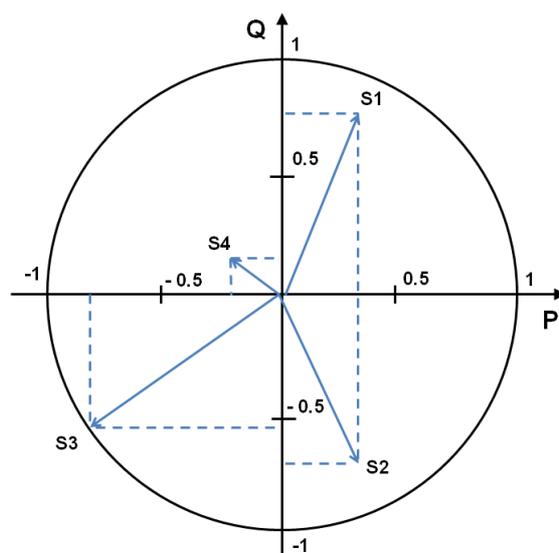


FIGURE 1.26 – Plan P-Q d'un convertisseur VSC

pour les onduleurs multi-niveaux sont représentées figure 1.27. La première topologie est la même qu'une topologie 3 niveaux à potentiels distribués; la deuxième topologie est l'onduleur à cellules imbriquées, tandis que la troisième est un multi-niveaux à convertisseurs cascades.

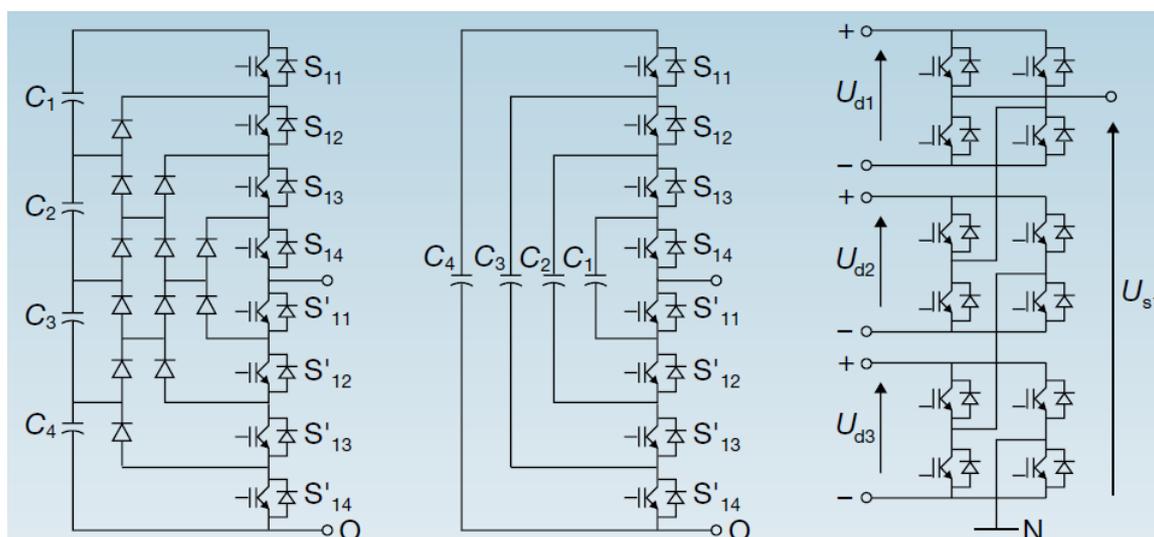


FIGURE 1.27 – Topologies d'onduleurs multi-niveaux [RUFÉ-06]

Pour la première topologie, chaque branche du convertisseur est vue comme un commutateur dont les positions permettent de modifier le potentiel du potentiel alternatif. Ce point est connecté à chaque commutation à l'une des tensions aux bornes des condensateurs qui peuvent être mises en série [MANG-04]. Cette topologie présente l'avantage de diminuer la taille des filtres en sortie car les formes d'ondes contiennent moins d'harmoniques et aussi de diminuer la tension bloquée par chaque interrupteur :  $V_{DC}/(N - 1)$ . Les désavantages de cette topologie sont l'équilibrage des tensions aux bornes des condensateurs, l'inégalité des tensions inverses

supportées par les diodes et l'inégalité de commutations entre les interrupteurs situés à l'extérieur de la structure par rapport aux autres.

Le principe de fonctionnement de la deuxième topologie est quasiment identique à celui de la topologie 3 niveaux classique. Elle présente les avantages d'avoir une tension de blocage des interrupteurs identique dans le convertisseur et sa modularité permet de réaliser des convertisseurs avec de nombreux niveaux. Entre les niveaux différents, les condensateurs ne sont jamais mis en série et le problème du déséquilibre de tension n'existe donc plus. Le principal désavantage de cette topologie réside dans le nombre important de condensateurs.

La dernière topologie consiste en la mise en série de plusieurs cellules onduleurs monophasés. Chaque cellule est alimentée par une source continue (capacité). Le fait de pouvoir générer la même tension avec plusieurs possibilités en sortie de cellule peuvent permettre d'optimiser les performances du convertisseur : élimination des harmoniques, réduction des pertes par commutation ou par conduction. Les avantages de cette topologie sont : la modularité de la structure, l'équilibrage des tensions et le fait que les interrupteurs supportent la même tension de blocage.

La commande de ce type de convertisseurs est complexe, et de nombreux articles s'y intéressent : [FRAN-08] ou [SAEE-09]. Le choix d'une commande dépend de l'application concernée, des objectifs à atteindre et de la topologie retenue.

Dans le monde industriel, SIEMENS propose une topologie HVDC Multi-niveaux correspondant à la topologie à cellules imbriquées tout comme Alstom Grid. Une exemple de réalisation existe avec la liaison *HVDC Plus* de Siemens : TransBay en Californie, où une liaison HVDC de 85 km / 400 km /  $\pm 200$  kV a été construite en 2010 (voir tableau 1.5).

#### 1.5.2.6 Tendances pour les technologies HVDC dans le monde

Les tendances concernant les topologies HVDC dans le monde sont décrites dans le tableau 1.5. De nombreuses réalisations existent et seulement quelques-unes sont citées ici. Les principales liaisons HVDC réalisées dans le monde sont à base de thyristors et les premières ont vu le jour à partir de 1972. La liaison IFA 2000 reliant la France à l'Angleterre construite en 1986 permet ainsi de transiter 2 GW à  $\pm 270$  kV sur 73 km. Dans les années 2000, les premières lignes HVDC à base d'IGBTs ont vu le jour avec par exemple, en 2009, la liaison Borwin 1 reliant le continent à une ferme éolienne offshore de 400 MW à 200 km de distance. En règle générale, les projets à fortes puissances utilisent la technologie à thyristors car les composants tiennent des tensions-courants plus élevés que les IGBTs permettant de réduire les pertes et les coûts des stations.

Plusieurs projets de HVDC de plus en plus conséquents existent et sont recensés dans le tableau 1.6. Le but principal est de relier des zones demandant une puissance élevée et éloignées de la production.

Nom	Contexte	Technologie	Puissance [MW]	Tension DC [kV]	Distance [km]	Année
Kings-north	Connexion en Grande-Bretagne	HVDC Thyristors Alstom Grid	640	$\pm 266$	82	1972
IFA 2000	Connexion entre la France et la GB	HVDC Thyristors Alstom Grid	2000	$\pm 270$	73	1986
EWIP	Connexion entre l'Ecosse et l'Irlande	HVDC IGBTs ABB	500	$\pm 200$	272	2012
Valhall	Connexion entre la Norvège et une plate-forme offshore	HVDC IGBTs ABB	78	150	292	2010
Borwin 1	Connexion entre l'Allemagne et une ferme éolienne offshore	HVDC IGBTs ABB	400	$\pm 150$	200	2009
Trans Bay	Connexion à San Francisco	HVDC IGBTs Siemens	400	$\pm 200$	85	2010

TABLEAU 1.5 – Différentes structures HVDC

Nom	Contexte	Technologie	Puissance [MW]	Tension DC [kV]	Distance [km]	Année
Jinping-Sunan	HVDC terrestre en Chine	HVDC à Thyristors (ABB)	7200	$\pm 800$	2100	2013
Rio - Madeira	HVDC terrestre au Brésil	HVDC à Thyristors (Alstom Grid)	3150	$\pm 600$	2375	2013

TABLEAU 1.6 – Futurs-projets HVDC

### 1.5.2.7 Comparaison des topologies HVDC

Après avoir vu les différentes technologies existantes pour le transport de l'électricité à courant continu et haute tensions, un comparatif entre les liaisons HVDC à thyristors et IGBTs multi-niveaux est réalisé en vue d'associer un parc éolien offshore à un réseau AC par le biais d'une liaison HVDC.

#### Avantages de la liaison VSC-IGBT par rapport à la LCC à thyristors :

- Un convertisseur VSC ne nécessite pas de source AC pour commuter contrairement à un convertisseur à base de thyristors. Une ligne LCC demande donc d'être reliée à un réseau suffisamment fiable au PCC (*Point of Common Coupling*) élevé.
- Une liaison VSC-HVDC permet de démarrer en « *black start* » un réseau : l'onduleur peut être utilisé pour émuler un réseau triphasé comme un générateur synchrone virtuel [SAND-08]. Les convertisseurs génèrent des tensions qui peuvent être changées très rapidement en amplitude et en phase ce qui offre la possibilité de remettre rapidement de l'énergie dans un réseau après black-out.
- L'installation complète d'une ligne HVDC à base de LCC demande en moyenne deux fois plus de place qu'une installation à base de VSC [EWEA-09-a], ce qui minimise l'impact

environnemental et les coûts de construction. Ceci est principalement dû à la taille diminuée des filtres côté AC et au fait que la compensation de réactif n'est pas nécessaire [KIM-09], [LAZA-05]. Par exemple, une station LCC de 600 MW mesure 25 000 m<sup>2</sup> au sol. Une station VSC de puissance proche (550 MW) mesure 6 000 m<sup>2</sup> au sol soit un gain de facteur 4 pour cet exemple [ABB-09]. Pour les mêmes raisons, la station offshore d'une liaison LCC est plus imposante qu'une station VSC. Par exemple la station VSC du parc éolien Bard offshore pèse 5000 tonnes et mesure 50 x 34 x 22 m<sup>3</sup> pour 400 MW [ABB-09]. Il n'existe pas de données en 2012 pour une liaison LCC offshore.

- Le contrôle de  $P$  et  $Q$  est très aisé, dans toutes les plages de fonctionnement grâce aux VSC et indépendamment. Une station VSC peut donc produire et absorber de la puissance réactive contrairement à une LCC.
- L'inversion de la puissance est réalisée par une inversion de courant pour une VSC tandis qu'elle est réalisée par inversion de polarité pour une LCC : il est donc plus facile de réaliser des liaisons multi-terminal avec des VSC.
- Pour respecter le grid code, les parcs éoliens doivent pouvoir fournir de la puissance réactive sur le réseau, ce qui n'est pas aisé avec des convertisseurs à thyristors. La liaison VSC peut quant à elle le réaliser sans problème [ARRI-07].

#### **Inconvénients de la liaison VSC-IGBT en rapport à la LCC à thyristors :**

- Limitations en puissance et tensions des composants : les IGBTs sont limités en tensions et en courants à 6000 V - 1200 A contre 8000 V - 4000 A pour les thyristors.
- Les pertes sont plus grandes par commutation dans les VSC car le nombre de commutation des composants est plus élevé.
- Le rendement mesuré est plus élevé pour une ligne HVDC-LCC : 98 % contre 97 % pour une liaison VSC [LAZA-05], [CIGR-09].

Cette comparaison est en faveur des liaisons HVDC-VSC avec des convertisseurs entièrement commandés. C'est le modèle retenu dans la suite de la thèse.

## **1.6 Comparaison des liaisons HVAC et HVDC pour l'éolien offshore**

Les convertisseurs à haute tension ont rendu plus aisé le transport de l'énergie électrique à courant continu. Les différences entre le transport en AC et DC vont être décrites dans cette partie dans le but de tirer les avantages et inconvénients des deux technologies pour le transport de l'énergie issue de fermes de productions d'énergie offshore au continent.

## 1.6.1 Câbles HVAC et HVDC

### 1.6.1.1 Comparaison du transit de puissance dans les câbles AC et DC

Il est possible de comparer la section utile de cuivre dans des conducteurs AC et DC pour transiter la même puissance à un niveau de tension équivalent c'est à dire à niveau d'isolation identique [ARRI-07]. La puissance à transitée est  $P$  dans les deux câbles, les courants  $I_{DC}$  dans le câble DC et  $I_{AC}$  dans le câble AC sont donc définis par :

$$I_{DC} = \frac{P}{U_{DC}} \quad (1.6)$$

$$I_{AC} = \frac{P}{V_{AC} \cdot \cos(\varphi)} \quad (1.7)$$

avec  $\cos(\varphi)$  le facteur de puissance dans la ligne AC,  $U_{DC}$  la tension DC,  $V_{AC}$  la tension phase-terre efficace alternative.

La tension  $U_{DC}$  se définit en fonction de la tension  $V_{AC}$  comme suit pour respecter le même niveau d'isolation des équipements :

$$U_{DC} = V_{AC} \cdot \sqrt{2} \quad (1.8)$$

Ainsi l'équation 1.7 donne :

$$I_{AC} = \frac{P \cdot \sqrt{2}}{U_{DC} \cdot \cos(\varphi)} \quad (1.9)$$

Les pertes DC et AC dans les deux câbles sont définies en fonction des résistances des câbles DC ( $R_{DC}$ ) et AC ( $R_{AC}$ ) et donc de la résistivité du matériau utilisé  $\rho$ , de la longueur du câble  $l$  et de la section du câble ( $S_{DC}$  et  $S_{AC}$ ) :

$$\text{Pertes}_{DC} = R_{DC} \cdot I_{DC}^2 = \frac{\rho \cdot l}{S_{DC}} \cdot \left( \frac{P}{U_{DC}} \right)^2 \quad (1.10)$$

$$\text{Pertes}_{AC} = R_{AC} \cdot I_{AC}^2 = \frac{\rho \cdot l}{S_{AC}} \cdot \left( \frac{P \cdot \sqrt{2}}{U_{DC} \cdot \cos(\varphi)} \right)^2 \quad (1.11)$$

Ainsi à pertes identiques :

$$\text{Pertes}_{DC} = \text{Pertes}_{AC} \Leftrightarrow \frac{\rho \cdot l}{S_{DC}} \cdot \left( \frac{P}{U_{DC}} \right)^2 = \frac{\rho \cdot l}{S_{AC}} \cdot \left( \frac{P \cdot \sqrt{2}}{U_{DC} \cdot \cos(\varphi)} \right)^2 \quad (1.12)$$

d'où :

$$\frac{S_{DC}}{S_{AC}} = \frac{(\cos(\varphi))^2}{2} \quad (1.13)$$

A un facteur de puissance unitaire, la section du câble DC est 2 fois plus petite que celle du câble AC et à  $\cos(\varphi) = 0,9$ , la section du câble DC représente 40 % de la section AC.

En conclusion il est donc possible de transiter la même puissance en HVDC qu'en HVAC avec deux fois moins de câble à niveau d'isolation identique et avec des pertes équivalentes dans les câbles.

### 1.6.1.2 Capacité de transit de puissance dans les câbles AC-DC en fonction de la distance

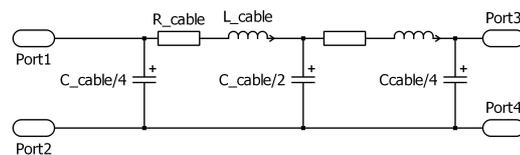
Les câbles souterrains ou sous-marin ont des capacités de fuite plus élevées que les câbles aériens du fait de l'isolement électrique. Cela limite le transport de puissance électrique en AC sur quelques dizaines de km sur des hauts niveaux de tension car de la puissance réactive transite dans ces capacités et limite le transfert de puissance active. Il est donc possible de transporter le courant continu sur de plus grandes distances que le courant alternatif en utilisant des câbles souterrains. Une solution à ce problème est de compenser le réactif par des systèmes électrotechniques du type STATCOM (*static synchronous compensator*) le long de la ligne ce qui implique un surcoût important comparé au DC. Cependant en mer, il est impossible de mettre ces installations le long du câble mais seulement en extrémité de ligne.

Plusieurs études [LAZA-05], [ECON-05] évoquent ce problème. Différents facteurs entrent en jeu dans la limitation de puissance d'une ligne haute tension : le déphasage qui doit rester inférieur à une certaine valeur, la chute de tension qui doit rester dans les marges requises et le courant qui ne doit pas dépasser la capacité en courant du câble [BRAK-03]. Dans le problème souligné auparavant, les câbles AC produisent un courant capacitif  $I_{reactif}$  qui s'ajoute (en complexe) au courant issu de la station de conversion offshore. Le câble a une limite de transit en courant et quand cette limite est atteinte, il est alors obligatoire de réduire la puissance provenant de la ferme éolienne ce qui représente une perte d'énergie. Pour mieux appréhender le phénomène, les résultats présentés dans [LAZA-05] ont été recalculés car c'est un facteur clé dans le choix du type de connexion.

Des câbles HVAC à deux niveaux de tensions avec leurs paramètres sont présentés figure 1.28(a).

Câble	220 kV	400 kV
Résistance [mΩ/km]	48	46
Inductance [mH/km]	0,3	0,4
Capacité [μF/km]	0,18	0,18
Courant maximal [A]	1060	1330
Section du câble [mm <sup>2</sup> ]	1000	1200
Température maximale (°C)	90	90

(a) Exemple de caractéristiques de câbles HVAC [NEGR-06]



(b) Modélisation d'un câble HVAC

FIGURE 1.28 – Caractéristiques et modélisation de câbles AC

Le but de l'étude est de connaître les puissances actives (en MW) pouvant transiter dans ces câbles en fonction de la distance (en km). La figure 1.28(b) représente la modélisation d'une phase de la ligne HVAC considérée grâce à un modèle en pi à deux sections. Le courant utile efficace  $I_{actif}$  représentant la puissance active est calculé en fonction du courant efficace maximal admissible dans le câble  $I_{max}$  qui dépend de la température et du courant capacitif

$I_{reactif}$  créé par le câble :

$$I_{actif}^2 = I_{max}^2 - I_{reactif}^2 \quad (1.14)$$

avec  $I_{reactif} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{cable} \cdot U_{AC}$ ,  $f$  la fréquence du signal (50 Hz),  $C_{cable}$  la capacité totale du câble, et  $U_{AC}$  la tension entre phase de la ligne.

Ainsi plus la distance augmente, moins le câble pourra porter de courant actif. Une première méthode pour augmenter les distances de transit des puissances est d'incorporer une compensation de réactif à chaque extrémité de la ligne. La référence [LAZA-05] utilise ces compensations, elles correspondent à la moitié de la puissance réactive générée par le câble. Les mêmes compensations sont reprises pour pouvoir comparer les résultats.

Par exemple à 400 kV et 100 km de distance : la puissance réactive est de  $Q = U_{AC}^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_{cable} = (400 \cdot 10^3)^2 \cdot (2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,18 \cdot 10^{-6} \cdot 100) = 904$  Mvar. Une compensation de 452 Mvar est donc nécessaire à chaque extrémité de la ligne. Le phénomène induit par les compensations est représenté sur la figure 1.29. L'ajout d'une inductance de compensation de chaque côté de la ligne permet de rediriger le courant capacitif  $I_{reactif}$  qui se divise en 2 de part et d'autre de la ligne. Par conséquent le courant maximal dans la ligne est moins grand que s'il n'y avait pas de compensation de réactif. Il est important de noter qu'une seule compensation ne sera pas bénéfique car le courant capacitif circulera toujours vers la même direction.

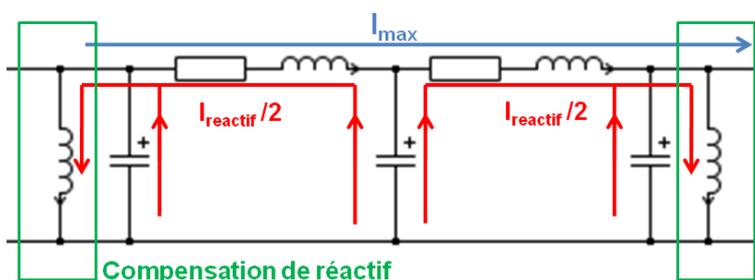


FIGURE 1.29 – Compensation de réactif dans une ligne HVAC

Une application numérique pour le câble HVAC 400 kV sur 100 km est réalisée dans le but de déterminer  $I_{actif}$  avec  $I_{max} = 1330$  A. Alors  $I_{actif} = 1150$  A, soit une puissance transmissible de 800 MW ce qui est identique aux résultats donnés dans [LAZA-05].

La puissance active  $P$  est tracée en fonction de la distance pour les tensions de 220 et 400 kV et avec ou sans compensation sur la figure 1.30. La puissance active transmise est de 550 MW pour 75 km de câbles AC sans compensation à  $U_{AC} = 400$  kV, alors que le câble est dimensionné pour 900 MW. Avec compensation, cette puissance est de 850 MW.

Une autre méthode pour compenser ce problème est de surdimensionner le câble utilisé. En effet si on veut faire transiter 1055 A sur une grande distance en AC, il est possible de choisir un câble pouvant supporter un courant plus grand ( $> 1055$  A). Ce surdimensionnement amène néanmoins un coût supplémentaire non négligeable et n'est donc industriellement pas

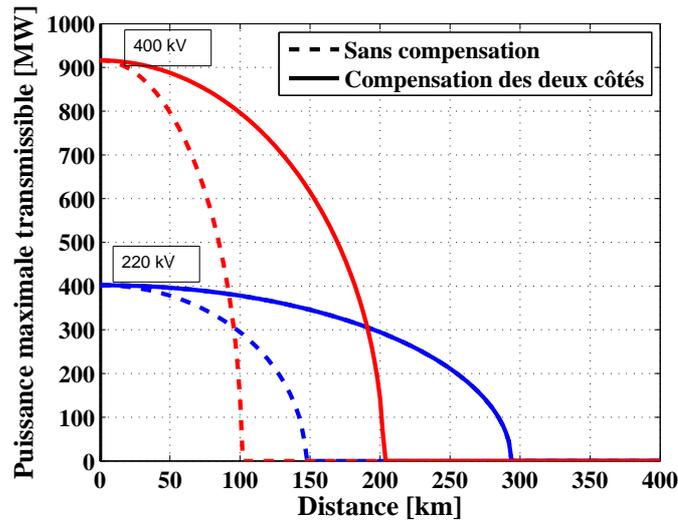


FIGURE 1.30 – Puissance active transmissible en fonction de la distance et des tensions dans un câble HVAC. En rouge, la courbe pour  $U_{AC} = 400$  kV, en vert  $U_{AC} = 220$  kV. Trait en pointillés : sans compensation de réactif ou avec compensation d'un seul côté et en trait plein : avec compensation de réactif des deux côtés.

intéressant.

Il résulte des deux études réalisées précédemment qu'à niveau d'isolation identique, le nombre de câbles nécessaires sera supérieur en AC qu'en DC pour une même distance et une même puissance transitée.

### 1.6.2 Avantages et inconvénients des liaisons HVAC et HVDC

Après avoir vu les technologies de lignes HVAC et HVDC et des arguments en faveur du transport par câbles en courant continu il est possible de comparer les deux technologies dans leur ensemble en reprenant des arguments avancés dans ce chapitre.

#### Avantages des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC :

- Une liaison VSC-HVDC permet de démarrer en « *black start* » un réseau (voir §1.5.2.7) contrairement à une ligne HVAC.
- Un convertisseur VSC permet de contrôler les flux de puissances actives et réactives et répond donc aux grid code, ce qui est plus difficile avec une liaison HVAC sans l'ajout d'autres systèmes électrotechniques.
- Au delà de certaines associations puissance-distance il n'est plus possible de transiter de puissance active en HVAC contrairement aux HVDC.
- Le coût des câbles en DC sera plus faible qu'en AC car la section utile sera plus faible (voir

§1.6.1.1). De plus la structure du câble en DC amène moins de pertes qu'en AC car il n'y a pas de pertes diélectriques ni d'effet de peau en DC. D'après des sources industrielles, l'estimation est de l'ordre de 15 % de réduction des pertes dans les câbles DC.

- Pour une liaison HVDC, il est possible d'utiliser la terre pour le courant de retour, et si un pôle est perdu à cause d'un défaut dans le cas d'une liaison bipolaire, la ferme peut continuer à fonctionner avec ce chemin de retour par la terre bien que ce ne soit pas souhaité pour des raisons écologiques et de potentiels flottants.
- La connexion de deux systèmes AC à des fréquences différentes est possible avec une liaison HVDC.

### Inconvénients des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC :

- Un inconvénient principal est relié à 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 sans convertisseurs. La fiabilité du système est aussi amoindrie. Ainsi les plates-formes offshore sont plus imposantes en DC qu'en AC d'un facteur 3. En 2012, il existe quelques stations offshore en DC comme celle du parc éolien BARD offshore en Allemagne qui pèse 5000 tonnes et mesure 37 000 m<sup>3</sup> pour 400 MW [ABB-09]. La ferme de Robin Rigg (180 MW) au Royaume-Uni a une station AC de 50 x 30 x 12 = 18 000 m<sup>3</sup> et pèse 680 tonnes. Une photographie de cette station offshore est représentée figure 1.31.
- Les convertisseurs génèrent des harmoniques côté DC et AC qui demandent l'ajout de filtres.
- Les protections de la ligne DC est plus complexe qu'en AC même si pour une liaison point à point, des solutions éprouvées existent [BARK-10]. Le problème se pose plus pour les connexions multi-terminaux HVDC.

La comparaison des liaisons HVAC et HVDC n'est pas évidente et dépend complètement du cas d'étude : distance de la liaison, puissance considérée, ... Cependant des études génériques ont été réalisées dans le but de chercher quelle solution est préférable selon différents critères.

### 1.6.3 Distance à partir de laquelle le HVAC devient plus intéressant que le HVDC

La « *break even distance* » est la distance à partir de laquelle une liaison HVDC devient économiquement plus intéressante qu'une liaison HVAC pour une ferme éolienne offshore. Plusieurs études avancent des « *break-even distance* » entre 90 et 150 km [LAZA-05], [NEGR-06], [LUND-06] et [ECON-05]. Cette assertion a été comparée à d'autres études et vérifiée. L'étude



FIGURE 1.31 – Station offshore de la ferme offshore Robin Rigg, 180 MW (Crédit photo E.ON)

la plus complète a été réalisée par Lazaros LAZARIDIS [LAZA-05]. Les paramètres de l'étude et ces résultats sont détaillés par la suite.

### 1.6.3.1 Facteurs pris en compte

Le premier facteur considéré est le coût des composants qui sont cependant difficiles à estimer car variant selon les sources. Les coûts les plus importants sont ceux des câbles et de la station offshore. D'autres facteurs sont pris en compte pour la comparaison AC-DC comme les pertes qui, si elles sont diminuées peuvent amortir un investissement plus important au départ (voir chapitre 2).

Un autre facteur déterminant pour les parcs éoliens offshore est la fiabilité des composants qui est pris en compte par [LAZA-05] et [BRES-07]. Les conditions climatiques et les distances de plus en plus élevées rendent les temps de réparation très longs. Les niveaux de disponibilités de l'énergie sont plus faibles que prévus pour les fermes offshore, mais de plus, les coûts d'opérations et de maintenance se sont révélés bien supérieurs que prévus en 2009. La raison principale pour ces coûts élevés est le besoin logistique d'utiliser des bateaux grues. De plus, les parcs éoliens offshore sont difficilement accessibles parfois même pendant plusieurs mois en mer [BUSS-01].

La fiabilité d'un système est la probabilité que le système réalise sa tâche dans le temps. Pour une éolienne cela correspond au temps durant laquelle elle produit de l'énergie. La disponibilité est la probabilité que le système fonctionne correctement et la différence majeure entre la fiabilité et la disponibilité vient de la maintenance du système. Un système très fiable peut avoir une disponibilité très faible si lorsqu'il tombe en panne après un défaut, la maintenance n'est réalisée qu'après un long laps de temps. Etant donné que l'accessibilité des parcs éoliens offshore est de plus en plus difficile avec des projets de plus en plus éloignés des côtes, les améliorations

---

se portent sur l'occurrence des défauts. Des calculs de disponibilité seront entrepris dans le chapitre 2.

### 1.6.3.2 Résultats

L'étude portait sur la recherche de coût de production d'un kWh en euro avec un investissement remboursé sur un certain nombre d'années. Une comparaison des solutions HVAC / HVDC à thyristors / HVDC à IGBTs pour différents paramètres : puissances des fermes, distances, vitesses de vent, niveaux de tensions, nombres de convertisseurs est réalisée par Lazaridis [LAZA-05]. Les résultats donnent la liaison HVDC à thyristors avantageuse à partir de 55 km et la VSC à base d'IGBT à partir de 100 km comparé à la HVAC. Cependant les inconvénients comme la place supplémentaire requise (non prise en compte dans les calculs) pour une station à base de thyristors et les avantages de la VSC-IGBT rendent cette solution inintéressante face à la HVAC. Lazaridis effectue plusieurs calculs qui donnent une « *break even distance* » comprise entre 90 et 150 km en faveur de la VSC-HVDC.

Grâce à l'étude de Lazaridis, il est possible de conclure qu'un parc éolien offshore à une distance supérieure de 100 km des côtes environ sera plus rentable s'il utilise une liaison VSC-HVDC majoritairement en raison des courants réactifs dans les câbles AC et des compromis pertes/coûts des câbles.

## 1.7 Conclusions

Ce chapitre a explicité plusieurs points importants relatifs à une ferme éolienne offshore dans le but de cerner les enjeux lors de la recherche d'une architecture éolienne avec réseau continu. L'état de l'art sur les fermes éoliennes offshore ainsi que les génératrices utilisées dans ces parcs démontre que les machines synchrones à aimants permanents sont les plus utilisées pour des parcs éoliens de grandes puissances majoritairement du fait de leur bon rendement massique. La chaîne de conversion (l'onduleur) est alors dimensionnée pour 100 % de la puissance et cet onduleur est constitué d'interrupteurs entièrement commandés afin de contrôler le couple de la machine et d'extraire le maximum de puissance de la turbine. La tension du bus DC en sortie de l'éolienne est très souvent contrôlée par une source extérieure, comme un deuxième convertisseur relié au bus DC. L'éolienne et son convertisseur peuvent donc être vus comme une source de puissance délivrant un courant DC sur un bus DC contrôlé.

Le transport de l'énergie électrique sur de longues distances en offshore peut se faire avec des technologies classiques HVAC ou en HVDC selon des critères technologiques et de distance au réseau onshore. Les liaisons à courant continu se développent de plus en plus mais restent majoritairement constituées de deux terminaux et il n'existe que très peu de réseaux continus multi-terminaux à haute tension pour forte puissance. Pour une ferme éolienne offshore qui doit être reliée au réseau, une comparaison technologique a permis de démontrer que plus les distances sont élevées (> 100 km), plus les liaisons HVDC sont préférées aux liaisons HVAC.

La technologie qui paraît la plus adaptée en 2012 pour une liaison de forte puissance devant répondre à des grid code de plus en plus contraignants, est l'onduleur multi-niveaux. Peu de réalisations industrielles existent mais de nombreux projets foisonnent.

Le chapitre suivant détaille les architectures électrotechniques possibles pour une ferme éolienne offshore de forte puissance et à distance élevée du réseau onshore.

---

## Chapitre 2

# Comparaison d'architectures électrotechniques pour fermes éoliennes offshore

### Sommaire

---

<b>2.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>44</b>
<b>2.2</b>	<b>Intérêts d'un système électrotechnique entièrement en DC</b>	<b>44</b>
<b>2.3</b>	<b>Architectures électrotechniques pour fermes éoliennes offshore : analyse de l'existant</b>	<b>46</b>
<b>2.4</b>	<b>Solutions de référence 1 et 2 : liaisons HVAC ou HVDC avec un réseau de distribution AC</b>	<b>48</b>
<b>2.5</b>	<b>Solutions en courant continu</b>	<b>50</b>
2.5.1	Solution 3 : liaison HVDC avec réseau de distribution en LVDC ( <i>Low Voltage</i> )	50
2.5.2	Solution 4 : liaison HVDC avec réseau de distribution en MVDC ( <i>Me- dium Voltage</i> )	51
2.5.3	Solution 5 : réseau de distribution en MVDC	52
2.5.4	Solution 6 : réseau de distribution avec connexion série HVDC	52
<b>2.6</b>	<b>Comparaison des solutions</b>	<b>53</b>
2.6.1	Coûts des câbles	53
2.6.2	Pertes des topologies	54
2.6.3	Disponibilité des topologies	61
<b>2.7</b>	<b>Choix de la topologie la plus adéquate</b>	<b>65</b>
<b>2.8</b>	<b>Conclusions</b>	<b>66</b>

---

## 2.1 Introduction

Le but de ce chapitre est de définir les différentes architectures électrotechniques possibles pour connecter une ferme à énergie renouvelable en contexte offshore au réseau terrestre. Le cas d'étude est une ferme éolienne offshore, car les puissances considérées sont importantes et de nombreux projets réels existent en 2012. Plusieurs topologies de fermes éoliennes offshore existantes ou envisagées sont comparées dans ce chapitre, et selon les critères retenus, la topologie la plus adaptée est retenue pour une modélisation affinée dans les chapitres 3 et 4. Les critères de comparaison sont :

- la faisabilité technologique de la solution (contraintes et verrous à lever) car c'est le premier critère à observer qui peut permettre de supprimer des solutions trop contraignantes d'un point de vue technologique.
- Les pertes de chaque topologie électrique qui donnent des tendances générales pour chaque solution proposée.
- La fiabilité des composants de la topologie et la disponibilité de l'énergie ; c'est un des critères prépondérant pour les fermes offshore où le coût de la maintenance est élevé car les conditions naturelles sont mauvaises.

Les intérêts d'un système de connexion à partir de la source de production jusqu'au réseau continental, entièrement en réseau continu sont tout d'abord présentés. Le chapitre précédent démontrait l'intérêt des liaisons HVDC pour des cas de fermes à grandes distances du continent, dans ce chapitre l'étude se porte plus sur le réseau de distribution de la ferme éolienne. Une analyse de l'existant concernant les topologies électrotechniques pour les fermes éoliennes offshore est ensuite réalisée dans le but d'identifier les solutions les plus intéressantes à comparer.

Le cas d'étude pour la comparaison des différentes topologies est alors défini ainsi que les six topologies proposées. Deux solutions dites « de référence », car déjà existantes en 2012, sont comparées à quatre solutions à base de réseaux à courant continu. Chaque solution est détaillée avant d'établir plusieurs comparaisons sur les critères précédemment expliqués. Cette comparaison permet finalement de définir la topologie la plus intéressante à modéliser dans l'objectif de l'étudier de façon détaillée dans les chapitres 3 et 4.

## 2.2 Intérêts d'un système électrotechnique entièrement en DC

Une topologie de connexion entièrement en courant continu se justifie par les avantages suivants :

- les pertes dans les câbles en DC sont plus faibles qu'en AC à densité de courant égale (Ch. 1, §1.6.1.1).
- Le coût des câbles en DC est inférieur à puissance transitée identique qu'en AC du fait de la meilleure utilisation du câble (pas d'effet de peau) mais surtout en se basant sur le calcul effectué dans le paragraphe 1.6.1.1 du chapitre 1. A partir de données industrielles : un câble AC 30 MW/33 kV coûte 160 k€/km et amène des pertes de 82 kW/km tandis qu'un câble DC 30 MW/ $\pm$  50 kV coûte 135 k€/km et amène des pertes de 70 kW/km.

- Le courant capacitif ne limite pas les puissances transitées sur de longues distances en DC.
- La conversion continu en sortie d'éolienne au réseau de distribution peut se faire par le biais d'un convertisseur DC-DC avec un transformateur à fréquence élevée. L'avantage d'augmenter la fréquence de fonctionnement d'un transformateur est la diminution significative de son encombrement, sa masse et ses pertes; ce point sera explicité dans le chapitre 3, §3.3.
- Un réseau DC permet plus facilement l'intégration de stockages comme des batteries ou des super-capacités nécessitant des bus continus.

Cependant, il existe des inconvénients aux réseaux DC comme les protections, car le dimensionnement de disjoncteurs DC est très difficile à des niveaux de tensions élevés et surtout pour de forts courants qui ne passent pas par zéro contrairement au courant alternatif. Areva propose un disjoncteur à courant continu utilisant un circuit LC résonnant pour couper le courant continu, représenté figure 2.1(a) [AREV-08].

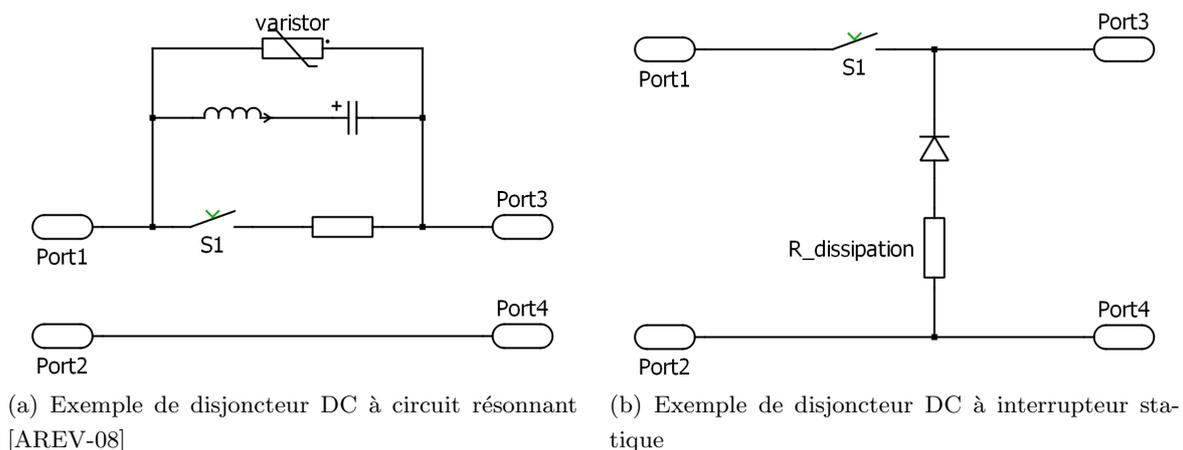


FIGURE 2.1 – Principes de disjoncteurs statiques à courant continu

Un disjoncteur AC est inséré dans le circuit du courant nominal avec un circuit LC et un varistor en parallèle. Lors d'un défaut DC, l'interrupteur s'ouvre, et un arc apparaît à ses bornes. Les fluctuations de la tension d'arc interagissent avec le circuit LC ce qui permet de faire osciller le courant. Lorsque les oscillations dépassent le courant continu de défaut, le disjoncteur coupe le défaut (20 ms). La tension de capacité continue d'augmenter, et le varistor permet de limiter cette tension et force l'énergie à se dissiper dans le reste du circuit.

Un dimensionnement de disjoncteur statique à base d'éléments à commutations contrôlés (type IGBT) est proposé en figure 2.1(b). Lors d'un défaut DC, l'interrupteur est ouvert et le courant transite dans la diode de retour et se dissipe dans la résistance en série :  $R_{dissipation}$ . Le dimensionnement de ce disjoncteur est explicité en Annexe C.

## 2.3 Architectures électrotechniques pour fermes éoliennes offshore : analyse de l'existant

Une ferme éolienne offshore 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 plate-forme offshore. Un cluster correspond donc à des puissances importantes (dizaines de MW). Une ferme éolienne est ainsi constituée de plusieurs clusters qui sont connectés à une plate-forme 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. Plusieurs études ont cherché à optimiser les topologies de fermes éoliennes ou hydroliennes offshore.

Des algorithmes génétiques permettent d'optimiser les configurations des parcs selon différents paramètres [LIDO-08], comme les pertes ou les coûts. Ces algorithmes sont principalement utilisés pour des cas de connexions où le nombre d'éoliennes est important. D'autres études cherchent à optimiser la fiabilité des systèmes en prenant en compte, par exemple, les coûts supplémentaires induits par les redondances. M.Q. Lee [LEEL-09] cherche l'architecture optimale des clusters pour le réseau local d'un parc hydrolien : chaque cluster comporte 5 hydroliennes de 1 MW. Plusieurs architectures sont comparées avec prise en compte des coûts des câbles, des disjoncteurs, des fusibles ; l'indisponibilité de l'énergie et les pertes globales. Il en retire le schéma optimal qui a le coût le plus faible sur la durée de vie de 20 ans, compromis de la fiabilité, de l'investissement de départ et des pertes.

En 2012, toutes les fermes éoliennes offshore ont un réseau de distribution en AC (Ch. 1,

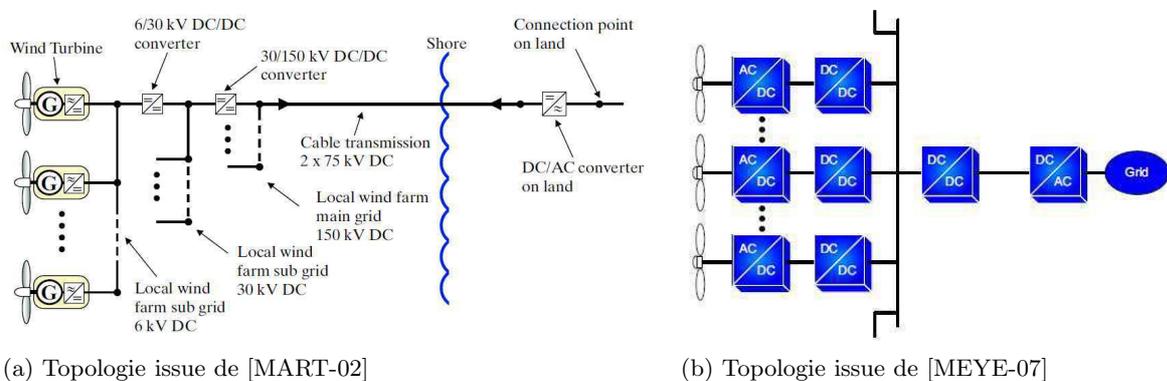


FIGURE 2.2 – Topologies DC à 3 niveaux de tensions pour des fermes éoliennes offshore

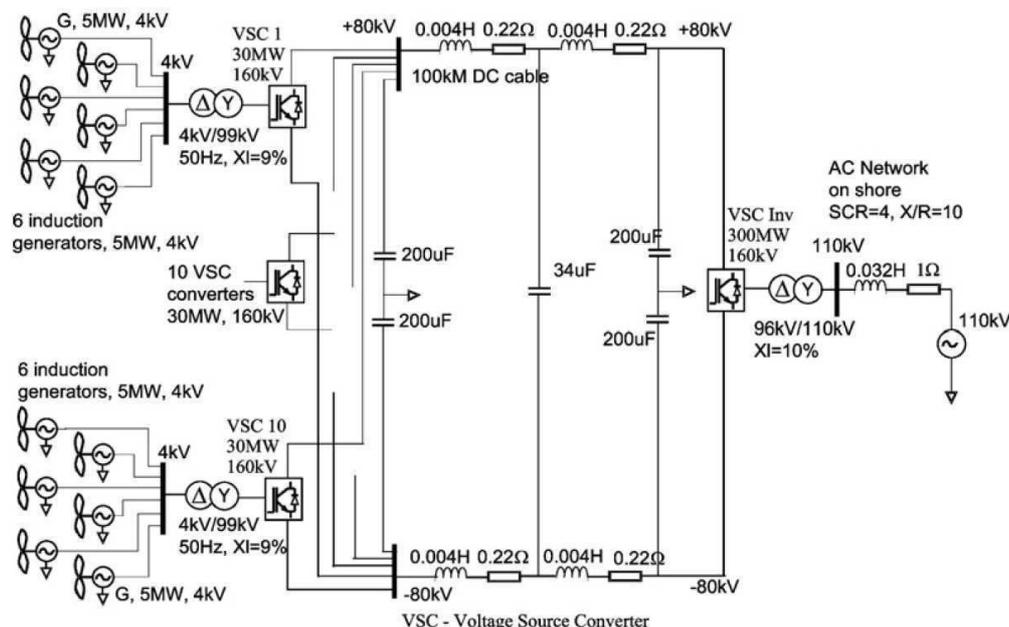


FIGURE 2.3 – Topologie de ferme DC développée dans [JOVC-09]

tableau 1.3). Plusieurs schémas ont été décrits dans la littérature concernant des topologies innovantes de fermes éoliennes interconnectées en DC. Ils reprennent par exemple le même principe qu'en AC avec des connexions parallèles des sources sur différents niveaux de tensions, chaque étage en tension étant séparé par un ou plusieurs convertisseurs. Ainsi des réseaux à deux ou trois niveaux de tensions sont proposés dans [MART-02], [MEYE-07] ou [ZHAN-10], et sont représentés sur la figure 2.2. Ces exemples de structures inspirent les topologies considérées dans la suite du chapitre.

Un autre type d'association consiste à rassembler les éoliennes par cluster directement en sortie de génératrice et de les relier à un convertisseur commun (figure 2.3). Les groupes sont alors reliés en parallèle par un transformateur et un convertisseur sur le même bus HVDC. Chaque groupement d'éoliennes fonctionne à la même vitesse, qui peut être variable. L'auteur estime que quatre génératrices dans un environnement similaire n'auront que peu de différences de vent, et que l'extraction de puissance, bien que non optimale n'en sera que très peu réduite. Jovic propose ainsi deux topologies pour une ferme de 200 MW et 300 MW [JOVC-06], [JOVC-09]. La topologie n'est pas entièrement DC en continu car il existe des réseaux de distribution AC à 4 kV au niveau des éoliennes.

Malgré les coûts engendrés par l'implantation d'une plate-forme offshore en mer, la structure comporte certains avantages d'un point de vue industriel :

- cela peut permettre une future intégration plus facile dans un réseau multi-terminal, ou la connexion d'un autre parc éolien.
- Il existe des points de connexions sur la plate-forme permettant de connecter un grand

nombre de câbles. Par conséquent, le nombre de clusters éoliens peut être important et ceci améliore la disponibilité de la ferme éolienne.

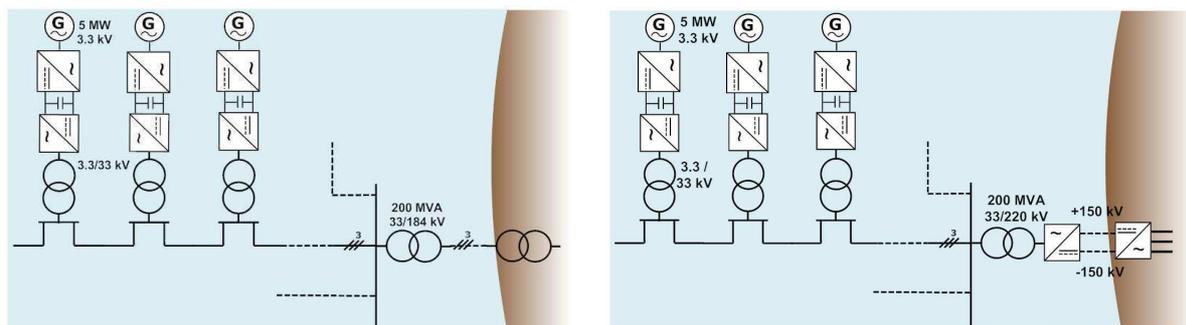
- Une plate-forme offshore rend beaucoup plus accessibles les éoliennes grâce à l'héliport par exemple, et donc leurs maintenances, augmentant la disponibilité de la ferme.

Pour mieux comparer les différentes architectures de fermes offshore, un cas d'étude de ferme éolienne est défini dans le paragraphe suivant.

## 2.4 Solutions de référence 1 et 2 : liaisons HVAC ou HVDC avec un réseau de distribution AC

Le cas d'étude commun aux six architectures proposées dans ce chapitre est une ferme de 200 MW comprenant 40 éoliennes de 5 MW, située à 100 km de distance du point de connexion onshore car de nombreux projets éoliens offshore ont une puissance supérieure à 100 MW en 2012 (Ch. 1, tableau 1.3). Plusieurs topologies de connexions sont proposées, dont tout d'abord des solutions de références existantes en 2012 afin de les comparer avec les solutions innovantes proposées. Les 40 éoliennes sont réparties sur un quadrilatère et chaque éolienne est distante de 7 à 8 fois le diamètre du rotor soit entre 900 et 1000 mètres pour des éoliennes de 5 MW (rotor de 115 mètres environ) pour éviter des turbulences entre chaque éolienne. Par conséquent le parc étudié mesure 7 km par 4 km environ.

La figure 2.4 présente les schémas des deux solutions de références. Dans les deux cas, chaque machine synchrone est connectée au travers de deux convertisseurs connectés par le même bus continu (AC-DC puis DC-AC), puis à un transformateur qui augmente la tension à un niveau convenable pour le transport de la distribution et assure l'isolation galvanique. Le premier convertisseur contrôle la machine (couple électrique) et le deuxième maintient la tension du bus continu entre les deux convertisseurs et gère le réactif fourni sur le réseau de distribution. Les éoliennes sont alors connectées en parallèle sur le réseau 33 kV.



(a) Solution 1 : HVAC avec distribution AC

(b) Solution 2 : HVDC avec distribution AC

FIGURE 2.4 – Solutions de références pour la topologie éolienne offshore

Les éoliennes étant réparties uniformément sur un quadrilatère, il convient de chercher à optimiser la longueur de câble utilisée en fonction du nombre d'éoliennes connectées dans le même cluster. Pour cela des algorithmes d'optimisation existent comme cité précédemment.

Dans le cas d'étude présent, le nombre maximal d'éoliennes dans chaque cluster est défini à 5. Une optimisation de la longueur des câbles de la ferme, plus particulièrement la dernière portion de câble de chaque cluster transportant le maximum de puissance donne alors le schéma représenté sur la figure 2.5. La section des câbles augmente avec le courant transité toutes les deux éoliennes pour ne pas avoir trop de câbles de sections différentes (trois sections par cluster). Le choix du matériau utilisé pour les câbles offshore est le cuivre car ce matériau est plus malléable que l'aluminium et peut donc être plus facilement transporté sur des bateaux. Les sections des câbles sont choisies pour respecter une densité de courant décroissante de manière non linéaire en fonction de la section, par exemple 3 A/mm<sup>2</sup> pour du cuivre pour une section de 50 mm<sup>2</sup> et 1 A/mm<sup>2</sup> pour 2000 mm<sup>2</sup> (sources industrielles, [BRUG-09]).

Les génératrices sont en moyenne tension 3,3 kV et le bus DC en sortie du convertisseur connecté à la machine est à 5 kV. La ferme étant connectée en cluster de 5 éoliennes, il y a donc 8 clusters reliés à la plate-forme offshore par un réseau de distribution 33 kV (tension conventionnelle pour les câbles de fermes offshore, voir le tableau 1.3 du chapitre 1). La plate-forme offshore contient principalement les transformateurs permettant de ré-augmenter la tension à un niveau plus élevé pour la transmission au continent mais aussi les systèmes de conversion d'énergie VSC à base d'IGBTs pour la HVDC, les filtres, les refroidissements et les protections. La liaison HVAC pour la solution 1 a une tension phase-phase de 184 kV qui correspond au même niveau d'isolation que la ligne HVDC à  $\pm 150$  kV de la solution 2. Sur terre, un autre poste similaire à la plate-forme offshore permet de réadapter la tension au réseau terrestre.

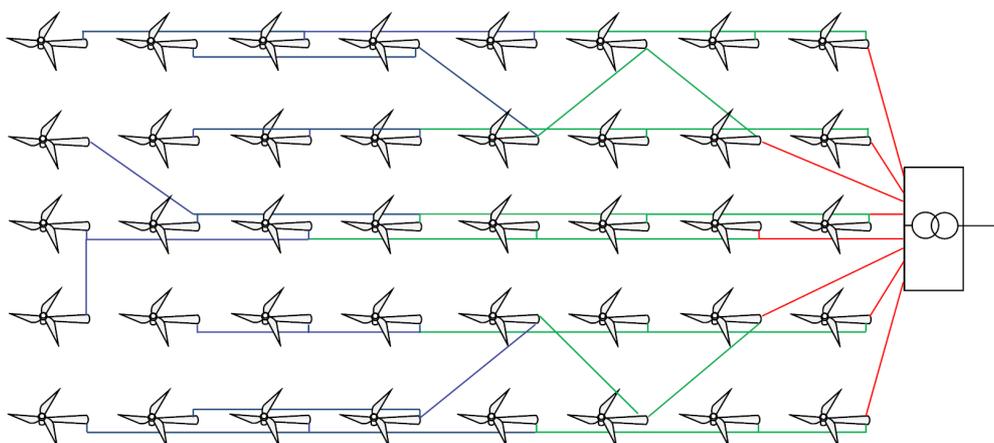


FIGURE 2.5 – Connectique du réseau AC pour les solutions 1 et 2. Légende : en bleu les câbles triphasés AC 33 kV de 3x35 mm<sup>2</sup>. En vert les câbles de 3x120 mm<sup>2</sup> et en rouge les câbles de 3x185 mm<sup>2</sup>.

Le parc représenté sur la figure 2.5 a donc des câbles de longueurs suivantes : 22 km de 3x35 mm<sup>2</sup>, 25 km de 3x120 mm<sup>2</sup> et 13 km de 3x185 mm<sup>2</sup>. La solution présentée existe, et est utilisée pour la plupart des fermes éoliennes offshore à faibles distances du continent.

La deuxième topologie est préférée pour des fermes éoliennes à distances élevées du continent avec pour exemple la ferme éolienne BARD offshore à 200 km de distance. De plus elle comporte

tous les avantages liés aux HVDC : gestion des flux de puissances active et réactive, pertes, ...

## 2.5 Solutions en courant continu

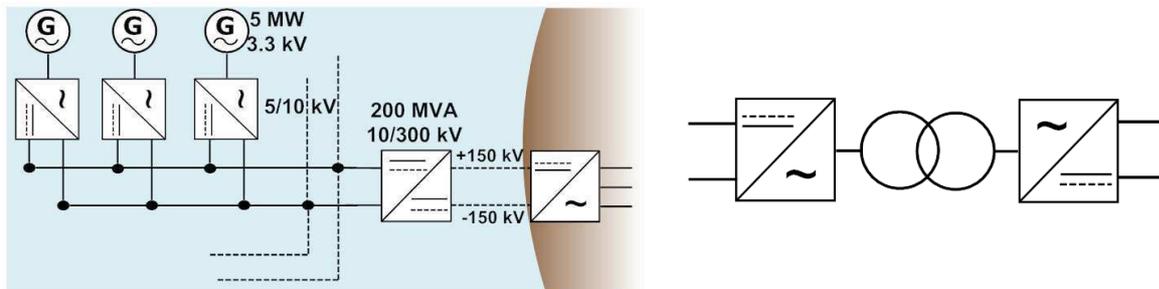
Les solutions proposées dans ce paragraphe utilisent en plus de la liaison HVDC, un réseau de distribution en courant continu ce qui n'existe pas à ce jour (2012). L'association réseau de distribution DC et HVAC n'est pas étudié car la ferme est supposée être à une distance supérieure à 100 km et la première solution ne sert que de base de calcul.

### 2.5.1 Solution 3 : liaison HVDC avec réseau de distribution en LVDC (*Low Voltage*)

La solution 3 représentée sur la figure 2.6(a) s'inspire de la littérature [MEYE-07] et [MAX-09]. Chaque turbine est connectée à un redresseur qui contrôle le couple de la turbine comme dans les solutions précédentes. Toutes les turbines sont alors connectées à un même bus DC à 10 kV car un onduleur type 3 niveaux NPC peut moduler la tension DC selon la formule approchée suivante :

$$U_{DC} = \frac{U_{AC} \cdot \sqrt{2}}{m} \quad (2.1)$$

en prenant en compte une MLI sinus et  $m$  l'indice de modulation compris entre 0 et 1. Pour rester commandable en courant, cet indice ne doit pas être inférieur à 0,3. Ainsi si  $m = 0,47$ , pour  $U_{AC} = 3,3$  kV alors  $U_{DC} = 10$  kV.



(a) Solution 3 : HVDC avec distribution DC basse tension (b) Convertisseur DC-DC explicité

FIGURE 2.6 – Solutions 3 pour la topologie éolienne offshore et topologie du convertisseur DC-DC

Le bus DC est connecté à une plate-forme offshore comprenant un convertisseur DC-DC pour réaliser la connexion avec la liaison HVDC. La technologie du convertisseur DC-DC n'est pas déterminée dans le cas d'étude, et sera précisée dans le chapitre 3. Cependant le design qui semble le plus adapté est celui représenté figure 2.6(b). L'association onduleur monophasé ou triphasé, transformateur à fréquence standard ou élevée et redresseur (à diode ou entièrement commandé) permet de réaliser la conversion DC-DC. Pour les niveaux de puissances mis en jeux, et le gain en tension, un hacheur élévateur ne conviendrait pas car la topologie proposée a l'avantage d'assurer un isolement galvanique et l'augmentation de tension est réalisée par le transformateur (peu de pertes). L'utilisation d'un hacheur engendre de nombreuses contraintes

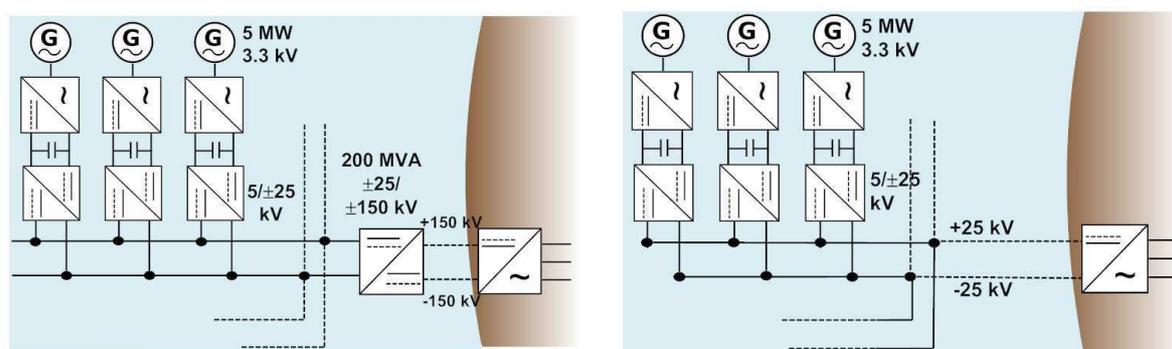
sur les composants de puissances et l'inductance de lissage amène des coûts et des pertes importants (voir chapitre 3, §3.3 pour plus de détails).

L'avantage de la solution 3 est le nombre de composants réduits du fait de la suppression des convertisseurs DC-DC pour chaque éolienne. Cependant la basse tension entraîne des pertes conséquentes dans le réseau de distribution, car les courants sont alors élevés et de ce fait la section des câbles est aussi très importante. Une solution serait d'utiliser des génératrices éoliennes avec une tension plus élevée que 3,3 kV en sortie triphasée. Dans [MEYE-07] et [MURA-09], des génératrices haute-tension (respectivement 6,6 et 13,8 kV) sont par exemple utilisées. Dans cette étude il a été décidé de prendre des génératrices à 3,3 kV beaucoup plus utilisées dans le monde industriel et impliquant des distances et des épaisseurs d'isolement moins contraignantes.

La solution proposée dans ce chapitre a été retenue par GE Energy pour la ferme hydrolienne de 8 MW de Paimpol [ABON-08]. Elle se justifie par la faible puissance mise en jeu et la faible distance ( $< 10$  m) séparant les redresseurs et le convertisseur DC-DC de la plate-forme car toute l'électronique de puissance est rassemblée dans la même plate-forme sous-marine.

### 2.5.2 Solution 4 : liaison HVDC avec réseau de distribution en MVDC (*Medium Voltage*)

La solution 4 est représentée sur la figure 2.7(a). Pour cette topologie chaque redresseur en sortie de génératrice est connecté à un convertisseur DC-DC qui permet d'augmenter la tension à un niveau de  $\pm 25$  kV. La topologie du convertisseur est la même que pour celui de la plate-forme représentée figure 2.6(b). La solution 4 ressemble le plus à ce qui est réalisé pour les distributions en AC (solutions 1 et 2) car les éoliennes sont connectées en parallèle sur un réseau de distribution DC avec des niveaux de tension équivalents à l'AC.



(a) Solution 4 : HVDC avec distribution DC moyenne tension (b) Solution 5 : Distribution DC moyenne tension

FIGURE 2.7 – Solutions 4 et 5 pour la topologie éolienne offshore

### 2.5.3 Solution 5 : réseau de distribution en MVDC

La solution 5 cherche à supprimer la plate-forme offshore en connectant directement le réseau de distribution au continent. Le choix entre une tension  $\pm 50$  kV plutôt que  $\pm 25$  kV comme dans la solution précédente comporte plusieurs avantages :

- les pertes et les sections de câbles sont diminuées à 100 kV.

Mais la solution comporte aussi des inconvénients :

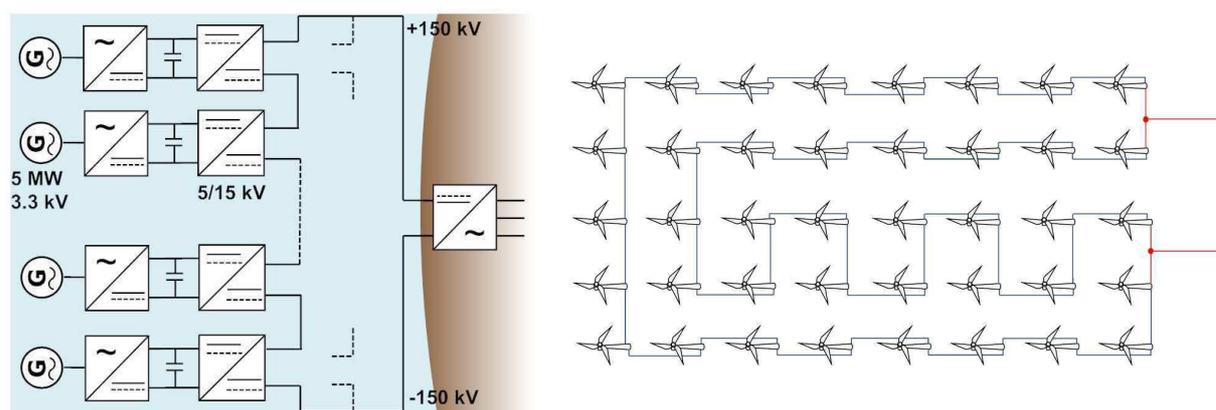
- chaque convertisseur DC-DC éolien augmenterait la tension de 5 kV à 100 kV et 5 MW sous une tension de 100 kV donne un courant de 50 A, ce qui est mal dimensionné pour les composants standards du marché (IGBT 2500 V, 2500 A). A  $\pm 25$  kV, le courant est de 100 A, ce qui n'est toujours pas optimal, mais la tension étant divisée par deux, le nombre de composants l'est aussi.
- Les composants requièrent des équipements d'isolation onéreux et encombrants à 100 kV.
- Les coûts des câbles à 100 kV sont plus importants qu'à 50 kV, du fait de l'isolation, ce qui peut annuler le gain de la section de cuivre diminuée.

Compte tenu de ces arguments, la tension de distribution sera alors limitée à  $\pm 25$  kV pour la comparaison d'architectures. La solution 5, représentée figure 2.7(b) a donc le même réseau de distribution que la topologie 4 en  $\pm 25$  kV DC et il n'y a pas de remontée de tension par une plate-forme offshore : la liaison au continent se fait donc par un bus DC  $\pm 25$  kV.

### 2.5.4 Solution 6 : réseau de distribution avec connexion série HVDC

Une dernière alternative, imaginée par Lundberg [LUND-06] et reprise dans [GARC-09] et [VEIL-09], consiste à relier les éoliennes avec leurs convertisseurs DC-DC en série afin d'augmenter la tension DC : il n'y a donc pas de station offshore. La solution avec un ou plusieurs clusters est représentée sur la figure 2.8(a). La connexion des éoliennes du parc est alors modifiée (figure 2.8(b)) : pour connecter 40 éoliennes à un niveau de  $\pm 150$  kV par exemple, deux clusters de 20 éoliennes doivent être reliés avec une tension de 15 kV en sortie de convertisseur DC-DC pour chaque éolienne. Des contraintes apparaissent alors : chaque éolienne d'un cluster doit fournir le même courant et la somme des tensions d'un cluster doit être égale à l'autre cluster.

Cette structure a l'avantage (prix diminué) mais aussi l'inconvénient (maintenance plus difficile) de ne pas avoir de plate-forme offshore. Les convertisseurs DC-DC ont un rapport primaire/secondaire de 5-15 kV, d'où un dimensionnement différent comparé aux solutions précédentes même si la puissance est identique et donc le coût global équivalent. Cependant chaque éolienne et ses convertisseurs associés doivent être isolés pour les cas de défaut à la tension la plus élevée (soit 150 kV pour cette architecture) d'où un encombrement-surcoût non négligeable pour chaque éolienne. Les contraintes courants/tensions sont aussi un inconvénient majeur de cette structure car la disponibilité en est alors amoindrie (voir §2.6.3.1) et le contrôle est plus complexe. Des services systèmes seront donc plus difficiles à réaliser dans ce contexte.



(a) Solution 6 : connexion en série des convertisseurs

(b) Connectique du réseau DC pour la solution 6

FIGURE 2.8 – Solution 6 : distribution avec connexion série

## 2.6 Comparaison des solutions

### 2.6.1 Coûts des câbles

Le coût des câbles est un des plus important en considérant des puissances supérieures à 100 MW et des distances au continent supérieures à 100 km pour une ferme éolienne offshore. Il est intéressant de définir, pour chaque topologie, le poids en cuivre des câbles directement corrélé au prix total des câbles. Pour cela, les câbles utilisés avec les sections utiles sont définis pour chaque topologie dans le tableau 2.1 selon des normes en vigueur [CEI-06] et des données industrielles [ABB-06].

Afin de minimiser le volume de cuivre total pour la topologie 3, les câbles augmentent de section entre chaque éolienne, contrairement aux autres topologies où la section n'augmentait que toute les deux éoliennes (minimisation du nombre de câbles différents).

Il ressort de cette étude que les solutions à base de HVDC (2, 3, 4 et 6) demandent moins de cuivre : 535 tonnes contre 803 tonnes pour la HVAC. La solution 5 requière une matière première conséquente pour la MVDC qui fait office de transport au continent (5300 tonnes) et la solution 3 pour son réseau de distribution basse tension (911 tonnes), ce qui rend ces deux solutions trop coûteuses. La solution 6 paraît la plus intéressante d'un point de vue matière, car demandant 2,7 fois moins de cuivre pour la distribution que les solutions 1 et 2, et 2 fois moins de cuivre que la solution 4. La solution 4 est aussi intéressante car demandant moins de cuivre qu'une solution avec une distribution en AC (solutions 1 et 2).

Lors d'une étude économique plus complète, les coûts des câbles bien qu'importants ne sont pas les seuls prépondérants à entrer en compte mais aussi ceux de la plate-forme offshore. Ainsi la solution 5 peut être préférable selon la distance de la ferme à la station onshore comparée à la solution 4. Pour le cas d'étude à 100 km, la solution 4 est préférable, mais si la distance était plus faible, les résultats pourraient être inversés.

Sol.	HV				Distribution				
	Type	Courant par pôle [A]	Sections câbles [mm <sup>2</sup> ]	Poids cuivre [tonnes]	Type	Courant par pôle [A]	Section câbles [mm <sup>2</sup> ]	Longueur [km]	Poids cuivre [tonnes]
1	HVAC 184 kV	628	3x300	803	AC 33 kV	< 180	3x35	22	21
						< 350	3x120	25	80
						< 450	3x185	13	65
						<b>Total</b>		<b>60</b>	<b>166</b>
2	HVDC ±150 kV	666	2x300	535	AC 33 kV	< 180	3x35	22	21
						< 350	3x120	25	80
						< 450	3x185	13	65
						<b>Total</b>		<b>60</b>	<b>166</b>
3	HVDC ±150 kV	666	2x300	535	DC ±5 kV	< 500	2x185	11	37
						< 1000	4x185	11	70
						< 1500	4x400	13	190
						< 2000	4x630	12	260
						< 2500	6x500	13	354
						<b>Total</b>		<b>60</b>	<b>911</b>
4	HVDC ±150 kV	666	2x300	535	DC ±25 kV	< 200	2x50	22	19
						< 400	2x120	25	53
						< 500	2x185	13	44
						<b>Total</b>		<b>60</b>	<b>116</b>
5	HVDC ±25 kV	4000	6x1000	5300	DC ±25 kV	Idem sol. 4	Idem sol. 4	60	116
6	HVDC ±150 kV	666	2x300	535	DC variable	< 333	2x95	36	61

TABLEAU 2.1 – Définition des câbles utilisés pour les différentes topologies comparées,  $\rho_{cuivre} = 8760 \text{ kg.m}^3$

## 2.6.2 Pertes des topologies

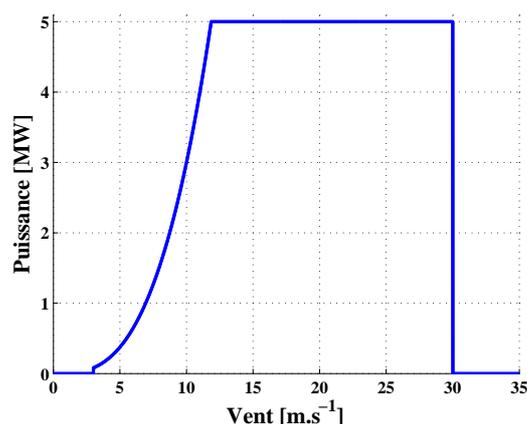
Les pertes de chaque topologie à partir de la sortie de génératrice électrique jusqu'au raccordement sur terre vont être estimées dans ce paragraphe.

### 2.6.2.1 Modélisation du vent dans le parc éolien

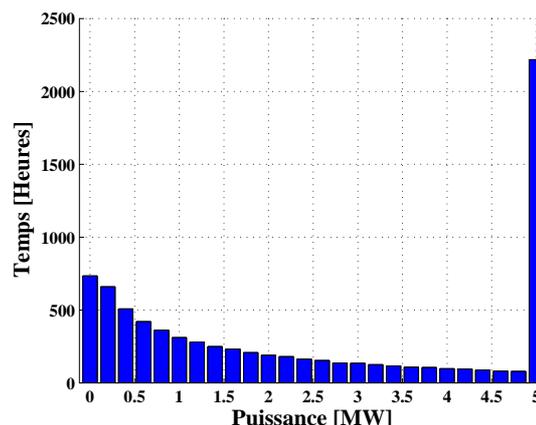
Une éolienne ne produit pas sa puissance nominale constamment sur un an. La répartition de probabilité du vent sur un cycle de fonctionnement d'un an peut être représenté grâce à une courbe qui suit la loi de Weibull suivante [MAX-09] :

$$f(v) = \frac{\pi \cdot v}{2 \cdot \bar{v}^2} \cdot \exp\left(-\frac{\pi \cdot v^2}{4 \cdot \bar{v}^2}\right) \quad (2.2)$$

avec  $v$  le vent en  $\text{m.s}^{-1}$  et  $\bar{v}$  le vent moyen ( $9 \text{ m.s}^{-1}$  en offshore dans la Mer du Nord [EWEA-09-a]). La figure 2.9(a) présente la puissance produite par une éolienne de 5 MW en fonction du vent et la figure 2.9(b) la répartition en heures selon la puissance. D'après cette figure, l'éolienne fonctionne à puissance nominale durant 2200 heures et ne fonctionne pas durant 820 heures. Le facteur de capacité est de 40 %, ce qui signifie qu'en moyenne l'éolienne



(a) Puissance de l'éolienne en fonction du vent



(b) Répartition des puissances sur un an de fonctionnement

FIGURE 2.9 – Modélisation des puissances d'une éolienne de 5 MW

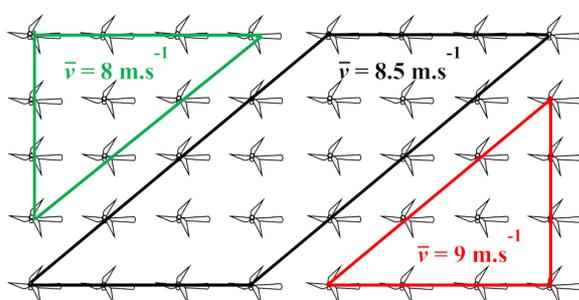
fonctionne à  $0,4 \times 5 \text{ MW} = 2 \text{ MW}$ .

Une méthode valable pour tout type de ferme de production d'énergie (offshore ou onshore) est utilisée pour évaluer les pertes et prenant en compte plusieurs paramètres.

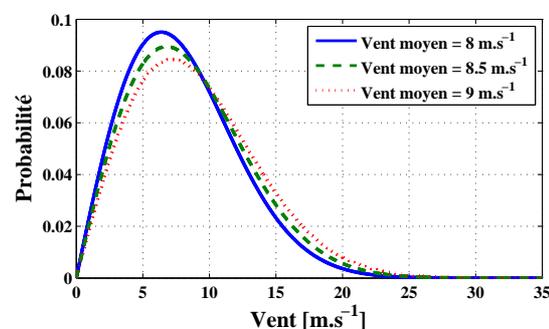
La ferme éolienne est divisée en 3 zones distinctes comme représenté figure 2.10(a). Dans chaque zone, la distribution de vent peut être représentée par une distribution de Weibull et les fonctions de probabilités associées à chaque zone de vent sont représentées sur la figure 2.10(b).

Dans l'exemple étudié, 10 éoliennes fonctionnent à un vent moyen de  $8 \text{ m.s}^{-1}$ , 20 éoliennes à  $8,5 \text{ m.s}^{-1}$  et 10 autres à  $9 \text{ m.s}^{-1}$ . De plus 3 scénarios de vents sont considérés pour représenter la corrélation du vent entre zones (pas entre les éoliennes d'une même zone) :

- le premier scénario considère 100 % de corrélation entre les différentes zones. Exemple : si le vent en zone 1 est de  $12 \text{ m.s}^{-1}$ , le vent en zone 2 est alors proportionnel à la zone 1 en prenant en compte la moyenne sur un an et donc  $v_{zone_2} = 12 \times 8,5/8 = 12,75 \text{ m.s}^{-1}$ .
- Le deuxième scénario est basé sur l'hypothèse que la corrélation suit une loi normale



(a) Définitions des zones de vent pour la ferme éolienne offshore de 200 MW



(b) Densités de probabilités du vent selon le vent moyen

FIGURE 2.10 – Définition des paramètres de définition du vent dans la ferme éolienne offshore

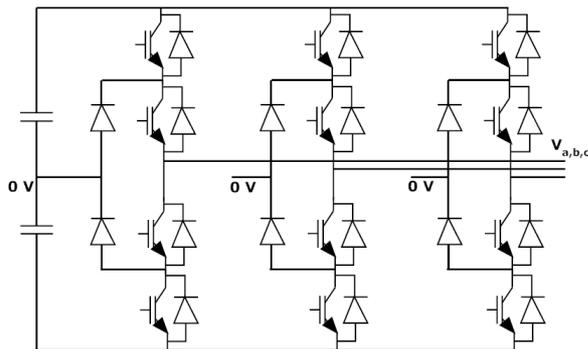
dans chaque zone [VALL-09]. Il considère un écart type de  $1 \text{ m.s}^{-1}$  pour les éoliennes des différentes zones.

- Le dernier scénario ne considère pas de corrélation entre les éoliennes, ce qui n'est possible que dans de grandes zones (10 km par 10 km) ou sur des fermes onshores où le vent peut varier fortement d'une zone à une autre.

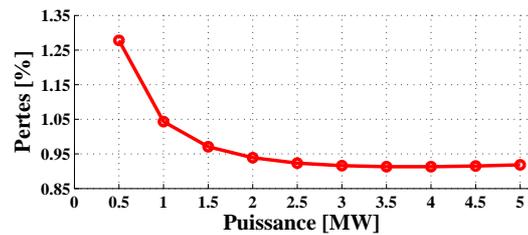
Le but est de définir la distribution de puissance de la ferme entière sur une longue période. En utilisant ces données, une simulation de Monte-Carlo est alors réalisée [BILL-94]. Cette méthode consiste à répéter un grand nombre de fois un événement en suivant une loi de répartition définie afin de mesurer la probabilité qu'un événement arrive.

### 2.6.2.2 Définition des pertes dans le redresseur actif 5 MW - 3,3 kV AC / 5 kV DC

Les pertes dans le convertisseur actif AC-DC 5 MW sont calculées pour un redresseur 3 niveaux entièrement commandé type NPC représenté figure 2.11(a). Le logiciel CATI, développé par GE Energy pour calculer les pertes dans les semi-conducteurs (IGBTs et diodes) des onduleurs de la gamme MV7000, est utilisé à cet effet. L'outil a pour paramètres principaux : la tension DC (5000 V), la tension AC (3300 V), la fréquence fondamentale (50 Hz), la fréquence de commutation (2000 Hz), le facteur de puissance  $\cos(\phi) = 1$  et l'indice de modulation. D'autres paramètres comme les débits de liquide refroidissants ou les températures admissibles sont aussi intégrés. Les résultats obtenus sont représentés figure 2.11(b) et les pertes moyennées en fonction du temps de fonctionnement (figure 2.9(b)) sont de 0,99 %.



(a) Redresseur NPC 3 niveaux



(b) Pertes en % d'un redresseur NPC en fonction de la puissance transitée

FIGURE 2.11 – Redresseur NPC et pertes associées

Le logiciel CATI permet de définir précisément les pertes dans un convertisseur issu des produits standard de GE, mais les autres convertisseurs de la topologie n'existent pas et il faut alors estimer leurs pertes d'une autre manière.

### 2.6.2.3 Définitions des pertes et incertitudes sur les différents éléments de puissance de la ferme

Des rendements linéaires selon la puissance sont définis pour les différents éléments de puissance de la ferme. Plus la puissance considérée est élevée, meilleur est le rendement, les valeurs choisies proviennent de sources industrielles et de la littérature. Une incertitude sur chaque valeur est alors définie pour permettre de donner les incertitudes globales pour chaque topologie (tableau 2.2). Ces incertitudes sont estimées (0,5 % pour un rendement de 99 % et  $1 - (0,5 \times 0,5 \times 0,5) = 0,87$  % pour trois éléments en série) et traduisent les variations qu'il est possible de rencontrer selon le nombre de paramètres influents sur les pertes. Elles sont modélisées suivant une loi normale et permettent de comparer plus globalement les différentes topologies.

Eléments de puissance	Rendement selon la puissance [%]	Incertitude [%]
Redresseur/onduleur actif 5 MVA	98,7 - 99,1	0,5
Transformateur 5/33 kV 5 MVA	99 - 99,2	0,5
Transformateur 33/184 kV 200 MVA	99,2 - 99,5	0,25
Redresseur/onduleur actif 200 MVA	96,5 - 97,5	1
Convertisseur DC/DC 5 MVA et 200 MVA	98 - 98,5	0,87

TABLEAU 2.2 – Pertes et incertitudes sur les différents éléments de puissance des fermes éoliennes

### 2.6.2.4 Définition des pertes dans les câbles

Les pertes Joules dans les câbles sont approchées par la formule  $P_{joules} = \alpha \cdot R \cdot I^2$ ,  $\alpha$  étant le nombre de câbles et  $I$  le courant dans le câble. La résistance du cuivre  $R = (\rho \cdot l)/S$  a sa résistivité qui dépend de la température du câble :  $\rho = \rho_{20} \cdot (1 + K_{20} \cdot (\theta - 20))$ , avec  $\rho_{20}$  la résistivité à 20°C,  $\theta$  la température d'échauffement du câble (considérée à 90°C dans les calculs) et  $K_{20} = 0,004$  pour le cuivre, un coefficient empirique représentant l'augmentation de la résistance selon la température.

### 2.6.2.5 Algorithme pour le calcul de pertes

L'algorithme utilisé pour définir les pertes est représenté figure 2.12. La méthode de Monte-Carlo consiste à réaliser  $n$  fois le même calcul mais avec différentes valeurs de vents aléatoires et en respectant la distribution de Weibull assignée par zones, et les modèles de corrélations. Dans l'étude, la simulation est réalisée  $n = 10000$  fois pour réduire l'erreur à un niveau non significatif ( $< 0,5$  %) avec un intervalle de confiance à 95 %.

La première étape de l'algorithme consiste à définir une valeur aléatoire de vitesse de vent en respectant la distribution cumulée de Weibull de la zone concernée. Les valeurs de vent des autres zones (2 à X) peuvent alors être corrélées à la première zone selon le scénario envisagé. Puis la puissance et les pertes correspondantes sont calculées pour chaque zone :  $P_{zone\_X}$ .

Chaque puissance est alors multipliée par le nombre d'éoliennes pour obtenir la puissance totale de la ferme et les pertes des liaisons HVAC et HVDC sont aussi calculées et stockées. Finalement, le programme s'arrête quand le nombre de simulation est atteint.

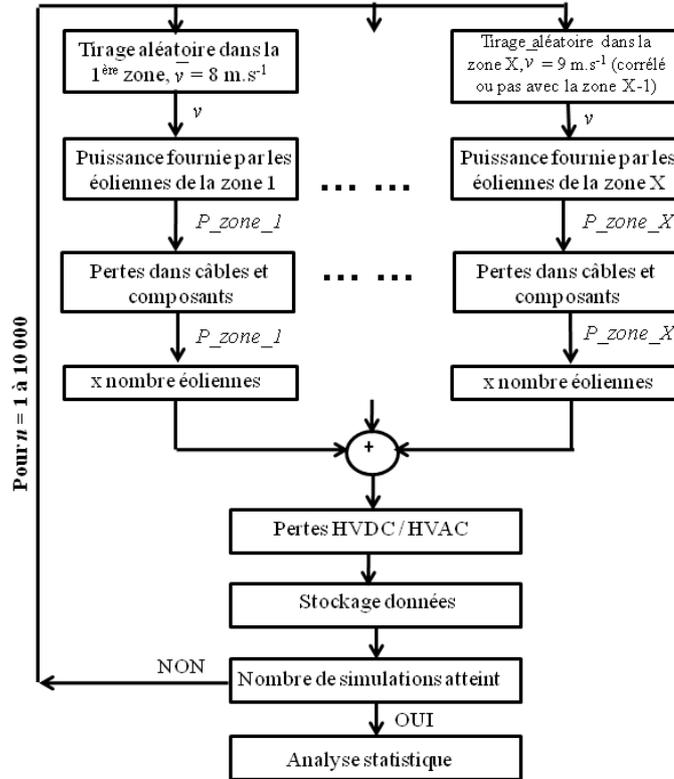


FIGURE 2.12 – Algorithme utilisé pour le calcul des pertes

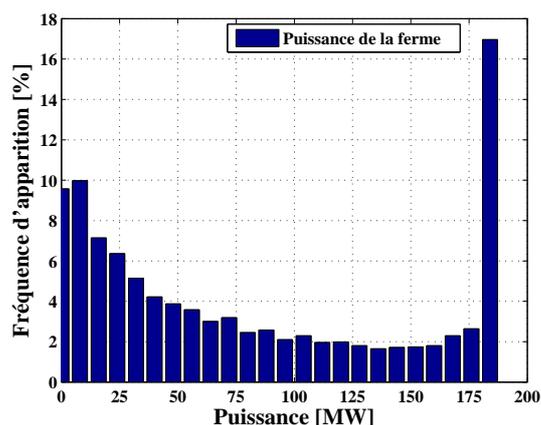
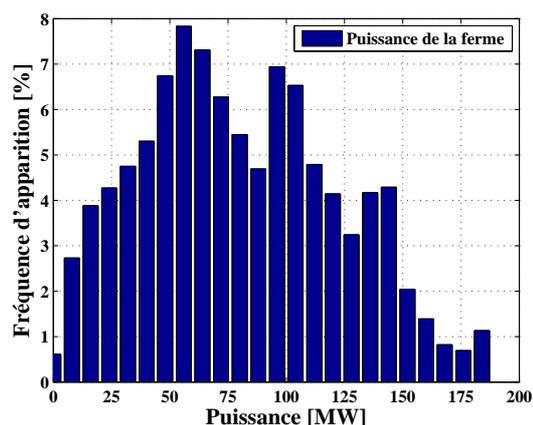
### 2.6.2.6 Pertes pour les différentes topologies

La figure 2.13(a) représente la fréquence d'apparition de différents niveaux de puissances de la ferme éolienne en considérant un vent corrélé avec une distribution normale à  $1 \text{ m.s}^{-1}$  (scénario 2). L'interprétation des résultats est que 3,8 % du temps, la ferme produit entre 43 et 50 MW et que la pleine puissance n'est jamais atteinte du fait des pertes. Le nombre de classes  $N$  (c'est à dire de catégories pour l'échelle de puissance) a été choisi selon la loi de Yule :

$$N = 2,5 \cdot \sqrt[4]{n} \tag{2.3}$$

avec  $n$  le nombre d'échantillons. Dans l'exemple considéré, le calcul donne  $N = 2,5 \cdot \sqrt[4]{10000} = 25$ .

Si le scénario de corrélation est le premier (vent corrélé à 100 % avec les autres zones), les résultats sont quasiment les mêmes (différence < 1 %) car l'écart-type est de  $1 \text{ m.s}^{-1}$ , ce qui n'est pas suffisant pour influencer les résultats. La figure 2.13(b) représente la distribution quand il n'y a pas de corrélation sur le vent (scénario 3) ; la différence entre les deux distributions peut ainsi être observée. Le premier modèle qui considère un modèle de vent réaliste est proche

(a) Vent corrélé à 1 m.s<sup>-1</sup>

(b) Vent non corrélé

FIGURE 2.13 – Fréquence d'apparition des puissances de la ferme éolienne pour la solution 1 avec deux scénarios de vent

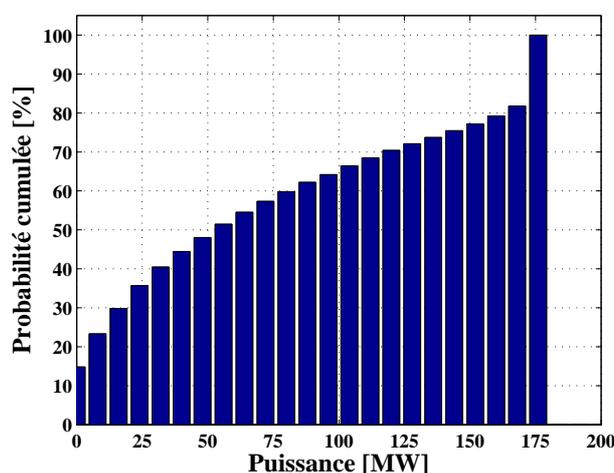


FIGURE 2.14 – Probabilité cumulée pour la puissance de la ferme. Calculs réalisés pour la solution 1 avec un vent corrélé à  $\sigma = 1 \text{ m.s}^{-1}$

de valeurs mesurées en offshore [SANN-06], mais le troisième scénario n'est approprié que pour des zones où le vent varie beaucoup sur des courtes distances (montagnes, ...).

La figure 2.14 donne le niveau de puissance le plus probable qu'une ferme va produire durant un laps de temps déterminé. Par exemple, la ferme produit entre 160 MW et 168 MW au moins  $100 - 80 = 20 \%$  du temps et la probabilité qu'elle produise au moins 40 MW est de 60 %. Ce calcul permet de donner la production de la ferme sur une durée donnée et est utilisée pour calculer les pertes globales.

La figure 2.15 représente les pertes avec les incertitudes pour chaque topologie. Quel que soit le modèle de corrélation, les résultats sont proches car les pertes ne varient pas énormément entre plusieurs scénarios. En effet, les rendements des convertisseurs et transformateurs sont

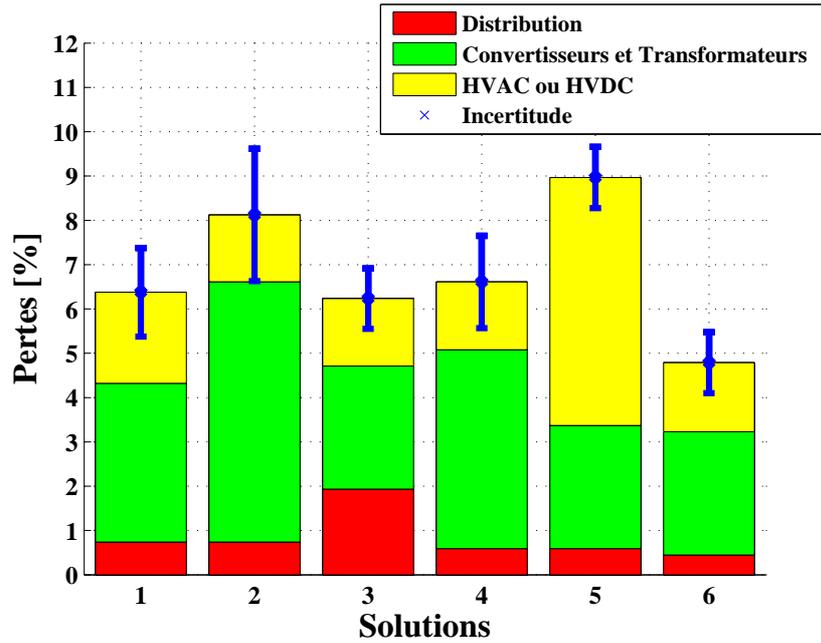


FIGURE 2.15 – Pertes et incertitudes pour les différentes topologies de fermes éoliennes. Légende : Solution 1 → HVAC + AC ; Solution 2 → HVDC + AC ; Solution 3 → HVDC + LVDC ; Solution 4 → HVDC + MVDC ; Solution 5 → MVDC seul ; Solution 6 → connexion série HVDC

faiblement corrélés à la puissance transitée.

L'incertitude représentée sur le graphe correspond à la définition de l'écart-type pour une distribution normale. Il est difficile de définir catégoriquement la meilleure topologie, cependant des tendances peuvent être observées :

- une ligne HVAC amène des pertes supérieures (2 %) à la ligne HVDC (1,5 %) à niveau de tension d'isolation identique (solutions 1 et 2). Ce résultat est cohérent avec les calculs réalisés dans le chapitre 1, §1.6.1.1.
- Une liaison HVDC à  $\pm 25$  kV sur 100 km (solution 5) amène des pertes plus élevées (5,5 %) que pour les topologies 2-3-4-6 avec un niveau de tension à  $\pm 150$  kV (1,5 %).
- La solution 3 avec une tension DC de 10 kV amène des pertes plus élevées au niveau de la distribution (2 %) que les autres topologies autour de 0,6 %.
- Pour les éléments de puissance (convertisseurs et transformateurs) associées aux solutions tout continu, l'étude révèle que la solution 4 en moyenne tension DC ( $\pm 25$  kV) amène plus de pertes (4,5 %) que les solutions 3, 5 et 6 (3 %).
- Les solutions 3, 4 et 6 avec un réseau entièrement DC sont plus intéressantes que la solution 2 avec un réseau de distribution AC et une liaison HVDC.

D'un point de vue global, les solutions avec un réseau entièrement DC les plus intéressantes en terme de pertes sont donc les solutions 3, 4 et 6.

### 2.6.3 Disponibilité des topologies

La recherche de fiabilité d'une structure électrotechnique est très importante surtout dans le domaine offshore où la fiabilité a une influence directe sur les coûts de maintenance et les pertes associées à un non fonctionnement. Le taux de disponibilité d'énergie d'une ferme éolienne est un critère qui permet de comparer des structures différentes. Celui-ci n'est pas le même que la fiabilité car il dépend du temps de réparation après défaut (MTTR : *Mean Time To Repair*), voir chapitre 1, §1.6.3.1.

Des calculs de disponibilité peuvent ainsi être réalisés pour donner l'architecture optimale d'un parc éolien : [SANN-06] et [LEEL-09] utilisent ces calculs pour donner la configuration optimale des clusters des fermes éoliennes. Si la fiabilité n'est pas prise en compte cela peut amener à des sur-estimations d'énergies très importantes. Un exemple sur 5 hydroliennes de 1 MW est donné dans [LEEL-09] : une sur-estimation de 0,16 MW de production sur 5 MW est calculée, soit 210 MWh par an à 15 % de facteur de charge.

Selon [TAVN-08], l'électronique de puissance est la cause principale des pannes et des pertes associées pour l'éolien offshore. Les multiplicateurs ne subissent pas de pannes excessives, par contre ils coûtent excessivement chers à remplacer (20 % du prix total de l'éolienne).

Les paramètres du calcul de disponibilité sont définis dans le tableau 2.3 [SANN-06]. Ces valeurs ont été moyennées à partir de la littérature et d'études statistiques réalisées en onshore et offshore [LYDI-10]. Le taux de panne de 1 par an pour une éolienne comprend tous les équipements tant mécaniques qu'électroniques d'une éolienne. Ce taux peut en fait être beaucoup plus élevé selon certaines études (jusqu'à 3 par an) mais il sera amené à diminuer dans les années à venir, surtout qu'il serait rédhibitoire pour une ferme offshore.

Composants	Taux de panne	MTTR [heures]
Eolienne	1/an	240
Redresseur et onduleur 5 MW	0,2/an	240
DC-DC ou VSC (200 MW)	0,5/an	72
DC-DC (5 MW)	0,5/an	240
Transformateur	0,1/an	240 (éolienne) et 72 (plate-forme)
Câbles	0,015/an/km	1440

TABLEAU 2.3 – Taux de pannes et MTTR des différents composants d'une ferme éolienne

Le temps estimé pour réparer un défaut dans une éolienne est de 10 jours à cause du contexte offshore, tandis qu'il est de 3 jours pour tout défaut dans la plate-forme offshore plus facile d'accès (hélicoptère). Les câbles étant sous-marins, le moindre défaut, bien que très rare, engendre une immobilisation de 60 jours.

Une simulation de Monte-Carlo est utilisée dans l'algorithme défini figure 2.16. Après définition d'une valeur aléatoire de vent selon la distribution de Weibull, la puissance de

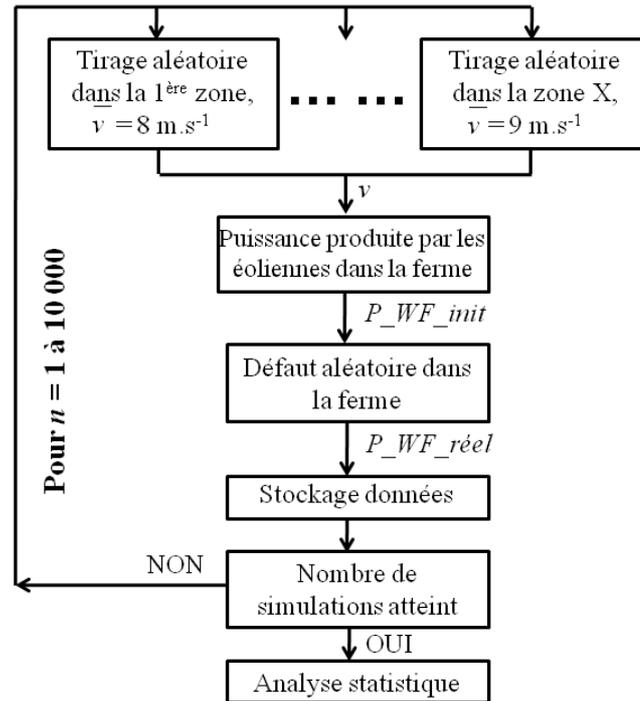


FIGURE 2.16 – Algorithme utilisé pour le calcul de disponibilité

la ferme est définie. Les défauts sont alors simulés en fonction de leur probabilité et d'une distribution suivant une loi Normale. Les puissances, avec et sans défauts, sont comparées dans le but de calculer la disponibilité de la ferme.

L'utilisation du MTTR utilise une notion séquentielle contrairement à la méthode de définition du vent et des défauts dans la ferme. Par exemple si la plate-forme est en défaut et ne fonctionne pas, les éoliennes sont déconnectées et ne peuvent donc pas tomber en panne ce qui n'est pas pris en compte dans le calcul. Cependant cette situation peut probable a un impact mineur sur les résultats, et l'utilisation des deux méthodes est rendu possible par le fait que la corrélation des défauts et des MTTR est négligeable sur le nombre de simulations réalisées et la durée de temps considérée (1 an).

Pour la topologie 6 : l'association en série des convertisseurs éoliens, la disponibilité doit prendre en compte les contraintes courants / tensions de l'architecture électrotechnique qui influent fortement sur les calculs.

### 2.6.3.1 Disponibilité pour la solution 6 : connexion série HVDC

Le problème de contrainte courant-tension de la topologie en série a été soulevé par [GARC-09], et un exemple simple permet de le définir. Deux clusters de 4 éoliennes sont représentés figure 2.17(a). Chaque éolienne produit 5 MW, sous une tension DC en sortie de convertisseur à  $U_{DC} = 10$  kV, et le courant est donc  $I_{DC} = 500$  A. Par hypothèse, le courant maximal admissible dans les câbles et composants est de 500 A, et il est supposé que la tension en sortie de la chaîne de conversion éolienne peut monter au maximum jusqu'à 10 kV.

Lors de la perte de production d'une éolienne, la ferme se retrouve dans la situation représentée sur la figure 2.17(b) : la tension du cluster a diminué jusqu'à 30 kV au lieu de 40 kV, et la puissance totale est de 30 MW disponibles contre 35 MW dans le cas idéal. La disponibilité est donc de  $30/35 = 86 \%$ .

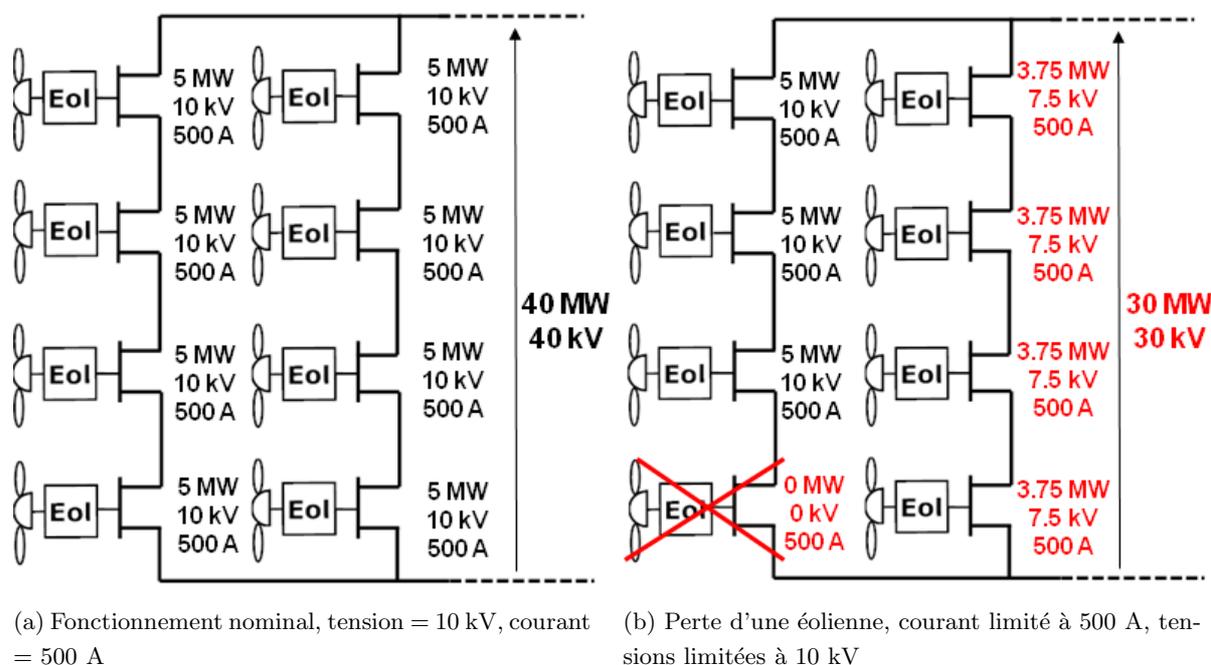


FIGURE 2.17 – Solution 6 en série HVDC : contraintes courants-tensions

Une optimisation de la disponibilité du parc éolien avec la topologie de connexion en série est réalisée afin de quantifier le problème évoqué précédemment. La première possibilité est de calculer théoriquement la disponibilité en se plaçant au point de fonctionnement nominal des éoliennes. Les variations des paramètres (tensions, courants) sont donnés en entrée du calcul, ainsi que les taux de pannes et les MTTR des différents composants. L'étape suivante consiste à chercher les probabilités des différents événements possibles : perdre une éolienne dans un cluster, en perdre deux dans deux clusters différents, ...

Sachant que la probabilité de panne pour une éolienne est de 4,6 %, la probabilité qu'aucune éolienne soit en panne dans un parc éolien de 40 éoliennes est définie par la formule suivante :

$$p(A) = (1 - p(B))^{n_1 - n_2} \cdot p(B)^{n_2} \cdot C_{n_1}^{n_2} \quad (2.4)$$

avec  $A$  l'événement « aucune éolienne n'est en panne dans la ferme »,  $B$  l'événement « une éolienne est en panne »,  $p(A)$  la probabilité que l'événement  $A$  arrive,  $n_1$  le nombre d'éoliennes dans la ferme correspondant à l'événement  $A$  (40 éoliennes dans l'exemple),  $n_2$  le nombre d'éoliennes correspondant à l'événement  $B$  (0 éoliennes dans l'exemple) et  $C_{n_1}^{n_2}$  la combinaison de  $n_2$  parmi  $n_1$ .

L'application numérique donne ainsi :  $p(A) = (1 - 0,046)^{40-0} \cdot (0,046)^0 \cdot C_{40}^0 = 15 \%$ , la probabilité qu'au moins une éolienne soit en panne dans la ferme est donc de 85 % ! D'autres probabilités plus complexes comme la probabilité qu'au moins deux éoliennes soient en panne ont été calculées et le résultat final donne la disponibilité du parc en fonction du nombre d'éoliennes et de clusters. L'agencement optimal (nombre clusters, nombre éoliennes) peut ainsi être déterminé comme représenté figure 2.18 : le meilleur agencement pour 40 éoliennes est donc de deux clusters avec une disponibilité de 88 %.

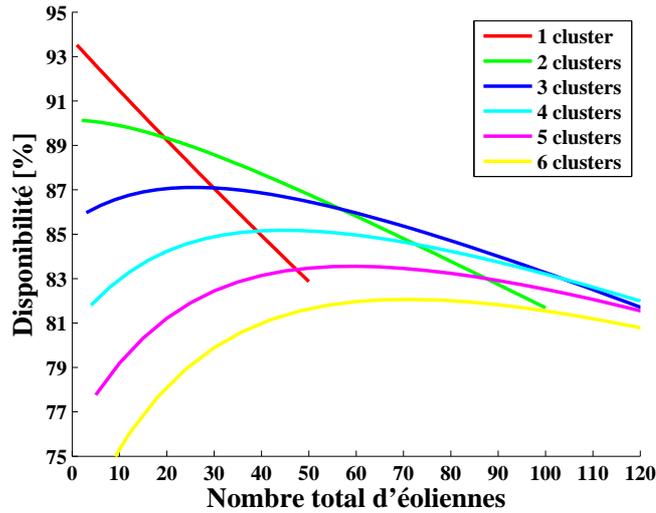


FIGURE 2.18 – Disponibilité théorique de la solution 6 en fonction du nombre d'éoliennes

Le calcul global de la disponibilité de la solution 6 est réalisé avec l'algorithme décrit figure 2.16. Le calcul précédent était réalisé sur un cas d'étude nominal : toutes les éoliennes fonctionnant à 5 MW, tandis que l'algorithme prend en compte les disparités de puissance dans la ferme et au cours du temps.

### 2.6.3.2 Disponibilité pour les différentes topologies éoliennes

Solution	1	2	3	4	5	6
Disponibilité [%]	95	95	96	94	95	<b>82</b>

TABEAU 2.4 – Disponibilité pour les différentes solutions

Les résultats des calculs de disponibilité effectués grâce à l'algorithme basé sur la méthode de Monte Carlo (figure 2.16), sont présentés dans le tableau 2.4. Les disponibilités des structures 1 à 5 sont très proches : autour de 95 % contrairement à la solution 6 : 82 %. Cela s'explique par la distribution de la disponibilité de la ferme qui est présentée figure 2.19. Cette distribution est différente d'une distribution normale et la puissance délivrée par la ferme peut être de 0 % car si deux câbles des deux clusters sont en défaut, la ferme ne produit plus aucune énergie.

Cependant des solutions sont réalisables pour améliorer la disponibilité totale de cette solution :

- la mise en place de marges sur les fluctuations de tensions-courants pour chaque convertisseur DC-DC. Par exemple en autorisant la tension à monter à 12 kV au lieu d'être limitée à 10 kV et de même pour le courant. Cela oblige à sur-dimensionner les convertisseurs et les câbles, ce qui apporte des coûts supplémentaires non négligeables.
- Une autre solution serait d'insérer un stockage en fin de cluster qui permettrait de faire le « tampon » entre deux clusters. Des études préliminaires ont démontré qu'il permettrait d'augmenter la disponibilité au même titre que la solution sur les marges, mais un dimensionnement optimal devrait être réalisé pour pouvoir comparer les propositions.

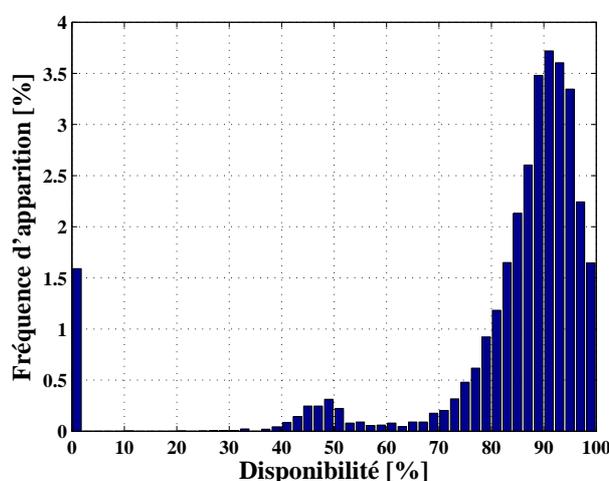


FIGURE 2.19 – Répartition de la disponibilité de la topologie de ferme éolienne n°6

## 2.7 Choix de la topologie la plus adéquate

La logique pour choisir la solution qui sera étudiée plus finement dans les chapitres 3 et 4 est la suivante :

1. La solution 1 n'est pas retenue dû au problème de transit du réactif dans les câbles AC pour une distance de 100 km et au volume de cuivre important pour les câbles.
2. La solution 3 amène des coûts de câbles de distribution trop importants.
3. La solution 5 a un coût en câble trop élevé, a des convertisseurs mal dimensionnés et trop coûteux pour une application industrielle. De plus la non-présence d'une station offshore peut amener d'autres problèmes de maintenance.
4. La solution 6 est intéressante, mais les contraintes courants-tensions complexifient la structure et diminuent sa disponibilité. De plus elle ne possède pas de station offshore.
5. La solution 2 amène plus de pertes que la solution 4.

La structure 4 est donc retenue pour une modélisation plus fine des principes de fonctionnement. En effet, elle est la plus cohérente au niveau de la technologie avec une structure assez proche de ce qui ce fait déjà en AC en 2012. Cette structure a été modélisée par [MAX-09] dans le but d’implanter un contrôle et une définition des protections. Cependant, le dimensionnement avec des contrôles différents des convertisseurs DC-DC, cœur technologique de la topologie n’était pas détaillé. De même une simulation en temps réel de la ferme avec un de ces convertisseur réalisé en modèle physique réel peut permettre d’observer le bon fonctionnement de la topologie et des flux de puissances dans différentes configurations.

## 2.8 Conclusions

Dans ce chapitre, plusieurs topologies électrotechniques de ferme éolienne offshore ont été introduites dans le but de déterminer celles qui sont les plus adaptées à une ferme éolienne de puissance conséquente et à distance élevée du continent.

La première partie de ce chapitre justifie l’intérêt d’un système entièrement DC et les défis à relever lors de la mise en place de ce type de réseau. Un des principal verrou concerne les protections en DC, même si des solutions à base de composants commandables ont récemment émergées. Une analyse de l’état de l’art sur des topologies utilisant des réseaux continus pour ferme de production renouvelable sont alors exposées avec des tendances qui se retrouvent dans plusieurs études, comme plusieurs niveaux de tensions DC connectés entre eux par des convertisseurs DC-DC.

Six structures électrotechniques technologiquement réalisables sont alors détaillées sur le même cas d’étude éolien avec la définition des différents éléments principaux de la ferme : les convertisseurs, transformateurs et câbles. Chaque structure a une spécificité concernant la tension de distribution ou de transport d’énergie au continent et/ou de forme d’énergie (AC ou DC). La technologie des convertisseurs n’est pas détaillée mais des hypothèses sont tout de même posées (choix du VSC, d’un convertisseur DC-DC avec transformateur).

Le premier critère de comparaison est le coût matière des câbles, un des plus gros investissements lors de la création d’un parc éolien en mer. Ainsi la solution 1 a un coût élevé en cuivre car la ligne est en AC, de même la solution 5 amène un coût élevé du fait d’une tension de distribution peu élevée :  $\pm 25$  kV. Les topologies 1 à 3 amènent des coûts en câbles plus importants pour la distribution que les solutions 4 à 6. La solution 6 a les coûts les plus faibles en terme de cuivre car les convertisseurs DC-DC sont connectés en série.

Les pertes des différentes solutions sont comparées grâce à un algorithme générique utilisant la méthode de Monte Carlo, applicable à des cas de fermes de production différentes (éolien onshore ou offshore, hydrolien, ...). Cet algorithme prend en compte différents facteurs comme la répartition de vent dans la ferme, les corrélations entres différentes zones ventées,

l'incertitude sur les rendements des différents éléments de la ferme. Les topologies 5 et 6 amènent le moins de pertes mais en considérant les arguments précédents sur le coût des câbles, la topologie 4 reste intéressante car ayant des pertes toujours moins élevées que la solution 2.

La disponibilité constitue le dernier critère pour la comparaison des topologies, où l'algorithme basé sur la méthode de Monte Carlo est réutilisé afin de déterminer les disponibilités de chaque topologie. Le calcul est plus complexe pour la topologie 6, car des contraintes courants-tensions existent et ont une forte influence sur le résultat. De ce fait cette structure a une disponibilité plus faible que les autres topologies et des solutions doivent être mises en place pour améliorer l'énergie récupérée par la ferme.

La structure retenue pour une modélisation plus affinée est la solution 4 avec un réseau de distribution à une tension DC de  $\pm 25$  kV et une ligne de transport au continent réalisée en HVDC  $\pm 150$  kV.



---

## Chapitre 3

# Etude détaillée de l'architecture MVDC ; modélisations, commandes rapprochées et protections

### Sommaire

---

<b>3.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>71</b>
<b>3.2</b>	<b>Possibilités de commandes dans la ferme éolienne</b>	<b>71</b>
<b>3.3</b>	<b>Convertisseurs DC-DC : analyse de l'existant</b>	<b>73</b>
3.3.1	Convertisseur DC-DC sans transformateur	74
3.3.2	Convertisseur DC-DC avec transformateur	74
3.3.3	Topologies possibles de convertisseurs DC-DC	76
3.3.4	Comparaison et choix	80
<b>3.4</b>	<b>Analyse du convertisseur DC-DC Full-Bridge</b>	<b>81</b>
3.4.1	Modélisation du convertisseur DC-DC	81
3.4.2	Théorie sur la commande du convertisseur Full-Bridge	90
3.4.3	Formes d'ondes du convertisseur DC-DC	92
3.4.4	Intégration d'un contrôle $\alpha$ pour le convertisseur DC-DC	94
3.4.5	Dimensionnement du convertisseur selon la stratégie de commande	95
<b>3.5</b>	<b>Validation expérimentale du convertisseur DC-DC Full-Bridge</b>	<b>100</b>
3.5.1	Expérimentation d'un convertisseur DC-DC FB 2 MW	101
3.5.2	Expérimentation d'un convertisseur DC-DC FB 4 kW	106
<b>3.6</b>	<b>Simulation du fonctionnement de la ferme éolienne offshore avec la topologie MVDC</b>	<b>109</b>
3.6.1	Modélisation de la ferme éolienne sous PLECS	109
3.6.2	Paramètres de la modélisation et de la simulation	111
3.6.3	Formes d'ondes dans la ferme sans contrôle $\alpha$	113
3.6.4	Comparaison des formes d'ondes dans la ferme avec ou sans contrôle $\alpha$	114
3.6.5	Conclusions	117
<b>3.7</b>	<b>Protections du réseau de distribution DC</b>	<b>117</b>

3.7.1	Etat de l'art des protections pour réseaux DC de fortes puissances . .	117
3.7.2	Protection du bus de distribution de la ferme éolienne sans disjoncteurs statiques . . . . .	118
3.7.3	Protection du bus de distribution de la ferme éolienne avec disjoncteurs statiques . . . . .	121
3.7.4	Bilan sur les protections . . . . .	122
<b>3.8</b>	<b>Conclusion . . . . .</b>	<b>122</b>

---

### 3.1 Introduction

Ce chapitre a pour but d'étudier de façon détaillée la solution technologique retenue grâce à la comparaison d'architectures effectuée dans le chapitre précédent : la topologie à distribution MVDC ( $\pm 25$  kV) avec une ligne de transport en HVDC ( $\pm 150$  kV) pour une ferme éolienne offshore (solution 4, Ch. 2, Fig.2.7(a)). L'étude porte tout d'abord sur les différentes possibilités globales de commandes des convertisseurs de cette topologie (analyse des degrés de liberté), puis sur l'analyse technologique des convertisseurs les plus importants de la ferme : les convertisseurs DC-DC éoliens et celui de la plate-forme offshore. Une comparaison de ces structures a pour but de définir les topologies électrotechniques adéquates selon les conditions d'utilisations et les puissances concernées.

Le convertisseur retenu, le DC-DC pont complet (*Full-Bridge*) est alors modélisé de manière détaillée. Les possibilités de contrôle définies dans le début de ce chapitre ont des conséquences technologiques sur le dimensionnement du convertisseur : le rapport de transformation par exemple mais aussi sur le contenu harmonique des formes d'ondes courants-tensions ou la taille du filtre en sortie. Ces différents points sont détaillés en fonction des commandes utilisées. Deux validations expérimentales à échelles réduite et réelle de ce convertisseur pour la ferme éolienne ont été entreprises afin de valider les modèles théoriques, les évaluations de pertes et les possibilités de commandes. Grâce à la validation du modèle théorique, une simulation grâce aux logiciels PLECS/Simulink est alors réalisée dans le but de démontrer le bon fonctionnement de la ferme éolienne, c'est à dire la gestion de la puissance dans la ferme et le maintien des tensions DC des différents bus.

Finalement, les protections qui peuvent être mises en place pour un réseau de distribution DC sont abordées à la fin du chapitre, car c'est un point essentiel pour une architecture DC.

### 3.2 Possibilités de commandes dans la ferme éolienne

La figure 3.1 représente la topologie de ferme retenue dans le chapitre 2; une lettre est assignée à chaque convertisseur :

- **Convertisseur A** : redresseur actif éolien commandé type VSC (*Voltage Source Converter*).  $P = 5$  MVA,  $V_{AC} = 3,3$  kV,  $V_{DC} = 5$  kV.
- **Convertisseur B** : convertisseur DC-DC éolien commandé.  $P = 5$  MW,  $V_{DC\_in} = 5$  kV,  $V_{DC\_out} = 50$  kV.
- **Convertisseur C** : convertisseur DC-DC plate-forme offshore commandé.  $P = 200$  MW,  $V_{DC\_in} = 50$  kV,  $V_{DC\_out} = 300$  kV.
- **Convertisseur D** : onduleur actif onshore commandé type VSC.  $P = 200$  MVA,  $V_{DC} = 300$  kV,  $V_{AC} = 230$  kV.

Le tableau 3.1 présente les degrés de liberté de chaque convertisseur, c'est à dire les variables électriques principales ainsi que leurs possibilités de commandes [MONJ-11-b].  $\varphi_{g,r}$  se réfère au déphasage tension-courant simples alternatif au niveau de la génératrice et du réseau,  $V_{AC\_g,r}$

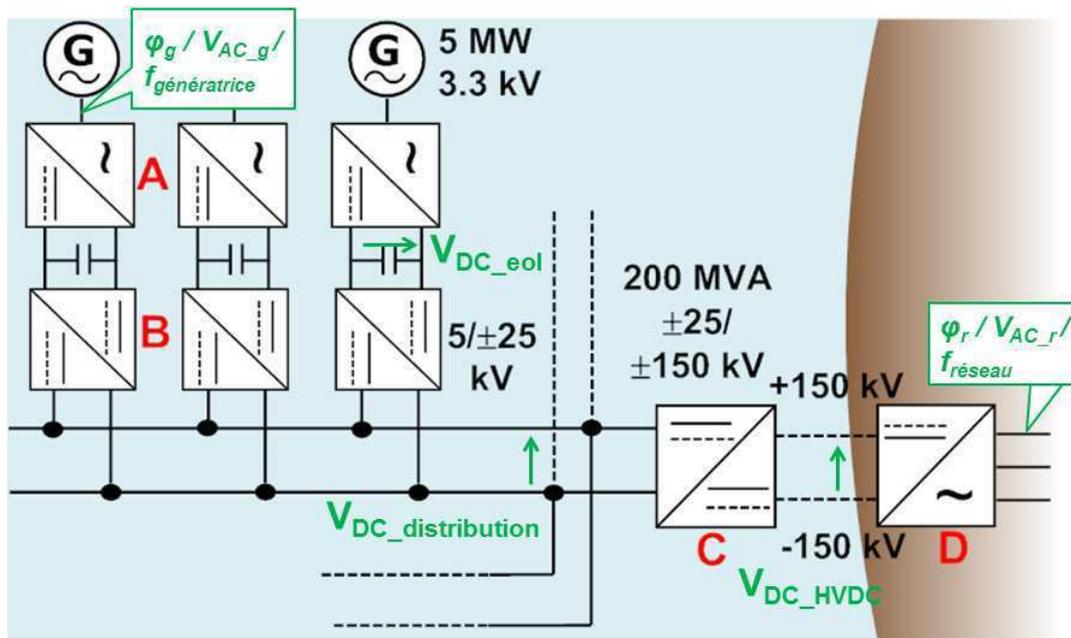


FIGURE 3.1 – Différentes variables de la topologie MVDC

à la valeur efficace de la tension alternative simple de la génératrice et du réseau,  $f_{génératrice}$  à la fréquence du signal alternatif en sortie de la génératrice,  $P$  et  $Q$  aux puissances actives et réactives,  $V_{DC\_eol}$  à la tension DC du bus éolien,  $V_{DC\_distribution}$  à la tension DC du bus de distribution,  $f_{réseau}$  à la fréquence du réseau AC onshore et  $V_{DC\_HVDC}$  à la tension continue de la liaison HVDC.

Convertisseurs	Degrés de libertés	Possibilités de contrôles
Convertisseur A : Redresseur actif triphasé éolien	$\varphi_g, V_{AC\_g}, f_{génératrice}$	$P$ et $Q$ ou $Q$ et $V_{DC\_eol}$
Convertisseur B : DC-DC éolien	$V_{DC\_eol}$ ou $V_{DC\_distribution}$	Aucun contrôle ou $V_{DC\_eol}$ ou $V_{DC\_distribution}$
Convertisseur C : DC-DC plate-forme	$V_{DC\_distribution}$ ou $V_{DC\_HVDC}$	Aucun contrôle ou $V_{DC\_distribution}$ ou $V_{DC\_HVDC}$
Convertisseur D : Onduleur actif triphasé réseau	$\varphi_r, V_{AC\_r}, f_{réseau}$	$Q$ et $V_{DC\_HVDC}$

TABLEAU 3.1 – Possibilités de contrôle pour la ferme éolienne MVDC

Le redresseur connecté à la machine éolienne permet de régler dans la plupart des cas la puissance au MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) :  $P_{MPPT}$  en contrôlant le couple électrique de la machine (maîtrise par le redresseur actif de  $V_{AC\_g}$ ). Le contrôle de la tension  $V_{DC\_eol}$  est envisageable par ce convertisseur, mais dans ce cas l'extraction de la puissance MPPT est plus difficile voir impossible. En effet, pour réguler la tension DC il faut pouvoir envoyer plus ou moins de puissance sur le bus DC, et donc travailler avec une puissance en dessous de la puissance maximale. Les gestionnaires de parcs éoliens préfèrent généralement produire le maximum de puissance et la tension  $V_{DC\_eol}$  est alors régulée par un convertisseur

en amont.

La gestion du réactif  $Q$  est réalisée par le contrôle du déphasage  $\varphi_g$ . La fréquence  $f_{génératrice}$  peut aussi être régulée pour obtenir le maximum de puissance mais est induite par la régulation de couple électrique de la machine pour le contrôle choisi.

Le convertisseur DC-DC éolien peut permettre de contrôler la tension  $V_{DC\_eol}$  ou  $V_{DC\_distribution}$ , mais il peut aussi agir comme une « boîte noire ». Cela signifie qu'aucune tension DC (que ce soit en entrée ou en sortie du convertisseur) n'est contrôlée par ce convertisseur mais qu'elles sont une conséquence des régulations réalisées par d'autres convertisseurs dans la topologie. Par exemple,  $V_{DC\_eol}$  dépendrait de la tension  $V_{DC\_distribution}$  en amont qui serait régulée par le convertisseur DC-DC de la plate-forme offshore. Dans le cas d'étude présent, la régulation de  $V_{DC\_distribution}$  par tous les convertisseurs DC-DC n'est pas retenue pour deux raisons :

- les convertisseurs DC-DC éoliens sont tous connectés en parallèle sur le même bus DC, une logique de maître-esclave doit alors être implantée pour la régulation de la tension de distribution complexifiant la gestion de puissance.
- De plus, les tensions  $V_{DC\_eol}$  ne sont pas contrôlées par l'onduleur A, et doivent donc être imposées ou régulées par le convertisseur DC-DC éolien.

Le dimensionnement électrotechnique de ce type de convertisseur et les commandes associées sont présentées dans la suite du chapitre.

La problématique de maintien de la tension  $V_{DC\_distribution}$  est similaire pour le convertisseur DC-DC de la plate-forme. En effet il peut agir en tant que boîte noire ne contrôlant pas de variable d'état, ou il peut chercher à réguler la tension du bus de distribution.

Pour l'onduleur connecté au réseau, la fréquence est imposée par le réseau AC, car considéré comme ayant une puissance de court-circuit élevée. Le convertisseur cherche à évacuer toute la puissance active fournie par les éoliennes et ne peut donc pas contrôler cette puissance. Il contrôle donc la tension  $V_{DC\_HVDC}$  et il est capable de fournir de la puissance réactive au réseau ce qui est souvent demandé dans les grid codes actuels en 2012 [ARRE-03].

Pour la ferme éolienne, si l'onduleur côté réseau permet de contrôler la tension HVDC, le convertisseur DC-DC de la plate-forme peut alors uniquement contrôler la tension DC du bus de distribution. De même le convertisseur éolien contrôle la tension en entrée sur le bus DC éolien.

### 3.3 Convertisseurs DC-DC : analyse de l'existant

Plusieurs topologies de convertisseurs DC-DC sont envisageables pour remplir les fonctions demandées à la ferme éolienne offshore : transfert unidirectionnel de puissance active des sources

de production offshore au réseau continental et la régulation de tension DC en entrée du convertisseur DC-DC si la stratégie de commande le nécessite.

### 3.3.1 Convertisseur DC-DC sans transformateur

La première topologie envisageable pour un convertisseur DC-DC est un hacheur DC-DC élévateur (figure 3.2(a)) avec des composants de commutation classiques. Cependant quand le rapport de transformation ( $n_{ratio}$ ) est élevé, ce qui est le cas pour le convertisseur étudié ( $n_{ratio} = 10$  pour les convertisseurs éoliens et  $n_{ratio} = 6$  pour le convertisseur DC-DC de la plate-forme), l'utilisation d'un transformateur dans ce convertisseur peut permettre une meilleure utilisation des composants. Pour le DC-DC avec transformateur, les tensions et courants imposés à ces composants du pont onduleur sont plus faibles que pour un hacheur élévateur menant à un rendement plus élevé et des coûts plus bas. L'ajout d'un transformateur permet aussi d'assurer une isolation galvanique entre l'entrée et la sortie du convertisseur, critère important pour un réseau avec de nombreux câbles et donc sujet à des défauts. Finalement le dimensionnement de l'inductance de lissage du hacheur peut être complexe. Des topologies utilisant donc un pont onduleur, un transformateur et un pont redresseur (figure 3.2(b)) sont préférées pour l'application car le transformateur assure l'isolation galvanique et permet d'obtenir des rapports de transformations importants.

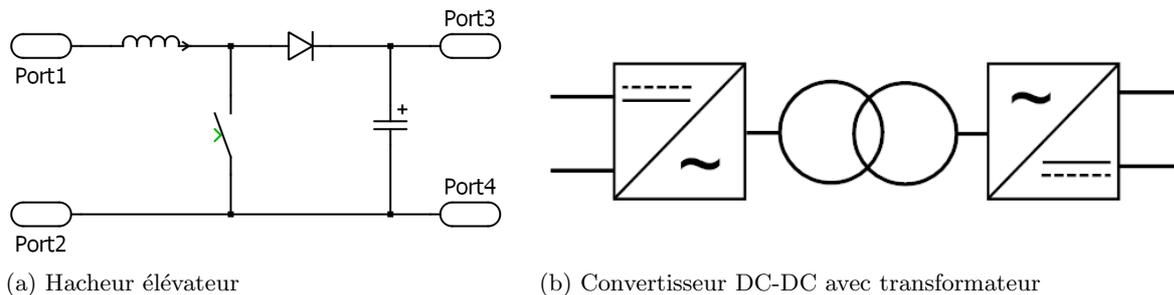


FIGURE 3.2 – Principaux types de convertisseurs DC-DC

### 3.3.2 Convertisseur DC-DC avec transformateur

Le transformateur du convertisseur DC-DC peut avoir une fréquence de fonctionnement basse ( $< 100$  Hz) et dans ce cas une modulation de largeur d'impulsion du pont onduleur en entrée peut alors être réalisée pour recréer des formes d'ondes sinusoïdales dans le transformateur. Cependant, l'utilisation de fréquences plus élevées pour le fondamental des signaux dans le transformateur diminue l'encombrement en taille et en poids de ce dernier. En effet, la plupart du temps un transformateur travaille à la limite de saturation du fer :  $B = B_{max}$ . La section de fer du noyau est alors directement proportionnelle à l'inverse de la fréquence :

$$\frac{V \cdot \sqrt{2}}{2 \cdot \pi \cdot f} = N \cdot B_{max} \cdot S_{fer} \quad (3.1)$$

avec  $V$  la tension efficace au primaire [V],  $f$  la fréquence [Hz],  $N$  le nombre de tours au bobinage primaire,  $B_{max}$  l'induction maximale [T],  $S_{fer}$  la section du noyau [m<sup>2</sup>].

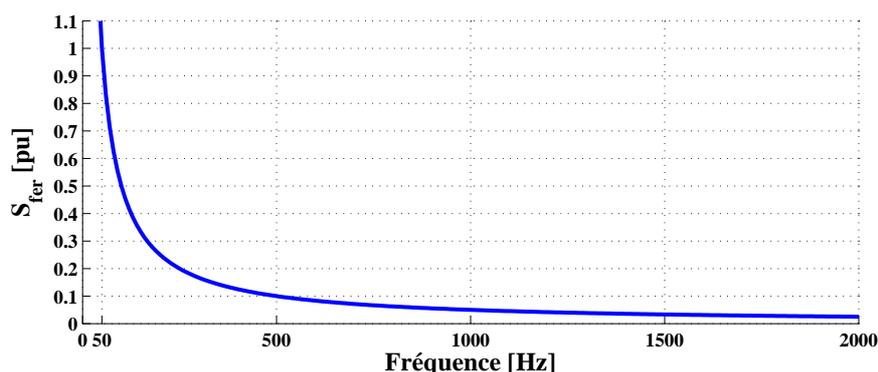


FIGURE 3.3 – Variations de la section de fer du noyau d'un transformateur en fonction de la fréquence de fonctionnement

Si la fréquence augmente, la taille et le poids du noyau du transformateur diminuent. L'exemple représenté figure 3.3 présente les variations de la section du noyau en fonction de la fréquence utilisée pour le transformateur. L'application numérique est réalisée avec  $V = 1000$  V,  $B_{max} = 1,7$  T et  $S_{fer} = 1$  pu à 50 Hz. À 500 Hz la section est déjà diminuée de 90 % et à 1000 Hz, la section est diminuée de 95 %.

En réalité, le volume de fer dépend d'autres paramètres comme la hauteur des bobinages, les échauffements du fer ou le matériau utilisé. Pour un transformateur 50 Hz de 8 MVA, les parties actives pèsent près de 6,5 tonnes et mesurent  $1,25$  m<sup>3</sup> [SCHN-99]. Des calculs réalisés dans [MONJ-10] concernant un transformateur 500 Hz de 8 MVA donnent un poids de 1,7 tonnes (-70 %) et un volume de  $0,65$  m<sup>3</sup> (-50 %).

Cependant, l'utilisation d'une plus haute-fréquence en sinusoïdale ( $> 500$  Hz) ne permet plus de moduler le signal en entrée du transformateur, car pour générer un fondamental à 500 Hz sans trop d'harmoniques, la MLI devrait alors être à une fréquence de 10 à 20 kHz selon le théorème de Shannon. Or ces fréquences de commutation ne sont pas adaptées aux composants de forte puissance et engendreraient des pertes conséquentes. Le choix se porte donc sur une commande pleine onde avec des formes d'ondes carrées par commutation du pont onduleur à la fréquence fondamentale du transformateur. Cette fréquence est choisie à 1000 Hz pour ces convertisseurs, car le gain en volume après 1000 Hz n'est plus intéressant en rapport aux problèmes ajoutés par l'utilisation de fréquences élevées (CEM, capacités de fuites).

D'après les avantages avancés précédemment, et la littérature ([MAX-09], [MEYE-07]), les principaux convertisseurs DC-DC adaptés à l'application « ferme de grande puissance en DC » sont les suivants :

- convertisseur en pont complet : *Full-Bridge*,
- convertisseur avec double pont complet : *Dual-Active-Bridge*,
- convertisseur résonnant.

Chaque convertisseur est étudié dans la section suivante et un comparatif est réalisé afin

de retenir la topologie la plus intéressante pour les convertisseurs DC-DC de la ferme éolienne offshore étudiée.

### 3.3.3 Topologies possibles de convertisseurs DC-DC

#### 3.3.3.1 Convertisseur Full-Bridge

La topologie Full-Bridge (FB) est réalisable en monophasé comme en triphasé. Les formes d'ondes en triphasé contiennent moins d'harmoniques qu'en monophasé, et génèrent donc moins de pertes dans le transformateur. Cependant, les coûts dus au nombre de composants supplémentaires pour la structure triphasé ne compensent pas le gain des pertes amoindries [MONJ-10]. L'utilisation de la topologie Full-Bridge monophasée représentée figure 3.4 est donc préférable.

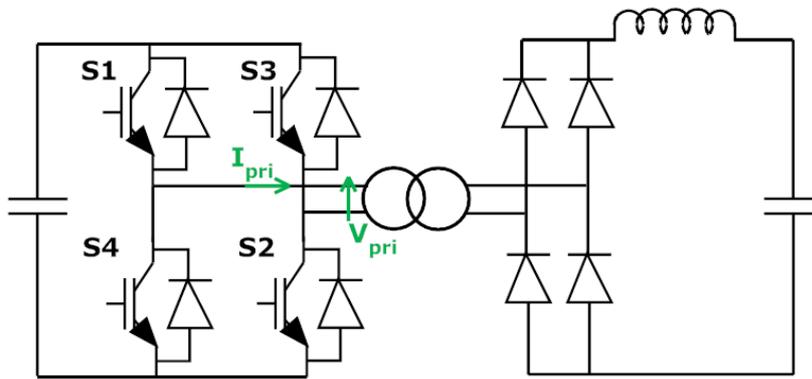
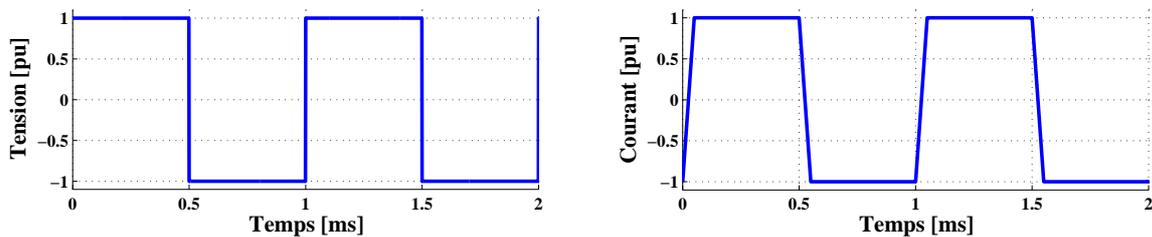


FIGURE 3.4 – Convertisseur DC-DC Full-Bridge avec filtre LC

Le fonctionnement de ce convertisseur est le suivant [MAX-07], [MEYE-07] : les interrupteurs S1 et S2 commutent en même temps durant la première demi-période, puis S3 et S4 durant la seconde demi-période de temps. Les formes d'ondes tension primaire ( $V_{pri}$ ) et courant au primaire ( $I_{pri}$ ) du transformateur sont représentées figure 3.5 pour une fréquence de 1000 Hz.



(a) Tension  $V_{pri}$  au primaire du transformateur du FB (b) Courant  $I_{pri}$  au primaire du transformateur du FB

FIGURE 3.5 – Formes d'ondes du convertisseur Full-Bridge à 1000 Hz

L'unidirectionnalité de la puissance est l'inconvénient principal de cette topologie dans le sens où l'alimentation des auxiliaires des éoliennes ne peut être réalisée par ce convertisseur, ni la précharge des bus continus éoliens et de distribution par le réseau et la liaison HVDC. Cependant il existe des solutions pour démarrer la ferme éolienne comme celle présentée dans [MEYE-07] et représentée figure 3.6, qui propose d'ajouter au moins trois interrupteurs dimensionnés à faible

puissance dans le pont de diodes du convertisseur pour le rendre réversible au démarrage. Les interrupteurs S5 et S6 permettent de générer une onde carrée au secondaire du transformateur et S7 est fermé pour réaliser le point à la terre afin d'obtenir un convertisseur DC-DC en demi-pont. L'ajout de composants de commutation dans le pont de diodes diminue néanmoins la fiabilité de la topologie.

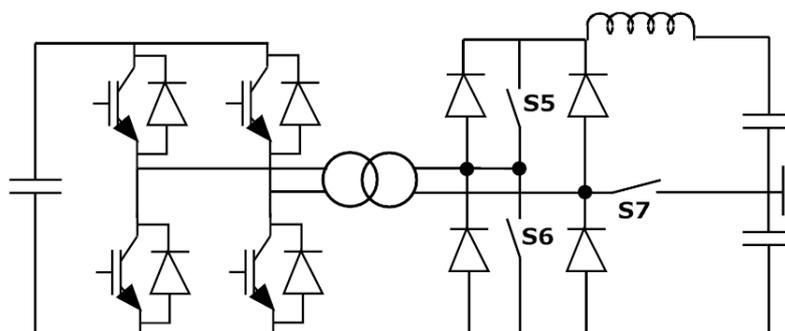


FIGURE 3.6 – Convertisseur DC-DC avec ajout de 3 interrupteurs pour le rendre bidirectionnel en puissance [MEYE-07]

De plus, une proposition de brevet concernant une alimentation pour les auxiliaires de la ferme hydrolienne de Paimpol a été proposée avec General Electric et est représentée figure 3.7 [MONJ-12]. Le convertisseur DC-DC représente celui de la plate-forme offshore. Le système d'alimentation des auxiliaires est utilisé quand les sources de production ne produisent pas d'énergie côté offshore, et qu'il faut alors générer de l'énergie pour les auxiliaires depuis le réseau onshore. Le principe de l'alimentation consiste à ajouter une composante alternative sur le bus DC par le biais d'un transformateur onshore et de la récupérer en offshore afin d'alimenter les auxiliaires représentés par une charge sur le schéma 3.7. Ainsi, la capacité  $C_{aux}$  permet de filtrer la composante continue en offshore et la composante alternative est récupérée sur le transformateur offshore, le pont de diode et la charge.

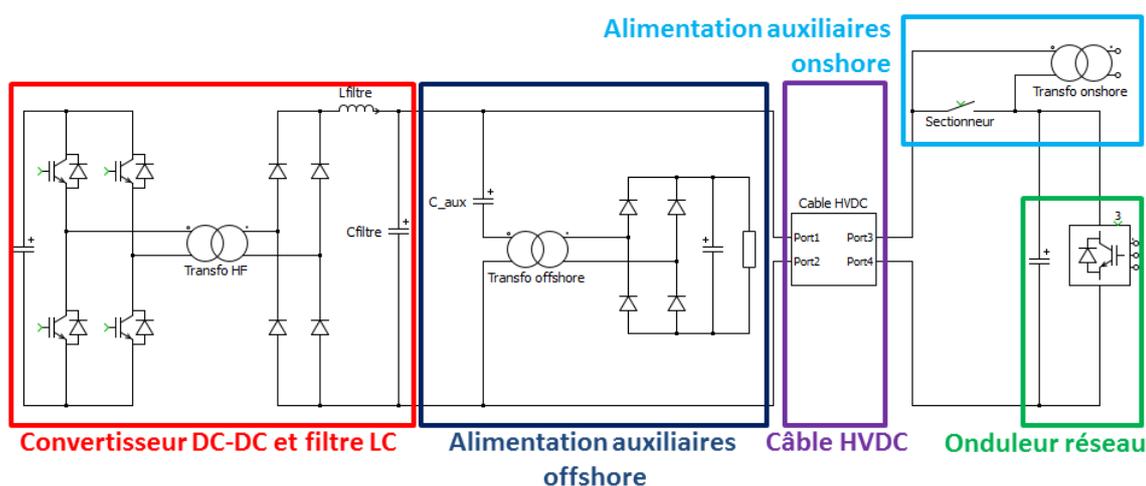


FIGURE 3.7 – Connexion du convertisseur DC-DC offshore au réseau par le câble HVDC avec le système d'alimentation des auxiliaires [MONJ-12]

Ce système a l'avantage d'alimenter les auxiliaires d'une ferme de production quand celle-ci ne fournit plus d'énergie, et ce malgré des convertisseurs uni-directionnel en puissance et sans ajout de câbles depuis le réseau onshore. L'inconvénient est qu'il faut un autre système pour l'alimentation des auxiliaires quand la ferme produit de l'énergie, car le sectionneur onshore est alors fermé.

### 3.3.3.2 Convertisseur Double-Active-Bridge

Un convertisseur avec un pont commandé en entrée et en sortie du transformateur (Double-Active-Bridge ou DAB), représenté figure 3.8(a) est bidirectionnel en puissance contrairement au Full-Bridge. La commande consiste en un déphasage des tensions primaire-secondaire comme représenté figure 3.8(b) permettant de contrôler le flux de puissance dans le convertisseur [OGGI-09].

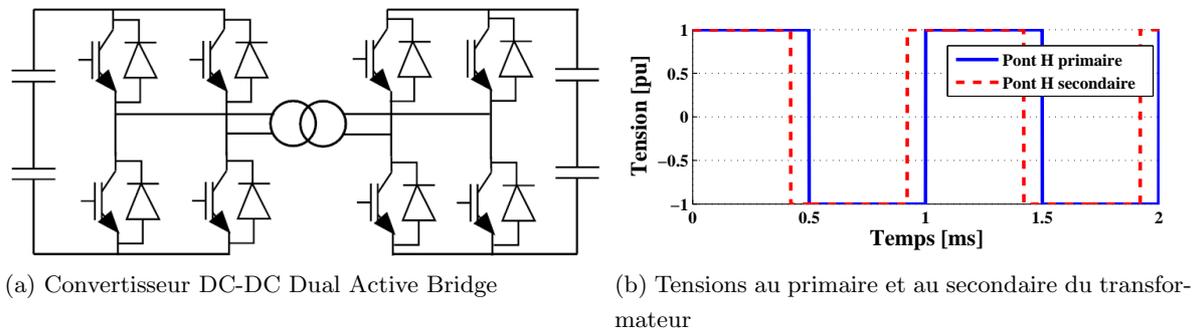


FIGURE 3.8 – Convertisseur DC-DC Dual Active Bridge et tensions associées

Ce convertisseur est bidirectionnel et peut permettre de précharger les bus continus et d'alimenter les auxiliaires de la ferme offshore par le réseau onshore via le bus HVDC. Cependant, il demande un dimensionnement des IGBTs des ponts onduleurs pour toute la puissance alors que celle nécessaire à la précharge est minimale ( $< 1$  MW) ce qui ajoute un surcoût non nécessaire.

### 3.3.3.3 Convertisseur résonnant série

Différentes structures de convertisseurs résonnants existent [CAVA-06], et reposent sur le même fonctionnement où les formes d'ondes sont sinusoïdales avec une ou plusieurs périodes de résonance à chaque période de commutation. Trois principaux types de convertisseurs résonnants existent :

- le convertisseur résonnant série comprenant l'association série d'une inductance avec une capacité,
- le résonnant avec la capacité en parallèle de l'inductance,
- le résonnant avec une capacité série et en parallèle à l'inductance.

Le principal avantage d'une structure résonnante est de réduire les pertes par commutation, car le convertisseur est capable de commuter à zéro de tension ou de courant. Les pertes par commutation étant proportionnelles à la fréquence de commutation, celle-ci peut être

augmentée en rapport à une MLI traditionnelle. La topologie la plus adéquate pour une conversion en haute tension, forte puissance avec contrôle de la tension DC est le convertisseur série-résonnant [CAVA-06], [TRAB-88], car les courants sont moins élevés que dans les structures avec capacités en parallèle.

La structure du convertisseur série résonnant est représentée sur la figure 3.9. Il s'agit d'associer un pont onduleur pleine onde à interrupteurs commandés (thyristors, IGBTs, ...) avec l'association en série d'une capacité et d'une inductance, connectés à un transformateur, puis à un redresseur à diode. L'avantage principal de cette solution est de bloquer la composante continue du signal en entrée du transformateur, ce qui permet d'utiliser un pont complet à interrupteurs commandables générant une onde carrée. L'inductance peut être celle de fuite du transformateur, mais il est aussi possible d'ajouter une inductance supplémentaire ou d'en rajouter une de filtrage en sortie.

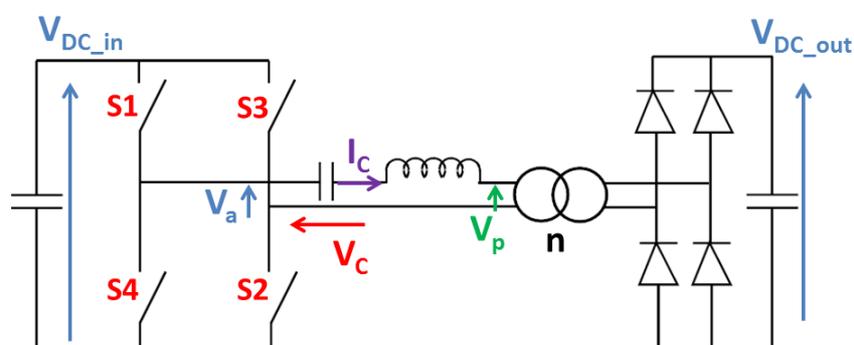


FIGURE 3.9 – Convertisseur DC-DC résonnant avec ses variables

La fréquence de résonance du convertisseur,  $f_{res}$ , s'exprime selon la formule suivante :

$$f_{res} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L \cdot C}} \quad (3.2)$$

avec  $L$  l'inductance équivalente du système,  $C$  la capacité série.

Pour minimiser les pertes des semi-conducteurs, le mode de fonctionnement discontinu sera uniquement considéré. Cela implique de fonctionner avec une fréquence de résonance  $f_{res}$  deux fois supérieure à la fréquence de commutation  $f_{commut}$ , car le courant s'annule alors dans les interrupteurs avant leurs commutations.

Les formes d'ondes en rapport aux variables du schéma 3.9 sont explicitées sur la figure 3.10. Lors de la fermeture de S1 et S2, le courant  $I_c$  ondule dans le primaire du transformateur selon un second ordre très peu amorti. Lorsque le courant repasse par 0, l'interrupteur n'est plus commandé pour que le courant s'annule jusqu'à la fin de la demi-période. Le courant a la même fréquence de fondamental (résonance) quelle que soit la fréquence de commutation des interrupteurs, et c'est donc en modifiant  $f_{commut}$  que la puissance transitée dans le convertisseur est changée. La régulation de tension en entrée du convertisseur se fait donc par variation de la fréquence de commutation des interrupteurs. La formule théorique qui relie la puissance  $P$  à

cette fréquence  $f_{commut}$  est la suivante :

$$P = \frac{8 \cdot C \cdot V_{DC\_in} \cdot V_{DC\_out} \cdot f_{commut}}{n_{ratio}} \quad (3.3)$$

avec  $C$  la capacité au primaire du transformateur,  $V_{DC\_in}$  la tension DC en entrée du convertisseur,  $V_{DC\_out}$  la tension DC en sortie du convertisseur et  $n_{ratio}$  le rapport de transformation du transformateur (nombre de tours au secondaire/nombre de tours au primaire). La démonstration de cette formule est réalisée en Annexe B, §B.1.

L'utilisation d'IGBTs ou de thyristors ne modifie que le contrôle du convertisseur, car les IGBTs doivent être commandés à l'ouverture contrairement aux thyristors.

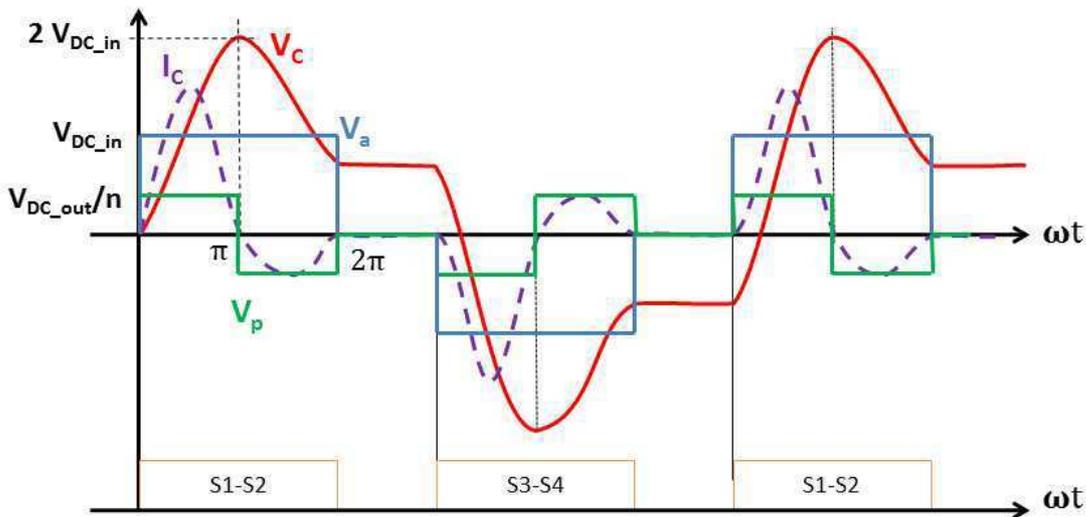


FIGURE 3.10 – Formes d'ondes du convertisseur DC-DC résonnant

Un avantage de ce convertisseur est donc le contrôle simple de la tension DC en entrée, qui se fait linéairement par rapport à la fréquence de commutation des interrupteurs. Un autre avantage est qu'en cas de défaut sur le bus DC en sortie du convertisseur ou au secondaire du transformateur, le convertisseur ne peut produire que son courant nominal (source de courant) et non pas un courant plus important qui détruirait le matériel [TRAB-88].

Du fait des formes d'ondes non sinusoïdales, un désavantage est que le convertisseur travaille à un facteur de puissance très inférieur à 1, et que le transformateur doit donc être dimensionné pour une puissance apparente supérieure à la puissance active ce qui est contraignant en terme de dimensionnement et de coûts pour la solution proposée. Le facteur de puissance peut être augmenté en changeant le mode de fonctionnement du convertisseur en régime continu [TRAB-88], ce qui augmente alors les pertes et n'est pas désiré.

Un autre inconvénient concerne le dimensionnement contraignant de la capacité qui voit tout le courant efficace du convertisseur au primaire.

### 3.3.4 Comparaison et choix

Dans le cadre d'une ferme éolienne, la production de puissance est uni-directionnelle mis à part la demande en énergie des auxiliaires, et le convertisseur Full-Bridge est donc plus adapté

que le Double-Active-Bridge demandant un dimensionnement non optimisé et plus cher. Les pertes entre le FB et le DAB ont été comparées dans [MAX-07] et sont équivalentes pour les deux topologies tandis que les pertes du convertisseur résonnant sont plus faibles à puissance égale.

Les avantages et inconvénients principaux des convertisseurs Full-Bridge, Double-Active-Bridge et résonnant sont résumés dans le tableau 3.2. Les avantages et inconvénients de la topologie Full-Bridge sont valables pour la topologie Double-Active-Bridge et ne sont pas répétées.

Conv.	Full-Bridge	Dual-Active-Bridge	Résonnant
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de commutation fixe</li> <li>- Puissance apparente du transformateur proche de la puissance active</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bidirectionnalité de la puissance <math>\Rightarrow</math> alimentation des auxiliaires et pré-charge des bus DC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pertes par commutation nulles</li> <li>- Pas d'inductance de filtre</li> </ul>
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inductance de filtre obligatoire</li> <li>- Pertes par commutation non nulles</li> <li>- Unidirectionnel en puissance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bidirectionnalité de la puissance <math>\Rightarrow</math> dimensionnement d'un pont complet redresseur pour une utilisation très rare</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dimensionnement de la capacité AC</li> <li>- Fréquence de commutation variable <math>\Rightarrow</math> dimensionnement du transformateur plus contraignant</li> <li>- Puissance apparente du transformateur plus élevée que la puissance active</li> </ul>

TABLEAU 3.2 – Avantages et inconvénients des convertisseurs DC-DC Full-Bridge, Dual Active Bridge et résonnant

Le fait que le convertisseur résonnant ne connaisse pas de sur-intensité en cas de défaut n'est plus un avantage s'il est considéré que le Full-Bridge peut réagir très rapidement avec la commande des interrupteurs en cas de défaut, de façon à ne pas subir de sur-intensités non plus.

Pour l'application forte puissance type éolienne ( $> MW$ ), avec des variations assez faibles de tensions en entrée du convertisseur, la topologie la plus adaptée est donc le Full-Bridge, qui est retenue dans la suite de l'étude.

### 3.4 Analyse du convertisseur DC-DC Full-Bridge

Cette section a pour but de détailler le dimensionnement des éléments caractéristiques du convertisseur Full-Bridge ainsi que les commandes envisageables pour le pont onduleur.

#### 3.4.1 Modélisation du convertisseur DC-DC

Lors de la modélisation du convertisseur DC-DC, une attention particulière est portée au modèle du transformateur haute-fréquence. Le modèle linéaire du transformateur avec pertes fer et pertes Joules, mais aussi la prise en compte des capacités de fuite est représenté sur

la figure 3.11. Les capacités de fuite peuvent être non négligeables selon les fréquences des harmoniques [MEIE-10].

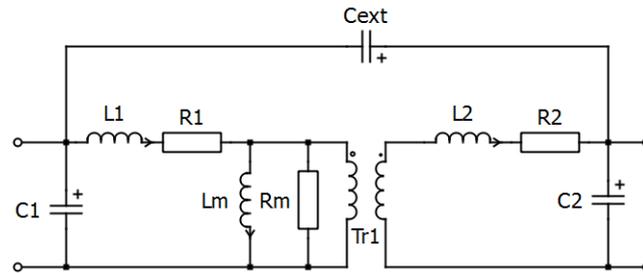


FIGURE 3.11 – Modèle électrotechnique du transformateur HF avec ses capacités de fuite

Le modèle est constitué des éléments suivants :

- $L_1$  et  $L_2$  les inductances de fuite des bobinages au primaire et au secondaire,
- $R_1$  et  $R_2$  les résistances des bobinages représentatives des pertes Joules au primaire et au secondaire,
- $L_m$  l'inductance magnétisante,
- $R_m$  la résistance représentative des pertes fer,
- $C_1$ ,  $C_2$  et  $C_{ext}$  les capacités de fuite du transformateur.

Les impédances de fuite relatives aux capacités de fuite peuvent devenir non négligeable en rapport aux impédances de fuite du transformateur à des fréquences élevées ( $Z = 1/(C \cdot \omega)$ ). Cependant après 10000 Hz, les harmoniques sont atténuées et les impédances équivalentes sont élevées en rapport aux impédances des bobinages [MEIE-10]. Par conséquent le modèle retenu ne comportera pas ces capacités de fuite.

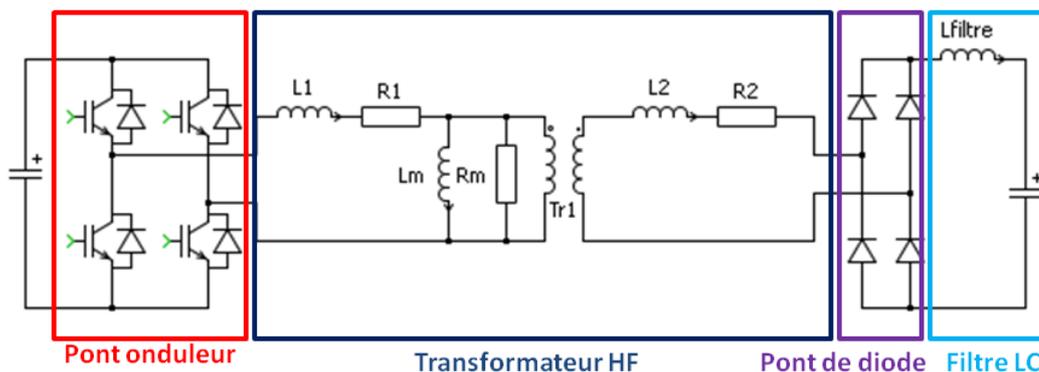


FIGURE 3.12 – Modèle électrotechnique du convertisseur DC-DC

Le modèle électrotechnique détaillé du convertisseur DC-DC Full-Bridge est explicité figure 3.12. Le filtre LC permet de filtrer les composantes harmoniques de la tension DC en sortie du pont de diodes afin de ne pas exciter le câble DC en sortie de convertisseur. Le paragraphe 3.4.1.3 démontrera aussi l'intérêt d'avoir une inductance de filtre  $L_{filtre}$  assez élevée pour se

placer en régime de conduction continu plutôt que discontinu afin d’obtenir des formes d’ondes contenant moins d’harmoniques.

Un cas d’étude réel permet d’appréhender le dimensionnement de ce type de convertisseur : General Electric participe à l’installation d’une ferme hydrolienne de 8 MW à Paimpol en Bretagne [ABON-08] (voir Ch. 2, §1.4.2). La ferme représentée figure 3.13 comporte plusieurs hydroliennes fournissant une puissance de 8 MW connectées par le biais de redresseurs actifs sur un bus DC de 1000 V. Un convertisseur DC-DC permet alors d’augmenter la tension à 10 kV et la ligne HVDC de 16 km connecte la ferme au réseau onshore.

Deux possibilités étaient envisagées pour la réalisation du convertisseur DC-DC Full-Bridge 8 MW. Soit l’utilisation d’un seul module DC-DC 8 MW, soit plusieurs modules de puissances inférieures connectés en parallèles sur le bus DC en entrée pour l’ondulation pleine-onde et en série pour le redressement en sortie du convertisseur. En effet, pour réaliser un convertisseur DC-DC de plusieurs MW en haute tension, il est préférable d’utiliser plusieurs modules DC-DC connectés en parallèle en basse tension pour partager le courant dans les différentes modules et en série au secondaire pour obtenir la tension élevée. Bien que les tensions d’isolation de chaque module sont les mêmes, la disponibilité est augmentée car la structure peut alors fonctionner avec un module défaillant pour des cas de défauts internes au module.

Une étude détaillée est menée dans [MONJ-10]. Elle concerne la comparaison de plusieurs configurations possibles en prenant en compte des dimensionnements différents (monophasé-triphasé) et en se basant sur des critères de volumes, pertes, coûts et disponibilités de chaque topologie. Quel que soit l’arrangement de modules DC-DC, les solutions monophasées semblent toujours être les moins chères, ayant les meilleurs rendements et les poids des parties actives les plus faibles. Par conséquent les topologies monophasées paraissent être les plus adaptées

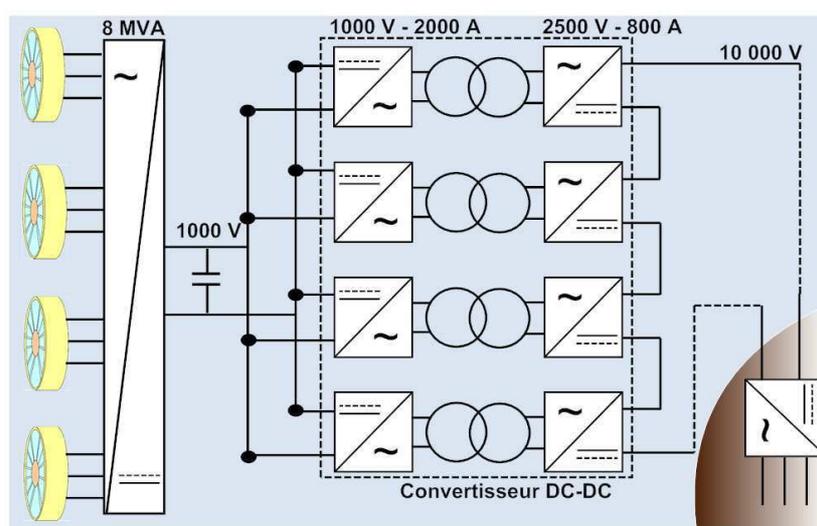


FIGURE 3.13 – Schéma électrotechnique de la ferme hydrolienne Paimpol avec son convertisseur DC-DC explicité

pour cette application.

La solution 1x8 MVA donne le coût général le plus faible mais aussi la plus faible disponibilité. Le coût des pannes n'a pas été considéré dans cette étude, mais dans un environnement sous-marin, il est très élevé. Si une analyse de cycle de vie est appliquée, avec prise en compte de la disponibilité de l'énergie, la solution 4x2 MVA devient plus avantageuse sur le long terme et c'est pourquoi elle a été retenue pour la ferme hydrolienne.

Le schéma de la ferme hydrolienne avec son convertisseur DC-DC subdivisé en 4 modules est représenté figure 3.13 avec une tension d'entrée DC 1 kV et en sortie 10 kV. Chaque module de 2 MW a une tension d'entrée de 1 kV et de 2,5 kV en sortie, l'association série de 4 modules produit donc une tension de 10 kV.

### 3.4.1.1 Commutation des diodes

La commutation des diodes du pont redresseur engendre des surtensions / oscillations naturelles de la tension DC en sortie du pont de diodes. Ces oscillations sont dues au phénomène de recouvrement de la diode en courant lors des commutations représentées sur la figure 3.14(b) contrairement au modèle parfait (figure 3.14(a)). Ainsi, pour prendre en compte ce recouvrement dans le modèle de diode il faut spécifier les paramètres suivants dans le modèle PLECS :

- $R_{on}$  : la résistance quand la diode conduit,
- $R_{off}$  : la résistance quand la diode ne conduit pas,
- $I_{f0}$  : le courant direct moyen ( $f$  pour *forward*),
- $I_{rrm}$  : le courant maximal inverse,
- $dI_r/dt$  : la pente du courant à l'extinction,
- $t_{rr}$  : le temps de recouvrement de la diode,
- $Q_{rr}$  : la charge de recouvrement.

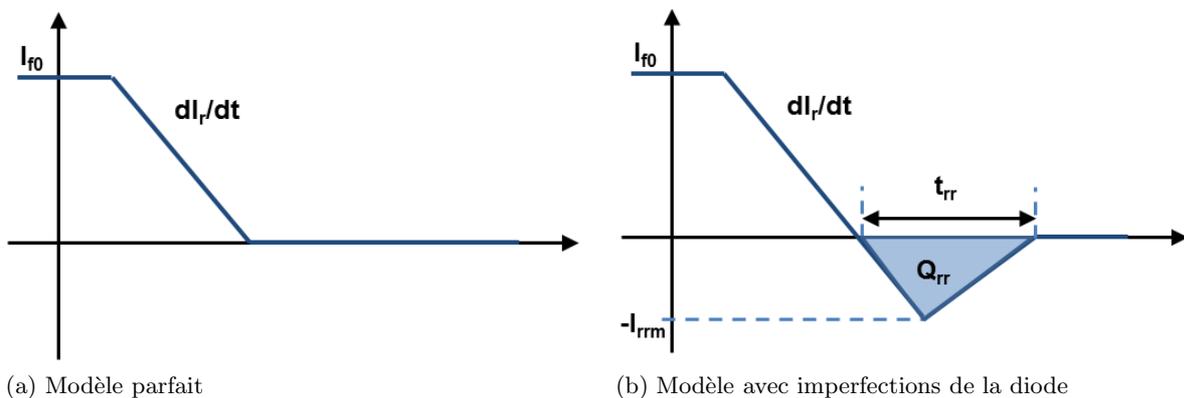
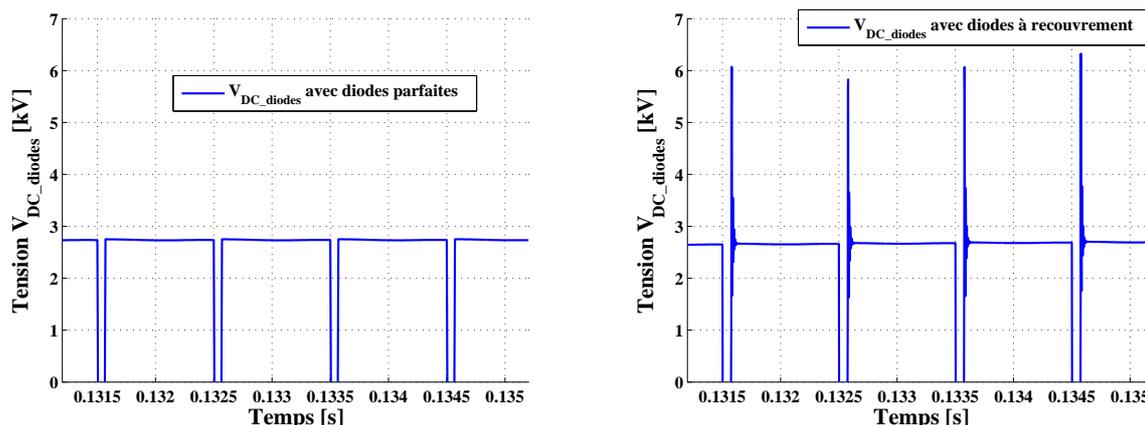


FIGURE 3.14 – Recouvrement en courant d'une diode lors d'une commutation

Les tensions DC en sortie de pont de diodes sont représentées sur la figure 3.15 pour des diodes parfaites (Fig. 3.15(a)) et modélisées avec leurs imperfections (Fig. 3.15(b)) liées au recouvrement en courant. « Diodes avec recouvrement » correspond à l'utilisation du modèle



(a) Simulation PLECS, diodes parfaites.

(b) Simulation PLECS, diodes avec recouvrement.

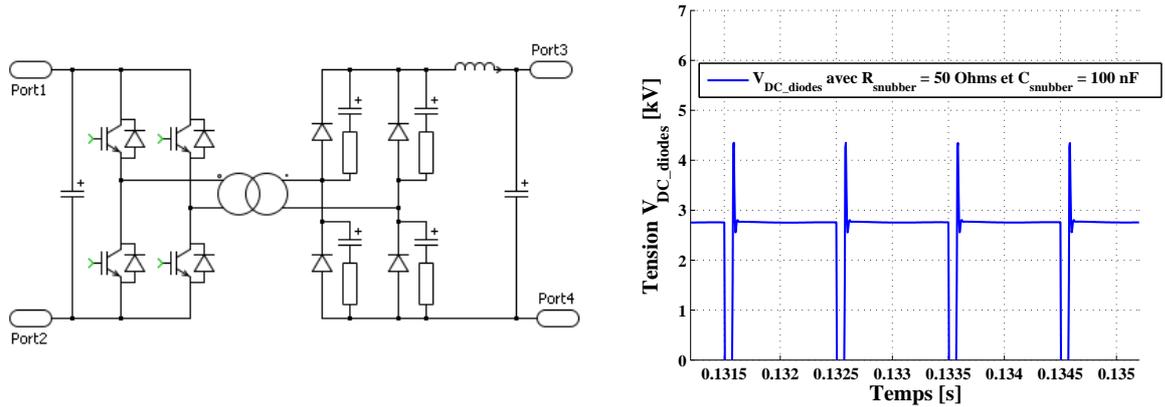
FIGURE 3.15 – Comparaison des surtensions en sortie de pont de diodes en fonction de la modélisation de la diode (PLECS)

prenant en compte le recouvrement de la diode à la commutation.

Si la diode est parfaite (figure 3.15(a)) la tension DC en sortie du pont de diodes chute à 0 V puis remonte à la tension nominale tandis qu'avec un modèle de diode avec recouvrement (figure 3.15(b)), des surtensions apparaissent aux bornes des diodes. La surtension sur chaque diode provient de l'échelon qui est appliqué au circuit RLC suivant : paramètres diodes + filtre LC +  $R_{fuite}$  et  $L_{fuite}$  du transformateur. Dans le cas présent, les surtensions montent jusqu'à 6 kV, soit 2,4 fois la tension nominale, or un paramètre dimensionnant pour une diode est la tension inverse maximale qu'elle peut supporter : VRRM (*Maximum peak Repetitive Reverse Voltage*). Une surtension aussi élevée demanderait alors un surdimensionnement conséquent des diodes ce qui n'est pas souhaitable.

Un snubber RC peut être connecté sur chaque diode en parallèle afin d'atténuer ce phénomène comme représenté figure 3.16(a). Pour le convertisseur DC-DC 2 MW, chaque snubber est dimensionné avec  $R_{snubber} = 50 \Omega$  et  $C_{snubber} = 100 \text{ nF}$  pour limiter les surtensions au maximum sans obtenir des pertes trop conséquentes. La figure 3.16(b) représente les surtensions obtenues sur la tension DC en sortie de pont de diodes avec ces snubbers. Dans ce cas les surtensions sont limitées à 4,5 kV soit une surtension de 80 % ce qui est acceptable pour les diodes choisies qui ont une VRRM de 4,5 kV.

En conclusion, malgré les avantages théoriques de la pleine-onde, comme la simplicité de fonctionnement et la possibilité d'utiliser des transformateurs haute-fréquence, un désavantage apparaît lors de la commutation des diodes avec une nécessité d'ajout de snubber (coûts et pertes) pour limiter les surtensions sur le pont de diodes.



(a) Convertisseur DC-DC avec des snubbers RC connectés sur les diodes (b) Surtensions en sortie de pont de diodes avec snubbers

FIGURE 3.16 – Convertisseur DC-DC et surtensions avec snubbers RC

### 3.4.1.2 Méthode d'imbrication des pulses

Le filtre LC en sortie du pont redresseur doit filtrer des harmoniques d'amplitudes importantes à 1 kHz dus à l'empiétement des diodes, rendant le filtre volumineux et cher. Une solution pour réduire la taille du filtre est alors d'imbriquer les signaux des quatre ponts onduleurs, ce qui a pour effet de réduire l'amplitude des harmoniques et de multiplier leur fréquence par le nombre de ponts. Par conséquent, le filtre est moins volumineux et donc moins cher.

La méthode « d'imbrication des pulses » a été brevetée le 07/06/2012 [AUGU-12]. Elle n'est pas coûteuse car ne rajoute pas de composants supplémentaires et nécessite juste une communication entre les convertisseurs qui de toute façon est nécessaire à la coordination des 8 ponts connectés aux transformateurs HF. La figure 3.17 représente le schéma électrotechnique des 4 convertisseurs DC-DC avec le filtre LC en sortie.

La méthode d'imbrication des pulses consiste à décaler les commandes des quatre onduleurs de  $180^\circ/4 = 45^\circ$  de manière à répartir les commutations sur la période, évitant ainsi la chute à 0 V de la tension en sortie du pont redresseur due aux commutations des diodes. Le spectre fréquentiel de la tension en sortie du pont redresseur est donc moins riche en harmoniques ce qui permet de réduire l'inductance et la capacité de filtrage du filtre LC. La figure 3.18 détaille l'imbrication des pulses sur deux périodes en représentant les tensions aux primaires des quatre transformateurs.

La figure 3.19 représente la tension DC en sortie du pont de diodes avec ou sans imbrication. Grâce à l'entrelacement, la tension redressée ne chute plus à 0 V et le spectre contient moins d'harmoniques. De plus les surtensions dues au recouvrement des diodes sont plus faibles avec imbrication des pulses. Ces courbes ont été obtenues avec un modèle de diode à recouvrement en simulation. Cependant, il reste des harmoniques pouvant exciter le câble, comme celui du rang 16 (8000 Hz), qui en simulation excite la câble HVDC.

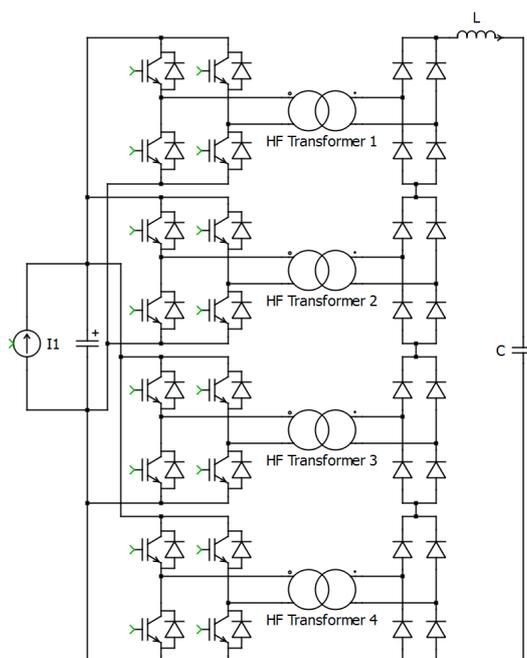
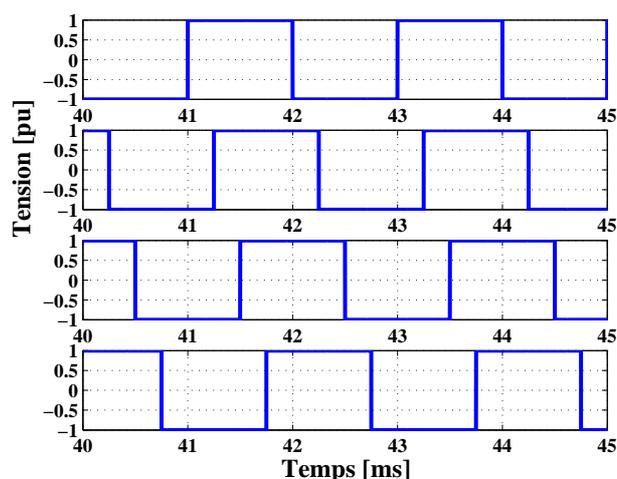


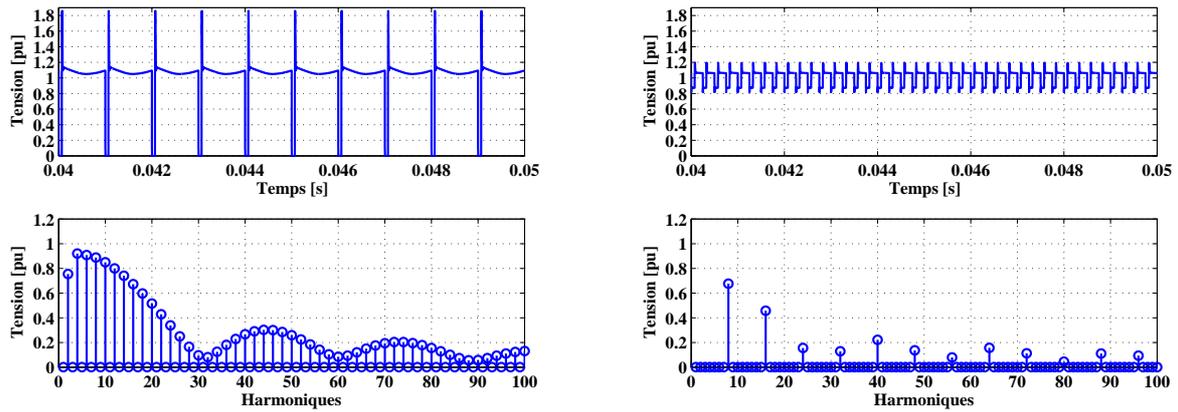
FIGURE 3.17 – Schéma électrotechnique du convertisseur DC-DC et de son filtre LC

FIGURE 3.18 – Tensions primaires des quatre transformateurs : entrelacement des pulses des 4 convertisseurs ( $f = 500$  Hz)

### 3.4.1.3 Dimensionnement du filtre LC

L'inductance en sortie de pont redresseur permet principalement de lisser le courant DC. Un critère possible pour le dimensionnement de cette inductance est le courant maximal que peuvent supporter l'ensemble des éléments du convertisseur DC-DC. En effet, sans inductance de filtre, le courant au primaire du transformateur est plus triangulaire comme représenté figure 3.20, et la valeur maximale et efficace du courant sont plus élevées que si la forme d'onde est rectangulaire.

Le dimensionnement optimal cherche donc à diminuer l'ondulation du courant DC dans



(a) Sans imbrication de pulses

(b) Avec imbrication de pulses

FIGURE 3.19 – Tension et spectre harmonique en sortie du pont de diodes sans et avec imbrication de pulses à 500 Hz

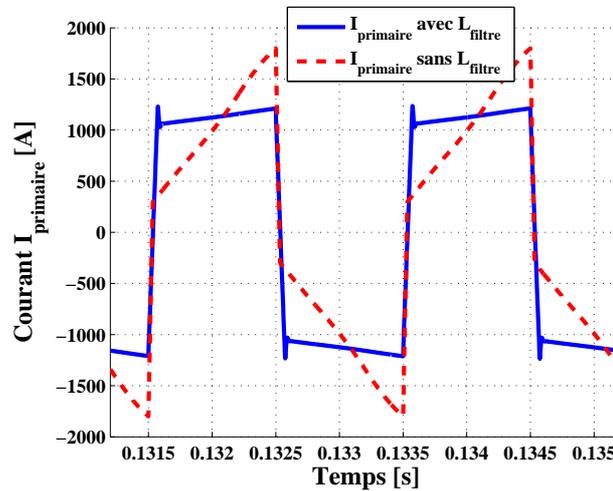


FIGURE 3.20 – Courant au primaire du transformateur avec ou sans inductance de filtre en sortie

l'inductance de filtre. La tension aux bornes de l'inductance de filtre s'exprime par :

$$V_L = L_{filtre} \cdot \frac{di}{dt} \Rightarrow \frac{di}{dt} = \frac{V_L}{L_{filtre}} \quad (3.4)$$

La commutation des diodes dure un temps  $t_c$  défini par :

$$t_c = \frac{2 \cdot I_{AC} \cdot L_{fuite}}{V_{sec}} \quad (3.5)$$

avec  $I_{AC}$  la valeur efficace du courant au secondaire du transformateur,  $L_{fuite}$  l'inductance de fuite ramenée au secondaire,  $V_{sec}$  la tension efficace au secondaire du transformateur.

Application Numérique pour le convertisseur de PAIMPOL :

$$t_c = \frac{2 \cdot 800 \cdot 120 \cdot 10^{-6}}{2500} = 77 \mu s$$

L'ondulation de courant durant ce laps de temps est :

$$\Delta i = \frac{t_c \cdot V_L}{L_{filtre}} \quad (3.6)$$

Pour l'exemple considéré, la commutation durant  $77 \mu\text{s}$ , la tension  $V_L$  vaut  $10000 \text{ V}$  et avec une inductance  $L_{filtre}$  de  $10 \text{ mH}$  sans imbrication, l'ondulation en courant correspondante est de  $70 \text{ A}$ . Avec imbrication la valeur de  $L_{filtre}$  est de  $1 \text{ mH}$  pour le même courant.

Le filtre LC est un filtre passe-bas, la fréquence de résonance est :

$$f_{res} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L_{filtre} \cdot C_{filtre}}} \quad (3.7)$$

Le signal en tension ayant des harmoniques à  $4000 \text{ Hz}$  (signal  $500 \text{ Hz}$  redressé et entrelacé), il est possible de choisir une fréquence de coupure à  $1000 \text{ Hz}$  ce qui donne une capacité de  $25 \mu\text{F}$ . Pour  $L_{filtre} = 1 \text{ mH}$  et  $C_{filtre} = 25 \mu\text{F}$ , le diagramme de Bode correspondant est tracé figure 3.21. A  $4000 \text{ Hz}$  le gain est de  $-23 \text{ dB}$ .

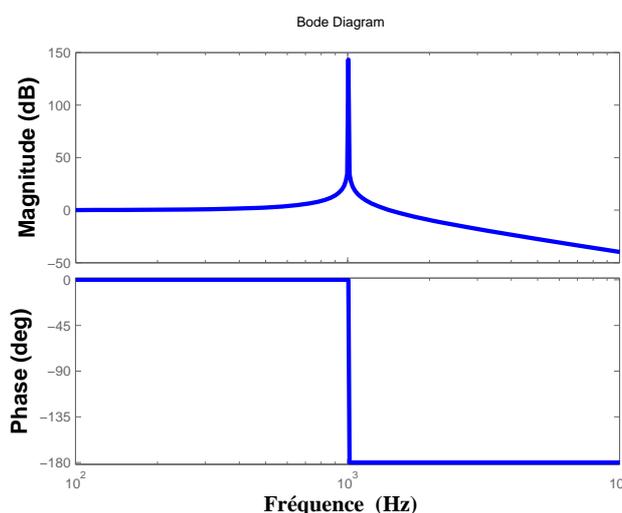
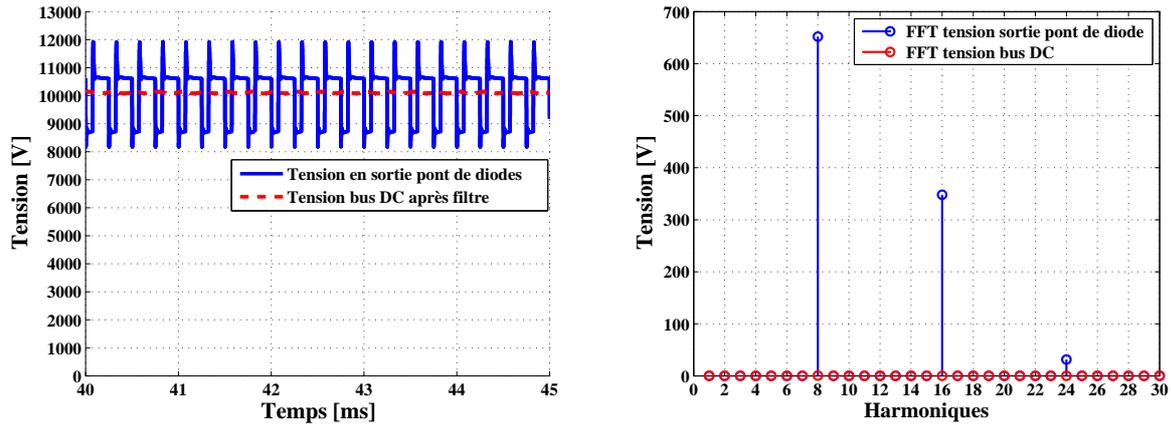


FIGURE 3.21 – Diagramme de Bode de dimensionnement du filtre LC en sortie du convertisseur DC-DC

Le dimensionnement final du filtre LC est donc  $L_{filtre} = 1 \text{ mH}$  et  $C_{filtre} = 25 \mu\text{F}$ . Comparé à un filtre sans imbrication, la capacité est diminuée d'un facteur 4 et l'inductance d'un facteur 10. Les formes d'ondes avec le filtre mis en place sont représentées figure 3.22 avec les FFT (*Fast Fourier Transform*) correspondantes : les harmoniques sont atténués aux rangs 8, 16 et 24.

En conclusion, le filtre LC est dimensionné comme suit :

- l'ondulation de courant ne doit pas être trop importante dans le convertisseur afin de diminuer la valeur efficace du courant dans le convertisseur, et donc les pertes. L'inductance  $L_{filtre}$  doit donc être dimensionnée à cet effet dans un premier temps.
- Le filtre LC doit ensuite filter les harmoniques contenus dans la tension DC en sortie du pont de diodes pour ne pas exciter des fréquences de résonance du câble.



(a) Formes d'ondes  $V_{DC}$

(b) FFT tensions  $V_{DC}$

FIGURE 3.22 – Formes d'ondes et FFT des tensions DC avant et après le filtre LC

- L'imbrication de pulses permet de diminuer les harmoniques de tension sur le bus DC en sortie du convertisseur, et donc la taille du filtre.

### 3.4.2 Théorie sur la commande du convertisseur Full-Bridge

Le pont H du convertisseur DC-DC, constitué d'interrupteurs commandables à la fermeture et l'ouverture (IGBTs dans l'étude), est commandé en pleine onde avec une largeur d'impulsion qui peut varier.  $\alpha$  est défini comme le rapport de la largeur d'impulsion d'une demi-période sur la demi-période du signal à fréquence fixe comme représenté figure 3.23.

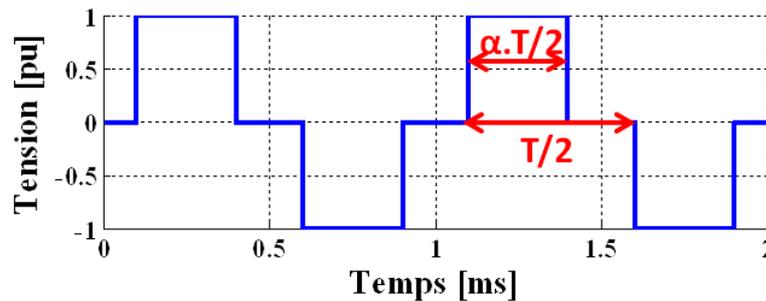


FIGURE 3.23 – Définition de la commande  $\alpha$  au primaire du transformateur

Le pont H du convertisseur DC-DC peut être commandé en pleine onde sans variation de la largeur d'impulsion et à fréquence fixe. Dans ce cas  $\alpha$  est constant, de préférence égal à 1 (voir paragraphe 3.4.5), et il n'y a pas de contrôle de tension en entrée ou sortie du convertisseur. La tension en entrée varie donc proportionnellement en fonction de celle en sortie.

Un contrôle avec  $\alpha$  variable est implantable, et dans ce cas :  $0 \leq \alpha \leq 1$ . Ce contrôle permet de réguler une des tensions DC du convertisseur indépendamment de l'autre comme démontré dans la suite du paragraphe. La figure 3.24 représente le convertisseur DC-DC avec les différentes variables utilisées dans la suite de l'étude :

- $I_{DC\_eol}$  se réfère au courant DC issu de la source éolienne, c'est à dire le convertisseur associé à la génératrice. Il est supposé constant.

- $I_{DC\_capa}$  est le courant DC dans la capacité en entrée du convertisseur.
- $I_{DC\_conv}$  se réfère au courant en entrée du convertisseur DC-DC.
- $V_{DC\_in}$  est la tension DC en entrée du convertisseur.
- $V_{DC\_out}$  est la tension DC en sortie du convertisseur.

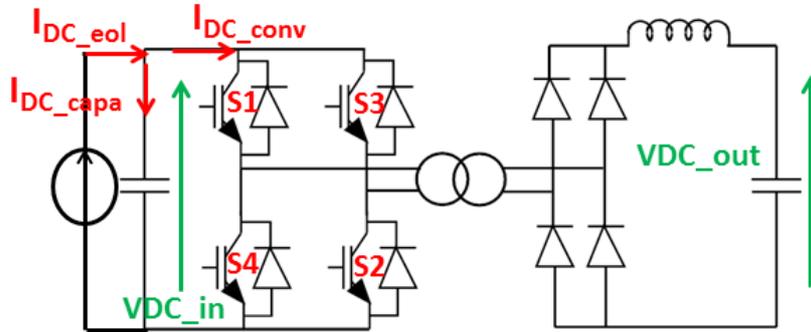


FIGURE 3.24 – Variables du convertisseur DC-DC Full-Bridge

Il existe deux régimes de fonctionnement pour le convertisseur DC-DC : continu ou discontinu selon que le courant DC en sortie (dans l'inductance de filtre) passe par 0 ou non. En régime discontinu, le courant  $I_{DC\_conv}$  a la forme d'onde représentée figure 3.25 sur deux périodes avec une fréquence de commutation de 1000 Hz et  $\alpha = 0,5$ . Lorsqu'aucun IGBT n'est passant, entre  $t_1 = 500 \mu s$  et  $t_2 = t_1 + (1 - \alpha) \cdot T/2 = 750 \mu s$  dans l'exemple, le courant  $I_{DC\_conv}$  est nul. A  $t_2 = 750 \mu s$ , les interrupteurs S3 et S4 commutent et le courant a une forme d'onde exponentielle. Elle correspond à la réponse en courant d'un circuit RL comprenant l'inductance de fuite du transformateur, l'inductance de filtre en sortie du convertisseur et la résistance de fuite du transformateur qui sont soumis à une tension égale à la différence entre la tension  $V_{DC\_in}$  et  $V_{DC\_out}$ .

L'équation du courant  $I_{DC\_conv}$  dans la partie non-nulle du signal est la suivante :

$$I_{DC\_conv}(t) = \frac{V_{DC\_in} - \frac{V_{DC\_out}}{n_{ratio}}}{R} \cdot (1 - \exp^{-\frac{R}{L_{total}} \cdot t}) \quad (3.8)$$

avec :

- $n_{ratio}$  le rapport de transformation
- $R$  la résistance de fuite ramenée au primaire [ $\Omega$ ]
- $L_{total}$  l'inductance de fuite du transformateur plus celle du filtre ramenées au primaire [H]

La valeur moyenne du courant dans le convertisseur DC-DC dépend d'une part de la durée de la valeur nulle sur  $\Delta t = (1 - \alpha) \cdot T/2$ , d'autre part de la valeur moyenne de  $I_{DC\_conv}(t)$  selon la relation :

$$\overline{I_{DC\_conv}} = \frac{2}{T} \int_0^{\alpha \cdot T/2} I_{DC\_conv}(t) \cdot dt \quad (3.9)$$

Si  $\alpha$  diminue, pour garder une valeur moyenne  $\overline{I_{DC\_conv}}$  constante, le courant  $I_{DC\_conv}(t)$  doit avoir une pente plus élevée durant la période où le courant augmente, et donc  $V_{DC\_in}$  augmente

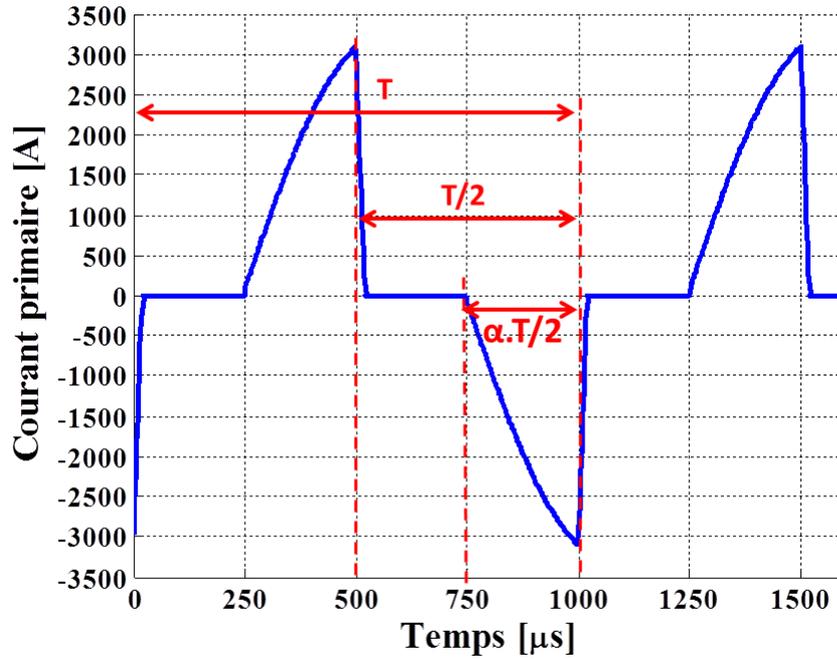


FIGURE 3.25 – Forme d’onde du courant  $I_{DC\_conv}$  lors d’une demi-période ( $f = 1000$  Hz) avec  $\alpha = 0,5$  en régime de conduction discontinu

car les autres paramètres sont constants.

Cette démonstration est aussi valable en régime continu et la tension DC  $V_{DC\_in}$  en entrée du convertisseur est alors définie :

$$V_{DC\_in} = \frac{V_{DC\_out} \cdot n_{ratio}}{1 - 2 \cdot t_0 \cdot f} \quad (3.10)$$

avec  $f$  la fréquence du signal, et  $t_0$  le temps durant lequel la tension est nulle au primaire du transformateur :

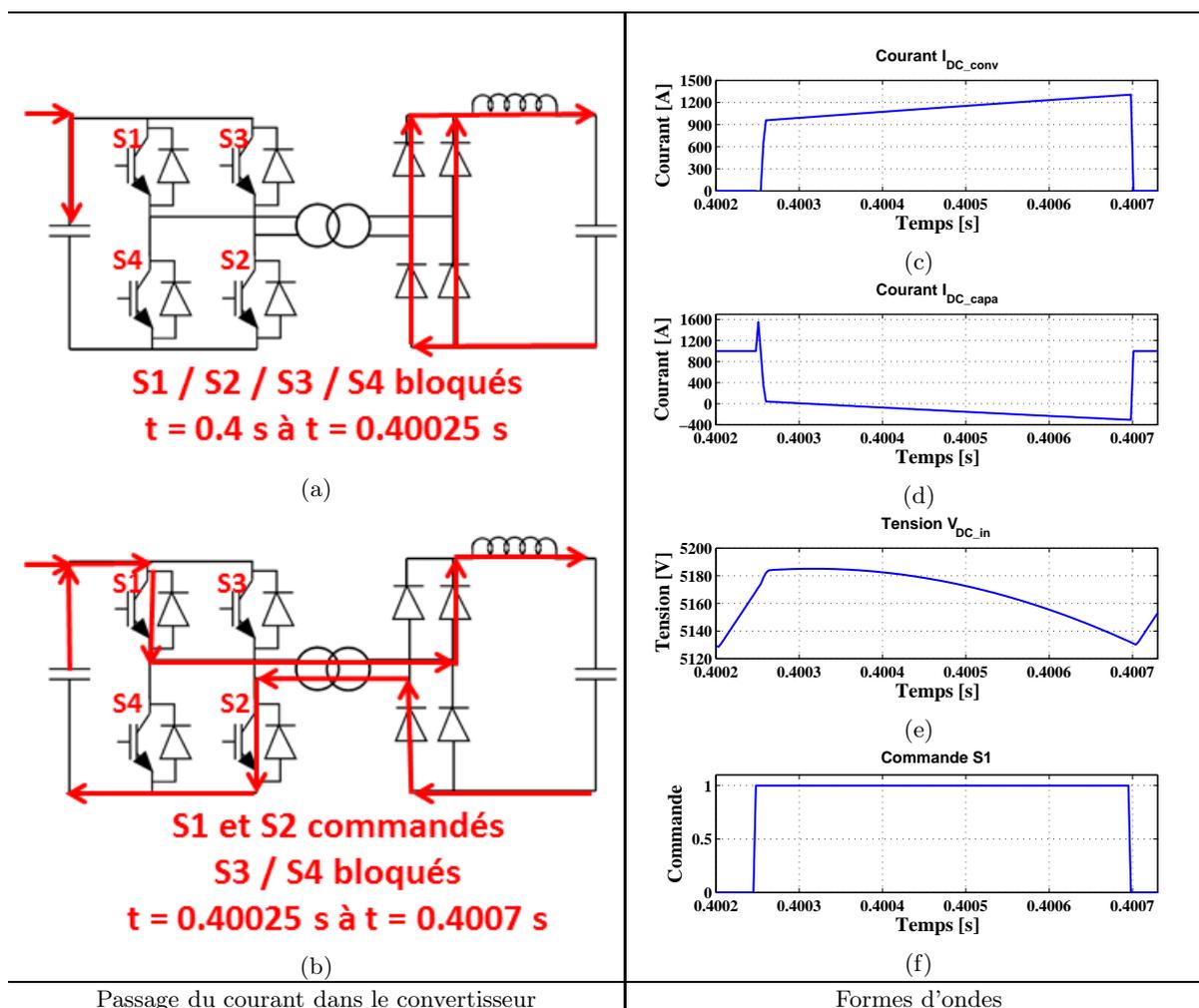
$$t_0 = \max \left( \frac{(1 - \alpha) \cdot T}{2}, t_c \right) \quad (3.11)$$

avec  $t_c$  le temps de commutation des diodes (équation 3.5).

Cela démontre la nécessité de contrôler  $\alpha$  pour réguler  $V_{DC\_in}$ . Selon les valeurs de chaque variable et plus précisément de l’inductance du filtre LC, le mode de fonctionnement du convertisseur passe du régime de conduction continu à discontinu. Plus  $\alpha$  est faible, c’est à dire proche de 0, plus les ondulations de courant DC en sortie du convertisseur sont grandes (régime discontinu). Un dimensionnement du convertisseur est réalisé dans le paragraphe 3.4.5 en fonction de la stratégie de commande.

### 3.4.3 Formes d’ondes du convertisseur DC-DC

Le fonctionnement du convertisseur DC-DC est explicité sur la figure 3.26 sur une demi-période de signal à 1000 Hz avec  $\alpha = 0,9$  et un courant en entrée constant égal à 1000 A.

FIGURE 3.26 – Détails d’une demi-période sur le convertisseur DC-DC avec  $\alpha = 0,9$ 

Les figures 3.26(a) et 3.26(b) présentent le passage du courant aller dans le convertisseur quand les interrupteurs S1 à S4 sont bloqués puis quand les interrupteurs S1 et S2 sont commandés. Ces schémas sont reliés aux figures 3.26(c) à (f) qui représentent les formes d’ondes durant une demi-période ( $t = 0,4002 \text{ s}$  à  $t = 0,4007 \text{ s}$ ).

La source en amont du convertisseur est supposée être une source de courant constant correspondant à une éolienne et son convertisseur AC-DC. Lorsque  $t = 0,4002 \text{ s}$ , aucune commande n’est envoyée aux IGBTs, et la tension au primaire du transformateur est nulle (figure (c)). Le courant provenant de la source va donc dans la capacité en entrée (figure (d)), et la tension  $V_{DC\_in}$  augmente (figure (e)). Dès qu’une commande est envoyée aux interrupteurs S1 et S2 à  $t = 0,40025 \text{ s}$ , le courant passe par ces interrupteurs. Dans cet exemple, le convertisseur est en régime continu car la forme d’onde du courant  $I_{DC\_conv}$  (figure (c)) est proche d’un carré plutôt que d’une exponentielle dans le cas discontinu (figure 3.25). Lorsque la commande est à 1, le courant qui passe dans le convertisseur est issu de la source et de la capacité, par conséquent la tension  $V_{DC\_in}$  diminue.

Lors d'une diminution de  $\alpha$  brusque, le temps durant lequel la capacité se charge augmente, et par conséquent la tension  $V_{DC\_in}$  augmente. Elle n'augmente pas à l'infini, car le courant tiré par le convertisseur augmente en fonction de la tension  $V_{DC\_in}$  (équation 3.8) et un équilibre se recrée à une tension plus élevée. Les formes d'ondes durant un changement de  $\alpha$  sont représentées figure 3.27.

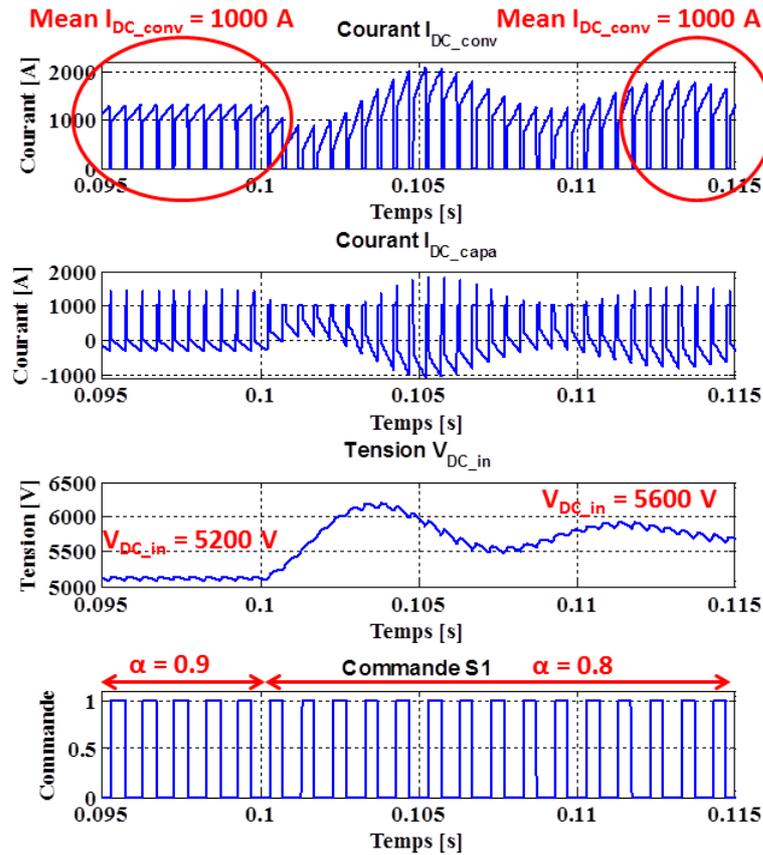


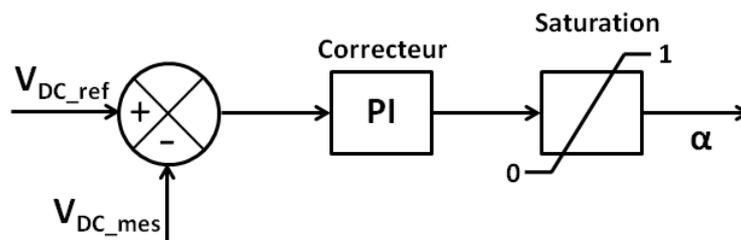
FIGURE 3.27 – Formes d'ondes lorsque  $\alpha$  passe de 0,9 à 0,8 à  $t = 0,1$  s

A  $t = 0,1$  s,  $\alpha$  passe de 0,9 à 0,8 ce qui modifie les courants dans le convertisseur et dans la capacité.  $V_{DC\_in}$  augmente alors et passe de 5200 V à 5600 V (second ordre avec une pseudo-période de 10 ms), et de ce fait le courant appelé par le convertisseur ( $I_{DC\_conv}$ ) retrouve un équilibre à la même valeur que précédemment : 1000 A. La puissance transistée a été modifiée en passant de 5,2 MW à 5,6 MW car la source produit toujours le même courant (1000 A), alors que  $\alpha$  a été modifié.

### 3.4.4 Intégration d'un contrôle $\alpha$ pour le convertisseur DC-DC

D'après les explications théoriques précédentes, le contrôle de la tension en entrée du convertisseur DC-DC est possible avec la variation de  $\alpha$ . La figure 3.28 représente le contrôle intégré pour la régulation de tension des convertisseurs DC-DC.

La tension  $V_{DC\_ref}$  est comparée à celle mesurée  $V_{DC\_mes}$  en entrée du convertisseur et corrigée grâce à un correcteur PI. La constante de temps choisie pour la régulation de tension est de 10 ms, sachant que les variations de tensions DC sont supposées faibles pour

FIGURE 3.28 – Régulation de tension par contrôle  $\alpha$ 

le fonctionnement de la ferme. Un contrôle plus poussé comme dans [MAX-09] pourrait être réalisé mais ce n'est pas le but du présent travail qui cherche à démontrer des principes de fonctionnement et ses implications sur la gestion énergétique de la ferme.

Si ce contrôle  $\alpha$  est utilisé pour commander le convertisseur DC-DC, il a un impact sur son dimensionnement, ce qui fait l'objet du paragraphe suivant.

### 3.4.5 Dimensionnement du convertisseur selon la stratégie de commande

Le but de ce paragraphe est de comparer le dimensionnement de deux convertisseurs DC-DC avec la même topologie (Full-Bridge) en évaluant les pertes et les caractéristiques technologiques du transformateur principalement. Les dimensionnements du pont onduleur et redresseur à diodes sont supposés similaires. Le premier convertisseur a un contrôle en pleine onde sans changement de  $\alpha$ , tandis que le second a pour but de contrôler sa tension DC en entrée à un niveau constant avec  $\alpha$  variable. Le cas d'étude se porte sur le convertisseur DC-DC éolien utilisé dans l'architecture de ferme DC retenue (figure 3.1 de ce chapitre). Ce convertisseur a une tension DC en entrée de 5 kV et en sortie de 50 kV, une puissance de 5 MW à une fréquence de 1000 Hz. Les éoliennes fonctionnent à pleine puissance 40 % du temps (voir Ch. 2, §2.6.2.1), c'est pourquoi la comparaison est réalisée à cette puissance maximale de 5 MW. Les résultats ont été obtenus par une simulation réalisée sous le logiciel de simulation PLECS.

Pour contrôler la tension DC en entrée à 5 kV, il est nécessaire de diminuer le rapport de transformation de 0,1 (5 / 50 kV) à 0,09 (4,5 / 50 kV) pour permettre de faire varier  $\alpha$  en fonction des variations de tension DC en sortie. Par exemple,  $\alpha = 0,9$  pour une tension en entrée  $V_{DC\_in} = 5$  kV. Si cette tension a tendance à monter,  $\alpha$  augmente (de 0,9 à 1) pour la faire diminuer. Si la tension  $V_{DC\_in}$  a tendance à baisser,  $\alpha$  diminue pour l'augmenter (0,9 à 0).

Les implications techniques entre un dimensionnement avec  $\alpha$  variable et fixe sont explicitées par une comparaison de dimensionnement d'un convertisseur DC-DC avec filtre LC. Une régulation de tension à 50 kV est supposée valide en sortie du convertisseur. Le tableau 3.3 présente les hypothèses de comparaison des deux convertisseurs. La chute inductive du transformateur est de 8 %,  $\alpha$  est constant, fixé à 1 pour la pleine onde sans maintien de tension et varie de 0 à 1 pour la stratégie de contrôle de tension DC :  $V_{DC\_in}$ .

Paramètres généraux	Convertisseur avec pleine onde, $\alpha = 1$	Convertisseur avec maintien de tension DC en entrée, $\alpha$ variable
Puissance	5 MW	
Chute inductive transformateur	8 %	
Chute résistive transformateur	1 %	
Fréquence	1000 Hz	
Tension sortie DC maximale	50 kV	
Rapport Transformateur	5000 / 50000 = 0,1	4500 / 50000 = 0,09
Variations $\alpha$	$\alpha = 1$	$0 \leq \alpha \leq 1$

TABLEAU 3.3 – Paramètres retenus pour la comparaison des dimensionnements de deux convertisseurs DC-DC Full-Bridge. Le premier a un contrôle  $\alpha$  fixe et le second,  $\alpha$  variable.

### 3.4.5.1 Impact du contrôle $\alpha$ sur le dimensionnement du convertisseur

La figure 3.29 représente les variations de  $\alpha$  en fonction de  $V_{DC\_in}$  pour des puissances constantes obtenues grâce à une simulation sous PLECS. A forte puissance,  $\alpha$  varie peu en fonction de la tension à réguler tandis qu'à puissance faible,  $\alpha$  varie beaucoup selon la tension car le régime est discontinu en courant. A la tension nominale 5 kV, entre 500 kW et 5 MW  $\alpha$  varie de 0,8 à 0,95. Les raisons du changement de pente dans le graphe sont dues au passage continu-discontinu pour le convertisseur. 80 % du temps l'éolienne produit plus de 500 kW et le convertisseur aura donc  $\alpha$  qui varie entre 0,5 et 0,9.

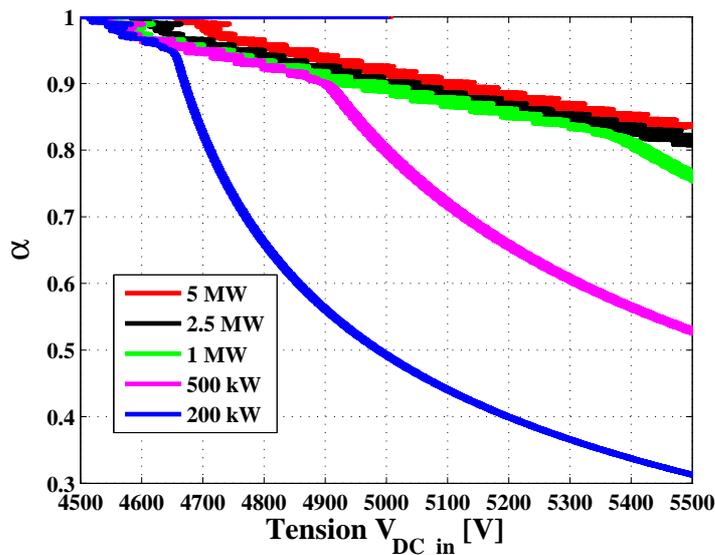


FIGURE 3.29 – Variation de  $\alpha$  en fonction de  $V_{DC\_in}$  pour différentes puissances

### 3.4.5.2 Dimensionnement du transformateur

La figure 3.30 compare les tensions aux primaires des transformateurs et les pertes fer associées au même point de fonctionnement. Pour obtenir une comparaison la plus précise possible, il faudrait considérer le matériau utilisé pour réaliser le noyau du transformateur avec une formule théorique prenant en compte le mieux possible la haute fréquence pour l'évaluation des pertes fer et le temps de fonctionnement à chaque puissance du convertisseur [MONJ-10], [MEIE-10]. Cependant, l'étude réalisée dans ce paragraphe ne cherche qu'à donner des ordres de grandeurs. Ainsi les pertes fer sont considérées proportionnelles au carré de la fréquence et au carré des valeurs crêtes de chaque rang harmonique [STEI-92] :

$$P_{fer} \sim B^2 \cdot f^2 \sim \Phi^2 \cdot f^2 \sim \widehat{V}^2 \cdot f^2 \sim \sum_h \widehat{V}_h^2 \cdot f_h^2 \quad (3.12)$$

La valeur efficace de la tension primaire au transformateur est plus faible (4820 V vs 5150 V) dans le cas  $\alpha$  variable car le rapport de transformation du transformateur n'est pas le même entre les deux convertisseurs. De plus, il y a moins d'harmoniques dans le spectre de la tension AC avec  $\alpha$  variable. En conséquence, pour  $\alpha$  variable, les pertes fer sont 2,7 (22/8) fois plus faibles qu'avec  $\alpha = 1$ .

Concernant les pertes Joules dans les conducteurs, elles varient en fonction du courant  $I_{rms}$  et de la résistance alternative des bobinages  $R_{ac}$  :

$$P_{Joules} = R_{ac} \cdot I_{rms}^2 \quad (3.13)$$

Cette formule est valable tant que l'épaisseur de peau est nettement supérieure au diamètre du conducteur employé, ce qui est le cas lors de l'utilisation de conducteurs multi-brins. Sans cela, la formule devrait considérer les variations des harmoniques de courants selon la fréquence avec un facteur de forme pour chaque harmonique [ROSS-09].

La figure 3.31 compare de la même manière que précédemment les formes d'ondes des courants primaire du transformateur. Les pertes Joules sont 1,25 fois supérieures dans le dimensionnement avec  $\alpha$  variable au même point de fonctionnement. En effet le courant efficace est supérieur dans ce cas (1100 A contre 980 A).

Les deux dimensionnements sont donc proches en terme de pertes, vu que  $\alpha$  variable diminue les pertes fer au détriment des pertes Joules tandis qu'avec  $\alpha = 1$ , c'est l'inverse.

### 3.4.5.3 Dimensionnement de la capacité du bus DC en entrée

Un dernier critère de comparaison est le dimensionnement de la capacité en entrée du convertisseur, qui est soumise à de plus forts courants avec  $\alpha$  variable mais de plus fortes tensions avec  $\alpha = 1$ . Dans la capacité,  $I_{rms} = 156$  A pour  $\alpha = 1$  et  $I_{rms} = 300$  A pour  $\alpha = 0,934$ , soit une capacité devant tenir 2 fois plus de courant. Cependant, dans le cas  $\alpha$  variable, la tension étant régulée à la même valeur nominale (5000 V dans l'étude), l'énergie dans la capacité proportionnelle à  $1/2 \cdot C \cdot V_{DC\_in}^2$  est donc plus grande pour  $\alpha = 1$ , où la tension évolue en fonction de la puissance transitée dans la ferme. Pour une capacité  $C$  de 3,5 mF, l'application numérique donne une énergie de 44 kJ avec  $\alpha$  variable contre une énergie de 55 kJ avec  $\alpha =$

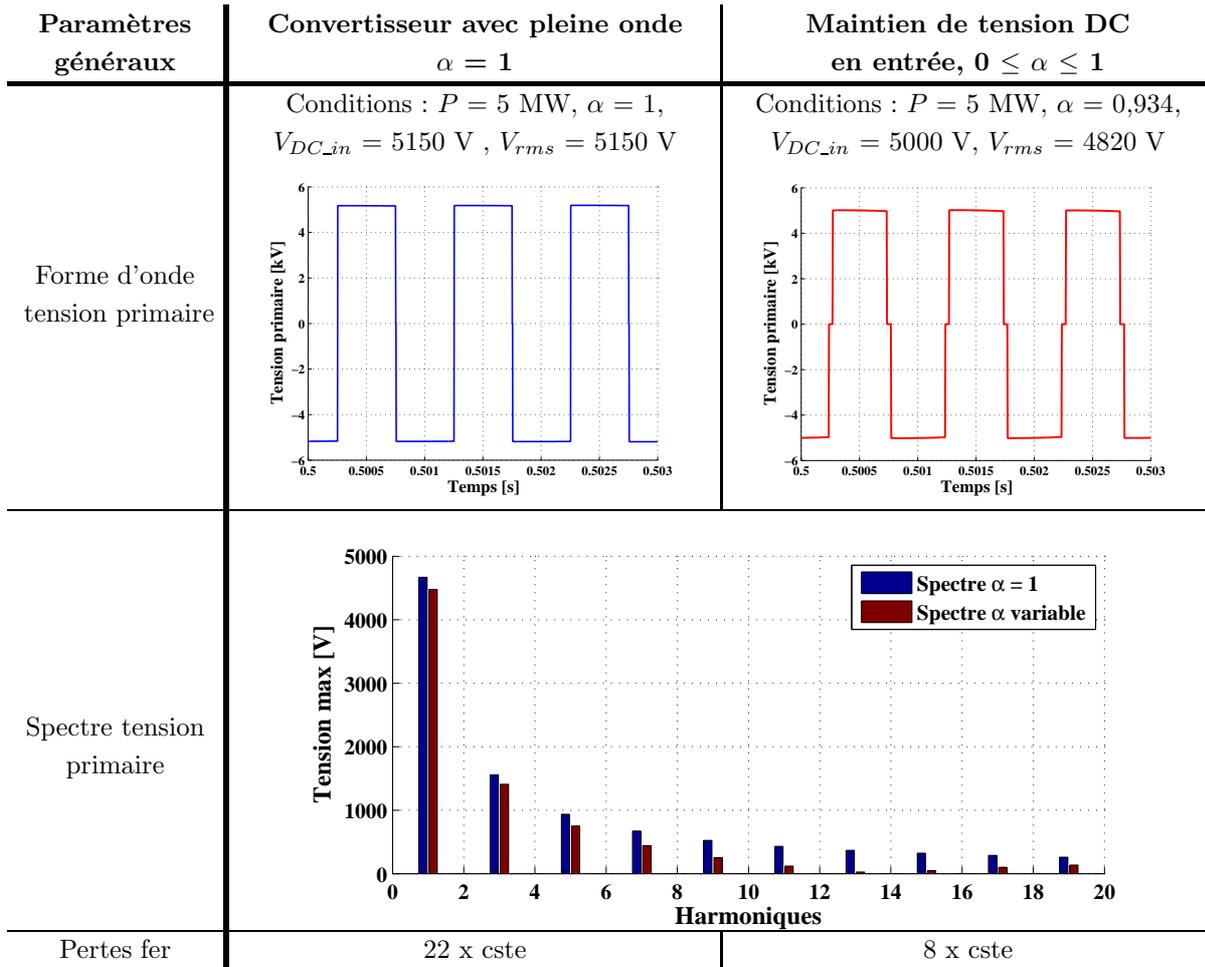


FIGURE 3.30 – Comparaison entre les dimensionnements de deux convertisseurs DC-DC Full-Bridge : analyse de la tension primaire et pertes fer.

1 et si la tension monte à 5600 V. Le dimensionnement du convertisseur doit donc prendre en compte ces critères sur les capacités qui auront un dimensionnement semblable.

### 3.4.5.4 Avantages du contrôle $\alpha$

Les dimensionnements des convertisseurs avec ou sans contrôle  $\alpha$  sont fort proches. L'intérêt majeur du contrôle  $\alpha$  est de permettre de réguler la tension DC en entrée du convertisseur DC-DC quel que soit le flux de puissance dans la ferme. Cependant, pour la stratégie  $\alpha = 1$ , si le rapport du transformateur est diminué à  $4750 / 50000 = 0,095$  pour les convertisseurs DC-DC éolienne, la tension évolue alors entre 4750 et 5250 V soit une variation de  $\pm 5 \%$  autour de 5000 V ce qui pourrait être considéré comme acceptable. Mais ce phénomène de variation de tension dépend des inductances de fuite et peut être plus important (8 % de fuite considéré dans l'étude). Ce phénomène est quantifié théoriquement par l'équation 3.10.

Application Numérique pour le convertisseur de 5 MW en supposant une tension  $V_{DC\_out}$  de 50 kV,  $\alpha = 1$  et  $t_c = 20 \mu\text{s}$  :

$$V_{DC\_in} = \frac{50.10^3 \cdot 0,1}{1 - 2 \cdot 20.10^{-6} \cdot 1000} = 5.2 \text{ kV}$$

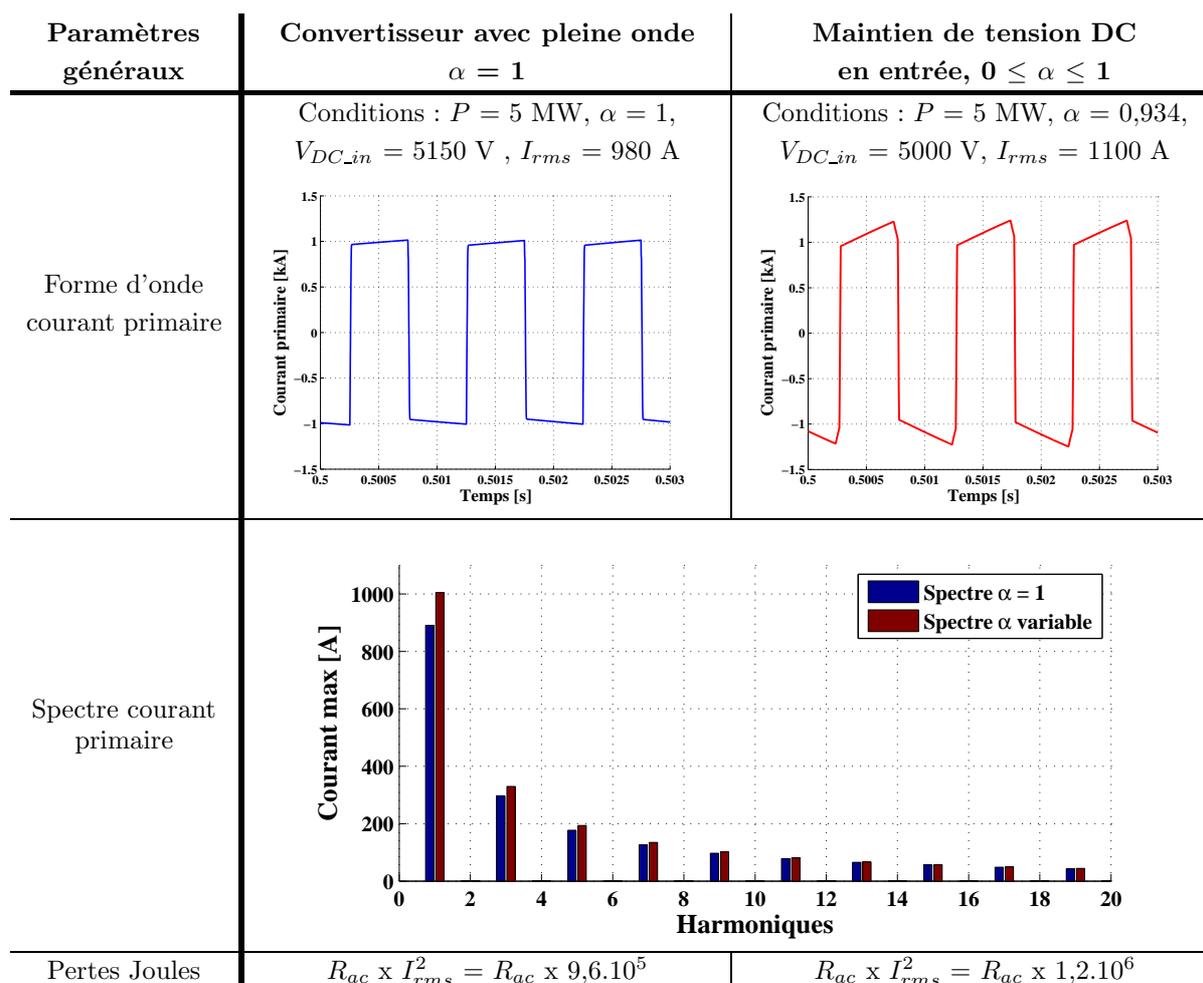
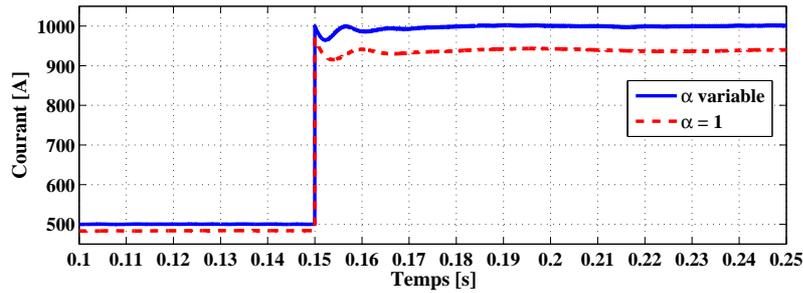


FIGURE 3.31 – Comparaison entre les dimensionnements de deux convertisseurs DC-DC Full-Bridge : analyse du courant primaire et pertes Joules.

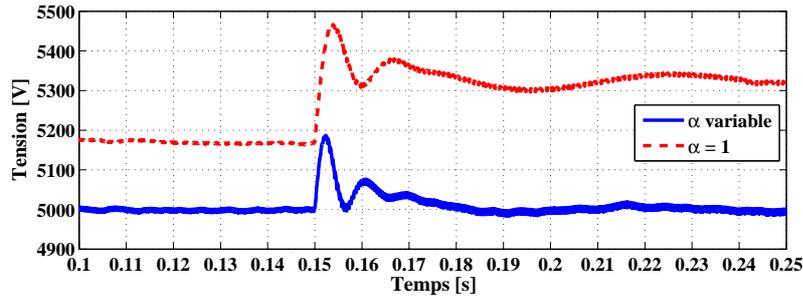
Un dernier point pouvant être un inconvénient, est que cette structure de commande ne permet pas de contrôler le courant dans le convertisseur, et une boucle de régulation du courant sur le bus DC en sortie pourrait être ajoutée pour y remédier. Les formes d'ondes explicitées sur la figure 3.32 représentent le comportement des convertisseurs avec ou sans contrôle  $\alpha$ , lors d'un échelon en puissance de l'éolienne, cas peu probable mais dimensionnant.

Le courant en entrée suit un échelon de 500 A (2,5 MW) à 1000 A (5 MW) à  $t = 0,15$  s. La tension  $V_{DC\_in}$  subit une surtension de 4 % avec la régulation  $\alpha$  et revient à la tension nominale après 30 ms tandis que sans régulation, la surtension est de 3 % en rapport à la valeur de tension établie (5320 V). Le courant en sortie de convertisseur réagit en second ordre et subit un dépassement de 20 % en rapport à la valeur maximale (100 A) avec régulation et de 15 % sans régulation pendant 10 ms. Cela montre le bon fonctionnement du système même soumis à des conditions drastiques.

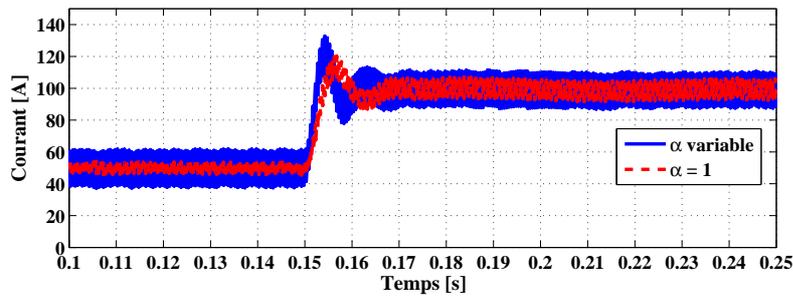
Le choix d'un convertisseur avec régulation de tension dépend donc du dimensionnement électrotechnique de la ferme. La suite de l'étude permettra de démontrer et comparer le fonc-



(a) Courant  $I_{DC\_eol}$  en entrée du convertisseur



(b) Tension  $V_{DC\_in}$  en entrée du convertisseur



(c) Courant  $I_{DC\_out}$  en sortie du convertisseur

FIGURE 3.32 – Réponse à un échelon de puissance en entrée du convertisseur avec ou sans contrôle  $\alpha$

tionnement de chaque contrôle, et le chapitre 4 développera ces stratégies à l'aide du simulateur temps réel.

### 3.5 Validation expérimentale du convertisseur DC-DC Full-Bridge

Afin de bien modéliser les convertisseurs DC-DC dans les simulations, et de vérifier les principes de commande décrits auparavant, deux expérimentations réelles ont été menées. La première concerne le convertisseur DC-DC de 2 MW réalisé par GE Energy pour l'application de la ferme hydrolienne à Paimpol. La deuxième expérimentation concerne un convertisseur DC-DC de 4 kW réalisé au L.2.E.P., au site de l'école d'ingénieur Arts et Métiers. Le but de l'expérimentation 2 MW est de vérifier le comportement général du convertisseur, tandis que la deuxième manipulation permet de tester le contrôle  $\alpha$  présenté précédemment et de connecter la manipulation à une simulation temps réel (chapitre 4).

### 3.5.1 Expérimentation d'un convertisseur DC-DC FB 2 MW

Le convertisseur DC-DC 2 MW pour l'application hydrolienne à Paimpol est destiné à être immergé dans une cuve étanche au fond de la mer avec toute l'électronique de puissance de la ferme. Son comportement, et l'évacuation des pertes, est donc primordial car l'accès pour la maintenance à cette plate-forme offshore immergée est très difficile.

#### 3.5.1.1 Paramètres et objectifs de l'expérimentation

Le schéma du banc d'essai du convertisseur est représenté figure 3.33. Il s'agit d'un test dit « *back to back* », car la puissance en sortie du convertisseur est réutilisée en entrée. La puissance tirée du réseau n'est que la puissance électrique due aux pertes. Le transformateur triphasé en entrée relie la manipulation au réseau. Un redresseur actif permet de contrôler la tension du bus DC en entrée du convertisseur à 1000 V. Le transformateur est constitué de deux primaires 1000 V/1000 A en parallèle et d'un secondaire 2780 V/800 A. Pour la schématique, deux transformateurs indépendants sont représentés avec en entrée deux ponts H à IGBTs, et en sortie un pont redresseur à diodes. Le filtre LC est connecté en sortie, puis un hacheur permet de réguler le courant dans la manipulation et de le renvoyer en entrée du convertisseur.

La commande des ponts H est dans un premier temps en pleine onde ( $\alpha = 1$ ). Du fait de la présence d'un seul transformateur associé à un pont de diodes, l'utilisation de la méthode d'imbrication de pulses n'est pas possible.

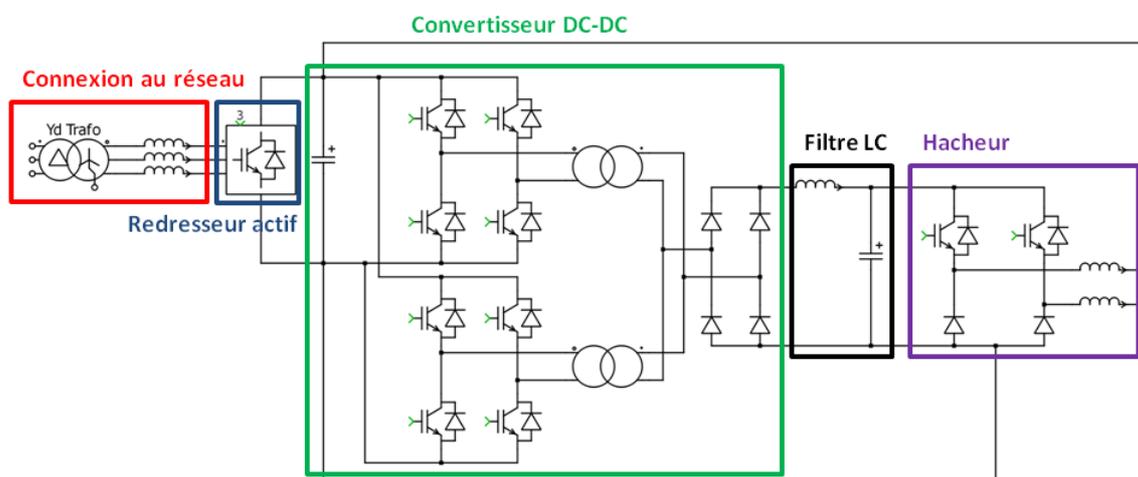


FIGURE 3.33 – Schéma du banc d'essai pour le convertisseur DC-DC 2 MW

Les principales caractéristiques du convertisseur sont rassemblées dans le tableau 3.4. La tension DC de sortie est de 2780 V à vide, mais descend à 2500 V en pleine charge ce qui fait que quatre convertisseurs connectés en série produisent bien 10 000 V comme mentionné auparavant (§3.4.1).

Le noyau du transformateur est constitué de tôles d'acier à grains orientés, les enroulements

Paramètres	Valeur
Puissance	2,23 MW
Tension DC entrée	1000 V
Tension DC sortie	2780 V
Courant DC entrée	2230 A
Courant DC sortie	800 A
Rapport de transformation	$1000/2780 = 0,36$
Fréquence de commutation	500 Hz
Inductance de fuite du transformateur ramenée au secondaire	120 $\mu$ H

TABLEAU 3.4 – Paramètres électriques du convertisseur DC-DC 2 MW

sont réalisés en cuivre et le refroidissement est à huile naturelle. L'ensemble transformateur et pont de diodes est plongé dans une cuve remplie d'huile.

Les objectifs de l'expérimentation étaient les suivants :

- Valider les formes d'ondes et le bon fonctionnement du convertisseur DC-DC.
- Déterminer les valeurs des éléments caractéristiques du transformateur (résistances, inductances, ...).
- Valider le transformateur et le pont de diodes thermiquement.
- Déterminer les pertes du transformateur, du pont de diodes et de ses snubbers.
- Valider le modèle théorique réalisé en simulation.

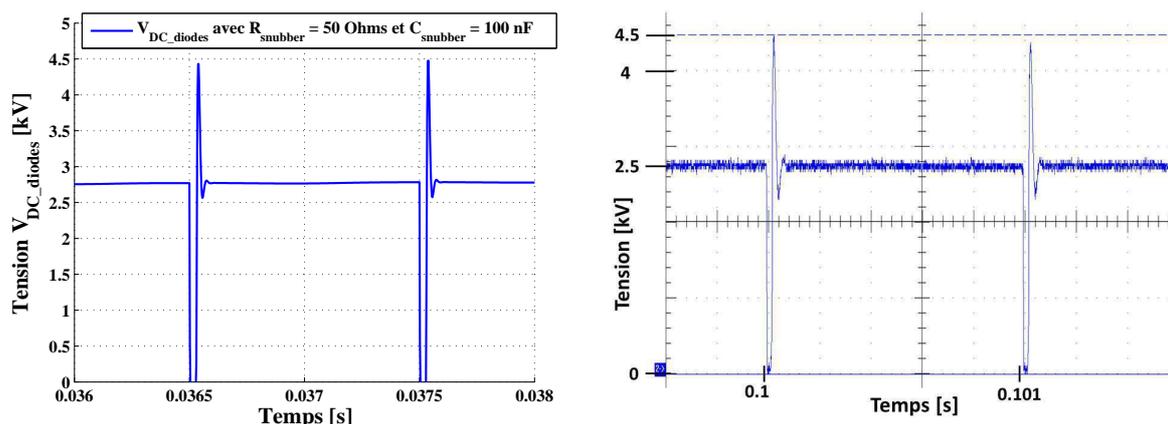
### 3.5.1.2 Résultats des essais

Les pertes du pont H n'ont pas été mesurées dans cette manipulation car l'onduleur est un produit standard à GE Energy et les pertes sont connues dans les conditions de l'essai : 0,8 %. Les tests qui ont été réalisés sont les suivants :

- essai à vide du transformateur.
- Essais en charge : 0 à 100 % de la puissance nominale sous la tension nominale.
- Essais thermiques : 25, 33, 50 et 75 % de la puissance nominale sous la tension nominale.
- Essais thermiques avec cycles de marée sous la tension nominale.

#### 3.5.1.2.1 Pont de diodes

Les résultats des tests avaient pour but de valider les formes d'ondes théoriques et le modèle utilisé pour la modélisation (figure 3.12). Pour l'expérimentation, les commutations des diodes suivent le même comportement que le modèle théorique : la figure 3.34 représente les surtensions issues de la simulation comparées à celles mesurées sur l'expérimentation pour une puissance de 1 MW (voir §3.4.1.1). La surtension réelle est identique à la simulation : 4,5 kV avec un temps de commutation  $t_c$  de 25  $\mu$ s.



(a) Surtension simulée sur le pont de diodes avec snubber  $R_{snubber} = 50 \Omega$ ,  $C_{snubber} = 100 \text{ nF}$  (b) Surtension réelle sur le pont de diodes avec snubber  $R_{snubber} = 50 \Omega$ ,  $C_{snubber} = 100 \text{ nF}$

FIGURE 3.34 – Comparaison des surtensions de la simulation et mesurées en sortie du pont de diodes

### 3.5.1.2.2 Transformateur

Les pertes du transformateur et du pont de diodes avec snubbers ont aussi été estimées. Le tableau 3.5 compare ainsi les pertes estimées et réelles pour les différents éléments du convertisseur. Le sigle « x » signifie que les pertes n'ont pas été mesurées. Les calculs de pertes du transformateur sont basés sur des données industrielles et les formules du paragraphe 3.4.5, équations 3.12 et 3.13. Les calculs des pertes du pont de diodes et des snubbers sont quant à eux basés sur la simulation sous PLECS et donc sur le modèle théorique du convertisseur.

Lors des essais, la cuve du transformateur était isolé adiabatiquement de l'extérieur et refroidi à eau ce qui permet de supposer que toutes les pertes générées sont extraites dans le circuit d'eau. Connaissant les débits d'eau et les températures en entrée-sortie du circuit d'eau, il est possible de calculer les pertes grâce à l'équation suivante :

$$P_{Joules} = C_{p\_eau} \cdot \Delta T \cdot D \quad (3.14)$$

avec  $C_{p\_eau} = 4180 \text{ J.K}^{-1}.\text{kg}^{-1}$ ,  $\Delta T$  la différence de température entre l'entrée et la sortie du circuit d'eau et  $D$  le débit en  $\text{L.s}^{-1}$ .

Les pertes réelles ont été mesurées avec une incertitude estimée à 5 % sur la méthode.

La mesure des pertes fer a été réalisée précisément par le constructeur et les pertes théoriques ont été sur-évaluées de 21 % à partir de la lecture des données mécaniques des tôles. La différence sur les pertes Joules est aussi de 20 % car les résistances AC des bobinages ne sont pas aisément quantifiable, et varient selon les harmoniques contenus dans le signal (spectre riche) d'où cette erreur. La différence entre la théorie et la réalité pour les pertes du pont de diodes est inférieure à 6 % validant le modèle de calcul sous MatLab/PLECS.

Le total des pertes est de 17 kW à 1 MW de puissance et de 25 kW pour 1,5 MW de puissance soit 1,7 %. En comparaison un onduleur classique type 3 niveaux associé à un transformateur 50 Hz amène aussi des pertes autour de 1,7 %. Ce convertisseur est donc équivalent en terme

Charge	50 % - 1 MW		75 % - 1,5 MW	
	Estimation	Réel	Estimation	Réel
Pertes Fer [W]	4000	3300	4000	3300
Pertes Joules [W]	2500	3010	5620	6080
Pertes Diodes [W]	1780	1880	2670	2716
Pertes Snubbers [W]	1200	850	1200	850
Pertes Pont H [W]	x	8000	x	12000
Pertes totales [W]	x	17000	x	25000
Pertes totales [%]	x	1,7	x	1,7

TABLEAU 3.5 – Comparaison des pertes estimées et réelles pour le convertisseur DC-DC 2 MW à deux niveaux de charge

de pertes pour la conversion d'énergie qu'une structure utilisée en AC. Le gain des pertes se faisant plus sur les câbles (voir Ch. 2, §2.6.2.6).

### 3.5.1.3 Essais avec $\alpha$ variable

Des essais avec  $\alpha$  variable ont été réalisés afin de confirmer le comportement du convertisseur avec ce contrôle. Cependant la logique n'est pas la même que celle expliquée dans le paragraphe 3.4.2. En effet, la tension DC en entrée  $V_{DC\_in}$  étant contrôlée par l'AFE à 1000 V DC, le banc d'essai ne permettait pas de commander la tension en entrée par le biais de convertisseur, mais celle en sortie :  $V_{DC\_out}$ . De ce fait, le bus DC en entrée du convertisseur DC-DC est donc vu comme une source de tension et non pas comme une source de courant sur une capacité comme auparavant. Le contrôle  $\alpha$  ne permet alors que de moduler la tension :

$$V_{DC\_out} = V_{DC\_in} \cdot \frac{\alpha}{n_{ratio}} \quad (3.15)$$

La figure 3.35 compare les formes d'ondes théoriques avec  $\alpha = 0,7$  et les formes d'ondes mesurées en réel qui sont très proches. De plus, le calcul de la tension en sortie donne :

$$V_{DC\_out} = V_{DC\_in} \cdot \frac{\alpha}{n_{ratio}} = 1000 \cdot \frac{0,7}{0,36} = 1945 \text{ V} \text{ et la mesure donne } 1900 \text{ V.}$$

Les pics de tension à  $\pm 1000$  V à chaque commutation sont dus à la commande des IGBTs, et se retrouvent en simulation. Deux commandes sont en effet possibles pour les interrupteurs du pont onduleur afin de générer les formes d'ondes désirées et sont représentées dans le tableau 3.6.

Dans le cas (a), les interrupteurs sont tous ouverts au même instant  $t_2$ , et le courant doit alors s'annuler en passant par les diodes de retour des couples  $S_1/S_2$  si le courant est positif ou  $S_3/S_4$  si le courant est négatif, ce qui engendre des pics de tensions à  $\pm 1000$  V durant l'annulation du courant. La solution explicitée dans le tableau 3.6(b) est d'ouvrir  $S_1$  à  $t_2$ , mais aussi de fermer au même instant  $S_4$  et de garder  $S_2$  fermé afin que le courant circule dans le transformateur en circuit fermé. Les diodes de retour des IGBTs ne sont alors pas sollicitées et aucun pic de tension n'apparaît au primaire du transformateur.

C'est la commande sans pics de tensions qui est utilisée dans la thèse et pour les simulations, mais n'a pas été mise en place pour la manipulation 2 MW.

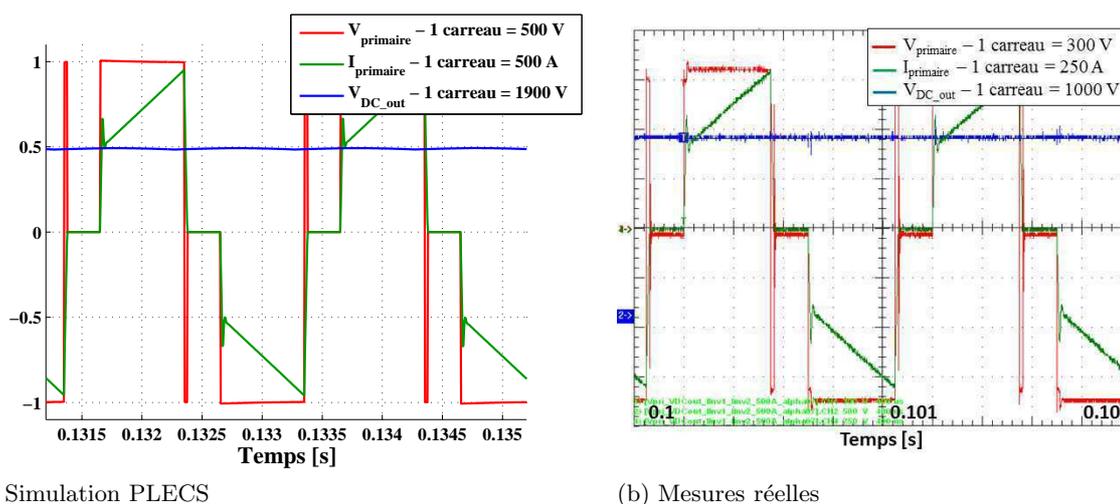
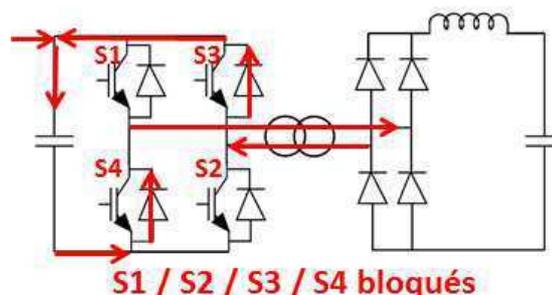


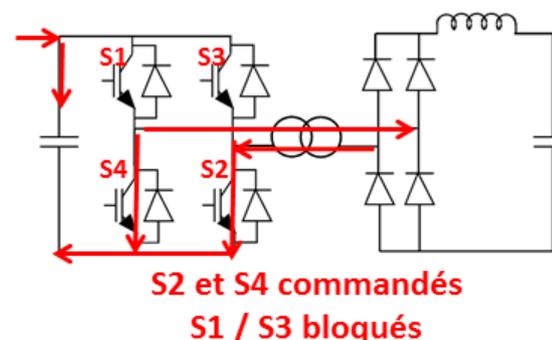
FIGURE 3.35 – Comparaison entre les formes d’ondes théoriques et réelles pour  $\alpha = 0,7$ . Tension primaire transformateur  $V_{primaire}$  en rouge, courant primaire  $I_{primaire}$  en vert et tension DC en sortie du convertisseur en bleu.

Interrupteurs	$t_1$	$t_2$	$t_3$	$t_4$
$S_1$	1	0	0	0
$S_2$	1	0	0	0
$S_3$	0	0	1	0
$S_4$	0	0	1	0



(a) Commande avec pics de tensions lors des commutations

Interrupteurs	$t_1$	$t_2$	$t_3$	$t_4$
$S_1$	1	0	0	0
$S_2$	1	1	0	1
$S_3$	0	0	1	0
$S_4$	0	1	1	1



(b) Commande sans pics de tensions lors des commutations

TABLEAU 3.6 – Comparaison de deux commandes possibles pour les interrupteurs du pont onduleur

### 3.5.1.4 Bilan sur les essais du convertisseur 2 MW

Les essais réalisés sur le convertisseur DC-DC 2 MW ont permis de valider le modèle du convertisseur DC-DC utilisé dans les simulations à une échelle de puissance de 2 MW très proche des 5 MW en simulation. L’estimation des pertes du transformateur n’est pas aisée, et les estimations sont proches à 20 % près de la réalité car le contenu harmonique des signaux

est riche. En revanche, les pertes dans le pont de diodes sont bien estimées par la simulation.

Le rendement global du convertisseur est de 1,7 % soit autant que l'association d'un onduleur 3 niveaux avec transformateur pour l'utilisation dans des structures de fermes éoliennes classiques.

### 3.5.2 Expérimentation d'un convertisseur DC-DC FB 4 kW

Un convertisseur DC-DC à plus petite échelle, 4 kW, a été réalisé au L.2.E.P. sur le site de l'école d'ingénieur Arts et Métiers Paris Tech dans le but de tester le contrôle  $\alpha$  décrit dans ce chapitre et de réaliser une simulation temps réel en communication avec ce convertisseur.

#### 3.5.2.1 Présentation du banc d'essai

Le banc d'essai 4 kW est représenté schématiquement figure 3.36.

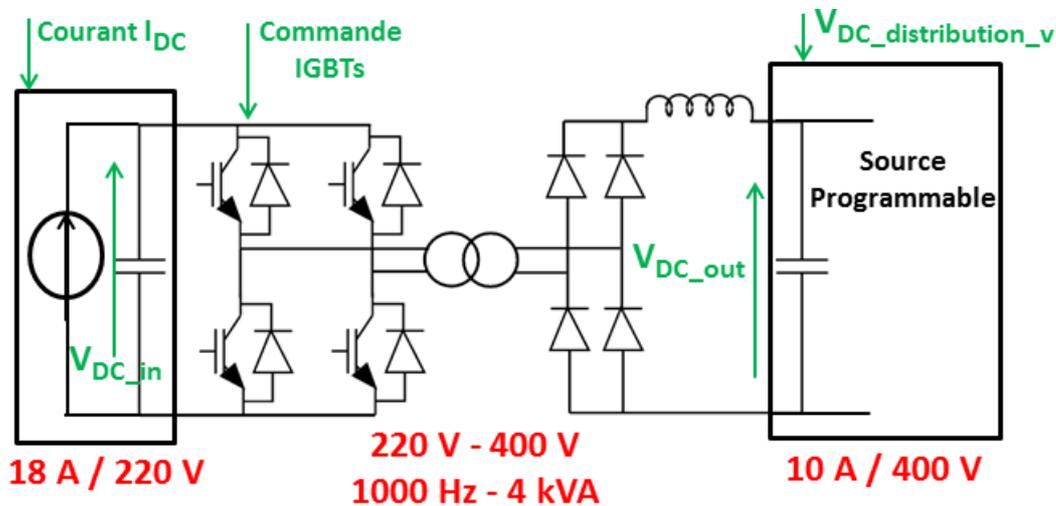


FIGURE 3.36 – Représentation symbolique du banc d'essai 4 kW

C'est la même structure que précédemment, avec l'association d'un pont onduleur à IGBTs, d'un transformateur à fréquence de 1000 Hz et d'un pont de diodes. Les consignes de commande sont représentées en vert : le courant  $I_{DC}$  représentant l'éolienne et son convertisseur AC-DC associé, les commandes de l'onduleur,  $V_{DC\_distribution\_v}$  la commande en tension de la source programmable. «  $_v$  » fait référence à virtuel.

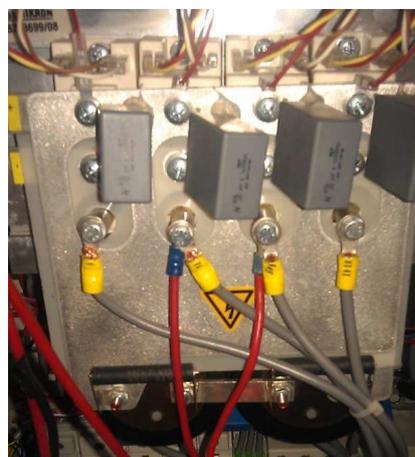
La tension DC nominale en entrée du convertisseur est de 220 V, celle en sortie de 400 V. La puissance nominale est de 4 kW, la fréquence d'utilisation du transformateur est de 1000 Hz. La source de courant représentée figure 3.37(a) est une source de courant Xantrex XDC 6000 W qui permet de générer un profil de courant commandé avec une carte Dspace. La carte Dspace est une 1103 Master 750GX (1 GHz).

Un pont IGBT Semikron et le transformateur monophasé haute fréquence 1000 Hz 220 / 400 V, 4 kVA sont ensuite connectés à la source de courant (figure 3.37(b) et (c)). Un pont de diodes classique monophasé avec des diodes Semikron SKKD 75F12 est connecté en sortie du secondaire transformateur. Une inductance de filtrage de 10 mH est connectée en sortie du pont de diodes.

La puissance est dissipée dans un amplificateur Powerex PCU - 3x7000 - BC / 400 V représenté figure 3.37(d). Il permet de contrôler la tension DC 400 V en sortie du convertisseur en ajustant la charge.



(a) Source de courant programmable Xantrex



(b) Pont IGBT Semikron



(c) Transformateur monophasé 1000 Hz / 4 kVA /  
220-400 V



(d) Amplificateur Powerex

FIGURE 3.37 – Différents éléments de l'expérimentation 4 kW

### 3.5.2.2 Paramètres du transformateur HF

Afin de déterminer les courbes théoriques du convertisseur DC-DC 4 kW et de les comparer aux réelles, les paramètres du transformateur HF réel sont estimés par des essais en court-circuit, à vide et en charge. Les valeurs obtenues sont les suivantes :

- $R_{primaire} = 0,516 \Omega$
- $L_{fuite\_secondaire} = 188 \mu\text{H}$

- Rapport du transformateur :  $n_{ratio} = 409,7/220$

La chute résistive est de 4 %, prépondérante devant la chute inductive qui est de 3 %. Pour le transformateur de 2 MW, c'était l'inverse (chute inductive de 8 % contre 1 % pour la résistive). Ceci affecte les valeurs théoriques sur le contrôle  $\alpha$  (voir équation 3.8), mais pas le comportement global du convertisseur DC-DC.

### 3.5.2.3 Comparaison du modèle avec le convertisseur réel : mode discontinu

Une comparaison des courbes théoriques en rapport au contrôle  $\alpha$  et donc de la régulation de tension en entrée du convertisseur DC-DC  $V_{DC\_in}$  est réalisée. La courbe issue de la simulation et celle de calculs théoriques sont comparées avec la courbe réelle issue de l'expérimentation sur la figure 3.38. Les paramètres en mode discontinu de courant sont les suivants :

- $V_{DC\_in}$  varie entre 222 et 226 V,
- $V_{DC\_out} = 414$  V,
- pas d'inductance de filtre en sortie  $\Rightarrow$  régime discontinu,
- puissance de 500 W pour l'essai.

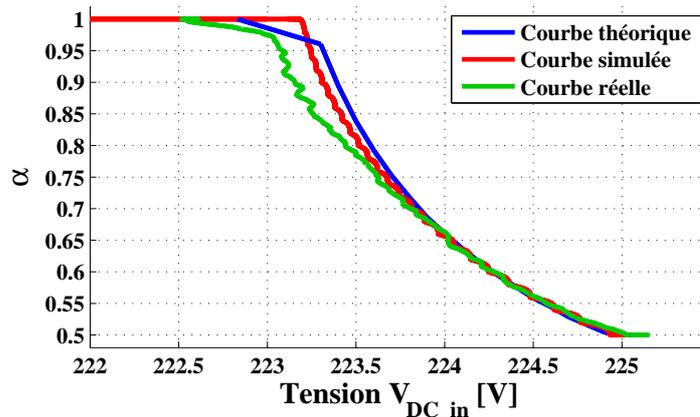


FIGURE 3.38 – Comparaison entre la théorie, la simulation et le modèle réel pour le convertisseur DC-DC sous une puissance de 500 W en mode discontinu

Il y a peu de différence entre la théorie (équations 3.8 et 3.9), la courbe issue de l'expérimentation (« courbe réelle » sur la figure 3.38) et la simulation sur cet exemple. Cela démontre la validité des modèles théoriques et le bon fonctionnement du contrôle  $\alpha$  en régime discontinu.

### 3.5.2.4 Comparaison du modèle avec le convertisseur réel : mode continu

En mode continu, une inductance de 10 mH est ajoutée en sortie du pont de diodes. La comparaison du fonctionnement de la régulation avec contrôle  $\alpha$  est représentée figure 3.39. Il n'y a aucune différence entre la théorie (équation 3.10), la réalité et la simulation sur cet exemple. Les valeurs oscillent légèrement d'où le nuage de points. La puissance diffère de l'essai différent pour démontrer le bon fonctionnement à des points de puissance différents.

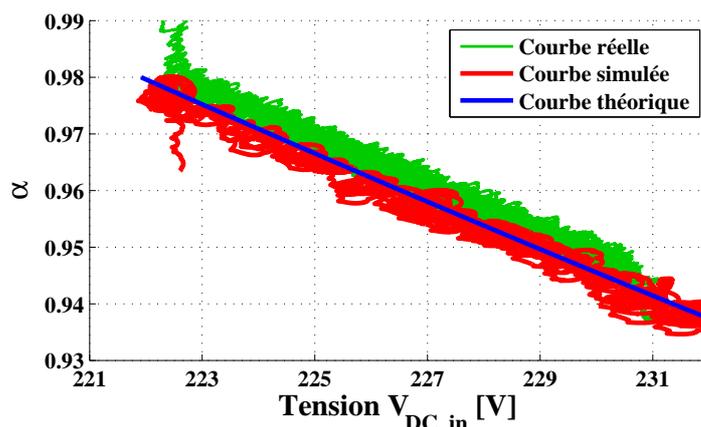


FIGURE 3.39 – Comparaison entre la théorie, la simulation et le modèle réel pour le convertisseur DC-DC sous une puissance de 775 W en mode continu

### 3.5.2.5 Bilan sur les essais du convertisseur 4 kW

Les essais réalisés sur le convertisseur DC-DC 4 kW ont permis de valider le bon fonctionnement du contrôle  $\alpha$  en comparaison à la simulation et aux calculs théoriques.

## 3.6 Simulation du fonctionnement de la ferme éolienne offshore avec la topologie MVDC

Après avoir développé la théorie sur les commandes réalisables pour les convertisseurs DC-DC, ce paragraphe explicite la simulation dans son ensemble de la ferme éolienne offshore. La modélisation des différents éléments de la ferme est décrite dans un premier temps, puis une première étude permet d'expliquer le fonctionnement général de la ferme avec le modèle sans contrôle  $\alpha$  pour les convertisseurs DC-DC. Une comparaison avec ou sans contrôle  $\alpha$  est alors conduite dans un deuxième temps.

### 3.6.1 Modélisation de la ferme éolienne sous PLECS

La simulation de la ferme éolienne offshore est implantée sous PLECS, logiciel dédié aux simulations de systèmes électrotechniques. Le schéma de la ferme utilisé pour ce paragraphe est représenté figure 3.40. Chaque éolienne et son onduleur associé en sortie de génératrice sont modélisés en source de courants pour simplifier la simulation.

Les convertisseurs DC-DC éoliens et celui de la plate-forme offshore sont modélisés suivant le modèle présenté dans ce chapitre (figure 3.4). Pour un système industriel, et comme expliqué dans le paragraphe 3.4.1 de ce chapitre, l'association de plusieurs modules DC-DC en parallèles est préférée. Le comportement est identique entre un modèle simple ou plusieurs en parallèle avec imbrication de pulses et afin de ne pas complexifier la simulation et d'augmenter le temps de calcul, les convertisseurs DC-DC de la ferme ne sont constitués que d'un seul module équivalent à plusieurs modules en parallèles dans la simulation. La seule différence est

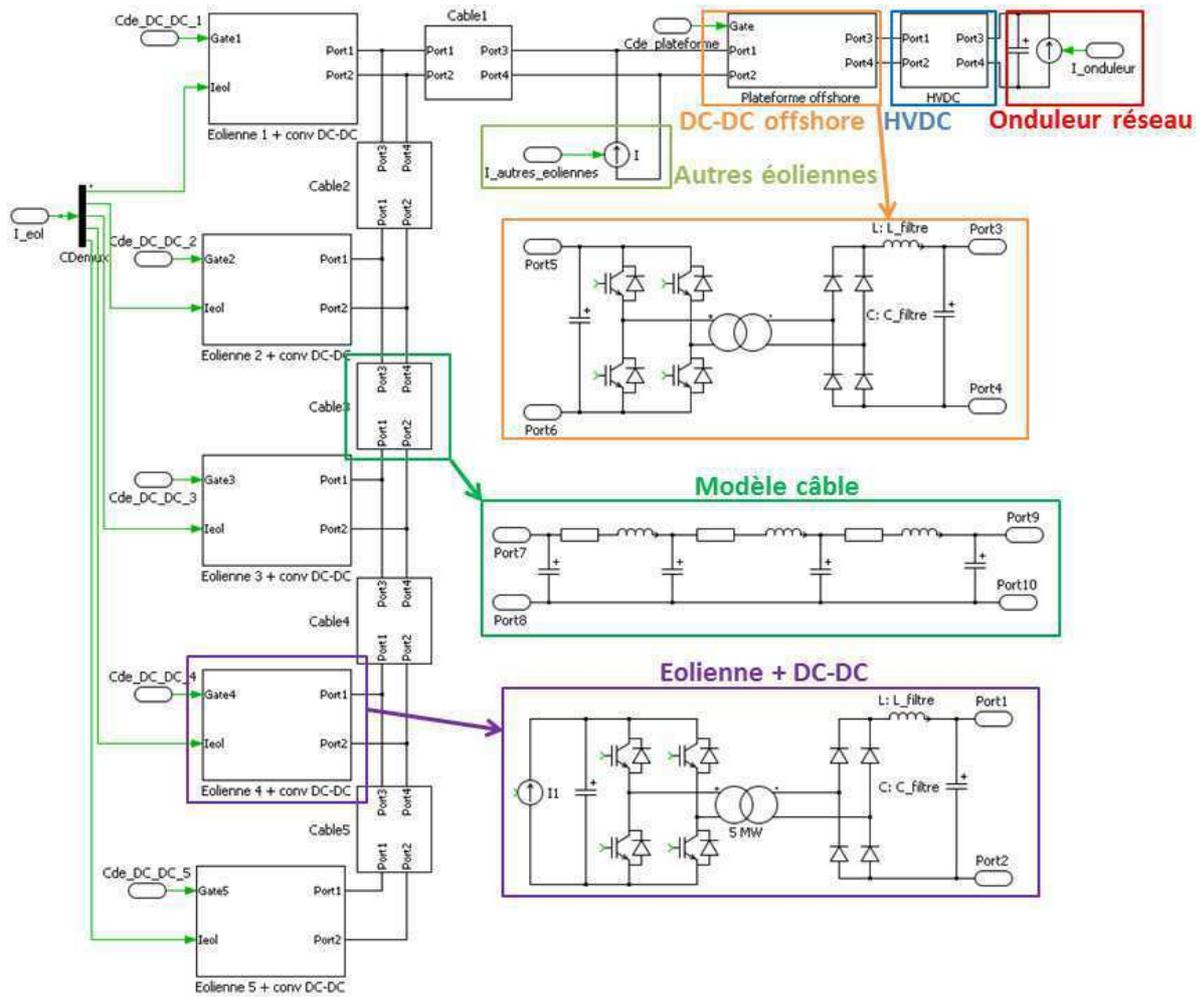


FIGURE 3.40 – Schématique de la ferme éolienne modélisée sous PLECS

technologique et réside dans la taille du filtre  $LC$ , diminuée avec un convertisseur à plusieurs modules.

La technologie utilisée pour un onduleur 200 MW / 300 kV DC est l'onduleur multi-niveaux qui produit une onde beaucoup plus proche d'une sinusoïde qu'un onduleur 3 niveaux (voir Ch. 1, §1.5.2.5) et permet de diminuer significativement la taille des filtres côté AC. La modélisation d'un convertisseur multi-niveaux nécessite une étude à part entière et l'intérêt de modéliser le réseau AC n'étant pas justifié dans ces simulations, un onduleur réseau parfait est considéré. Un modèle source de courant continu est donc utilisé pour représenter l'onduleur réseau côté HVDC.

Les câbles DC sont modélisés par des modèles en pi à 3 tronçons qui mesurent 1 km entre chaque éoliennes et 100 km pour la liaison HVDC. Un seul cluster éolien est représenté par l'association en parallèle de 5 éoliennes sur le même bus DC. Les autres clusters, comprenant 35 éoliennes, sont émülés par une source de courant unique.

### 3.6.2 Paramètres de la modélisation et de la simulation

#### 3.6.2.1 Paramètres électrotechniques

Les valeurs des différents paramètres des convertisseurs éoliens et de la plate-forme offshore sont explicités dans le tableau 3.7.

Paramètres	Convertisseur 5 MW	Convertisseur 200 MW
Puissance	5 MW	200 MW
Tension DC entrée	5 kV	50 kV
Tension DC sortie	50 kV	300 kV
Courant DC entrée maximal	1000 A	4000 A
Courant DC sortie maximal	100 A	666 A
Rapport de transformation	5/50 = 0,1	50/300 = 0,17
Fréquence de commutation	1000 Hz	1000 Hz
Chute inductive du transformateur	8 %	8 %
Capacité en entrée	3,5 mF	2 mF
Inductance de filtre en sortie	100 mH	350 mH
Capacité en sortie	35 $\mu$ F	40 $\mu$ F

TABLEAU 3.7 – Paramètres électriques des convertisseurs éolien et de la plate-forme

Les rapports de transformation des transformateurs sont modifiés si  $\alpha$  varie, et valent 0,09 (contre 0,1) pour le convertisseur éolien et 0,15 (contre 0,17) pour le convertisseur DC-DC de la plate-forme offshore.

Le dimensionnement des capacités en entrée des convertisseurs DC-DC est réalisé pour obtenir des variations de tensions acceptables à puissance transitée maximale :  $\pm 5$  % par exemple. Ainsi le courant dans la capacité  $I_c$  s'exprime en fonction de la capacité  $C$ , de la variation de tension  $\Delta V$  et du temps  $\Delta t$  :

$$I_c = C \cdot \frac{\Delta V}{\Delta t} \Rightarrow C = \frac{I_c \cdot \Delta t}{\Delta V} \quad (3.16)$$

avec  $\Delta t = \frac{(1-\alpha) \cdot T}{2}$  et  $T$  la période du signal.

Application Numérique pour  $\alpha = 0,3$ ,  $I_c = 1000$  A dans la capacité,  $\Delta V = 100$  V et  $T = 1$  ms :

$$C = 1000 \cdot \frac{(1 - 0,3) \cdot 1 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 100} = 3,5 \text{ mF}$$

La valeur de 3,5 mF pour la capacité en entrée du convertisseur éolien est donc obtenue pour permettre une ondulation de tension de 100 V quelle que soit la puissance fournie par l'éolienne. De même pour la capacité en entrée du convertisseur de la plate-forme dimensionnée pour un  $\Delta V$  de 500 V.

Les inductances et capacité de filtre sont dimensionnées comme pour le filtre de PAIMPOL (voir §3.4.1.3) sans imbrication de pulses. Les inductances sont très élevées (100 mH et 350 mH) pour permettre aux convertisseurs DC-DC de fonctionner en régime continu quelle que soit la puissance en entrée de celui-ci. Si plusieurs modules DC-DC sont utilisés pour réaliser un seul convertisseur, la taille de ces inductances peut être diminuée d'un facteur important (voir §3.4.1.3).

Les paramètres des câbles issus de données industrielles et la capacité de l'onduleur de la ferme éolienne sont rassemblés dans le tableau 3.8. Pour le cas d'étude, les câbles de distribution voient un courant maximal de 500 A et celui de la liaison HVDC a un courant maximal de 666 A ; étant donné la proximité des courants les paramètres des câbles ont donc été pris identiques pour les deux câbles.

Paramètres	Valeur
Résistance des câbles de distribution et de la HVDC	50 mΩ/km
Inductance des câbles de distribution et de la HVDC	0,4 mH/km
Capacité des câbles de distribution et de la HVDC	0,4 μF/km
Capacité de l'onduleur	40 μF

TABLEAU 3.8 – Autres paramètres électriques de la ferme éolienne offshore

Finalement, la simulation est réalisée avec un pas de calcul fixe inférieur à 4 μs, car les phénomènes considérés concernent des périodes de temps inférieures à 20 μs (commutation des diodes).

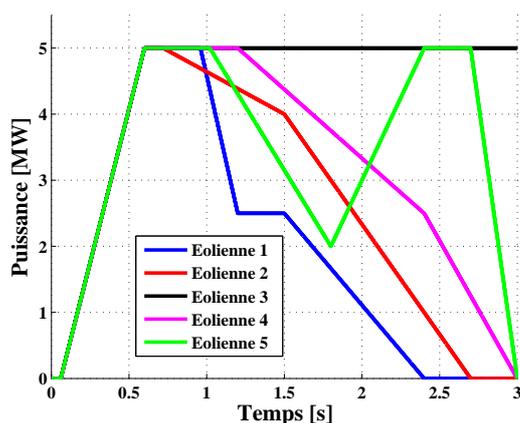
### 3.6.2.2 Contrôles possibles de la ferme éolienne

Dans toutes les simulations (avec ou sans contrôle  $\alpha$ ), la tension HVDC ( $V_{DC\_HVDC}$ ) est régulée par l'onduleur côté réseau à 300 kV. Pour la simulation avec contrôle  $\alpha$ , les convertisseurs DC-DC éoliens et celui de la plate-forme régulent leur tension DC en entrée, respectivement  $V_{DC\_eol}$  et  $V_{DC\_distribution}$ . Sans contrôle  $\alpha$ , c'est à dire  $\alpha$  fixe égal à 1, les convertisseurs DC-DC ne régulent pas leur tension DC en entrée.

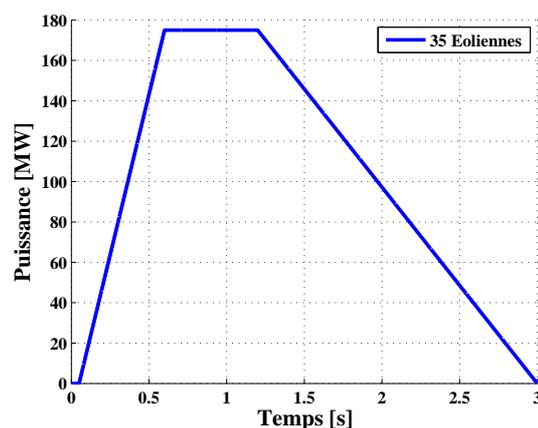
### 3.6.2.3 Profils de puissance des éoliennes, communs aux simulations avec ou sans contrôle $\alpha$

Afin de comparer les contrôles avec  $\alpha$  fixe ou variable, le profil de puissance de chacune des éoliennes sera le même d'une simulation à l'autre. Cela ne signifie pas que toutes les éoliennes ont le même profil de puissance dans la même simulation. Ces profils ne correspondent pas à des profils réels dans l'échelle de temps considérée (3 s), mais l'utilisation de logiciel comme PLECS ne permet pas de gérer des simulations de durées plus longues à moins d'augmenter le pas de discrétisation et donc de diminuer la précision des résultats. La simulation en temps réel permet de simuler des comportements sur des échelles de temps plus importantes.

La figure 3.41(a) représente les profils de puissances des éoliennes 1 à 5 du cluster, et la figure 3.41(b) le profil de puissance des 35 autres éoliennes agrégées en une source de courant. Les éoliennes du cluster ont une puissance qui varie de 0 à 5 MW et non-corrélées tandis que les 35 autres éoliennes varient entre 0 et 175 MW. Le fait que 35 éoliennes soient simulées par la même source de courant impose une corrélation importante entre ces éoliennes. Ceci est réaliste pour une ferme offshore [MONJ-11-a], où le vent ne varie que très peu entre des éoliennes éloignées de centaines de mètres.



(a) Profils de puissance des 5 éoliennes du cluster



(b) Profils de puissance des 35 autres éoliennes de la ferme

FIGURE 3.41 – Profils de puissances des éoliennes pour la simulation de la ferme éolienne offshore

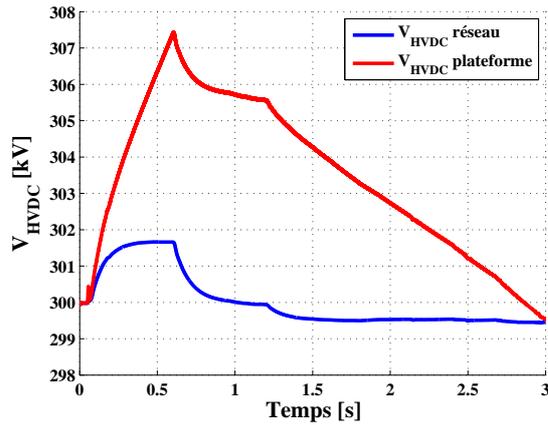
### 3.6.3 Formes d'ondes dans la ferme sans contrôle $\alpha$

Les tensions HVDC à chaque extrémité de la ligne sont représentées figure 3.42(a). La tension DC qui est directement régulée côté réseau est représentée en rouge et varie autour de 300 kV  $\pm$  0,7 %, tandis que la tension en extrémité de ligne côté plate-forme varie entre 300 et 308 kV (+ 3 %), en raison de l'impédance de la ligne. En effet la tension est imposée côté réseau, mais l'impédance de ligne impose une chute de tension, et les tensions à chaque extrémité de la ligne sont donc différentes.

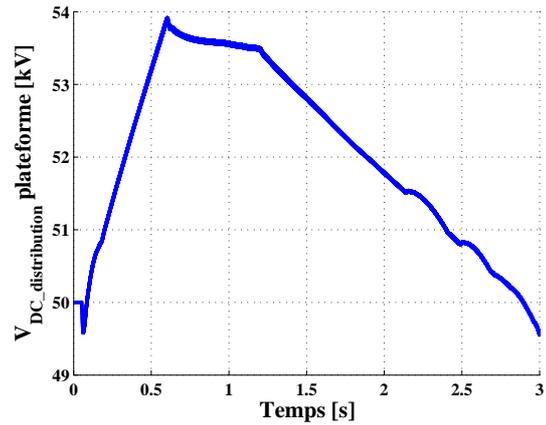
La tension DC de distribution en entrée de la plate-forme est représentée figure 3.42(b). Elle varie entre 49,5 kV et 54 kV (+ 8 %) selon le profil de puissance de la ferme et cela est dû à l'impédance du transformateur, principalement la chute inductive à 8 % mais aussi le phénomène de commutation des diodes comme explicité par l'équation 3.10 du paragraphe 3.4.5.4.

Les variations des tensions des bus DC éoliens sont représentées figure 3.43(a). Les tensions varient en fonction de la puissance transitée dans l'éolienne entre 4,95 et 5,7 kV (+ 14 %). Les courants DC en sortie des convertisseurs DC-DC éoliens relevés après le filtre LC sont présentés figure 3.43(b). Ils sont continus et comportent une ondulation de  $\pm$  5 % à 2 kHz due à l'empiétement des commutations du pont de diodes.

Les différentes formes d'ondes des figures 3.42 et 3.43 permettent d'appréhender le fonctionnement global de la ferme sous des conditions de variations de puissances très élevées.

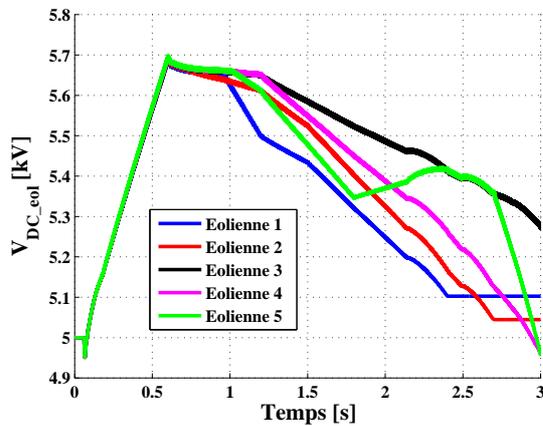


(a) Tensions HVDC de chaque côté de la ligne

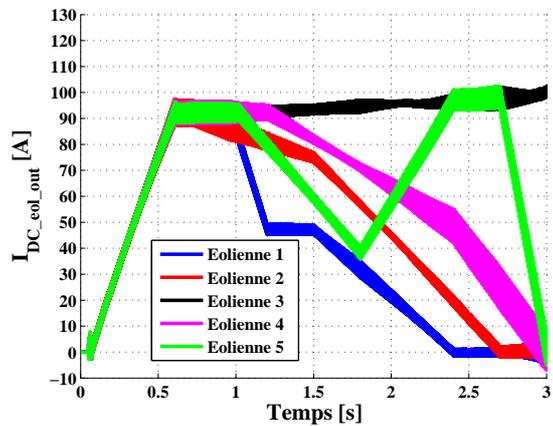


(b) Tension DC de distribution en entrée de la plateforme

FIGURE 3.42 – Tensions de la liaison HVDC et tension DC de distribution



(a) Tensions des bus DC des 5 éoliennes du cluster



(b) Courant en sortie des convertisseurs DC-DC éoliens après le filtre LC

FIGURE 3.43 – Tensions des bus DC des 5 éoliennes du cluster et courant en sortie des DC-DC éoliens

Un seul contrôle côté HVDC peut suffire à la gestion énergétique de la ferme. Cependant, une comparaison entre cette stratégie et celle où les contrôles  $\alpha$  sont intégrés dans chaque convertisseur DC-DC va être réalisée dans le paragraphe suivant afin de déterminer les avantages et inconvénients de chaque stratégie pour la gestion énergétique de la ferme.

### 3.6.4 Comparaison des formes d'ondes dans la ferme avec ou sans contrôle $\alpha$

Les tensions HVDC sont imposées et identiques dans les deux simulations avec ou sans contrôle  $\alpha$ , (figure 3.42(a)). En revanche, les contrôles du convertisseur de la plateforme étant différents, la tension de distribution  $V_{DC\_distribution}$  n'est pas la même selon la stratégie de contrôle : figure 3.44. Avec contrôle  $\alpha$ , la tension reste constante à 50 kV quelle que soit la puissance transitée dans la ferme. Le pic de tension (50,5 kV) au démarrage est dû au passage du mode discontinu à continu, et à la non-linéarité du contrôle  $\alpha$  en fonction de la puissance

(voir figure 3.29). Une régulation avec correcteur PI à coefficients adaptatifs a été implantée pour limiter ce problème.

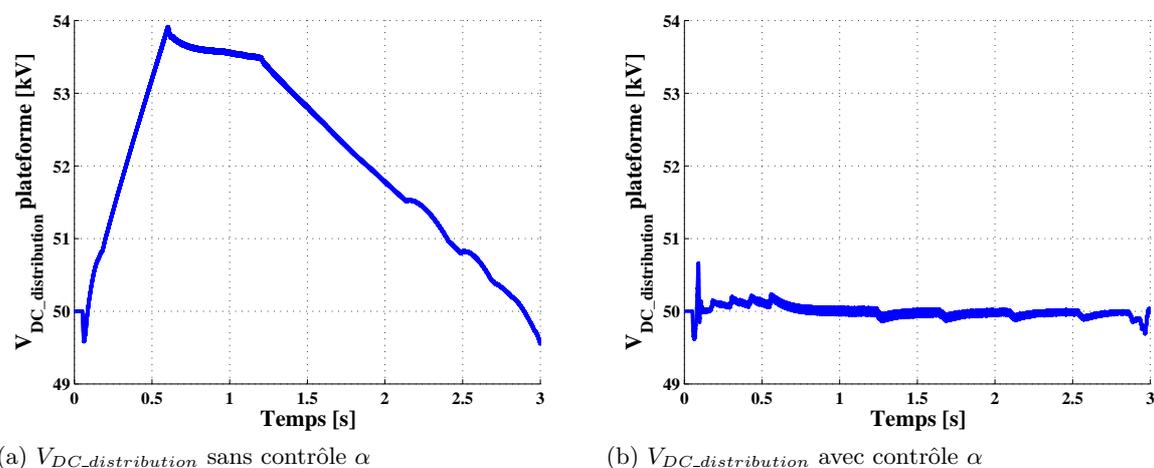


FIGURE 3.44 – Comparaison des tensions de distribution sans ou avec contrôle  $\alpha$

Les tensions des bus DC éoliens sont comparées figure 3.45. La régulation représentée figure 3.45(b), permet de garder la tension constante à 5 kV quelle que soit la puissance transitiée dans chaque convertisseur.

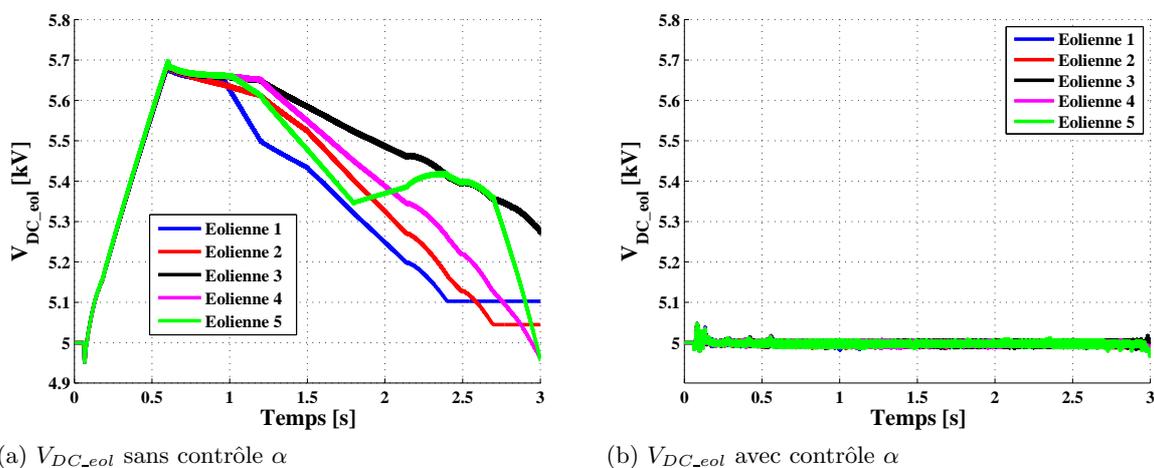
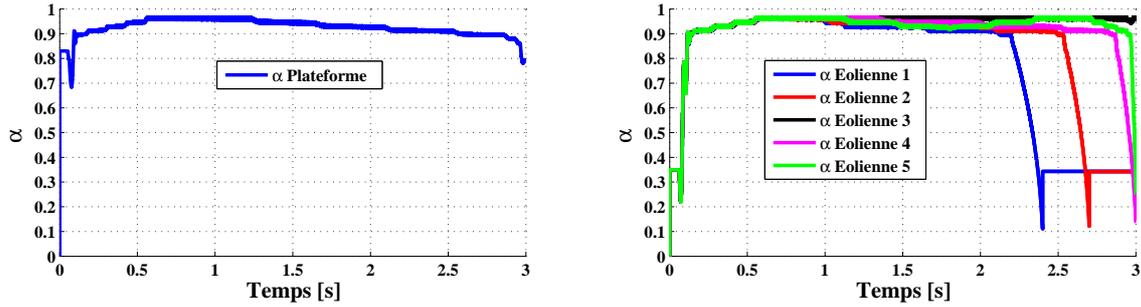


FIGURE 3.45 – Comparaison des tensions des bus DC éoliens sans ou avec contrôle  $\alpha$

Les variations de  $\alpha$  pour le convertisseur DC-DC de la plate-forme sont représentées figure 3.46(a). La non-linéarité due au passage continu-discontinu est visible lorsque la puissance est très faible,  $\alpha$  est alors proche de 0, mais la plupart du temps il est proche de 0,9. Pour les convertisseurs DC-DC éoliens, le phénomène est encore plus visible (figure 3.46(b)).

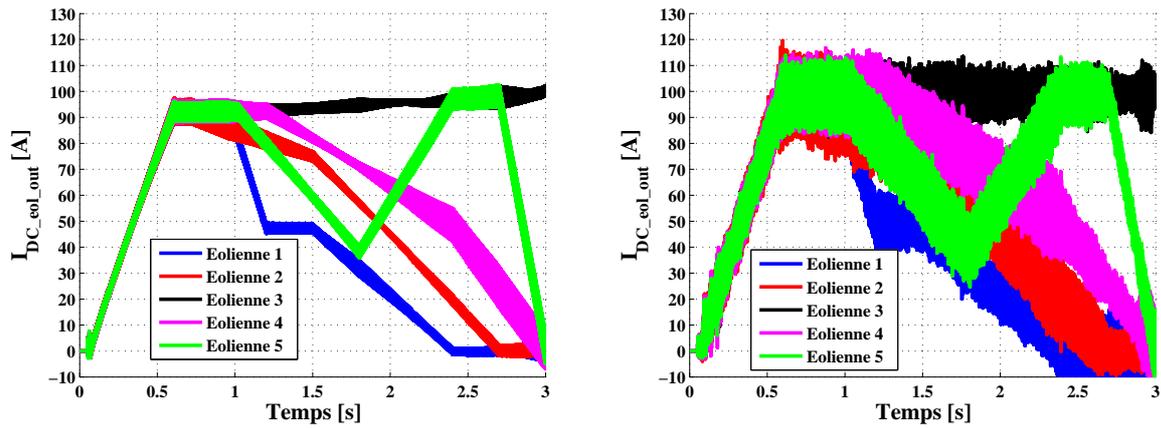
Pour les courants en sortie des convertisseurs DC-DC (figure 3.47), le contrôle  $\alpha$  augmente les durées de commutation des diodes où aucun courant n'est transité, et donc l'ondulation de courant en sortie des convertisseurs. Cependant cette ondulation est toujours acceptable dans le cas présenté :  $\pm 10\%$ . Pour réduire cette ondulation, il suffit d'augmenter l'inductance du filtre



(a) Variations de  $\alpha$  pour le convertisseur de la plateforme  
 (b) Variations de  $\alpha$  pour les convertisseurs éoliens

FIGURE 3.46 – Variations de  $\alpha$  pour les convertisseurs DC-DC de la ferme

en sortie du convertisseur DC-DC. L'intérêt d'avoir le contrôle  $\alpha$  est de contrôler la tension DC en entrée du convertisseur, mais cela ne doit pas devenir un désavantage et c'est pour cela que les valeurs de  $\alpha$  doivent être le plus proche possible de 1 dans le fonctionnement nominal du convertisseur car cela permet de diminuer l'ondulation de courant dans le convertisseur DC-DC.



(a)  $I_{DC\_eol\_out}$  sans contrôle  $\alpha$   
 (b)  $I_{DC\_eol\_out}$  avec contrôle  $\alpha$

FIGURE 3.47 – Comparaison des courants en sortie des convertisseurs DC-DC sans ou avec contrôle  $\alpha$

Une comparaison entre les variations de tensions DC de la ferme avec contrôle et sans contrôle  $\alpha$  donne les résultats présentés dans le tableau 3.9. Ces variations de tensions correspondent aux variations des flux de puissances dans la ferme éolienne. Sans contrôle  $\alpha$ , les plages de variations des tensions DC sont plus importantes qu'avec une régulation, ce qui peut demander une isolation plus élevée, dépendant de la classe d'isolation de l'équipement. Une solution serait de réduire la tension nominale à 45 kV pour la distribution par exemple, avec  $\alpha$  constant pour ne pas dépasser 50 kV à pleine puissance. Les courants seraient dans ce cas plus importants et les pertes augmentées.

Cependant, si les plages d'excursions des tensions DC ne sont pas trop élevées, l'utilisation pleine onde avec  $\alpha$  constant égal à 1 est possible. Ces plages d'excursions dépendent des im-

pédances des câbles et des transformateurs et chaque cas d'étude peut rendre plus ou moins intéressant le contrôle  $\alpha$ .

Tensions	Sans contrôle $\alpha$	Avec contrôle $\alpha$
$V_{DC\_eol}$	4,95 à 5,7 kV $\pm$ 0,3 %	5 kV $\pm$ 0,3 %
$V_{DC\_distribution}$	49,5 à 54 kV $\pm$ 0,3 %	49,8 à 50,5 kV $\pm$ 0,3 %
$V_{DC\_HVDC}$	299,5 à 308 kV $\pm$ 0,25 %	299,5 à 308 kV $\pm$ 0,25 %

TABLEAU 3.9 – Variations des tensions DC de la ferme éolienne avec ou sans contrôle  $\alpha$

### 3.6.5 Conclusions

Les simulations entreprises dans cette section démontrent le bon fonctionnement global de la ferme éolienne avec ou sans le contrôle  $\alpha$  pour les convertisseurs DC-DC. L'utilisation du contrôle  $\alpha$  pour les convertisseurs DC-DC permet ainsi de contrôler les tensions DC dans des plages de variations désirées. Le choix d'utiliser ou non le contrôle  $\alpha$  se fait donc en fonction des caractéristiques des transformateurs, des lignes et des niveaux d'isolation du matériel mais aussi du dimensionnement du convertisseur lui-même : choix du transformateur, pertes et filtre LC.

## 3.7 Protections du réseau de distribution DC

Proposer une topologie DC pour une ferme éolienne offshore au lieu d'une topologie classique en AC n'est intéressant que si les protections pour la ferme DC sont étudiées. C'est en effet un point clé pour une structure DC, car en courant alternatif, si les protections existent et sont éprouvées, en courant continu les recherches sont toujours en cours pour obtenir des protections rapides et peu chères. Le but de la thèse n'est pas de développer ces protections, mais ce paragraphe permet d'appréhender les problématiques de protections et donne des possibilités de solution. L'étude s'intéresse plus précisément à la protection du bus MVDC à 50 kV, qui mesure plus de 50 km et peut donc être sujet à des cas de défauts.

### 3.7.1 Etat de l'art des protections pour réseaux DC de fortes puissances

Plusieurs études se sont intéressées aux protections des réseaux DC, comme la thèse [MAX-09] où l'auteur propose des stratégies de détection de défaut pour la liaison HVDC et le bus de distribution de la ferme éolienne en DC. Pour gérer les défauts DC, l'auteur utilise des disjoncteurs statiques supposés existants sans les définir électro-techniquement, des dissipateurs de puissances (interrupteur en association avec une résistance) et des contacteurs. Les stratégies de détection, déconnexion et reconnexion sont alors détaillées.

Dans l'article [YANG-10], l'auteur propose des stratégies utilisant les onduleurs actifs afin de limiter les courants de court-circuit et des diodes de protection sur les bus DC pour des réseaux basses puissances. La régulation des onduleurs permet de contrôler le courant de défaut et donc de le limiter. Dans le cas d'étude présent, le bus DC est connecté à des ponts

de diodes passifs et les niveaux de puissances sont plus élevés.

Des dimensionnements électrotechniques de disjoncteurs statiques sont proposés dans [MEYE-05] ainsi que dans les brevets [HUAN-03] et [HAFN-11]. Tous ces dimensionnements utilisent des composants de commutations rapides type IGBT, des varistances pour limiter les tensions lors de défaut. Ces dimensionnements ont servi de base pour le schéma de disjoncteur statique proposé dans ce paragraphe et l'Annexe C.

Les réseaux ferroviaires sont à certains endroits continus en Europe, avec par exemple 1500 V DC en France et jusqu'à 3000 V DC en Italie. Des protections pour ces réseaux de faible puissance ( $< \text{MW}$ ) existent mais concernent la plupart du temps des organes de coupure mécaniques plutôt que des disjoncteurs à base d'interrupteurs statiques. General Electric s'est intéressé à un dimensionnement de disjoncteur statique à base d'interrupteurs commandables pour un réseau ferroviaire et le dimensionnement proposé se base sur cette étude.

Les organes de protections type sectionneurs et diodes de protections utilisés dans [MAX-09] et [YANG-10] sont aussi repris dans ce paragraphe, mais le schéma électrotechnique du disjoncteur est plus détaillé dans l'étude présentée. Une stratégie de protection de la ferme en cas de défaut sur le bus de distribution est proposée puis testée dans une première partie sans utilisation de disjoncteur DC. Puis, un dimensionnement de disjoncteur statique DC, différent de la littérature est proposé (Annexe C) et simulé sous PLECS dans la seconde partie.

### 3.7.2 Protection du bus de distribution de la ferme éolienne sans disjoncteurs statiques

La stratégie de protection proposée dans ce paragraphe s'applique à la ferme présentée dans la section précédente avec le contrôle  $\alpha$  fonctionnel ou pas car cela n'a pas d'influence sur la gestion de défaut. En effet le contrôle a un temps de réponse de 10 ms et les défauts ont des constantes de temps de l'ordre de la  $\mu\text{s}$ .

Un défaut phase-phase faiblement impédant ( $R = 1 \Omega$ ) est créé sur le bus DC du cluster éolien. Un module de protection représenté figure 3.48(a) comprenant des diodes de protections avec des sectionneurs d'isolation et des sectionneurs de mise à la terre est utilisé pour protéger chaque cluster comme représenté figure 3.48(b). Cela permet d'isoler la partie saine de la ferme du défaut afin de garantir une meilleure disponibilité de la ferme.

La définition de la mise à la terre est importante lors de la gestion de défaut. Dans l'exemple, elle est réalisée au point milieu du bus DC pour obtenir deux pôles isolés de la terre à 25 kV et non pas 50 kV afin de limiter les surtensions au niveau des diodes de protections en cas de défauts, chacune devant tenir 25 kV.

Le scénario du défaut et la stratégie de gestion sont les suivants :

1. La ferme fonctionne à puissance nominale, ce qui est le pire en cas de défaut, et un défaut apparaît dans un cluster éolien sur le bus DC 50 kV. Au moment du défaut, la tension du cluster incriminé tombe à 0 V, et des sur-intensités dues à la décharge des capacités

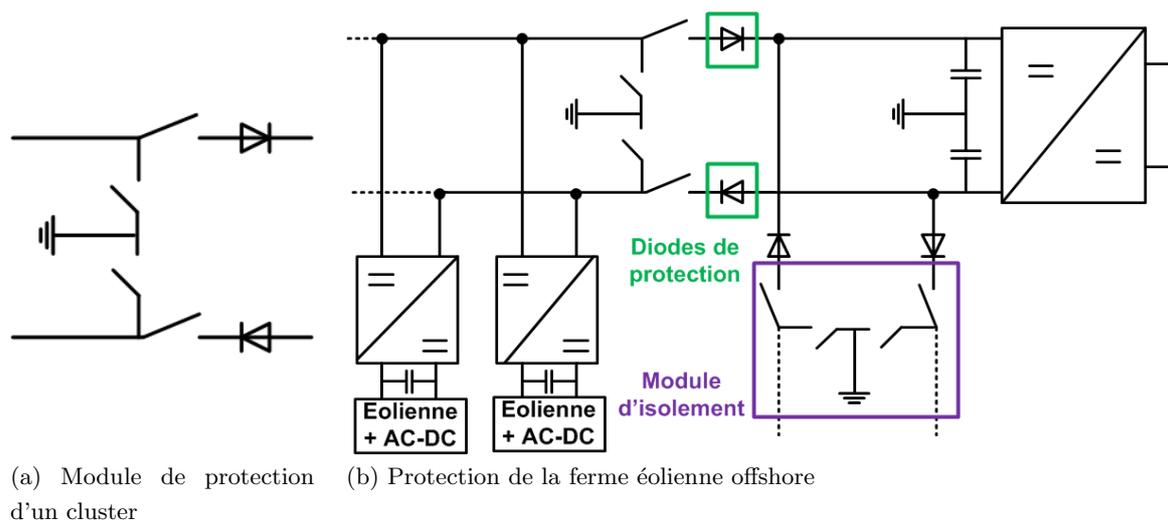


FIGURE 3.48 – Protections de la ferme éolienne offshore

en sortie des convertisseurs sont observées.

2. Chaque convertisseur DC-DC éolien mesure la tension DC du bus de distribution et détecte si la tension chute à 0 V. Si c'est le cas, les commandes du convertisseur sont stoppées en un temps estimé à  $50 \mu s$  (donnée industrielle). Les diodes de protection de chaque cluster permettent aux clusters sans défauts de continuer à fonctionner. Chaque éolienne doit alors être arrêtée par contrôle de l'angle *pitch* (voir Ch. 1, §1.2.2.1) et le surplus d'énergie est dissipé dans une résistance de décharge (voir Ch. 4, §4.4.2.1). L'énergie à dissiper est élevée, et les constantes de temps mécaniques aussi ( $> 1$  s). Le dimensionnement de la résistance de dissipation doit donc prendre en compte ces paramètres.
3. Une fois le défaut dissipé dans les résistances de câbles, la tension est nulle dans le cluster ainsi que le courant. Il est alors possible d'ouvrir les sectionneurs d'isolation du cluster en défaut. La ferme éolienne continue de produire sa puissance nominale moins la puissance des éoliennes du cluster. Dans l'exemple étudié, 25 MW (12,5 % de la production) sont perdus durant ce défaut et ce jusqu'à la réparation du câble.

Le but de la simulation présentée dans ce paragraphe est de vérifier le bon fonctionnement de cette stratégie proposée en cas de défaut. La figure 3.49 présente le courant de défaut sur le bus DC de distribution à  $t = 0,03$  s qui a une amplitude montant jusqu'à 12 kA et qui passe en dessous de 500 A (nominal du câble) après 10 ms. Les capacités étant dimensionnées pour subir leur courant de court-circuit, il faut donc juste que le câble soit capable de tenir le  $I^2 \cdot t$  imposé par le défaut.

La figure 3.50(a) présente la tension de distribution sur le bus DC en entrée de la plate-forme réglée à 50 kV et qui reste pratiquement stable pendant le défaut. La tension de distribution du cluster en défaut chute elle à 0 V (figure 3.50(b)) durant le défaut. Les diodes de protection permettent d'isoler le cluster en défaut, et la tension est maintenue par la plate-forme offshore.

Lors de la détection du défaut, les ponts onduleurs des convertisseurs DC-DC éoliens arrêtent

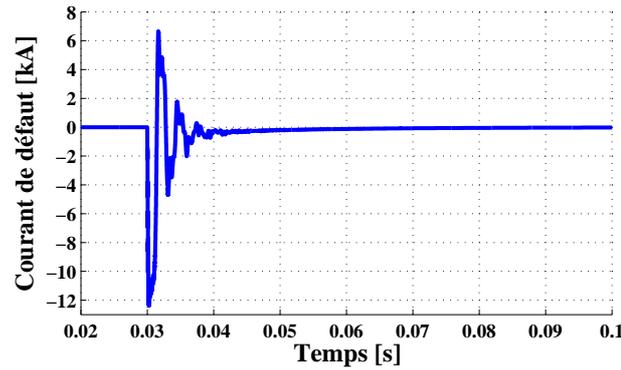
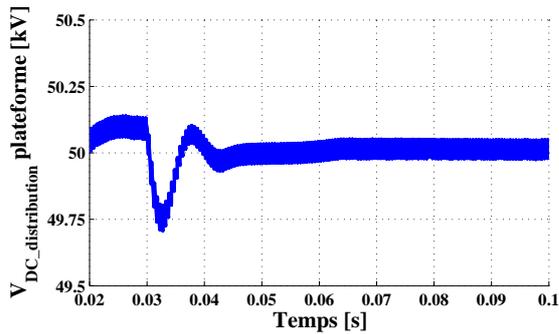
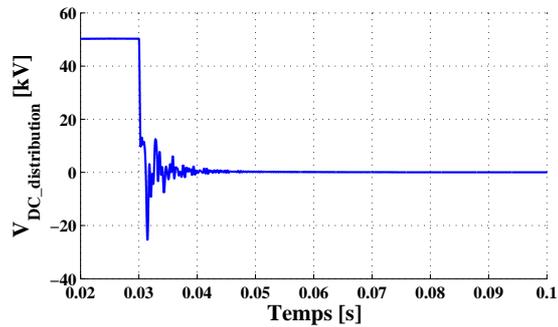


FIGURE 3.49 – Courant de défaut du cluster. Courant nominal à 500 A.



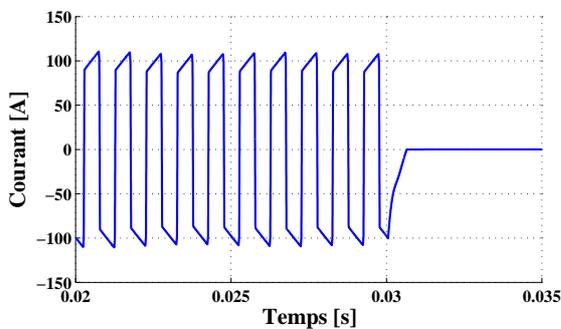
(a)  $V_{DC\_distribution}$  au niveau de la plate-forme



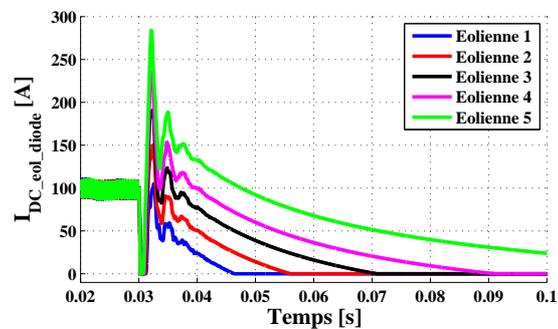
(b)  $V_{DC\_distribution}$  dans le cluster en défaut

FIGURE 3.50 – Tensions de distribution dans la partie de la ferme protégée et dans le cluster en défaut

de commuter et mettent donc en sécurité le convertisseur DC-DC et le matériel en amont : la génératrice et le pont redresseur actif. La figure 3.51(a) représente le courant au secondaire du transformateur qui s'annule sans sur-intensité au moment du défaut. En revanche, le courant de défaut passe par toutes les diodes des ponts redresseurs des convertisseurs DC-DC car les diodes sont passantes et toujours connectés au bus en défaut. Les formes d'ondes des courants sont représentés figure 3.51(b). Les diodes doivent donc être dimensionnées pour tenir une amplitude de courant et un  $I^2 \cdot t$  élevés.



(a) Courant au secondaire du transformateur d'un convertisseur DC-DC éolien



(b) Courants dans les ponts de diodes en sortie des convertisseurs DC-DC éoliens

FIGURE 3.51 – Courants dans un convertisseur DC-DC et en sortie des convertisseurs DC-DC

Cette simulation démontre le bon fonctionnement de la stratégie de protection de la ferme pour le cas de défaut retenu sur le bus DC éolien. Cependant, des sur-intensités importantes existent qui dépendent de l'impédance du défaut et du matériel électrotechnique de la ferme (câbles, ...). Pour réduire ces sur-intensités, la première solution serait de supprimer les capacités de filtre en sortie des convertisseurs DC-DC mais ce n'est pas souhaité pour le bon fonctionnement de la ferme et ne pas créer d'instabilités sur le réseau DC. Une protection plus efficace mais plus coûteuse est alors d'implanter des disjoncteurs DC pour chaque connexion au bus DC, ce qui fait l'objet du paragraphe suivant.

### 3.7.3 Protection du bus de distribution de la ferme éolienne avec disjoncteurs statiques

Le schéma de la ferme avec les disjoncteurs statiques est représentée figure 3.52 tandis que l'architecture de ce disjoncteur est explicitée en Annexe C.

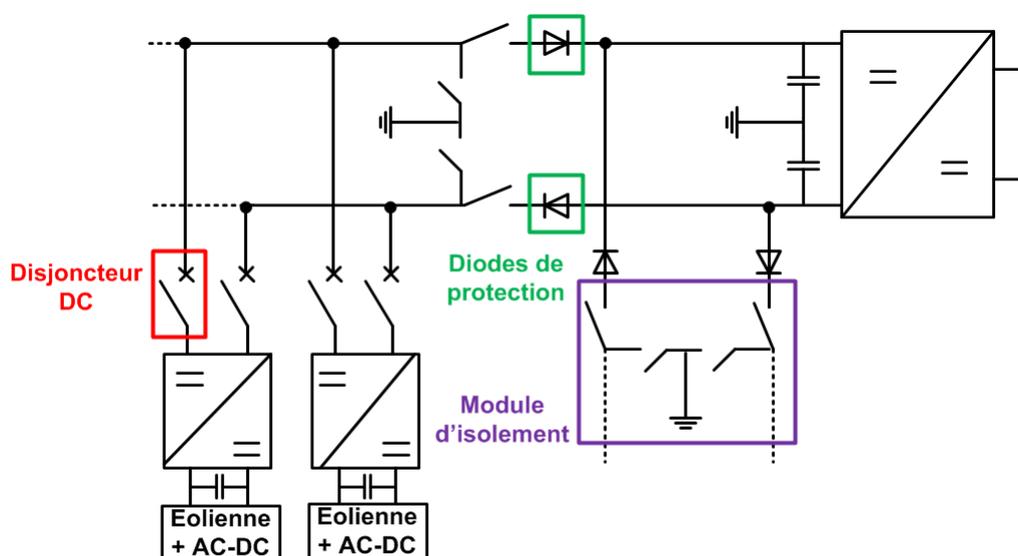


FIGURE 3.52 – Schéma de la ferme éolienne avec ajout de disjoncteurs DC en sortie de chaque convertisseur DC-DC

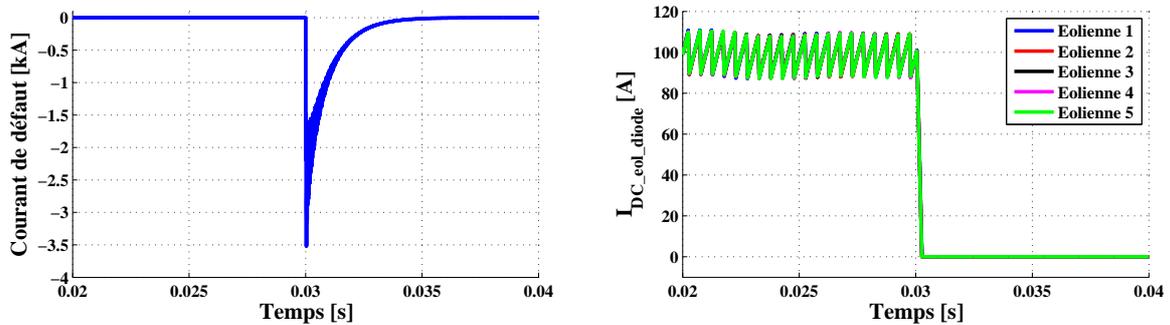
Les disjoncteurs DC sont rajoutés en sortie de chaque convertisseur DC-DC pour protéger les capacités des bus en sortie de convertisseur et supprimer les courants de défauts.

Les diodes de protection sont gardées pour le convertisseur DC-DC de la plate-forme pour éviter un retour de puissance en cas de défaut. La gestion du défaut se fait par les disjoncteurs avec une mesure de courant en sortie du convertisseur et dès que celui-ci dépasse un seuil établi, le disjoncteur s'ouvre en un temps estimé de  $12 \mu\text{s}$  (voir l'Annexe C).

Le cas de défaut est identique à précédemment, c'est à dire un défaut franc à  $t = 0,03 \text{ s}$ . Le courant de défaut du cluster représenté figure 3.53(a) ne dépasse pas 3500 A et repasse sous le courant nominal de 500 A en 1,6 ms grâce aux différents disjoncteurs permettant de dissiper le courant de défaut. Les courants dans les ponts de diodes (figure 3.53(b)) ne subissent pas de sur-intensité durant le défaut, car le courant de défaut est issu de la capacité de filtre en sortie

du convertisseur DC-DC.

Cette simulation démontre l'intérêt des disjoncteurs à courant continu qui diminuent les surintensités et peuvent protéger le matériel efficacement. Cependant, l'élément en lui-même est constitué de plusieurs composants à commutations, de résistances et de diodes qui engendrent des pertes et rendent la solution onéreuse.



(a) Courant de défaut du cluster avec les disjoncteurs statiques

(b) Courants dans les ponts de diodes en sortie des convertisseurs DC-DC éoliens

FIGURE 3.53 – Courants dans un convertisseur DC-DC et en sortie des convertisseurs DC-DC avec présence de disjoncteurs DC

### 3.7.4 Bilan sur les protections

Le sujet des protections pour une structure DC est très important car il constitue un élément important à étudier lors du choix de ce type de distribution DC. De nombreuses recherches sont menées sur le sujet et permettent de définir des possibilités de protections de fermes comme celles présentées dans cette section. Cependant ces protections comportent des éléments de commutation qui engendrent des pertes importantes et représentent un investissement non négligeable.

## 3.8 Conclusion

Ce chapitre a détaillé la topologie de ferme éolienne offshore à réseau continu moyenne tension. Différentes structures de convertisseurs DC-DC, cœur technologique de cette topologie, ont été présentées et comparées afin de déterminer la structure la plus adaptée à la topologie de ferme étudiée. Le convertisseur DC-DC Full-Bridge a été retenu car la structure bidirectionnelle n'est pas nécessaire pour le cas d'étude, et les convertisseurs résonnants ont un facteur de puissance très inférieur à 1.

Le dimensionnement des convertisseurs DC-DC diffère selon la stratégie de contrôle des tensions DC de la ferme : bus HVDC, bus DC de distribution et bus DC éolien. Le choix du contrôle  $\alpha$  pour réguler les tensions DC en entrée des convertisseurs dépend des caractéristiques des lignes de la ferme, ainsi que des caractéristiques des éléments internes du convertisseur

DC-DC de la plate-forme et des convertisseurs DC-DC éoliens. Les dimensionnements avec ou sans ce contrôle  $\alpha$  sont proposés, et le dimensionnement du transformateur n'est que peu modifié entre les deux stratégies.

Des essais à échelles réelle et réduite ont permis de valider le bon fonctionnement du convertisseur DC-DC et le modèle intégrable sous différents logiciels de simulation (SimPowerSystem, PLECS, ...). Les pertes du convertisseur 2 MW ont ainsi pu être comparées entre les simulations et la réalité, ainsi que les formes d'ondes électriques. Le banc d'essai 4 kW a permis de valider les contrôles  $\alpha$  en modes de conduction continu et discontinu.

Suite à ces essais, la ferme éolienne a été modélisée sous PLECS dans le but d'observer le bon fonctionnement énergétique et la gestion des courants et des tensions de la ferme et de confronter la théorie à la simulation. Les résultats ont permis de conclure quant à la bonne gestion énergétique de la topologie en DC.

La dernière partie concernant les protections du réseau de distribution DC 50 kV démontre l'importance de considérer ce point lors du dimensionnement de la ferme. Des propositions de protections existent en DC mais aucune solution technologique industrielle n'a été éprouvée à ce jour (2012).

Le chapitre suivant permet de tester en temps réel la structure retenue avec une modélisation physique du convertisseur DC-DC Full-Bridge.



---

## Chapitre 4

# Simulation « Power Hardware In the Loop » en temps réel d'une ferme éolienne offshore

### Sommaire

---

<b>4.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>126</b>
<b>4.2</b>	<b>Expérimentation PHIL</b>	<b>126</b>
<b>4.3</b>	<b>Modélisations sous RT-Lab</b>	<b>129</b>
4.3.1	Convertisseur DC-DC	130
4.3.2	Câbles DC	132
4.3.3	Eolienne avec son redresseur actif	132
4.3.4	Onduleur réseau	132
<b>4.4</b>	<b>Tests réalisés</b>	<b>132</b>
4.4.1	Contrôle global de la ferme éolienne	133
4.4.2	Chute de tensions AC et respect du grid code	138
<b>4.5</b>	<b>Conclusions</b>	<b>145</b>

---

## 4.1 Introduction

Ce chapitre présente les expérimentations réalisées au sein de la plate-forme Energies Réparties à Arts et Métiers Paris Tech. Elles concernent la simulation dite « *Power Hardware In the Loop* » (PHIL) d'une ferme éolienne offshore. L'utilisation du terme précédent se justifie par la communication existante d'un convertisseur DC-DC réel 4 kW avec le simulateur temps réel RT-Lab. L'expérimentation réalisée concerne la ferme éolienne offshore de 200 MW présentée en détail dans le chapitre 3, figure 3.1. Les objectifs de cette expérimentation sont de :

- valider le bon fonctionnement de la ferme éolienne offshore : flux de puissances, maintien des tensions DC.
- Réaliser une interaction entre la simulation et l'éolienne émulée avec son convertisseur en réel dans le but de comparer les comportements des convertisseurs DC-DC simulés et du convertisseur réel.
- Valider des stratégies de contrôles différentes.
- Simuler des cas de défauts sur le réseau AC et leurs impacts réels sur les convertisseurs DC-DC en proposant des stratégies pour suivre le grid code.

Ces objectifs passent par la modélisation de la ferme éolienne offshore dans le but de la simuler en temps réel sur de longues périodes de fonctionnement et donc en temps discret.

Ce chapitre présente tout d'abord l'expérimentation dans son ensemble et les modélisations de la ferme sous RT-Lab, puis les résultats associés aux différents tests réalisés.

## 4.2 Expérimentation PHIL

La topologie de la ferme éolienne est simulée par le biais du simulateur temps réel décrit en Annexe A, à l'exception d'un convertisseur DC-DC réalisé en modèle physique réel. La liaison entre le simulateur temps-réel et le convertisseur DC-DC est réalisée par le biais d'entrées-sorties analogiques renvoyant les signaux réels dans le simulateur et les signaux simulés en réel comme présenté sur la figure 4.1.

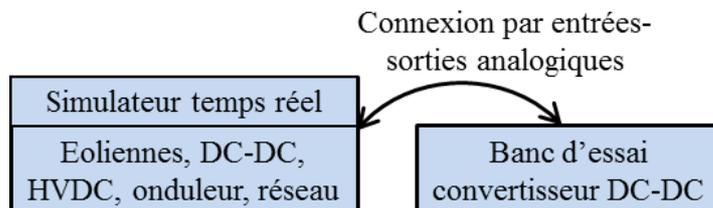


FIGURE 4.1 – Schéma de l'expérimentation Temps réel

La ferme éolienne est implantée dans le simulateur RT-Lab avec pour but de réaliser une simulation avec un temps de calcul optimisé tout en conservant des résultats précis. La première étape consiste à modéliser le mieux possible les éléments de la ferme et d'en simplifier certaines parties afin d'accélérer leurs simulations. Le modèle de ferme retenu pour la simulation est

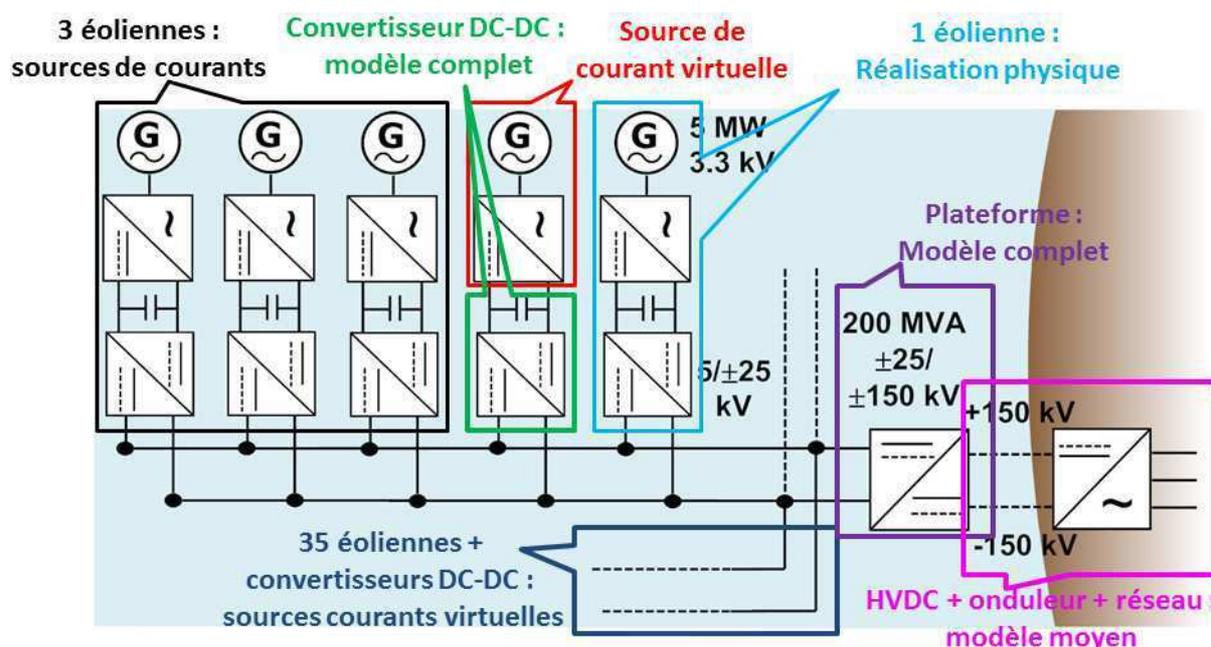


FIGURE 4.2 – Ferme éolienne modélisée sous RT-Lab

représenté figure 4.2, il correspond au schéma étudié dans les simulations sous PLECS dans le chapitre 3 et est composé des éléments suivants :

- 3 éoliennes avec leurs chaînes de conversion associées (redresseur AC-DC et convertisseur DC-DC) en modèle moyen source de courant.
- 1 éolienne et son redresseur AC-DC en source de courant avec son convertisseur DC-DC en modèle complet, c'est à dire avec tous les éléments modélisés sous SimPowerSystem.
- 1 éolienne avec son convertisseur DC-DC en représentation physique. C'est le banc d'essai 4 kW présenté dans le chapitre 3, §3.5.2.
- 35 autres éoliennes avec leurs chaînes de conversion agrégées en une source de courant. Il n'y a pas de câble entre ces éoliennes et la plate-forme car le courant est supposé parfaitement continu et pris à l'entrée de la plate-forme.
- La plate-forme offshore DC-DC en modélisation complète.
- La ligne HVDC avec un modèle de câble en pi.
- L'onduleur réseau onshore en modèle moyen avec le réseau AC associé (voir §4.3.4 de ce chapitre).

Le schéma électrotechnique utilisé pour les simulations est représenté sur la figure 4.3. Les modèles sont les mêmes que ceux utilisés pour le chapitre 3 (voir §3.6).

La configuration RT-Lab possède 7 processeurs de calculs indépendants appelés « cœurs », dont 6 ont été utilisés pour simuler la ferme éolienne. L'organisation de la répartition des cœurs est la suivante (figure 4.4) :

- **Cœur 1** : il contient une source de courant représentant l'éolienne et son redresseur actif et un convertisseur DC-DC en modèle complet sous SimPowerSystem.

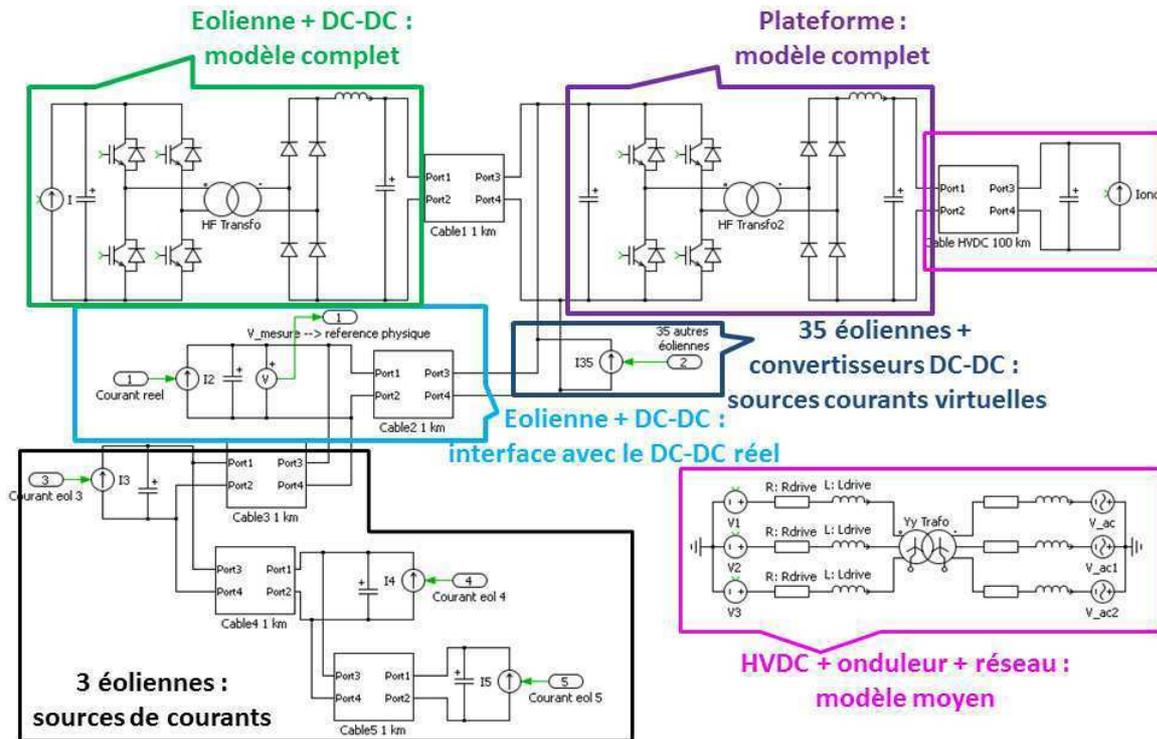


FIGURE 4.3 – Ferme éolienne modélisée sous RT-Lab avec les modèles utilisés

- **Cœur 2** : quatre autres éoliennes du cluster sont modélisées en source de courant, dont une représentant le modèle réel de 4 kW mis à l'échelle de la simulation.
- **Cœur 3** : il contient l'interfaçage entre la simulation et le convertisseur DC-DC réel 4 kW.
- **Cœur 4** : les 35 autres éoliennes avec leurs convertisseurs DC-DC sont implantés en un modèle moyen source de courant dans le quatrième cœur avec le modèle complet de la plate-forme offshore.
- **Cœur 5** : il comporte la ligne HVDC, l'onduleur réseau en modèle moyen et le réseau.
- **Cœur 6** : il contient le contrôle-commande de toute la ferme éolienne.

Les différents cœurs travaillent en parallèle, ce qui permet d'obtenir une simulation avec un pas de discrétisation faible :  $16 \mu s$ . L'originalité et l'intérêt de la simulation réside en la communication du simulateur avec un équipement réel : le banc d'essai DC-DC 4 kW qui représente une éolienne avec son convertisseur DC-DC. Cela permet de comparer le comportement réel du DC-DC avec celui simulé. Le schéma figure 4.5 explicite le fonctionnement de la connexion entre l'expérimentation réelle et le simulateur temps réel. Les notations «  $_s$  » et «  $_r$  » se réfèrent respectivement à une mesure issue de la simulation et à une mesure réelle. Ainsi sur la figure 4.5 :

- $V_{DC\_distribution\_s}$  représente la tension DC de distribution de la simulation à 50 kV ramenée en réel à 400 V grâce à un gain de 0,008 ;
- $V_{DC\_in\_r}$  représente la tension DC en entrée du convertisseur DC-DC réel à 220 V ;
- $V_{DC\_out\_r}$  représente la tension DC en sortie du convertisseur DC-DC réel à 400 V ;

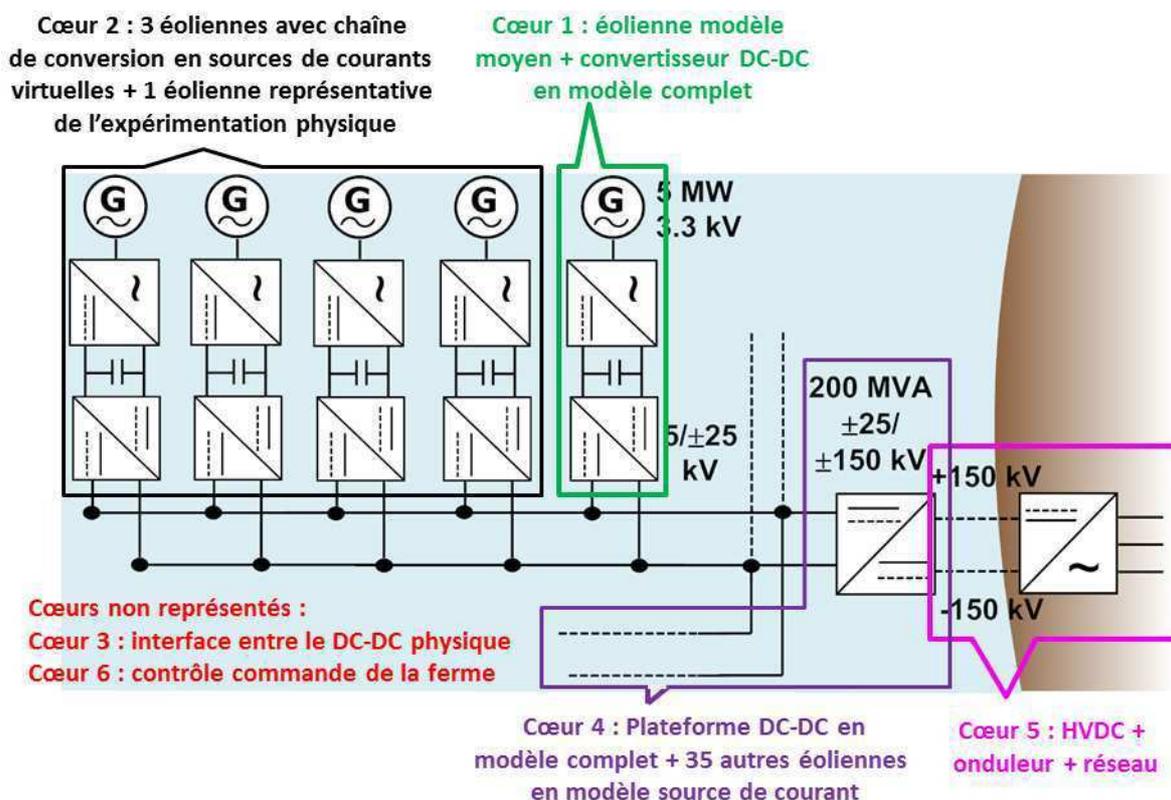


FIGURE 4.4 – Répartition des cœurs dans le simulateur Temps Réel

- $I_{DC\_in\_r}$  représente le courant DC en entrée du convertisseur DC-DC réel ;
- $I_{DC\_out\_r}$  représente le courant DC en sortie du convertisseur DC-DC réel ;
- $I_{DC\_out\_s}$  représente le courant DC en sortie du convertisseur DC-DC avec un gain de 17 pour la simulation.

La puissance transitée en réel est dissipée par l'amplificateur Powerex (Ch. 3, Fig. 3.37(d)). Le signal de courant DC réel en sortie du convertisseur ( $I_{DC\_out\_r}$ ) est mesuré et rapatrié dans la simulation par le biais des entrées analogiques de RT-Lab ( $I_{DC\_out\_s}$ ). La tension DC du bus 50 kV ( $V_{DC\_distribution\_s}$ ) est mesurée dans la simulation et envoyée en référence ( $V_{DC\_out\_r}$ ) de l'amplificateur Powerex par le biais d'une sortie analogique sur le banc d'essai réel.

### 4.3 Modélisations sous RT-Lab

La modélisation de la ferme éolienne dans le simulateur temps-réel est très importante car elle conditionne le temps de calcul de la simulation et donc la précision des résultats. Pour obtenir un pas de discrétisation le plus faible possible, des simplifications de modélisation sont obligatoires comparé à la simulation PLECS complète avec tous les composants simulés (voir Ch. 3, §3.6).

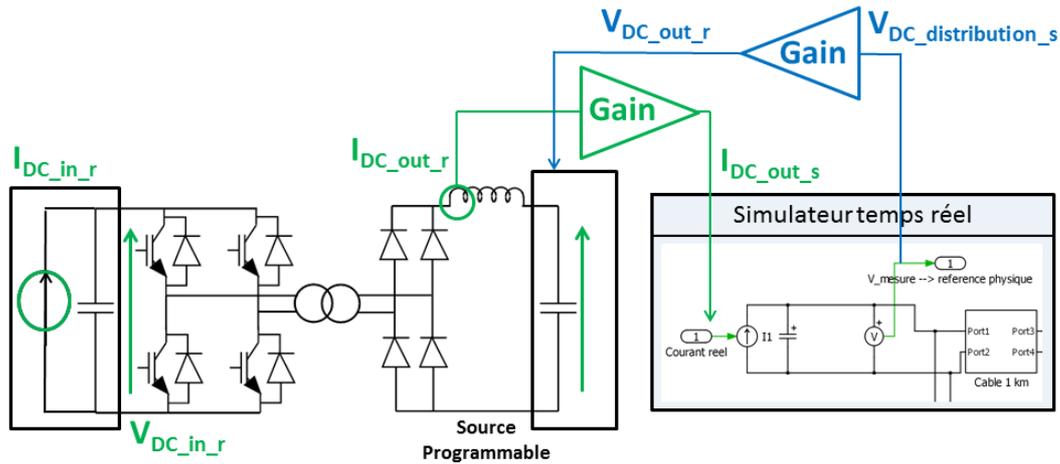
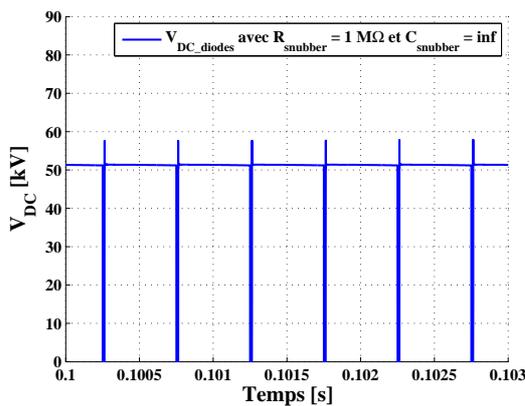


FIGURE 4.5 – Couplage du banc d’essai réel avec le simulateur temps réel

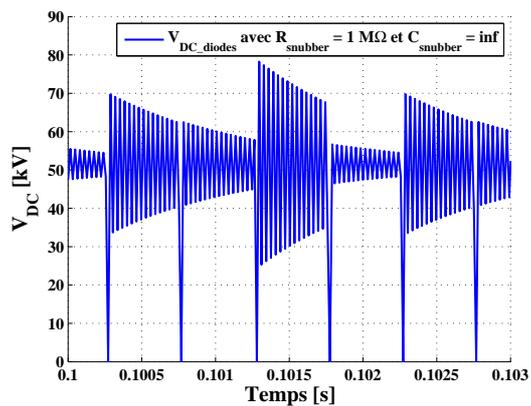
### 4.3.1 Convertisseur DC-DC

Comme expliqué dans le chapitre 3, la commutation des diodes engendre des surtensions / oscillations naturelles en sortie du pont de diodes du convertisseur DC-DC qui ont été observées lors des essais réels. Un circuit RC d’aide à la commutation (snubber) peut être connecté sur chaque diode en parallèle afin d’atténuer ce phénomène.

Sous RT-Lab l’utilisation de SimPowerSystem est souvent préférée (en 2012) ce qui implique une modélisation parfaite des diodes (sans  $Q_{rr}$ ,  $I_{rrm}$ , ...) et le pont de diodes possède un snubber RC qui doit être spécifié. Il est possible de le négliger en spécifiant  $R = 1 \text{ M}\Omega$  et  $C$  définie comme une valeur infinie. A pas de discrétisation faible :  $T_s < 1 \mu\text{s}$  (figure 4.6(a)), les surtensions sont faibles ( $< 10 \%$ ) tandis qu’à un pas  $T_s = 16 \mu\text{s}$ , le pas maximum utilisé sous RT-Lab (figure 4.6(b)), les oscillations numériques de la tension DC en sortie du pont de diodes sont très importantes et se répercutent sur le secondaire du transformateur.



(a) Simulation SimPowerSystem. Diodes parfaites. Snubber :  $R = 1 \text{ M}\Omega$ ,  $C = \infty$ . Pas discret  $T_s = 0,2 \mu\text{s}$ .



(b) Simulation SimPowerSystem. Diodes parfaites. Snubber :  $R = 1 \text{ M}\Omega$ ,  $C = \infty$ . Pas discret  $T_s = 16 \mu\text{s}$ .

FIGURE 4.6 – Simulation PLECS avec diodes paramétrées et SimPowerSystem avec diodes parfaites

En modifiant le dimensionnement du snubber à  $R_{snubber} = 714 \Omega$  et  $C_{snubber} = 10 \text{ nF}$ , ce qui n'engendre pas de pertes trop conséquentes ( $< 1 \%$ ), les surtensions ont des formes d'ondes acceptables ( $< 50 \%$ ) comme représentées figure 4.7. Pour se rapprocher au maximum du comportement réel, en évitant les oscillations numériques, il faut donc modéliser le pont de diodes avec ce snubber.

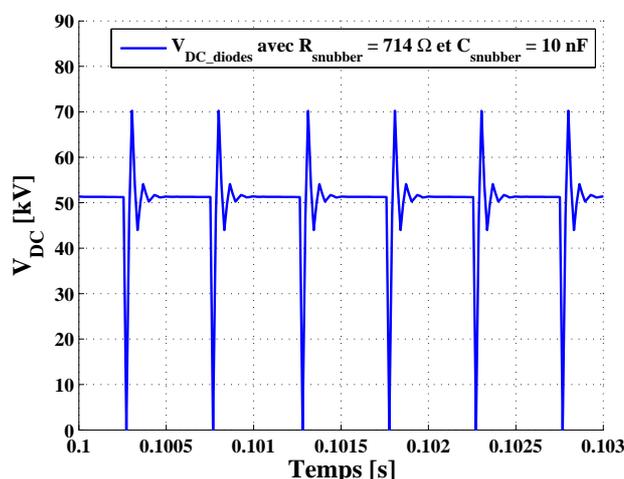


FIGURE 4.7 – Simulation SimPowerSystem. Diodes parfaites. Snubber :  $R = 714 \Omega$ ,  $C = 10 \text{ nF}$ . Pas discret  $T_s = 16 \mu\text{s}$ .

Le problème d'oscillation numérique vient du conflit entre l'inductance de fuite du transformateur et celle de filtrage qui sont reliées entre elles à chaque commutation, ce qui crée un conflit de source de courant pour SimPowerSystem. Afin de résoudre le problème d'oscillation numérique, d'autres possibilités ont été envisagées :

- il est possible de supprimer la self de fuite du transformateur dans le modèle SimPowerSystem, car cela permet de ne plus obtenir de surtension en sortie du pont de diodes. Cependant cela supprime le phénomène de chute de tension sur les bus DC dû à cette inductance et elle intervient dans les calculs théoriques du comportement du convertisseur DC-DC (Ch. 3, §3.4.2). Ce n'est donc pas acceptable pour la modélisation.
- Il est aussi possible de supprimer l'inductance du filtre LC en sortie du convertisseur DC-DC : la conduction devient discontinue au lieu de continue ce qui change le comportement du convertisseur.
- L'amélioration des processeurs du simulateur temps réel permet des calculs à pas discret plus faible : cette solution a été testée par un changement de processeur *i5* à *i7* et un changement du compilateur de la cible (RedHawk au lieu de QNX, voir Annexe A) et a permis de passer à un pas  $T_s$  de  $16 \mu\text{s}$  contre  $31 \mu\text{s}$  auparavant pour la même simulation.

La dernière solution a été retenue lors des modélisations sous temps réel, ainsi que l'ajout de snubbers RC sur les ponts de diodes.

### 4.3.2 Câbles DC

Les câbles DC sont modélisés par des modèles en pi à 3 tronçons pour 1 km représentés figure 4.8. Les valeurs des paramètres des câbles sont les mêmes que ceux utilisés pour les simulations du paragraphe 3.6.2 dans le chapitre 3 :  $R_{cable} = 50 \text{ m}\Omega/\text{km}$ ,  $L_{cable} = 0,4 \text{ mH}/\text{km}$ ,  $C_{cable} = 0,4 \text{ }\mu\text{F}/\text{km}$ .

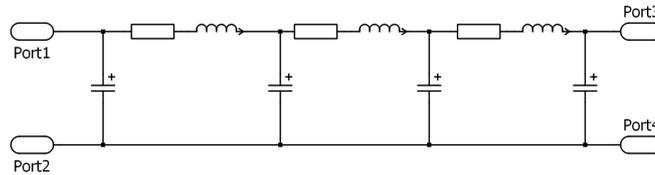


FIGURE 4.8 – Modèle de câble en pi avec 3 tronçons représentés

### 4.3.3 Eolienne avec son redresseur actif

Comme pour le chapitre 3, l'éolienne et le redresseur actif associés en sortie de génératrice sont modélisés en sources de courants pour simplifier la simulation.

### 4.3.4 Onduleur réseau

Comme pour les modélisations du chapitre 3, l'onduleur du réseau est un modèle moyen, mais avec la partie triphasée ajoutée pour simuler le réseau. Le modèle moyen continu équivalent de l'onduleur de la figure 4.9 est utilisé dans les simulations. L'onduleur modélisé par des IGBTs est remplacé par une source de tension côté AC tandis qu'il est remplacé par une source de courant côté DC. Les équations entre les sources de tension et la source de courant sont issues des équations de Park [LECL-04] et sont explicitées dans l'Annexe B, §B.3.

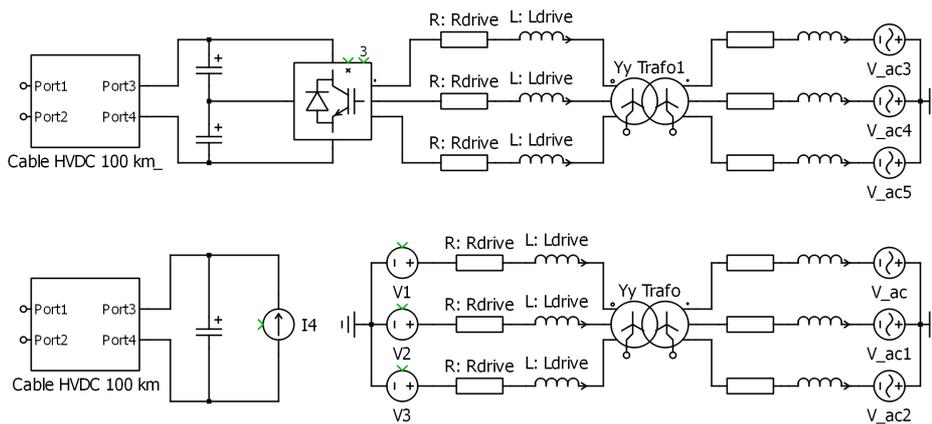


FIGURE 4.9 – Modèle complet et modèle moyen continu équivalent de l'onduleur réseau

## 4.4 Tests réalisés

« Contrôle  $\alpha$  » désigne le contrôle intégré sur le pont H IGBT des convertisseurs DC-DC dans le but de réguler la tension DC en entrée de ce convertisseur.

#### 4.4.1 Contrôle global de la ferme éolienne

Une comparaison de deux stratégies de contrôle est réalisée : avec ou sans contrôle  $\alpha$  dans les convertisseurs DC-DC comme dans le paragraphe 3.6.2.2 du chapitre 3. Le paragraphe suivant définit les paramètres et profils de puissances communs aux deux simulations réalisées sur le simulateur temps réel (profils différents du chapitre 3).

##### 4.4.1.1 Paramètres communs aux deux simulations

Les tensions DC sont supposées être en régime permanent au départ de chaque simulation. Les profils de puissances des différentes éoliennes varient de la puissance nulle à la puissance nominale en 30 s et sont donc proches de profils réels car réalisés sur des périodes assez longues en comparaison aux constantes de temps électriques.

Chaque simulation dure 200 s et le profil de courant / puissance de l'éolienne réelle en modèle physique envoyé sur le bus DC en entrée du convertisseur DC-DC réel est représenté figure 4.10(a). Ce courant en sortie de la source de courant réelle évolue entre 0,5 et 6 A DC et la puissance maximale utilisée dans les essais est de 1400 W alors que le convertisseur DC-DC à une puissance maximale de 4 kW. Cependant, la tension en entrée de la source de puissance est limitée à 235 V et plus la puissance est grande, plus cette tension augmente du fait de la chute inductive du transformateur. Pour ne pas saturer la source et les contrôles  $\alpha$ , il a été choisi de limiter la puissance du convertisseur DC-DC réel à 1400 W.

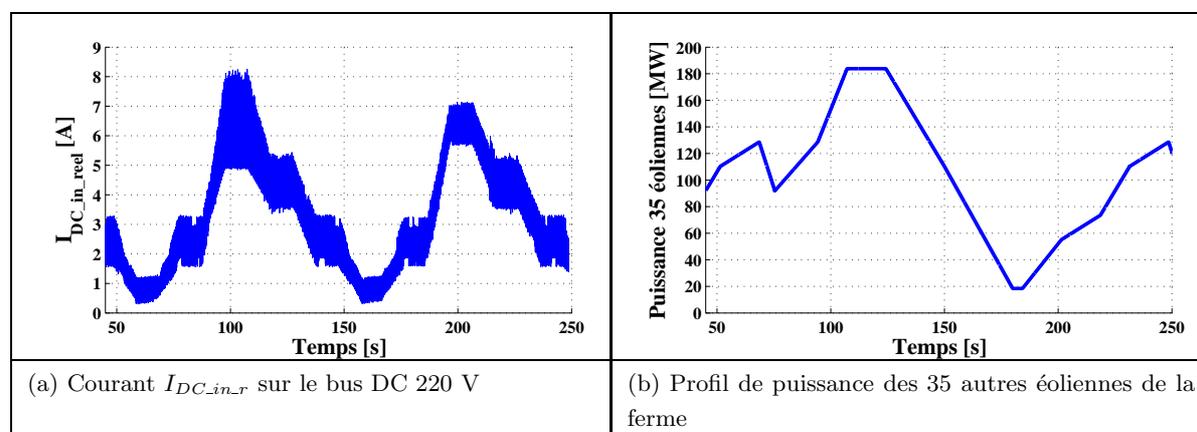


FIGURE 4.10 – Profils de puissances de l'éolienne réelle et des 35 éoliennes simulées de la ferme éolienne offshore

Pour une éolienne de 5 MW, le courant maximal est de 1000 A sur le bus DC 5 kV en sortie onduleur d'une éolienne, et de 100 A sur le bus DC 50 kV en sortie du DC-DC éolien. Dans l'exemple utilisé pour l'expérimentation, l'éolienne modèle complet a un profil qui varie de 0 à 5 MW, tout comme celles modélisées en modèle source de courant. L'éolienne modèle réel (1,4 kW) est ramenée entre 0 et 2,5 MW. Cela est rendu possible car le courant DC réel en sortie du convertisseur DC-DC est continu. Le gain n'est pas maximal (5 MW) pour limiter les instabilités qui pourraient apparaître avec de trop fortes variations de tensions/courants. Les 35 autres éoliennes varient entre 0,5 et 5 MW (figure 4.10(b)).

La figure 4.11 présente les profils de puissances des 5 éoliennes du cluster utilisés pour la comparaison avec ou sans contrôle  $\alpha$ . Ainsi :

- l'éolienne du modèle complet, les éoliennes 3 et 5 varient entre 0 et 5 MW,
- l'éolienne réelle varie entre 0 et 2,5 MW,
- l'éolienne 4 varie entre 2,5 et 5 MW.

Tout comme pour le chapitre 3, les profils de courants sont volontairement dynamiques et aléatoires (non corrélés) entre les différentes éoliennes. Dans la réalité, les profils sont assez proches entre des éoliennes d'un même cluster, mais les simulations réalisées dans ce chapitre le sont pour des cas extrêmes dans le but de démontrer le bon fonctionnement de la ferme dans ses limites de fonctionnement.

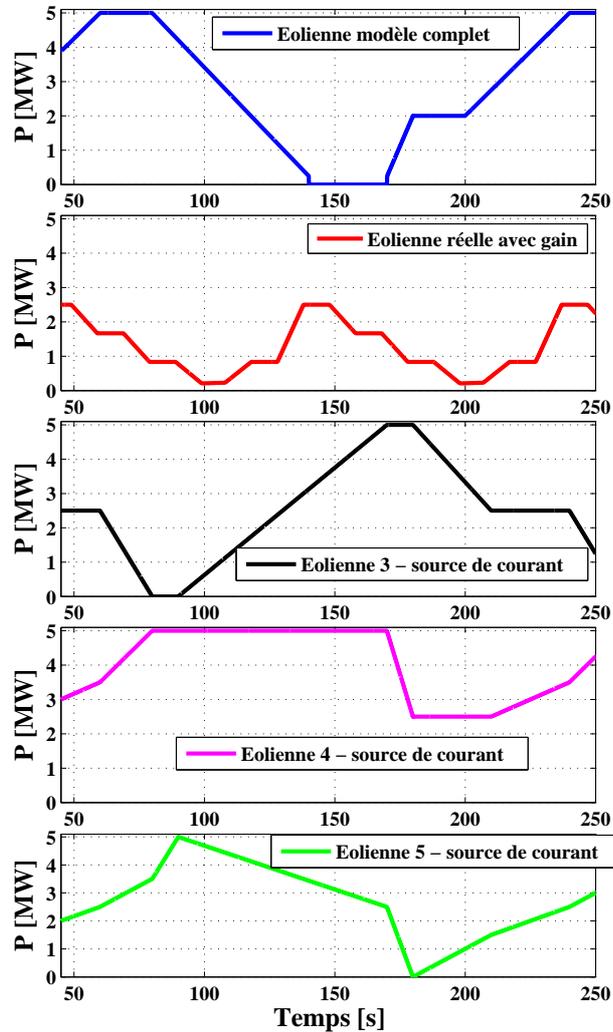


FIGURE 4.11 – Profils de puissances des 5 éoliennes du cluster éolien

Dans les deux simulations (avec ou sans contrôle  $\alpha$ ), la tension  $V_{DC\_HVDC}$  est régulée par l'onduleur côté réseau à 300 kV.

Transformateur HF	Puissance	Ratio	Ratio	Chute inductive
		si $\alpha = 1$	si $0 \leq \alpha \leq 1$	
Eolien	5 MW	5/50 kV	4,5/50 kV	8 %
Plate-forme	200 MW	50/300 kV	45/300 kV	8 %

TABLEAU 4.1 – Paramètres des transformateurs des convertisseurs éoliens et de la plate-forme avec ou sans contrôle  $\alpha$

#### 4.4.1.2 Ferme éolienne offshore : stratégie avec ou sans contrôle $\alpha$ pour les convertisseurs DC-DC

Pour la stratégie sans contrôle  $\alpha$ , les tensions DC  $V_{DC\_distribution}$  et  $V_{DC\_eol}$  ne sont pas régulées et dépendent donc de la régulation de tension  $V_{DC\_HVDC}$ . Dans ce cas là, les contrôles  $\alpha$  sont inhibés ce qui signifie que  $\alpha = 1$ . Les paramètres des transformateurs éoliens et de la plate-forme sont référencés dans le tableau 4.1 (voir aussi tableau 3.3 du chapitre 3) selon la stratégie de contrôle  $\alpha$ . Ces paramètres sont modifiés avec le contrôle  $\alpha$  afin de réaliser cette commande (comme expliqué dans le chapitre 3, §3.4.5).

Les tensions  $V_{DC\_HVDC}$ ,  $V_{DC\_distribution}$  et  $V_{DC\_eol}$  issues de la simulation sont représentées sur la figure 4.12 avec ou sans contrôle  $\alpha$ .

Avec ou sans contrôle  $\alpha$ , la tension  $V_{DC\_HVDC}$  est toujours régulée par l'onduleur réseau à 300 kV (figure 4.12(a)). Comme les tensions DC 5 kV et 50 kV ne sont pas régulées

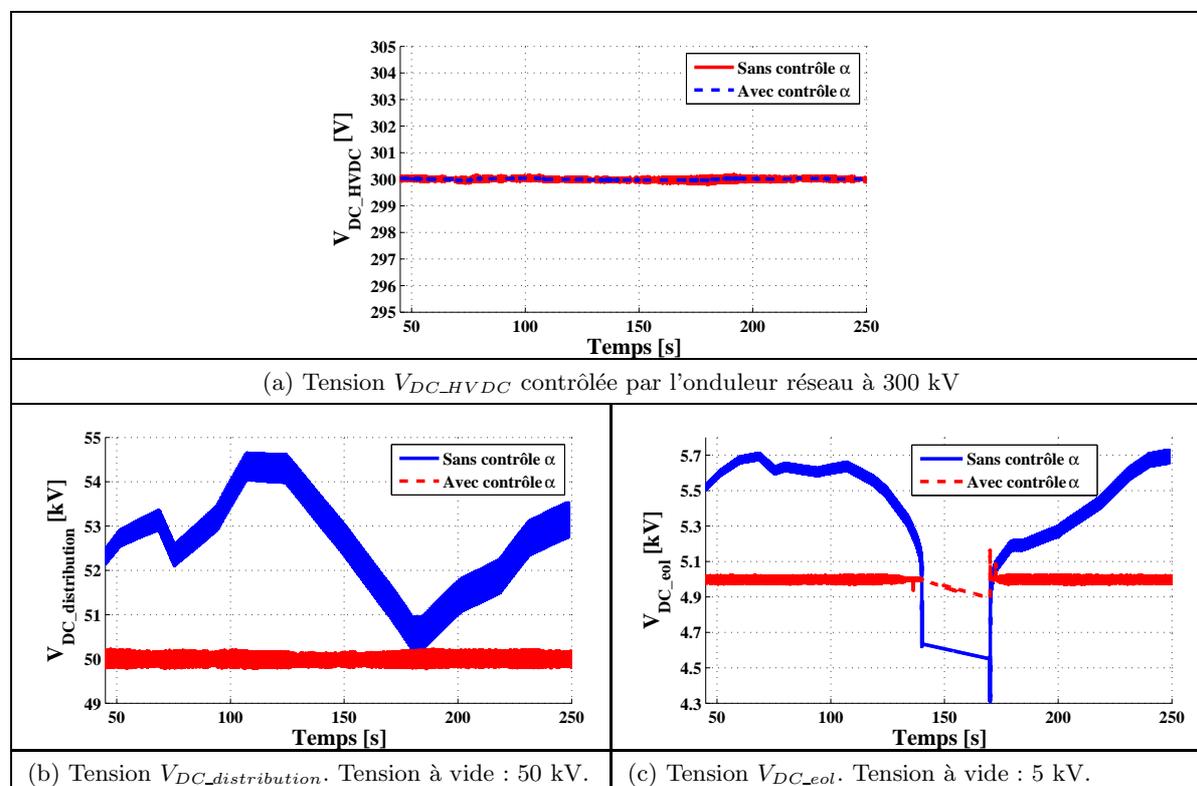
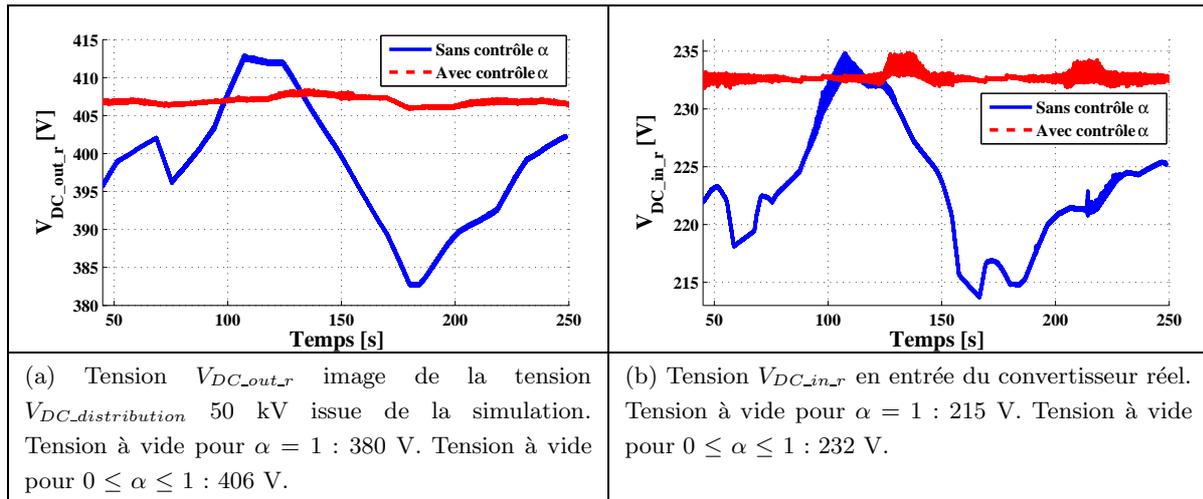


FIGURE 4.12 – Tensions DC simulées de la ferme éolienne avec ou sans contrôle  $\alpha$

FIGURE 4.13 – Tensions DC mesurées du convertisseur DC-DC avec ou sans contrôle  $\alpha$ 

directement par les convertisseurs DC-DC sans contrôle  $\alpha$ , mais par le biais de l'onduleur réseau, elles varient donc selon les différentes impédances du système (les inductances de fuite des transformateurs, les résistances et inductances des câbles, ...). Les profils de courant imposés aux sources de puissances sont donc corrélés avec les profils de tensions : la puissance des 40 éoliennes (35 éoliennes de la figure 4.10(b) plus les 5 autres éoliennes de la figure 4.11) est fortement corrélée avec la tension  $V_{DC\_distribution}$  (figure 4.12(b)) sans contrôle  $\alpha$ .

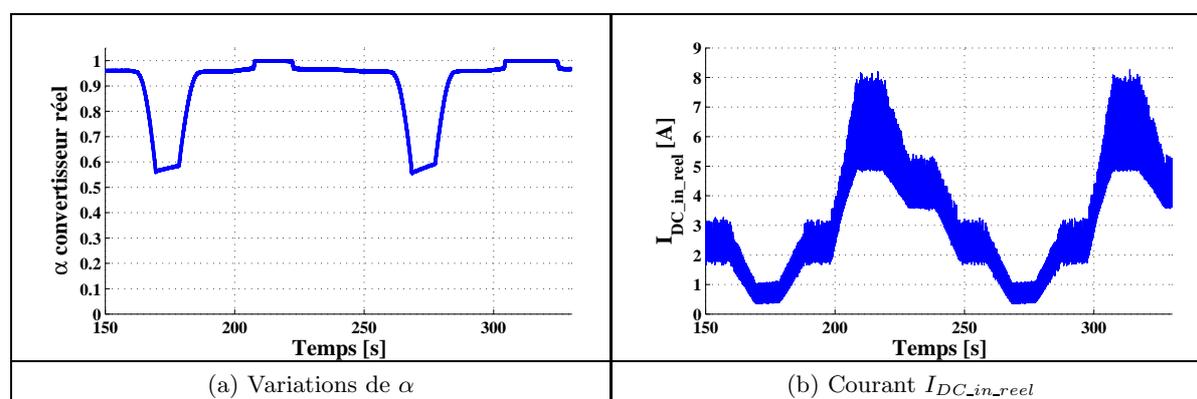
Sans contrôle  $\alpha$ , l'augmentation de tension sur le bus 50 kV (9 %, figure 4.12(b)) due à la fuite du transformateur 200 MW se répercute sur le 5 kV en plus de la fuite du transformateur 5 MW. De ce fait, la tension  $V_{DC\_eol}$  varie entre 5000 V et 5700 V (14 %, figure 4.12(c)) au lieu de 5000 V au nominal. La chute de tension pour le contrôle  $\alpha = 1$  en dessous de 5000 V à 4300 V quand la puissance de l'éolienne est nulle est due au fait que le contrôle des IGBTs n'est pas interrompu suffisamment rapidement et les capacités du bus DC éolien se déchargent dans les snubbers. Dans l'exemple avec  $\alpha$  variable, le contrôle est plus rapide et ce problème est résolu : la tension chute seulement à 4900 V.

Avec contrôle  $\alpha$ , la tension  $V_{DC\_eol}$  est régulée à 5 kV et le rapport de transformation est égal à 4,5 kV / 50 kV pour permettre un contrôle  $\alpha$  à 0,9 en régime permanent. De ce fait lorsque la puissance éolienne est nulle, les commandes du convertisseur DC-DC éolien sont arrêtées pour que la capacité en entrée ne se décharge pas jusqu'à 4,5 kV. Il y a tout de même une chute de 100 V lorsque la puissance devient nulle entre  $t = 140$  s et  $t = 170$  s (figure 4.12(c)).

Les tensions  $V_{DC\_out\_r}$  et  $V_{DC\_in\_r}$  mesurées en réel sont représentées sur la figure 4.13. Sans contrôle  $\alpha$ , le convertisseur réel voit sa tension  $V_{DC\_out\_r}$  en sortie évoluer comme la tension DC 50 kV remis à l'échelle 380 V (figure 4.13(a)). Cela impacte la tension  $V_{DC\_in\_r}$  (4.13(b)) en même temps que la fuite du transformateur réel et la tension nominale de 215 V varie donc jusqu'à 234 V (9 %).

Pour les tensions mesurées sur le convertisseur réel avec contrôle  $\alpha$ , la tension  $V_{DC\_out\_r}$  varie

de quelques volts (406 à 408 V) car c'est l'image de la tension en sortie du convertisseur DC-DC éolien n°1 et non pas l'image de la tension directement régulée par la plate-forme offshore à 50 kV. Il y a un câble de 1 km entre la plate-forme et le convertisseur éolien n°1 impliquant cette variation de tension en fonction de la puissance transitée. La tension  $V_{DC\_in\_r}$  réelle en entrée du convertisseur DC-DC est régulée à 232 V (figure 4.13(b)) et varie un peu à cause de la saturation de  $\alpha$  représentée figure 4.14(a). La valeur de régulation a été choisie à 232 V et non pas 215 V comme valeur nominale avec  $\alpha = 1$  pour avoir un fonctionnement du convertisseur DC-DC réel similaire aux convertisseurs éoliens, c'est à dire une variation de  $\alpha$  dans la plage la plus élevée possible ( $0,6 \leq \alpha \leq 1$ ). La tension de 215 V à vide sans contrôle  $\alpha$  est due aux limitations de tensions de la source en entrée à 235 V. Pour observer les plages de variations, il est obligatoire de diminuer la tension à vide à 215 V.

FIGURE 4.14 – Convertisseur DC-DC avec contrôle  $\alpha$ 

Pour le convertisseur réel,  $\alpha$  (figure 4.14(a)) varie en fonction de la puissance en entrée (figure 4.14(b)) et la théorie (voir Ch. 3, §3.4.2) prévoit des variations entre 0,57 et 1 ce qui est le cas en situation réelle.

#### 4.4.1.3 Comparaison avec ou sans contrôle $\alpha$

Une comparaison entre le comportement de la ferme avec contrôle et sans contrôle  $\alpha$  donne les résultats présentés dans le tableau 4.2 qui sont les mêmes que ceux des simulations sous PLECS du chapitre 3. Sans contrôle  $\alpha$ , les plages de variations des tensions DC sont plus importantes qu'avec une régulation. Le contrôle  $\alpha$  est sélectionné dans la suite des expérimentations car il permet de conserver des plages de tension DC fixes dans toute la ferme.

Tensions	Sans contrôle $\alpha$	Avec contrôle $\alpha$
$V_{DC\_eol}$	4,3 à 5,7 kV $\pm 1$ %	4,9 à 5 kV $\pm 1$ %
$V_{DC\_distribution}$	50 à 54,5 kV $\pm 1$ %	50 kV $\pm 1$ %
$V_{DC\_HVDC}$	300 kV $\pm 0,2$ %	300 kV $\pm 0,2$ %
$V_{DC\_in}$	215 à 235 V $\pm 0,4$ %	232 à 235 V $\pm 0,4$ %

TABLEAU 4.2 – Variations des tensions DC de la ferme éolienne avec ou sans contrôle  $\alpha$ 

Après avoir comparé les deux stratégies de contrôles avec ou sans  $\alpha$  sur le comportement

de la ferme, deux autres expérimentations sont réalisées avec des défauts sur le réseau AC.

#### 4.4.2 Chute de tensions AC et respect du grid code

Cette partie a trait à deux cas de défauts possibles sur les réseaux AC : une chute de tension de 50 % ou de 100 % selon différentes durées correspondant aux spécifications d'un grid code. Le but de chaque expérimentation est de vérifier le comportement de la ferme, c'est à dire le bon maintien des différentes variables de la ferme (courants, tensions), et donc les stratégies qu'il faut mettre en place pour respecter le grid code qui impose que la ferme reste connectée au réseau durant le laps de temps du défaut.

##### 4.4.2.1 Chute de tension AC à 50 % pendant 1 s

Le premier défaut simulé côté réseau est une chute de tension AC côté réseau de 50 % simulée à  $t = 40$  s pendant 1 s. Ce profil est inspiré d'un des nombreux grid codes existants représenté figure 4.15, issu de l'arrêté [ARRE-08].

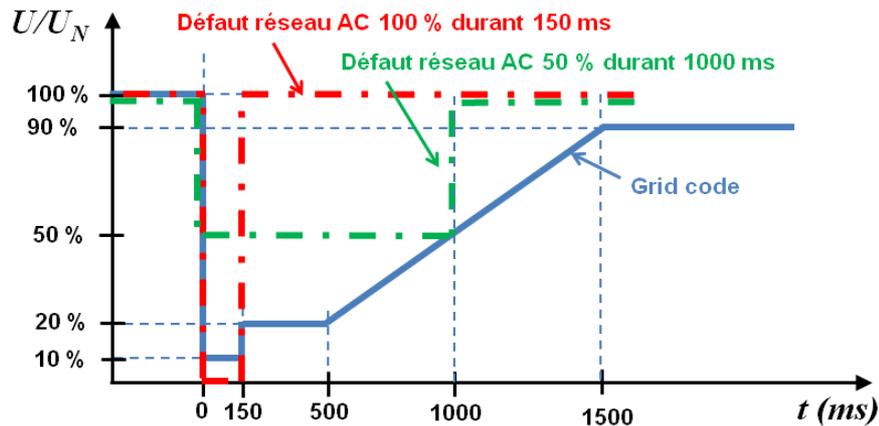


FIGURE 4.15 – « Grid code » pour les chutes de tensions AC [ARRE-08]

Le cas de défaut étudié, ainsi que la stratégie mise en place pour répondre à ce défaut est représentée sur la figure 4.16. La puissance simulée lors du défaut est de 180 MW côté réseau, correspondant à la puissance maximale de la ferme éolienne, réduite des pertes (Fig. 4.16(a)). Par conséquent, lors d'une chute de tension AC à 50 % et sans stratégie particulière, le courant sur le réseau AC étant limité au courant nominal, la puissance maximale absorbée par le réseau est diminuée par deux (Fig. 4.16(b)).

Pour résoudre ce problème de puissance envoyée différente de la puissance absorbable, des systèmes de décharge commandés sont ajoutés sur les bus DC 5 kV. Ces derniers sont constitués de résistances de décharge associées à des interrupteurs de puissances qui permettent de dissiper la puissance quand elle n'est pas absorbable par le réseau ou non envoyée sur ce dernier par le convertisseur DC-DC (voir figure 4.17). Ce système de décharge est en général présent pour les éoliennes de forte puissance, car il permet de dissiper l'énergie le temps que la génératrice éolienne s'arrête en cas de défaut sur le bus DC 50 kV (voir chapitre 3). Il n'y

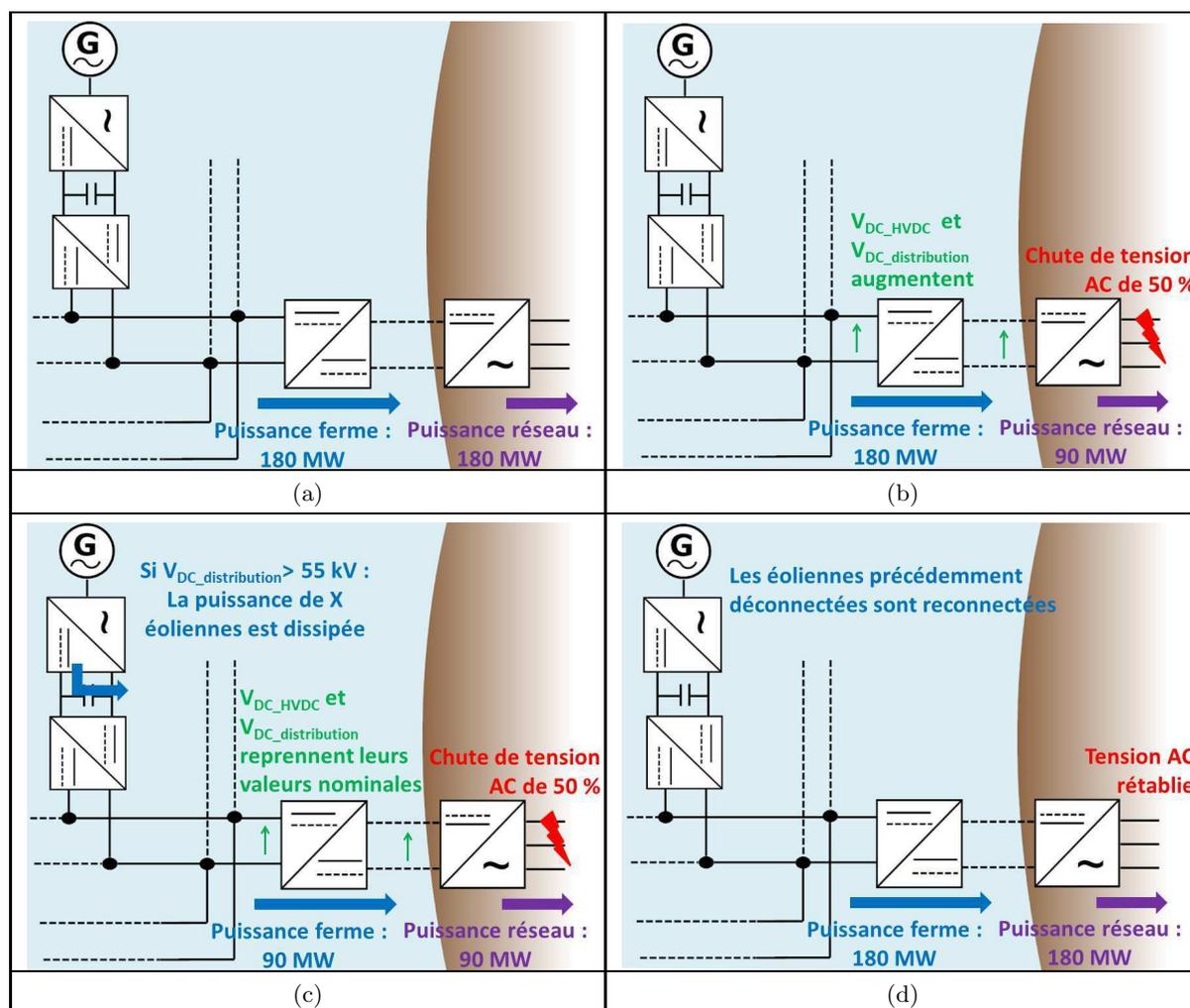


FIGURE 4.16 – Stratégie en cas de défaut sur le réseau AC de 50 % de chute de tension

a donc pas d'investissement important supplémentaire, car il suffit juste d'ajouter un contrôle adapté pour cet interrupteur.

La stratégie consiste à mettre en action tout ou partie des dissipateurs du parc éolien après détection du défaut, afin d'envoyer moins de puissance sur le réseau (Fig. 4.16(c)). Soit il existe une communication entre le réseau onshore et les convertisseurs offshore et dans ce cas un retard est implanté entre le moment du défaut AC et la fermeture des interrupteurs des dissipateurs (estimé à 150 ms et correspondant au temps de propagation du signal plus le temps de réponse du système). Soit il n'y a pas de communication entre l'onshore et l'offshore et dans ce cas les convertisseurs DC-DC mesurent la tension en sortie sur le bus de distribution 50 kV et dissipent la puissance si la tension monte au dessus d'un seuil déterminé. Par exemple si la tension dépasse 55 kV pour les éoliennes d'un cluster et 55,5 kV pour les autres clusters, cela dans le but de ne pas couper toutes les éoliennes au même moment. Quand la tension repasse en dessous d'une certaine valeur, une temporisation est intégrée pour ne pas renvoyer la puissance trop rapidement sur le réseau. Dans l'expérimentation réalisée, 60 % des éoliennes virtuelles de la ferme sont déconnectées au moment du défaut ainsi que l'éolienne connectée en

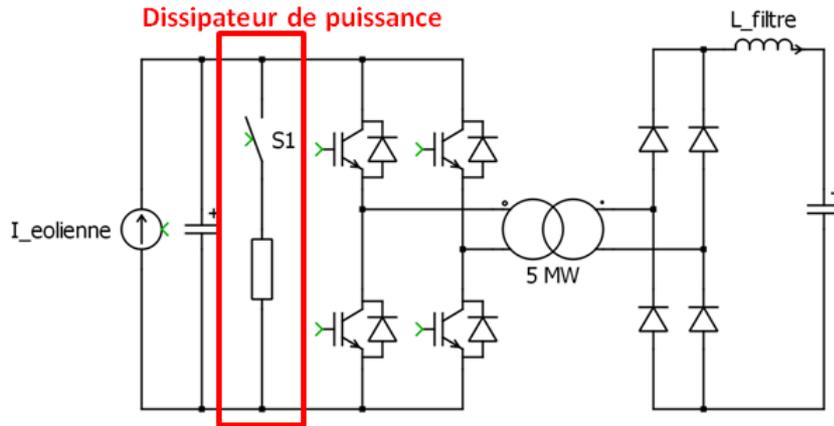


FIGURE 4.17 – Eolienne et son onduleur (source de courant) + système de dissipation + convertisseur DC-DC

PHIL. La puissance des éoliennes revient après un laps de temps de 1 s (Fig. 4.16(d)).

Pour le convertisseur DC-DC réel, dès que la tension  $V_{DC\_out\_r}$  en sortie du convertisseur réel dépasse 405 V, le courant est annulé en entrée de ce convertisseur pour simuler la fermeture d’un dissipateur de puissance. Pour le cas simulé la tension de seuil est de 55 kV, soit 10 % d’augmentation par rapport au nominal (50 kV), tandis que pour le convertisseur réel, le seuil de détection est fixé à 405 V pour 372 V au nominal soit 8,9 % d’augmentation.

Après 1 s, les interrupteurs des dissipateurs sont ouverts mais les onduleurs connectés à la génératrice sont commandés selon un profil progressif en puissance grâce à une commande en couple sur 150 ms (voir figure 4.18). Ceci dans le but d’obtenir un retour en puissance en pente plutôt qu’en échelon pour l’ensemble des éoliennes. L’éolienne fictive est reconnectée sans ce profil pour comparer les comportements dans les cas de redémarrage.

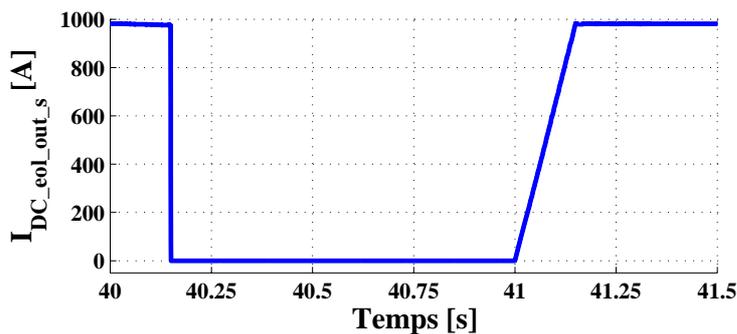


FIGURE 4.18 – Profil de courant en entrée du convertisseur DC-DC éolien

Sans stratégie sur les puissances éoliennes, l’afflux de puissance fait augmenter le bus HVDC à des valeurs très élevées car les capacités du bus HVDC sont faibles (40  $\mu$ F). Les niveaux de tensions sont non acceptables et destructifs pour le matériel. Il est alors impossible de respecter le grid code qui impose que la ferme reste connectée au réseau.

Les résultats des simulations côté réseau avec la stratégie de réduction de puissance sont présentés figure 4.19. La puissance réactive (figure 4.19(a)) subit des pics ( $\pm 60$  Mvar) au moment des brusques variations de tension du réseau AC lors du défaut. La puissance active subit une chute à 40 % pendant 1 s puis revient à un niveau normal après le défaut.

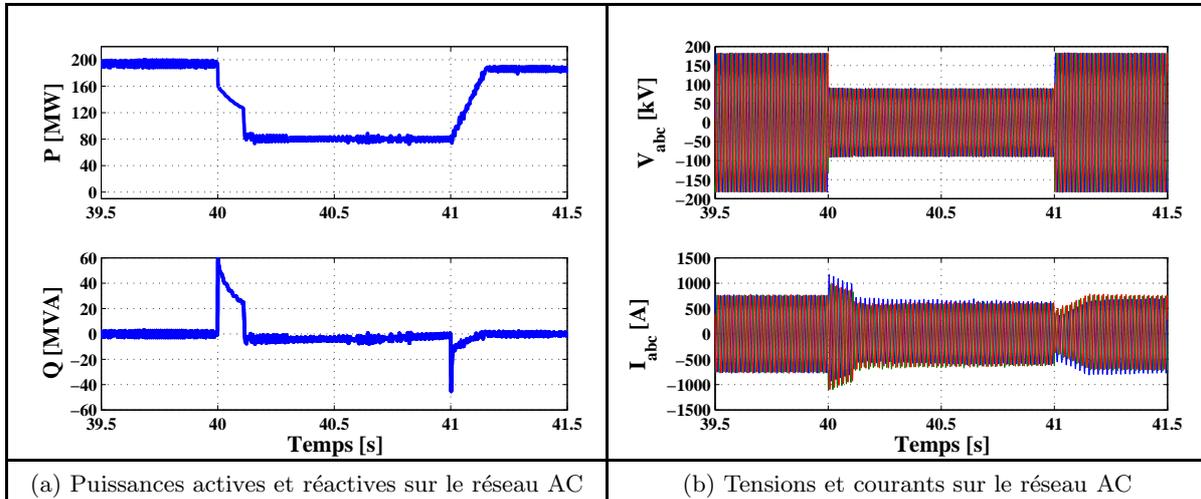


FIGURE 4.19 – Puissances et formes d’ondes sur le réseau lors du défaut grid code 50 % avec la stratégie de diminution de puissance sur les éoliennes

Lors du défaut, la tension AC chute de 50 % (figure 4.19(b)) et le courant connaît une sur-intensité vite limitée par l’onduleur avant de revenir au courant nominal (700 A).

La tension HVDC (figure 4.20(a)) est la première tension impactée par la chute de tension sur les éoliennes car la régulation  $V_{DC\_HVDC}$  est saturée pour l’onduleur réseau. Avec la stratégie de diminution de puissance des éoliennes, dès que la tension de distribution dépasse 55 kV, la puissance de la ferme est diminuée de 60 % et l’onduleur peut réguler la tension à 300 kV (Fig. 4.16(c)).

La montée de tension HVDC se répercute sur le bus de distribution (figure 4.20(b)) ainsi que sur le bus DC éolien (figure 4.20(a)). Puis dès que la puissance est détournée vers le dissipateur de puissance, la tension  $V_{DC\_eol}$  prend une valeur définie par le contrôle sur l’interrupteur de puissance : 4,9 kV dans l’exemple.

Le courant réel en entrée du convertisseur DC-DC chute à 0 A pendant le défaut (figure 4.21) pour simuler la fermeture du dissipateur (commande en courant). Après 1 s, le courant revient avec une sur-intensité en réel lié au fait de la non intégration du retour en puissance en pente de la génératrice.

La stratégie de diminution de puissance explicitée dans ce paragraphe n’a d’intérêt que si la ferme produit une puissance entre 50 % et 100 % de son énergie au moment du défaut soit 60 % du temps en offshore. En effet, si la puissance produite est de 50 % par exemple, l’onduleur réussira à augmenter le courant AC pour soutirer toute la puissance éolienne.

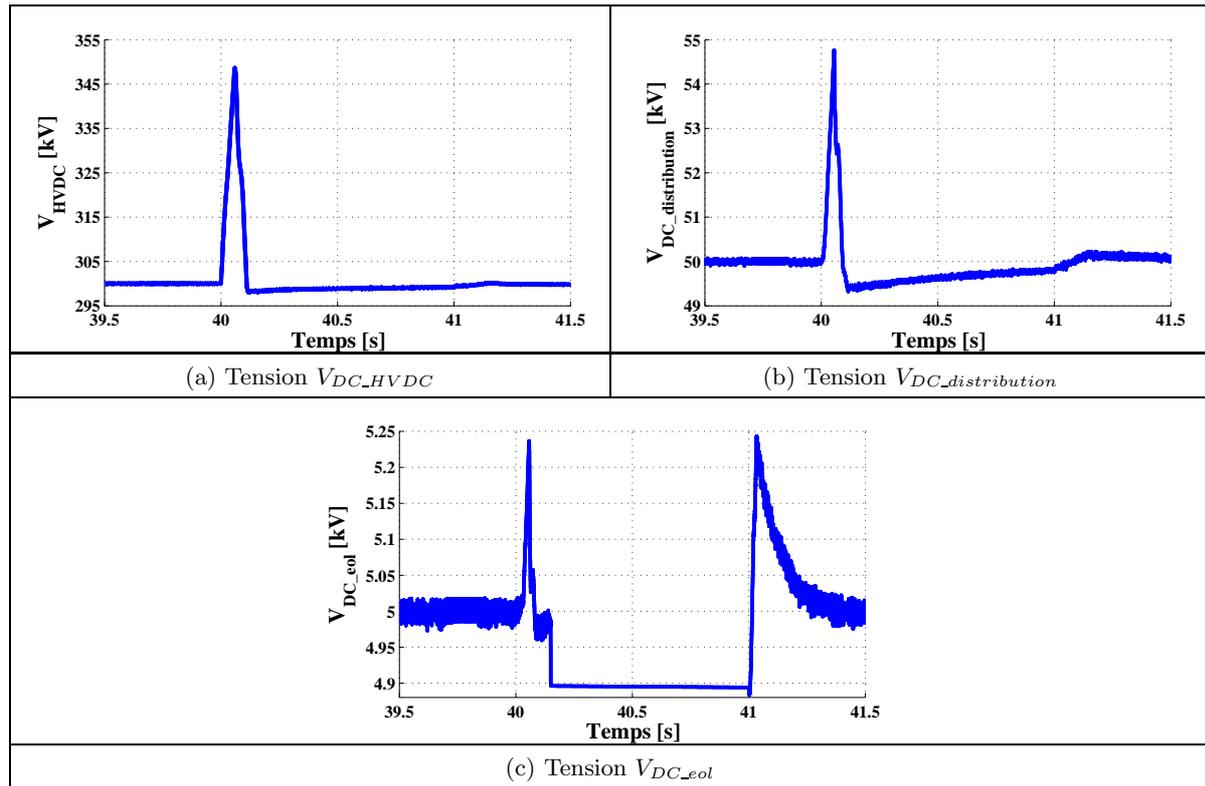


FIGURE 4.20 – Tensions DC lors du défaut grid code 50 % avec stratégie de diminution de puissance sur les éoliennes

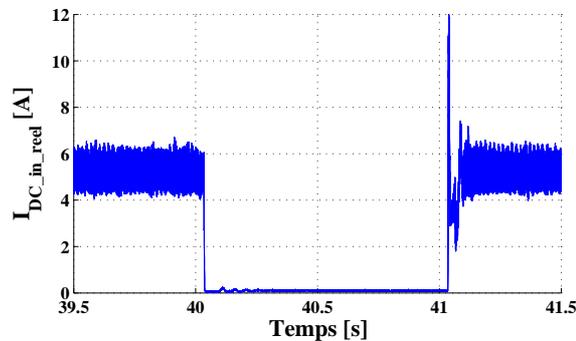


FIGURE 4.21 – Courant en entrée du convertisseur DC-DC réel  $I_{DC\_eol\_in\_r}$  lors du défaut grid code 50 % avec la stratégie de diminution de puissance sur les éoliennes

Les tensions DC  $V_{DC\_out\_r}$  et  $V_{DC\_in\_r}$  pour le convertisseur DC-DC réel sont représentées sur la figure 4.22. Dès que la tension  $V_{DC\_out\_r}$  atteint 405 V, la puissance de la source en entrée est arrêtée.  $V_{DC\_out\_r}$  (Fig. 4.22(a)) a logiquement les mêmes variations que la tension  $V_{DC\_distribution}$  de la simulation (figure 4.20(b)). Par contre, la tension  $V_{DC\_in\_r}$  n'a pas le même comportement qu'en simulation car la saturation de la source de courant limite cette tension à 235 V. De plus la chute de tension de la tension  $V_{DC\_in\_r}$  à 200 V lors du retour de puissance à  $t = 41$  s est due au contrôle  $\alpha$  qui n'est pas identique entre la simulation et le convertisseur commandé sous Dspace. En simulation lorsque la puissance est faible et que le contrôle  $\alpha$  n'est plus linéaire par rapport à la tension, le contrôle se modifie pour agir plus rapidement (contrôle

adaptatif) avec un reset de l'intégrateur du PI. Sous Dspace ce contrôle n'a pas été intégré et démontre l'utilité de le réaliser.

#### 4.4.2.2 Chute de tension 100 % pendant 0,15 s

La deuxième expérimentation de défaut est une chute de tension côté réseau AC de 100 % simulée à  $t = 40$  s pendant 0,15 s. Ce profil est aussi inspiré de l'arrêté de 2008, figure 4.15 [ARRE-08]. Le profil représenté suggère une chute de tension de 95 % mais la chute est considérée à 100 % dans le cas d'étude pour réaliser un cas majorant. La figure 4.16 présentant le cas de défaut à 50 % est aussi valable pour cet exemple.

La puissance simulée lors du défaut est toujours de 180 MW et par conséquence, sans stratégie particulière, les tensions des différents bus continus augmentent fortement pendant le laps de temps du défaut. La stratégie alors mise en place pour gérer le défaut est très proche de celle explicitée pour le défaut de chute à 50 % de tension. Elle consiste à fermer les dissipateurs des bus DC 5 kV des convertisseurs DC-DC éoliens de la ferme détectant une surtension sur le bus 50 kV afin d'envoyer moins de puissance sur le réseau de la même façon que dans le paragraphe précédent : si la tension DC de distribution en sortie de ces derniers dépasse 55 kV au lieu des 50 kV nominaux, les éoliennes impliquées dans la stratégie coupent leur puissance (405 V pour le convertisseur réel).

Les puissances actives et réactives et les formes d'onde courant-tension au réseau sont représentées figure 4.23. Durant le défaut, la puissance active envoyée sur le réseau tombe à 0 MW. La figure 4.23(b) montre les courants-tensions renvoyées au réseau avec un courant nul de  $t = 40$  s à  $t = 40,25$  s car la stratégie de reconnexion de l'onduleur réseau se fait 100 ms après le défaut.

La figure 4.24 représente les différentes tensions DC de la ferme pour la stratégie étudiée. La tension HVDC monte à 353 kV : la surtension est donc de 18 % pendant 400 ms, ce qui peut endommager le matériel s'il n'est pas dimensionné pour la subir. La stratégie mise en

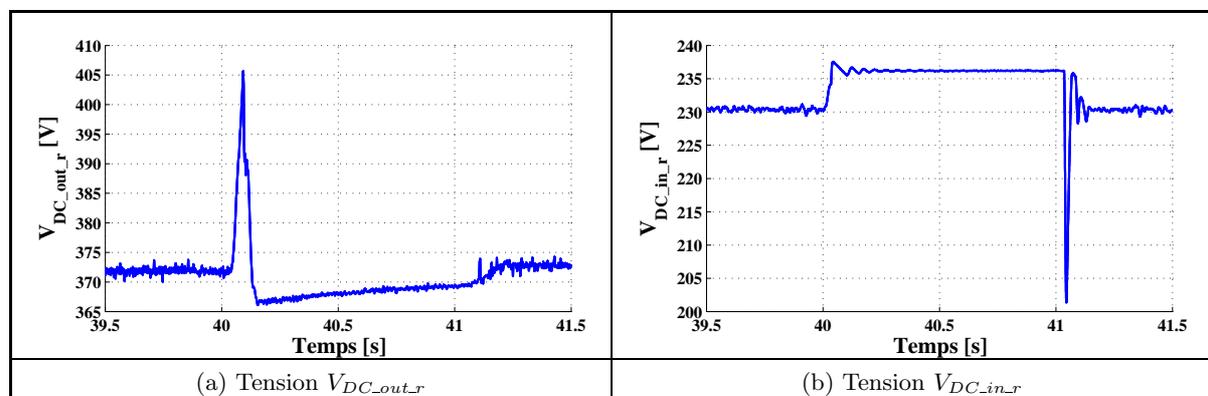


FIGURE 4.22 – Tensions DC réelles lors du défaut grid code 50 % avec la stratégie de diminution de puissance sur les éoliennes

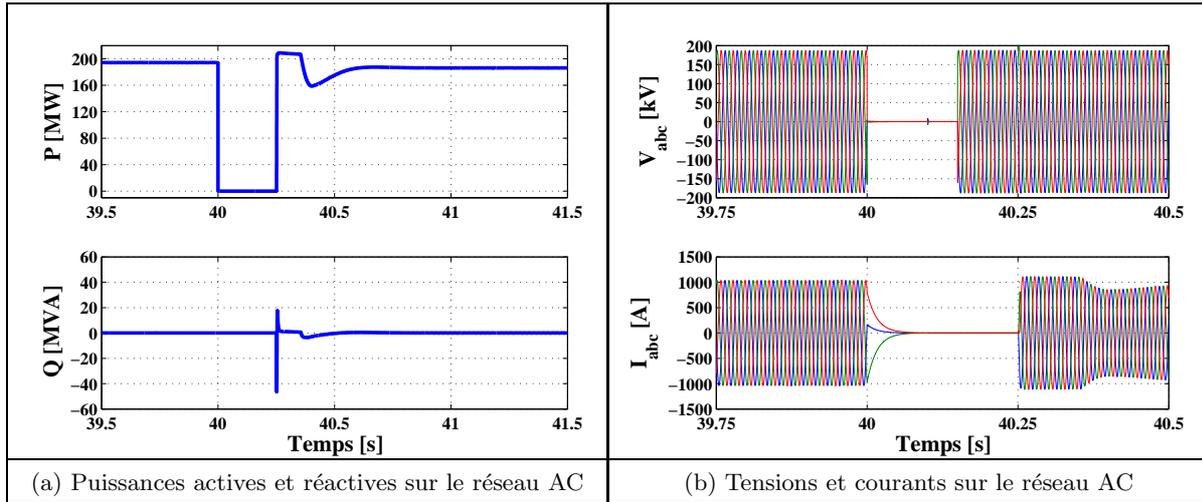


FIGURE 4.23 – Puissances et formes d’ondes sur le réseau lors du défaut grid code 100 % avec la stratégie de diminution de puissance sur les éoliennes

place sur la puissance des éoliennes limite la surtension du bus de distribution au niveau choisi (55 kV) et limite aussi celle du bus 5 kV par la même occasion.

Les tensions DC  $V_{DC\_out\_r}$  et  $V_{DC\_in\_r}$  pour le convertisseur DC-DC réel sont représentées figure 4.25. Dès que la tension  $V_{DC\_out\_r}$  atteint 405 V, la puissance de la source en entrée

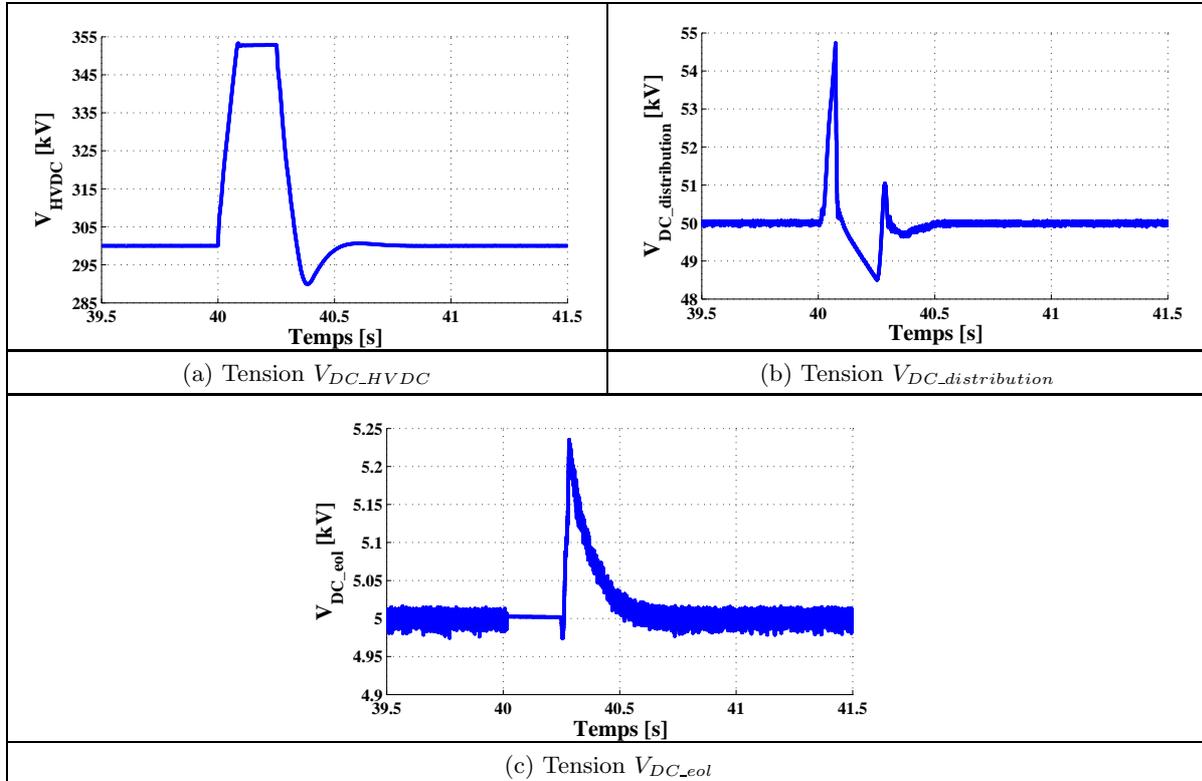


FIGURE 4.24 – Tensions DC lors du défaut grid code 100 % avec stratégie de diminution de puissance sur les éoliennes

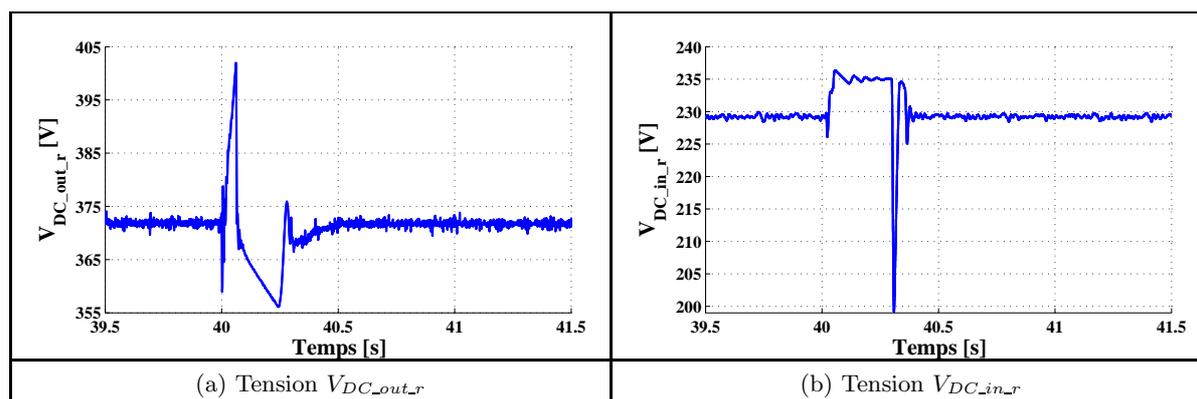


FIGURE 4.25 – Tensions DC réelles lors du défaut grid code 100 % avec la stratégie de diminution de puissance sur les éoliennes

est arrêtée.  $V_{DC\_out\_r}$  (Fig. 4.25(a)) a logiquement les mêmes variations que la tension  $V_{DC\_distribution}$  de la simulation (figure 4.24(b)). Par contre, la tension  $V_{DC\_in\_r}$  n'a pas le même comportement qu'en simulation pour les mêmes raisons que dans le paragraphe précédent.

La ferme respecte le « grid code » dans le sens où elle reste connectée durant le défaut sans défaillance du système. La stratégie de diminution de puissance doit être implantée par mesure de tension de distribution, ce qui diminue les surtensions en cas de défaut. Cette stratégie ne demande pas de frais supplémentaires, du fait de la présence des systèmes de décharge pour d'autres cas de défauts.

## 4.5 Conclusions

Le travail présenté dans ce chapitre relatif à la simulation temps réel a permis de démontrer différents points listés ci-dessous :

- plus le pas de calcul est élevé dans le simulateur, plus les modèles SimPowerSystem doivent être simplifiés. La modélisation complète du convertisseur DC-DC prend un cœur entier du simulateur à  $T_s = 16 \mu\text{s}$ . Pour simuler une ferme entière de 200 MW, une modélisation des autres éoliennes en modèle moyen est alors obligatoire. Les modélisations adéquates pour la simulation temps réel d'une ferme éolienne ont donc été détaillées.
- Deux contrôles avec ou sans  $\alpha$  ont été testés et le choix entre les deux doit se faire selon les inductances et résistances de ligne de la ferme ainsi que les plages de variations acceptables en tension-courant pour le matériel de la ferme. Les expérimentations reliées à ces contrôles ont donc permis de démontrer le fonctionnement global de la topologie DC utilisée pour la ferme éolienne.
- Bien que les caractéristiques entre un convertisseur DC-DC Full-Bridge 5 MW et 4 kW ne sont pas similaires, la réalisation physique du convertisseur DC-DC Full-Bridge et la communication entre celui-ci et la simulation ont démontré le fonctionnement similaire entre la réalité et les convertisseurs simulés. De plus les stratégies de contrôle  $\alpha$  ou de gestion de puissance ont été testées en réel pour vérifier leur validité.

- L'ajout de dissipateur sur les bus DC éolien permet de gérer les cas de défaut sur le réseau AC. La ferme éolienne offshore est alors capable de rester connecter durant le défaut et respecte ainsi le grid code imposé par le gestionnaire de réseau.

---

## Chapitre 5

# Perspectives sur les réseaux DC pour fermes solaires

### Sommaire

---

<b>5.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>148</b>
<b>5.2</b>	<b>Production photovoltaïque</b>	<b>148</b>
5.2.1	Ensoleillement et caractéristiques	149
5.2.2	Technologie des cellules photovoltaïques	150
5.2.3	Caractéristiques PV	150
5.2.4	Modèle électrotechnique	151
<b>5.3</b>	<b>Fermes solaires</b>	<b>152</b>
5.3.1	Fermes solaires existantes et futures	152
5.3.2	Topologies de connexions	153
<b>5.4</b>	<b>Comparaison d'architectures DC pour ferme solaire</b>	<b>156</b>
5.4.1	Définition d'un cas d'étude	157
5.4.2	Topologies DC proposées	158
5.4.3	Comparaison des topologies	158
<b>5.5</b>	<b>Convertisseurs DC-DC pour application solaire</b>	<b>160</b>
5.5.1	Dimensionnement des convertisseurs DC-DC Full-Bridge et résonnant	160
5.5.2	Comparaison des convertisseurs DC-DC Full-Bridge et résonnant	161
<b>5.6</b>	<b>Simulations d'une ferme solaire avec réseau DC</b>	<b>162</b>
5.6.1	Contrôle-commande de la ferme	162
5.6.2	Modélisation de la ferme sous PLECS	162
5.6.3	Paramètres électrotechniques de la ferme solaire	163
5.6.4	Fonctionnement général	164
5.6.5	Cas de défaut sur le bus de distribution DC	165
5.6.6	Conclusion	167
<b>5.7</b>	<b>Conclusions</b>	<b>167</b>

---

## 5.1 Introduction

Du point de vue technique, en ce qui concerne les problèmes posés, une synergie existe entre les réseaux DC pour fermes éoliennes, hydroliennes ou ceux de fermes solaires de fortes puissances. Ce chapitre a pour but de mettre en évidence les analogies et contraintes différentes entre la connexion d'une ferme de production solaire et d'une ferme éolienne offshore.

La production d'énergie électrique par le biais de l'énergie solaire est en plein essor en 2012, du fait des rendements toujours améliorés des panneaux photovoltaïques (PV) et du potentiel d'énergie disponible sur Terre. La création de parcs solaires regroupant des centaines, voire milliers de mètres carrés de PV rend possible la production de puissances électriques supérieures aux dizaines de MW.

Compte tenu de l'augmentation des puissances délivrées par les centrales solaires, les solutions classiques en AC et en basses tensions peuvent atteindre leurs limites. Par ailleurs, l'augmentation des longueurs de câble due à l'évolution des fermes (certaines sont étalées sur plusieurs dizaines de kilomètres carrés), et l'importance croissante du rendement des installations obligent à repenser les types de connexion entre les éléments de conversion (couplage des éléments en AC ou en DC) et pour le transport de l'énergie jusqu'au réseau national. Ces installations nouvelles mèneront à terme à une exploitation optimale et prévisible de l'énergie solaire, tout en fournissant des services au réseau (filtrage harmonique, génération de réactif...) permettant la génération d'une énergie de qualité.

De ce fait l'optimisation de l'architecture électrique interne est nécessaire, et les topologies DC présentées dans les chapitres précédents pour des fermes hydroliennes et éoliennes offshore trouvent leurs intérêts pour le solaire.

Un état de l'art sur la production photovoltaïque et le fonctionnement des panneaux est tout d'abord réalisé. Puis différentes topologies de connexions d'un parc solaire sont présentées afin de chercher les topologies à réseaux continus les plus adaptées pour la production de ferme solaire de plusieurs dizaines de MW. Une comparaison technologique est alors menée sur les topologies DC retenues afin d'évaluer les critères de choix pour la réalisation industrielle d'une ferme solaire en DC. Finalement, des simulations sont menées sur la topologie DC afin de démontrer la viabilité de la topologie et son mode de fonctionnement.

## 5.2 Production photovoltaïque

Le solaire photovoltaïque est la conversion directe de l'énergie solaire : les rayons ultraviolets (de 100 nm à 400 nm) en énergie électrique. L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839, mais ce n'est qu'en 1954 que les premières cellules photovoltaïques au silicium ont vu le jour dans les laboratoires de Bell telephone. La première utilisation a été pour les satellites en 1958, puis pour l'installation de toits photovoltaïques ainsi que pour quelques centrales dans les années 90

[ROBY-12]. Les principales utilisations du PV sont :

- les installations isolées, à l'accès au réseau électrique difficile : pays en voie de développement, plates-formes offshore ;
- les installations aux particuliers de quelques kW raccordées au réseau électrique afin de bénéficier d'un prix de revente du kWh avantageux dans le cadre d'une politique environnementale ;
- l'alimentation de systèmes demandant peu d'énergie : bornes solaires, panneaux de signalisation, ... ;
- l'alimentation de véhicules solaires ;
- l'alimentation des engins spatiaux : satellites, station orbitale ;
- les centrales de production industrielles de forte puissance ( $> \text{MW}$ ).

C'est le dernier point qui fait l'objet de l'étude dans ce chapitre.

### 5.2.1 Ensoleillement et caractéristiques

La production d'électricité photovoltaïque dépend principalement de l'ensoleillement et de la température du lieu, et donc souvent de sa localisation géographique. Par exemple, l'énergie rayonnée moyennée sur une année varie entre  $1100 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$  au Nord de la France à  $1900 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$  dans le Sud de la France. La production d'énergie dépend aussi de la saison, de l'heure de la journée et de l'orientation / inclinaison de la surface des capteurs photovoltaïques. Une solution optimale pour la captation d'énergie est de suivre la course du soleil d'Est en Ouest et de faire varier l'inclinaison pour que les rayons restent perpendiculaires au plan de captation. Le dernier facteur concerne les conditions météorologiques (nuages, ...) qui peuvent avoir une influence importante sur la production. Ainsi la figure 5.1 présente l'ensoleillement en  $\text{W/m}^2$  de PVs situés dans l'Est de la France sur une journée de 12 h avec présence ou non de nuages. Ces données sont tirées de l'installation de 1,4 MW de panneaux photovoltaïques chez PSA à Sochaux. Un point de mesure a été réalisé toutes les 10 min.

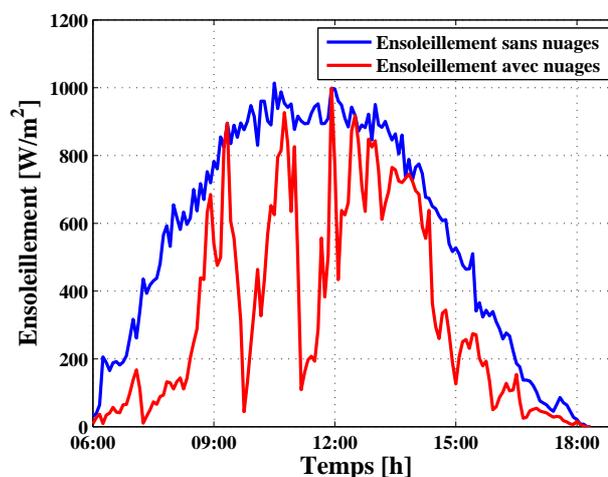


FIGURE 5.1 – Comparaison de la production d'une centrale de production photovoltaïque avec présence ou non de nuages

Avec nuages, la production peut chuter brutalement de 100 % à  $t = 10$  h par exemple. Pour des fermes de production supérieures à une dizaine de MW, cela peut être un problème, car le gestionnaire de réseau pourrait ne pas accepter une énergie si aléatoire sur des échelles de puissances aussi élevées par risque d'instabilité sur le réseau. Des solutions de stockage peuvent alors être mises en place pour solutionner ces problèmes de variabilité.

### 5.2.2 Technologie des cellules photovoltaïques

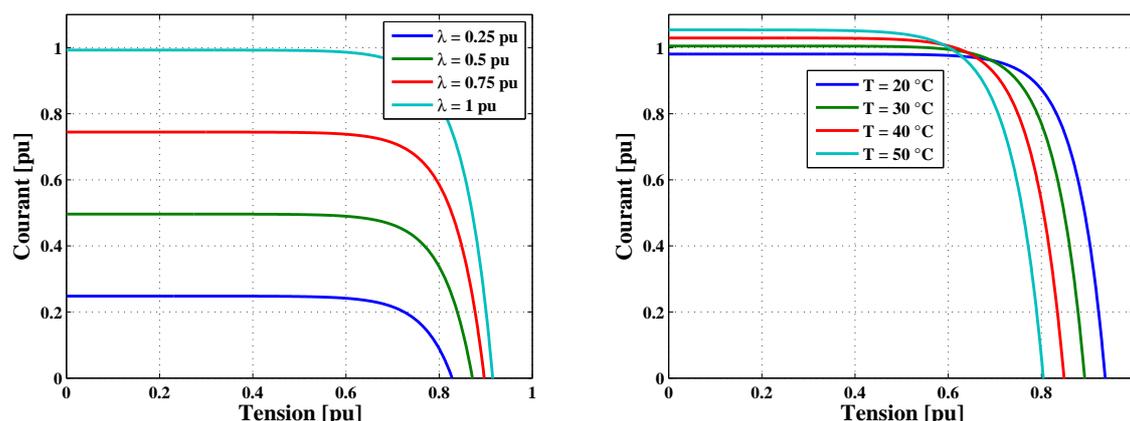
Une cellule PV n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. La cellule solaire ne peut donc être assimilée à une source classique d'énergie électrique de type continu. Ceci est dû au fait que sa caractéristique courant-tension est non linéaire, elle n'est donc ni une source de tension constante ni une source de courant constante.

Le matériau le plus utilisé pour les cellules photovoltaïques est le silicium. Sa transformation au produit final demande beaucoup d'énergie, et il est estimé qu'une cellule photovoltaïque doit fonctionner entre 2 et 4 ans afin de couvrir l'énergie nécessaire à sa fabrication [ROBY-12]. Différents types de cellules à base de silicium peuvent être utilisés comme les cellules à base de silicium monocristallin, de silicium amorphe ou les cellules CdTe à base de tellure de Cadmium. Chaque technologie a ses avantages et inconvénients et surtout des rendements différents, de 5 à 10 % pour le silicium amorphe jusqu'à 20 % pour le silicium monocristallin. Un mètre carré recevant 1 kW environ peut donc délivrer entre 50 et 200 W électriques.

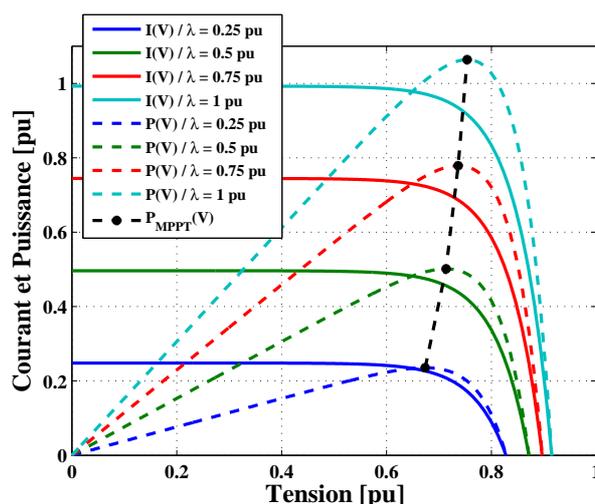
### 5.2.3 Caractéristiques PV

Lorsque les cellules PV sont ensoleillées, elles produisent un courant proportionnel à l'éclairement. Un exemple des caractéristiques du courant en fonction de la tension :  $I(V)$  d'une cellule sont représentées sur la figure 5.2. L'allure de ces caractéristiques diffèrent principalement avec l'éclairement  $\lambda$  (figure 5.2(a)), légèrement selon la technologie de la cellule et également avec la température  $T$  (figure 5.2(b)). Globalement la puissance maximale décroît lorsque la température augmente. La cellule est équivalente à une source de courant sur une grande partie des caractéristiques où le courant est constant et à une source de tension lorsque la tension est plus élevée.

La caractéristique en puissance  $P = f(U)$  pour des conditions d'éclairement  $\lambda$  différentes est représentée à la figure 5.3. Du fait de la grande variabilité des conditions météorologiques, la puissance délivrée par un panneau PV varie beaucoup au cours de la journée. Pour extraire le maximum de la puissance disponible d'un générateur photovoltaïque et la fournir au réseau, il est indispensable d'interfacer un convertisseur permettant de réaliser le réglage de puissance : *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). Différents algorithmes existent et sont intégrés dans le convertisseur permettant la régulation de la tension DC en sortie du panneau ce qui induit un meilleur rendement tout comme pour l'éolien ou l'hydrolien.

(a) Caractéristique  $I(V)$  en fonction de l'ensoleillement  $\lambda$ (b) Caractéristique  $I(V)$  en fonction de la température  $T$  du panneauFIGURE 5.2 – Caractéristiques  $I(V)$  d'un panneau solaire

La régulation MPPT est souvent réalisé par des convertisseurs type hacheurs ou 2 niveaux. Pour des puissances plus élevées des convertisseurs plusieurs niveaux peuvent être utilisés.

FIGURE 5.3 – Caractéristiques  $I(V)$  en traits continus et  $P(V)$  en traits pointillés d'un panneau solaire en fonction de l'ensoleillement  $\lambda$ . Puissance optimale  $P_{MPPT}$  en trait noir pointillé.

### 5.2.4 Modèle électrotechnique

Le modèle électrotechnique pour modéliser une cellule de courant PV est celui présenté figure 5.4 [MULL-07].

Le courant  $I_{ph}$  est généré par un éclairage, il correspond au courant de court-circuit  $I_{cc}$ . Les deux résistances  $R_s$  et  $R_{sh}$  modélisent respectivement les pertes ohmiques du matériau et les courants parasites qui traversent la cellule. Le détail des équations de la cellule PV est réalisé dans l'Annexe B, §B.2.

L'association de plusieurs cellules en série-parallèle forme un panneau photovoltaïque. La

caractéristique globale de l'association étant la même que pour une cellule, le modèle présenté à la figure 5.4 est valable pour représenter un panneau, ou un groupement de panneaux PV.

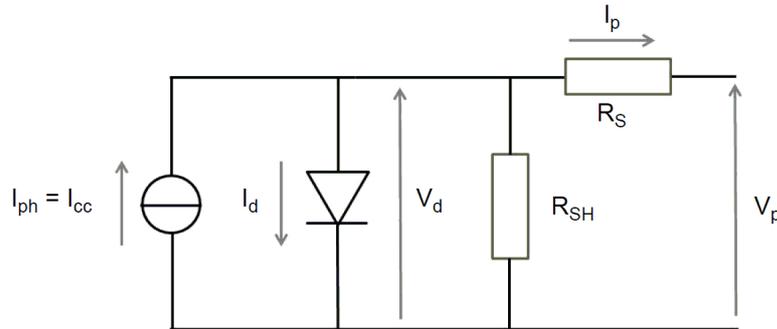


FIGURE 5.4 – Modèle électrotechnique d'une cellule PV [MULL-07]

### 5.3 Fermes solaires

Les fermes solaires présentent un profil de puissance journalier et annuel relativement prévisible, ce qui est un grand avantage pour les gestionnaires de réseau électrique. En revanche, les perturbations sur la génération de puissance sont aléatoires et brutales. Elles sont en général liées à des conditions météorologiques sporadiques, telles que le passage de nuages au dessus de la ferme, qui font chuter très rapidement la génération de la ferme de 100 % à 0 % de ses capacités (voir Fig. 5.1). Ces variations brutales de puissance ne sont pas acceptables du point de vue du gestionnaire de réseau.

L'ajout de systèmes de stockage d'énergie peut être envisagé par le biais de convertisseurs associés à des cellules de stockage d'énergie (batteries, stockages du type à air comprimé (CAES - *Compressed Air Energy Storage*), volants d'inertie, super-condensateurs). Le type de technologie utilisé dépend des niveaux de tension à l'endroit où le stockage est effectué, mais aussi et surtout de la quantité d'énergie à compenser en cas de perturbation, ce qui dépend de la durée de celle-ci et de la puissance maximale de la ferme. De plus, les systèmes annexes de stockage d'énergie peuvent servir à soutenir le réseau et à maintenir la bonne connexion de la ferme à celui-ci dans le cas d'une contrainte de grid code.

#### 5.3.1 Fermes solaires existantes et futures

Plus de 16 GW de centrales de production photovoltaïque sont installées dans le monde en 2012 avec 80 % de la production réalisée par des parcs ayant une puissance supérieure à 500 kW [RENI-11]. Le tableau 5.1 présente quelques fermes de production d'énergie photovoltaïques dans le monde. La plus grande ferme est située en Inde avec 214 MW de production ; une ferme de forte puissance est aussi implantée par EDF en France à Toul-Rosières avec 143 MW de production solaire. De nombreux projets foisonnent à travers le monde avec des puissances de plus en plus importantes. Ainsi le projet Topaz est en développement aux Etats-Unis avec l'entreprise First Solar qui fournirait les 550 MW de PV d'ici 2014.

Nom	Pays	Puissance [MW]	Superficie	Année
Gurajat	Inde	214	1200 ha	2012
Qinghai Golmud	Chine	200	600 ha	2011
Toul-Rosières	France	143	367 ha	2012
Sarnia	Canada	97	365 ha	2010
Montalto di Castro	Italie	84	80 ha	2010
Finsterwalde	Allemagne	81	95 ha	2010
Topaz Solar farm	USA	550	1583 ha	2014

TABLEAU 5.1 – Différents parcs solaires existants et en projet dans le monde

### 5.3.2 Topologies de connexions

Les topologies de connexion de fermes solaires sont très proches de celles pour l'éolien ou l'hydrolien même si la source de production n'est pas identique. L'éolienne et son redresseur sont représentés par une source de courant, tandis que pour le solaire, les PVs sont remplacés par une source de puissance suivant un profil particulier fonction du courant et de la tension. Les deux types de production génèrent la puissance sur un bus DC régulé ou non directement par le convertisseur DC-DC connecté en sortie. Pour extraire le maximum de puissance en solaire, il est nécessaire de réguler la tension DC. C'est donc là la principale différence avec l'éolien, la tension DC doit être obligatoirement contrôlée et sur une plage de variation plus élevée que l'éolien.

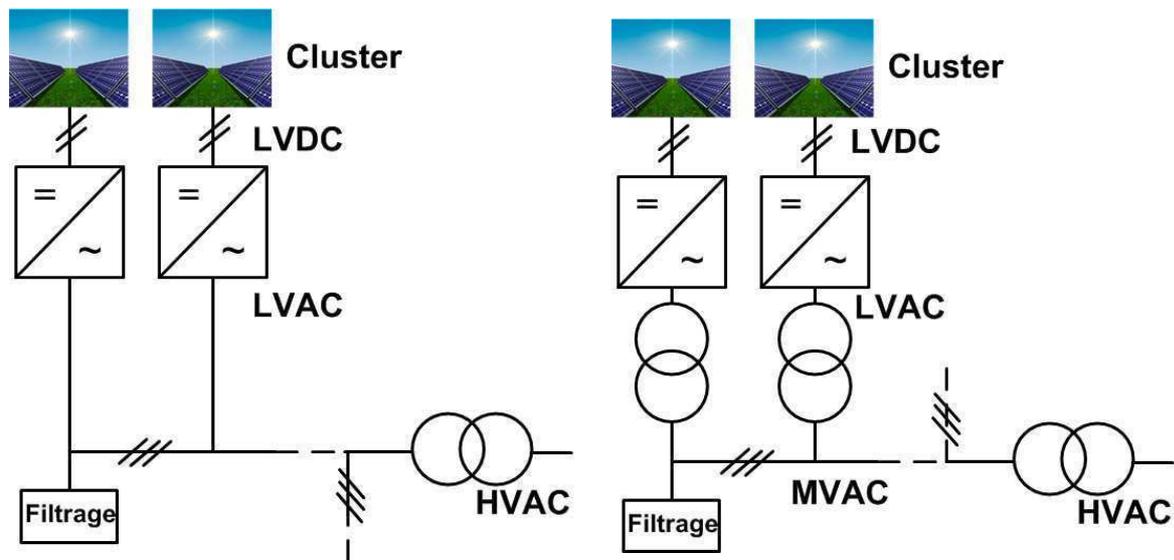
Dans l'exemple de ferme présenté dans les chapitres précédents, la tension DC du bus éolien varie entre 5 et 5,7 kV selon la puissance transitée, soit une plage de variation de 12 % tandis que pour les panneaux photovoltaïques la tension peut varier entre 550 et 1000 V (données industrielles), soit une plage de variation de 45 %.

Plusieurs topologies de connexion sont proposées dans ce paragraphe dans le but d'utiliser les mêmes méthodes mises en places pour l'éolien et l'hydrolien sur une autre source d'énergie : le solaire, et de définir une topologie adéquate pour une ferme de production solaire de puissance importante.

#### 5.3.2.1 Topologie de connexion basse tension AC pour ferme solaire

Une topologie de connexion souvent utilisée pour les fermes solaires de petite puissance en 2012 est représentée figure 5.5(a). Chaque groupement de panneaux (cluster) est connecté par un onduleur sur un réseau AC basse tension lui-même relié au réseau de distribution ou de transport par un transformateur. Un filtrage est inséré sur le réseau AC pour éliminer les harmoniques issues des onduleurs.

Cette solution est adaptée pour une ferme de faible puissance, en revanche, dès que la taille de la ferme augmente, celle-ci présente plusieurs limites dues au bas niveau de tension imposé par les panneaux solaires :



(a) Topologie de connexion pour ferme solaire en basse tension AC (LVAC)

(b) Topologie de connexion pour ferme solaire en moyenne tension AC (MVAC)

FIGURE 5.5 – Topologies de connexion pour une ferme solaire en AC

- la conversion DC/AC restant en basse tension, le niveau de courant imposé au primaire du transformateur augmente en même temps que l'accroissement de la puissance de la ferme. A partir d'un certain niveau de puissance, le courant au primaire devient très important, ce qui a un impact négatif sur le coût et les performances.
- La distance de câble entre les différents éléments de la ferme peut être de plusieurs centaines de mètres, voire de plusieurs kilomètres dans certaines configurations de fermes. Par conséquent, pour une longueur donnée, un câble basse tension - fort courant augmente fortement le coût et/ou les pertes d'une installation.
- A ces bas niveaux de tension, l'utilisation des composants de chaque onduleur n'est pas optimisée. L'augmentation du niveau de tension sur le bus permet de mieux exploiter l'utilisation des composants et par conséquent, pour un même onduleur, de générer plus de puissance.

Pour parer à ces inconvénients, les centrales solaires de forte puissance doivent avoir un niveau de tension plus élevé en sortie des différents clusters et convertisseurs afin de réduire le coût de l'installation et d'augmenter son rendement.

### 5.3.2.2 Topologie de connexion moyenne tension AC pour ferme solaire

La première topologie de connexion envisageable pour une ferme solaire de forte puissance est similaire à la topologie de connexion de ferme éolienne présentée dans le chapitre 2, Fig. 2.4(a) sauf qu'il n'y a pas présence du redresseur actif en sortie de la source de production car les panneaux délivrent directement une énergie en continu.

Chaque groupement de panneaux est connecté par le biais d'un onduleur et d'un transformateur sur un réseau AC moyenne tension (figure 5.5(b)). Tous les clusters sont donc connectés en parallèle sur ce réseau AC. Un dernier transformateur permet alors de connecter la ferme

au réseau de distribution ou de transport.

L'exemple de la ferme « Blythe » aux Etats-Unis représentée figure 5.6, utilise cette topologie. Cette ferme produit 21 MW et a une connexion de 1000 V DC pour les PV rassemblés par cluster de 4x300 kW soit 1,2 MW. Puis un onduleur associé à un transformateur permet de remonter la tension à 34,5 kV AC [FIRS-12].



FIGURE 5.6 – Connexions de la ferme solaire « Blythe » de 21 MW aux USA

### 5.3.2.3 Topologies de connexion DC pour ferme solaire

Une solution alternative à la précédente est l'utilisation d'un réseau de distribution en continu par le biais d'un convertisseur DC-DC connecté à chaque cluster de panneaux (figure 5.7(a)). Les sources de tension DC issues de ces clusters peuvent ensuite être couplées en entrée d'un onduleur moyenne tension et son transformateur au réseau national. Les niveaux de puissances des fermes ainsi que les distances mises en jeu étant très importants, plusieurs onduleurs moyenne tension sont nécessaires afin de permettre la mise en application de cette structure pour les fermes de très fortes puissance.

Les avantages de cette solution sont identiques aux solutions DC proposées pour l'éolien :

- les pertes dans les câbles en DC sont plus faibles qu'en AC à densité de courant égale.
- Le coût des câbles en DC est inférieur à puissance transitée identique qu'en AC du fait de la meilleure utilisation du câble.
- Le courant capacitif ne limite pas les puissances transitées sur de longues distances en DC.
- La conversion continu par le biais d'un convertisseur DC-DC avec un transformateur à fréquence élevée permet la diminution significative de son encombrement, sa masse et ses pertes.
- Un réseau DC permet plus facilement l'intégration de stockages.

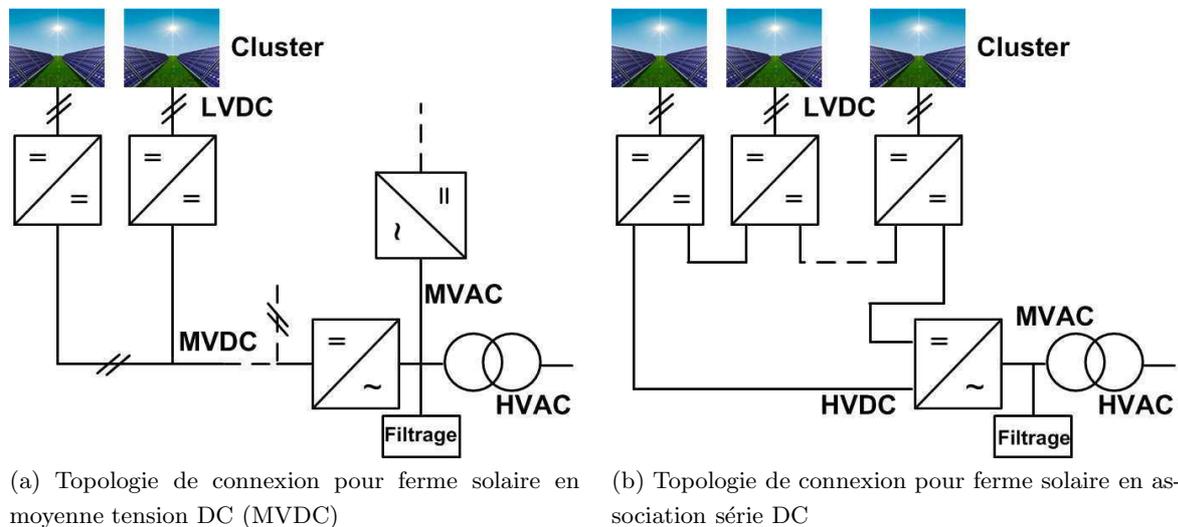


FIGURE 5.7 – Topologies de connexion pour une ferme solaire en DC

L'utilisation d'une liaison HVAC se justifie si la distance de la ferme au réseau de transport n'est pas trop élevée, d'après [KIM-09] le HVDC terrestre devient plus intéressant que le HVAC à partir de distances supérieures à 500 km en aérien et 100 km en souterrain. Les endroits privilégiés pour construire des fermes de fortes puissances sont souvent des lieux désertiques fortement éloignés du réseau national. Il peut arriver qu'aucune ligne de distribution ne soit existante pour transmettre l'énergie et dans ce cas précis la liaison HVDC peut s'avérer plus économique que la solution HVAC (Ch. 2, §1.6).

Une dernière topologie possible en DC est présentée figure 5.7(b). C'est la même topologie DC série-parallèle que pour l'éolien (Ch. 2, Fig. 2.8). Les clusters y sont reliés à des convertisseurs DC/DC connectés en série pour augmenter le niveau de tension. La quantité d'équipements de conversion d'énergie sur site est alors allégée par la suppression de convertisseurs et du transformateur réseau. Ceci impacte positivement le coût initial de l'installation, mais aussi à terme les coûts en maintenance et la probabilité de défaillance du système. Ces avantages doivent néanmoins être nuancés par l'apparition des contraintes courants-tensions pour cette topologie comme pour le cas éolien et la nécessité d'isoler chaque convertisseur DC-DC à la pleine tension HVDC.

## 5.4 Comparaison d'architectures DC pour ferme solaire

Ce paragraphe cherche à comparer plusieurs architectures DC pour une ferme solaire de forte puissance (> dizaine de MW). Le but n'est pas de réitérer l'étude réalisée dans le chapitre 2 de cette thèse mais d'apporter des éléments lors du choix d'une topologie pour une source de production différente que l'éolien offshore.

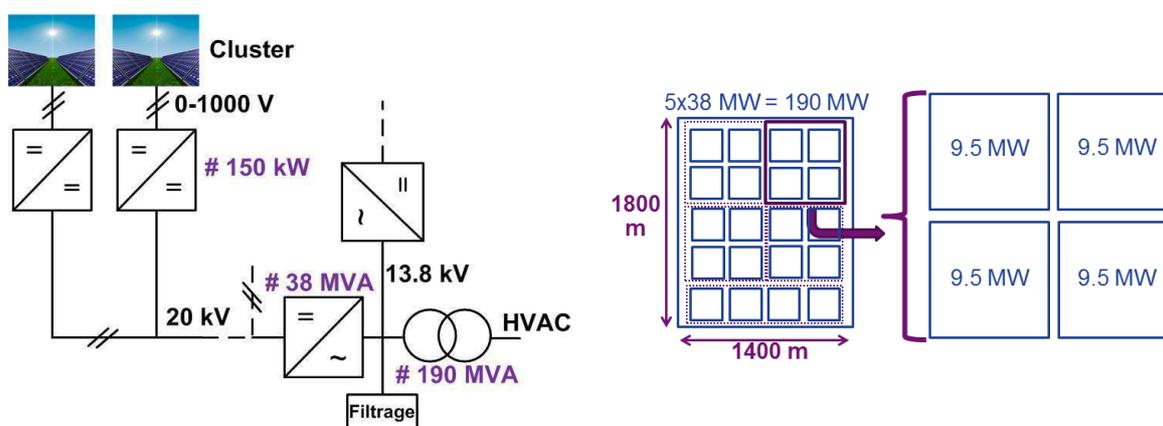
### 5.4.1 Définition d'un cas d'étude

Le cas d'étude est une ferme de production solaire de 190 MW. Chaque cluster de panneaux solaires représente 150 kW et est connecté sur un bus DC de 1000 V maximal. Toutes les topologies présentées précédemment sont utilisables, mais d'après le chapitre 2, la topologie avec un réseau de distribution moyenne tension DC est la plus intéressante en terme de faisabilité, pertes, disponibilité et coûts. L'étude réalisée dans cette section porte sur la comparaison des coûts des câbles selon différentes connexions des clusters. Pour le cas éolien, la connexion des clusters était toujours identique d'une solution à l'autre. Contrairement à l'éolien, le nombre de sources à connecter en parallèle sur le même bus DC de distribution est très élevé (40 éoliennes contre 1266 clusters solaires) ce qui implique une optimisation encore plus importante de l'utilisation des câbles.

Le schéma de la figure 5.8(a) présente donc le cas d'étude avec les paramètres explicités. La tension MPPT varie de 0 à 1000 V DC. Chaque groupement de PV de 150 kW (cluster) est connecté à un convertisseur DC-DC. La tension de distribution est de 20 kV DC. Les onduleurs sont choisis à une puissance de 38 MVA pour correspondre à l'utilisation nominale des semi-conducteurs de puissance que GE Energy utilise. Tous les onduleurs (au nombre de 5) sont rassemblés sur le même réseau AC à 13,8 kV qui est ensuite connecté à un transformateur de 190 MVA au réseau HVAC.

La figure 5.8(b) présente la disposition dans l'espace du parc solaire. Chaque carré représente une parcelle de 9,5 MW, quatre carrés forment donc un cluster de 38 MW connectés à un onduleur. 5 groupements de 38 MW représentent donc la ferme entière.

En supposant un ensoleillement produisant  $1000 \text{ W/m}^2$  et un rendement de 10 % pour les PVs, la surface nécessaire pour produire 190 MW est de  $1,9 \cdot 10^6 \text{ m}^2$  soit  $1400 \times 1400 \text{ m}^2$ . Mais il faut considérer un foisonnement dû aux voies de passages ou aux aléas du terrain entre les clusters. La ferme mesure donc  $1400 \times 1800 \text{ m}^2$ .



(a) Topologie de connexion pour une ferme solaire en moyenne tension MVDC (b) Parc solaire de 190 MW avec parcelles de 38 MW

FIGURE 5.8 – Cas d'étude pour un parc solaire de 190 MW

### 5.4.2 Topologies DC proposées

Les topologies de connexion étudiées et comparées sont celles correspondant à l'architecture DC avec un réseau de distribution à 20 kV. Il est possible de connecter plusieurs convertisseurs DC-DC en parallèle sur le même câble avec des boîtiers de jonctions jusqu'à l'onduleur principal afin d'optimiser la longueur utilisée. Ainsi, trois topologies de connexions différentes, représentées figure 5.9 sont étudiées :

- la première topologie (figure 5.9(a)) relie chaque convertisseur de 150 kW directement à l'onduleur principal de 38 MW. Chaque câble porte donc un courant de 8 A DC.
- La deuxième topologie (figure 5.9(b)) implique une connexion intermédiaire de 4 convertisseurs, et le câble principal porte 32 A DC.
- La dernière topologie (figure 5.9(c)) comporte cinq connexions pour 16 convertisseurs, le troisième câble porte donc 128 A DC.

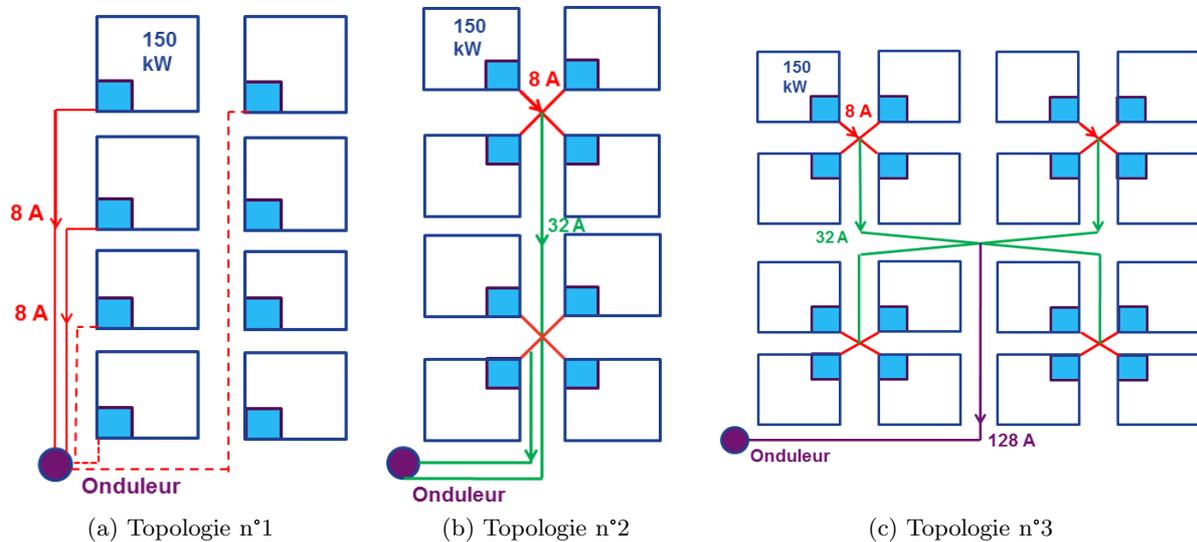


FIGURE 5.9 – Topologies de connexions possibles pour les clusters de 150 kW dans la ferme solaire

D'autres topologies avec des imbrications différentes sont envisageables mais seulement celles présentées ont été retenues car elles couvrent deux cas extrêmes et un cas intermédiaire.

### 5.4.3 Comparaison des topologies

Le but de la comparaison est de définir en terme de coûts et de disponibilité la meilleure connexion des câbles dans la ferme. Les câbles de distribution de la ferme peuvent être enterrés ou aériens, mais l'aérien n'est pas souvent retenu pour la distribution des fermes solaires car non esthétique et présentant des cas de défauts plus nombreux.

Le cuivre est plus malléable et admet une densité de courant 50 % plus élevée que l'aluminium à pertes équivalentes mais il est 3 à 4 fois plus cher : 6046 €/tonne brut pour le cuivre contre 1560 €/tonne pour l'aluminium en 2012. Cependant, pour les liaisons souterraines, le cuivre est souvent retenu du fait de sa malléabilité et de la demande en isolant inférieure comparé à l'aluminium car la section est moins élevée.

### 5.4.3.1 Définition des câbles et pertes des différentes topologies

Les hypothèses de calcul pour la définition des câbles et des pertes sont une densité de courant de 3 A/mm<sup>2</sup> pour les câbles de sections supérieures à 40 mm<sup>2</sup> et 4 A/mm<sup>2</sup> sinon [CEI-06]. Les résistances des câbles ont été estimées par les formules explicitées dans le §2.6.2.4 du chapitre 2. Le tableau 5.2 présente les résultats concernant l'utilisation de câbles en cuivre pour un cluster de 38 MW de la ferme solaire selon les différentes topologies de connexions.

Topologies	Solution 1	Solution 2	Solution 3
<b>Section des câbles</b>	2 mm <sup>2</sup>	2 et 8 mm <sup>2</sup>	2, 8 et 43 mm <sup>2</sup>
<b>Longueur des câbles</b>	184 km	48 km	25 km
<b>Volume de Cuivre</b>	0,37 m <sup>3</sup>	0,38 m <sup>3</sup>	0,59 m <sup>3</sup>
<b>Poids de Cuivre</b>	3,3 tonnes	3,4 tonnes	5,2 tonnes
<b>Pertes des câbles à 90°C</b>	124 kW	124 kW	124 kW

TABLEAU 5.2 – Comparaison des câbles en cuivre pour un cluster de 38 MW pour les différentes topologies de connexions de la ferme DC

Les trois topologies amènent les mêmes pertes, car les densités de courants sont identiques entre les différents câbles. La première topologie bien qu'ayant la longueur de câble la plus élevée a aussi le coût en matière première le plus faible (3,3 tonnes). La dernière topologie a une longueur de câble la plus faible (25 km), mais des câbles de sections élevées et le coût matière est donc le plus élevé. Le coût de l'isolement est difficile à prendre en compte mais il est possible de supposer qu'il est directement proportionnel à la section et à la longueur du câble.

### 5.4.3.2 Disponibilité du réseau de distribution

Un calcul de disponibilité de la ferme doit prendre en compte l'ensemble des éléments mais les trois topologies ayant quasiment les mêmes éléments à l'exception du réseau de distribution, le calcul ne s'intéresse qu'à ce dernier.

Le taux de panne de câbles souterrains est de 0,015 panne/an/km comme pour l'éolien (Ch. 2, §2.6.3). Cependant le temps estimé de réparation est de 48 h, plus court que pour l'éolien, car la ferme est aisément accessible pour des réparations. Les calculs de disponibilité avec utilisation de la Méthode de Monte Carlo (Ch. 2, §2.6.3) sont rassemblés dans le tableau 5.3 pour les trois topologies étudiées. Le calcul d'énergie perdue sur un an considère un facteur de capacité des PVs de 33 %.

Topologies	Solution 1	Solution 2	Solution 3
<b>Disponibilité sur un an</b>	99,9954 %	99,994 %	99,9876 %
<b>Energie perdue sur un an</b>	5 MWh	7 MWh	14 MWh

TABLEAU 5.3 – Comparaison des disponibilités pour un cluster de 38 MW pour les différentes topologies de connexions de la ferme DC

La disponibilité par an est très proche de 100 % pour les trois topologies et il est difficile

de définir une topologie meilleure qu'une autre car les résultats ont une incertitude proche de l'erreur. Avoir une longueur de câble de 184 km (topologie 1) contre 25 km (topologie 3) ne semble pas diminuer grandement la disponibilité de la ferme.

#### 5.4.3.3 Choix d'une topologie

Afin de choisir une topologie de connexion la plus adaptée pour le cas d'étude de ferme solaire, des études plus poussées sur le coût des câbles avec isolement et des boîtiers de jonctions devraient être réalisées. Cependant les ordres de grandeurs sur le coût matière, les pertes et la disponibilité permettent de démontrer que les trois topologies sont acceptables avec un coût matière plus faible pour les solutions 1 et 2. La topologie 2 est proche de celle utilisée pour le cas d'étude éolien offshore (Ch. 2, Fig. 2.7(a)). Elle est retenue pour les simulations car elle réalise un compromis de longueur de câble (48 km contre 184 km pour la topologie 1) et coût matière (3,4 tonnes contre 5,2 tonnes de cuivre pour la topologie 3) comparée aux deux autres topologies.

## 5.5 Convertisseurs DC-DC pour application solaire

Le cœur technologique de la ferme solaire est, à l'instar des fermes éoliennes et hydroliennes, le convertisseur DC-DC. Plusieurs topologies sont possibles pour sa réalisation (Ch. 3, §3.3). Cependant dans le cas du solaire, de nouvelles contraintes modifient le choix retenu.

### 5.5.1 Dimensionnement des convertisseurs DC-DC Full-Bridge et résonnant

Le convertisseur DC-DC a deux objectifs : il doit envoyer toute la puissance extraite du cluster PV uni-directionnellement au réseau de distribution, et doit réguler la tension DC MPPT du cluster PV afin d'obtenir le maximum de puissance. Cette tension MPPT en entrée du convertisseur DC-DC est régulée sur une plage de variation assez élevée : par exemple de 550 à 1000 V. La topologie Full-Bridge et le DC-DC résonnant (figures 3.4 et 3.9 du chapitre 3) sont à même de remplir ces fonctions.

Un exemple de dimensionnement est réalisé pour le cas d'étude choisi présenté tableau 5.4. Remarques sur les dimensionnements :

- Les deux convertisseurs font transiter une puissance active de 150 kW, cependant du fait que le convertisseur résonnant travaille à un facteur de puissance inférieur à 1, la puissance apparente du convertisseur est de 250 kVA.
- La tension DC en entrée varie de 550 V à 1000 V dans les deux cas et est régulée par variation de  $\alpha$  pour le FB (Ch. 3, §3.4.2) et par variation de fréquence pour le résonnant (Ch. 3, §3.3.3.3).
- La variation de fréquence implique aussi de travailler à une induction  $B$  amoindrie à fréquence maximale pour permettre de diminuer la fréquence sans saturation du matériau magnétique.

Paramètres généraux	Convertisseur DC-DC	Convertisseur DC-DC
	Full-Bridge	résonnant
Puissance active transitée	150 kW	
Chute résistive du transformateur	1 %	
Tension entrée DC MPPT	550 - 1000 V	
Tension sortie DC	20 kV	
Chute inductive du transformateur	8 %	Ajustée
Fréquence	800 Hz	0 - 800 Hz
Rapport de transformation	30	40
Puissance apparente du transformateur	173 kVA	250 kVA
Contrôle	$0 \leq \alpha \leq 1$	Fréquence variable
Capacité primaire transformateur	Non applicable	73 $\mu$ F
Inductance de filtre en sortie du convertisseur DC-DC	1,5 H	Non applicable

TABLEAU 5.4 – Comparaison du dimensionnement de deux convertisseurs DC-DC : Full-Bridge et résonnant pour l'application solaire

- L'inductance de fuite du transformateur est accordée dans le cas du DC-DC résonnant à la capacité au primaire du transformateur pour former le système oscillant.
- La capacité du convertisseur résonnant est dimensionnée selon l'équation 3.3 (Ch. 3, §3.3.3.3).
- Le rapport de transformation est différent dans les deux applications car pour le résonnant, il intervient dans le calcul de puissance active, tandis que pour le DC-DC FB, il dépend des variations de  $\alpha$ . Plus il est élevé, plus les courants au primaire du transformateur le sont aussi, ce qui est le cas du DC-DC résonnant.
- L'inductance de filtre en sortie est dimensionnée pour filtrer les harmoniques en sortie du convertisseur FB, mais surtout pour obtenir un comportement continu du convertisseur.

### 5.5.2 Comparaison des convertisseurs DC-DC Full-Bridge et résonnant

La comparaison menée dans le tableau 3.2 du chapitre 3 ayant pour but de déterminer le convertisseur le plus adapté pour l'application éolienne est valable pour l'application solaire étudiée. Le convertisseur le plus adapté d'un point de vue dimensionnement est le Full-Bridge, car le transformateur travaille à fréquence fixe, et à un facteur de puissance proche de la puissance active. Cependant le résonnant a l'avantage de ne débiter que son courant nominal en cas de court-circuit. Pour une application de 100 MW, où quelques 666 convertisseurs sont connectés au bus de distribution, en cas de court-circuit sur ce réseau, les convertisseurs peuvent rester connectés sans aucune protection. Avec les convertisseurs Full-Bridge, une commande rapide sur les IGBTs doit être effective afin de stopper les commandes et mettre hors de danger l'installation.

C'est pour cette raison que le convertisseur DC-DC résonnant est choisi dans la suite de l'étude pour des fermes solaires de fortes puissances. Même si le dimensionnement technologique n'est pas à son avantage, il est intéressant d'observer dans le paragraphe suivant le fonctionnement de la ferme solaire similaire à la ferme éolienne avec un autre type de convertisseur DC-DC.

## 5.6 Simulations d'une ferme solaire avec réseau DC

Afin de comparer le fonctionnement de la ferme solaire au cas éolien offshore, des simulations sous PLECS sont réalisées comme dans le chapitre 3, §3.6.

### 5.6.1 Contrôle-commande de la ferme

Le contrôle-commande de la ferme est proche de celui de la ferme éolienne offshore :

- les onduleurs 38 MW contrôlent la tension DC 20 kV tout comme l'onduleur réseau pour le réseau de distribution dans le cas éolien. Ils contrôlent aussi la puissance réactive fournie au réseau AC pour respecter le grid code.
- Chaque convertisseur DC-DC contrôle la tension MPPT du panneau entre 550 V et 1000 V selon les conditions climatiques.

Les différences avec l'éolien sont que la connexion haute tension n'est pas HVDC et qu'il n'y a pas d'étage de conversion DC-DC haute tension comme pour l'éolien. De plus, les fuites inductives des transformateurs haute fréquences dans les différents convertisseurs DC-DC n'interviennent plus dans la gestion énergétique de la ferme : la tension DC 20 kV n'augmente que selon la puissance transitée dans les impédances de câbles.

### 5.6.2 Modélisation de la ferme sous PLECS

Pour le cas d'étude, 63 clusters de 600 kW sont connectés sur l'onduleur 38 MVA. La simulation s'intéresse uniquement au fonctionnement d'un cluster, car le comportement des autres sera similaire. La simulation de ce cluster de la ferme solaire est implanté sous PLECS tout comme pour le cas d'étude éolien offshore. Le schéma électrotechnique utilisé pour les simulations est représenté figure 5.10. Chaque groupement de panneaux PV est modélisé par une source de courant commandable suivant les caractéristiques d'un PV équivalent de 150 kW (figure 5.3).

Les convertisseurs DC-DC solaires sont modélisés suivant le modèle présenté sur la figure 5.10 ainsi que dans le chapitre 3, §3.3.3.3. Chaque convertisseur DC-DC pourrait être constitué de plusieurs modules permettant de réaliser un entrelacement de pulses comme pour le cas hydrolien présenté dans le Ch. 3, §3.4.1.2.

La technologie utilisée pour un onduleur 38 MW / 20 kV DC peut être multi-niveaux mais une topologie classique 3 niveaux (Ch. 2, Fig. 2.11) peut convenir. L'intérêt de modéliser le

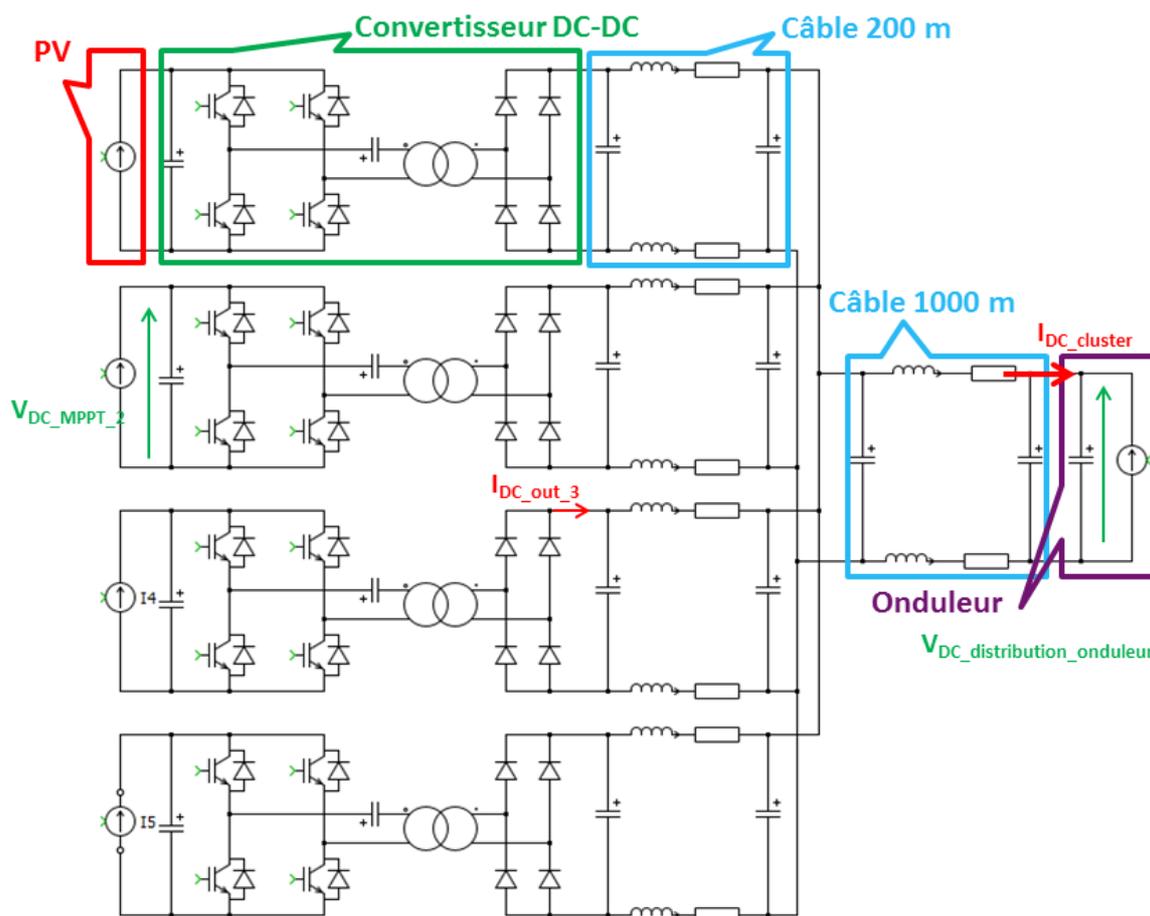


FIGURE 5.10 – Schématic de la ferme solaire modélisée sous PLECS avec les variables explicites

réseau AC n'étant pas justifié dans ces simulations, un onduleur réseau parfait est considéré. Un modèle source de courant continu est donc utilisé pour représenter l'onduleur réseau côté 20 kV DC.

Les câbles DC sont modélisés par des modèles en pi à 1 tronçon qui mesurent 200 m entre chaque groupement de panneaux au point de connexion commun et 1 km pour la liaison jusqu'à l'onduleur.

### 5.6.3 Paramètres électrotechniques de la ferme solaire

Les valeurs des paramètres des différents éléments de la ferme solaire sont explicités dans le tableau 5.5.

Les résistances des câbles de distribution varient selon la section de câble (2 mm<sup>2</sup> ou 8 mm<sup>2</sup>), tandis que les capacités de fuite et l'inductance de la ligne sont supposés constants. La simulation est réalisée sur un temps  $t = 2$  s avec un pas de calcul fixe de 10  $\mu$ s.

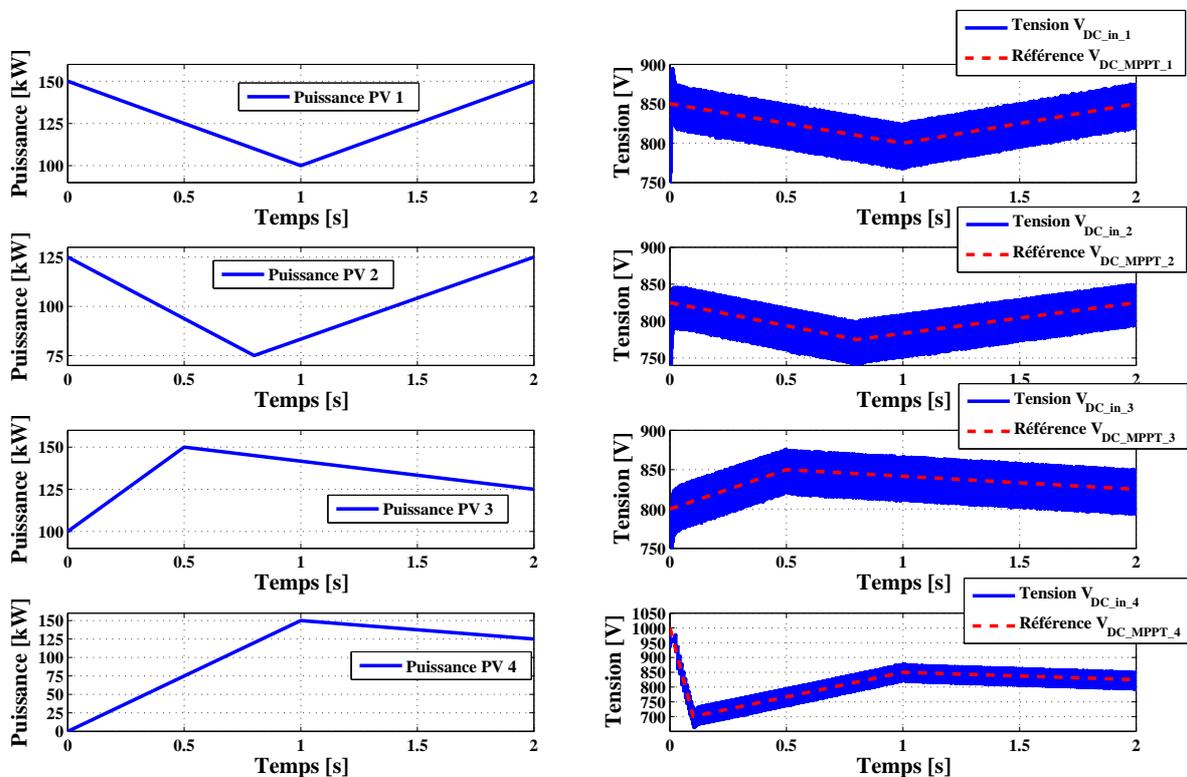
Paramètres	Valeur
Capacité en entrée du convertisseur DC-DC 150 kW	3 mF
Résistance des câbles de distribution	9,4/2,35 $\Omega$ /km
Inductance des câbles de distribution	0,4 mH/km
Capacité des câbles de distribution	0,4 $\mu$ F/km
Capacité du bus DC 20 kV de l'onduleur 38 MVA	2,1 mF

TABLEAU 5.5 – Paramètres électriques des éléments de la ferme solaire

### 5.6.4 Fonctionnement général

L'essai réalisé considère que les quatre groupements de PV fournissent une puissance variant selon les profils représentés figure 5.11(a). Les PV 1 à 3 fournissent une puissance fluctuante entre 75 et 150 kW tandis que le PV 4 passe de 0 à 150 kW en 1 s. Les régulations de tensions MPPT associées varient autour de 850 V pour les groupements 1 à 3, et  $V_{DC\_MPPT\_4}$  passe de la tension de circuit ouvert : 1000 V à 850 V pour le PV 4 (figure 5.11(b)). Cette figure démontre l'efficacité du suivi MPPT des différents clusters PV par variation de fréquence des convertisseurs DC-DC.

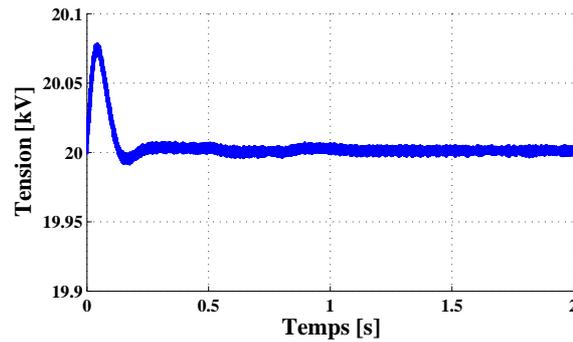
La tension  $V_{DC\_distribution\_onduleur}$  est régulée à 20 kV comme démontré figure 5.12.



(a) Puissances produites par les groupements de PV 1 à 4

(b) Régulations  $V_{DC\_MPPT}$  en entrée des 4 convertisseurs DC-DC

FIGURE 5.11 – Puissances produites et régulation de tension MPPT pour les PVs

FIGURE 5.12 – Tension  $V_{DC\_distribution\_onduleur}$ 

Les puissances n'étant pas identiques entre chaque PV ainsi que les tensions MPPT à réguler, les fréquences d'utilisation de chaque convertisseur DC-DC ne sont pas les mêmes. De ce fait les courants générés sur les bus DC ne contiennent pas les mêmes harmoniques, et il serait possible d'attendre que l'association parallèles de 4 groupements fournisse un courant DC plus lissé. Or ce n'est pas le cas, comme démontré figure 5.13. En effet, le zoom effectué de  $t = 1$  s à  $t = 1,11$  s représente les courants  $I_{DC\_out\_i}$  ( $i$  de 1 à 4) en sortie des 4 convertisseurs DC-DC et le courant  $I_{DC\_cluster}$  en entrée de l'onduleur, somme des quatre autres courants. Les fréquences des signaux 1 à 4 sont différentes et le courant résultant contient beaucoup d'harmoniques.

Une analyse harmonique est réalisée sur le signal en sortie d'un convertisseur (figure 5.14(a)) et sur le signal  $I_{DC\_cluster}$ , somme des quatre convertisseurs (figure 5.14(b)). Le courant du cluster contient moins d'harmoniques que celui d'un seul convertisseur, mais le signal n'est pas continu. Cela engendre des pertes supplémentaires dans les câbles, augmente l'effet de peau et peut engendrer des résonances avec les câbles.

Une solution simple pour diminuer ce contenu harmonique est d'ajouter une capacité en sortie de chaque convertisseur DC-DC. Cependant, lors de la gestion des cas de défauts, ces capacités engendrent de fortes sur-intensités. Une valeur de  $30 \mu\text{F}$  peut permettre de réaliser le compromis entre sur-intensité et contenu harmonique.

### 5.6.5 Cas de défaut sur le bus de distribution DC

Un cas de défaut DC est réalisé pour démontrer le comportement du convertisseur DC-DC résonnant comparé au DC-DC Full-Bridge du cas éolien (Ch.3, §3.7). La figure 5.15 présente le courant au primaire du transformateur, dans la capacité AC ainsi que la tension aux bornes de la capacité pour un défaut franc côté DC 20 kV à  $t = 50$  ms.

Le courant  $I_{primaire}$  change de forme d'onde mais n'augmente pas en valeur efficace. La tension aux bornes de la capacité augmente mais reste dans les plages de variations du convertisseur. Pour le cas éolien, une stratégie doit être mise en place pour arrêter les interrupteurs du pont onduleur, tandis que pour le DC-DC résonnant, le pont continue à fonctionner sans endommager les éléments du convertisseurs. Cela laisse donc plus de marge de manœuvre pour gérer les défauts dans la ferme solaire.

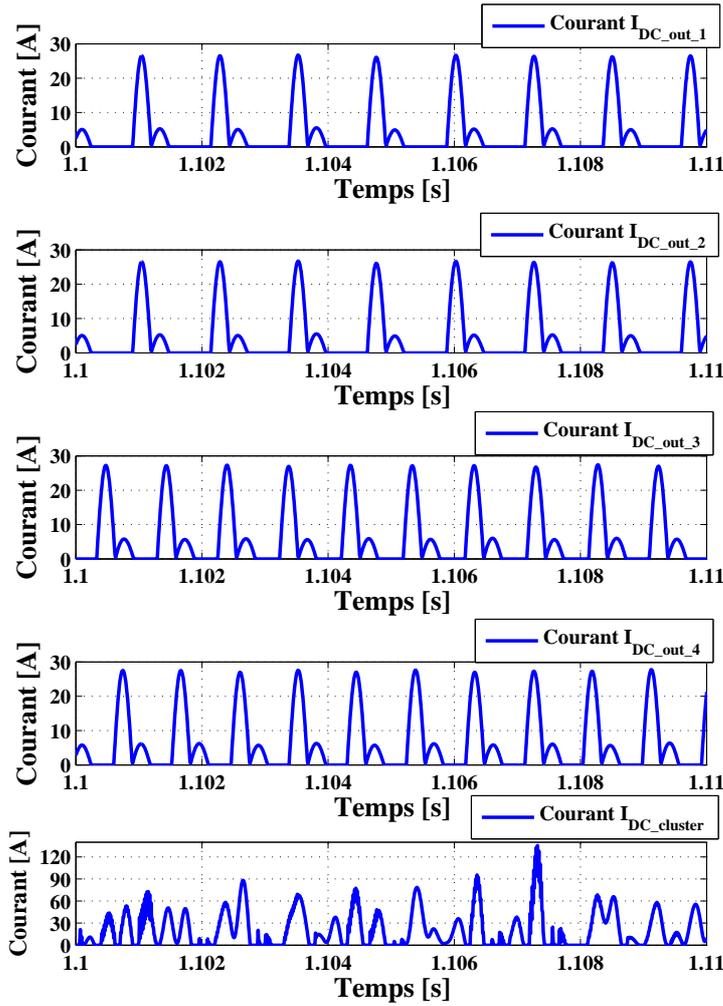
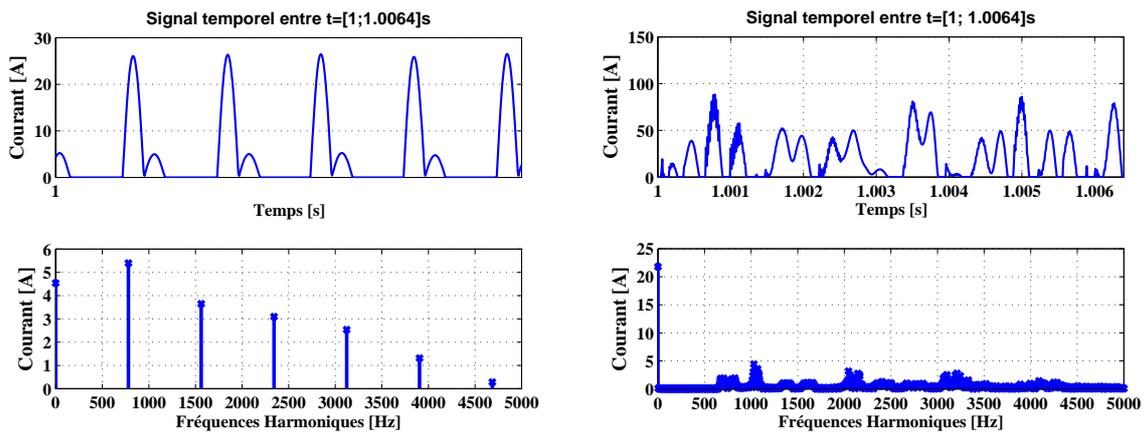


FIGURE 5.13 – Courants en sortie des convertisseurs DC-DC ( $I_{DC\_out}$ ) et courant résultant en entrée de l'onduleur ( $I_{DC\_cluster}$ )



(a) Contenu harmonique de  $I_{DC\_out_1}$

(b) Contenu harmonique de  $I_{DC\_cluster}$

FIGURE 5.14 – Comparaison du contenu harmonique du courant en sortie d'un convertisseur DC-DC et de l'ensemble des 4 convertisseurs

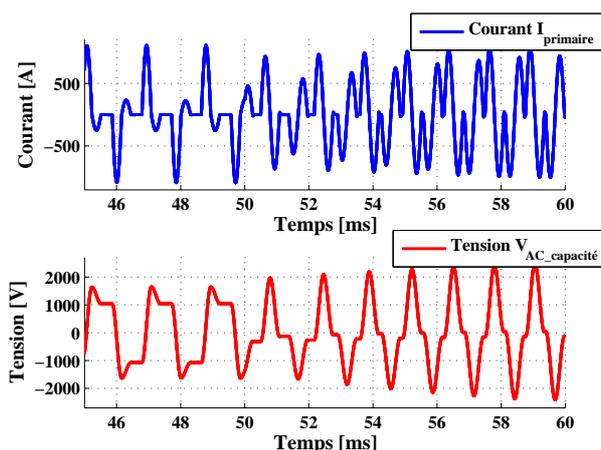


FIGURE 5.15 – Courant  $I_{primaire}$  et tension  $V_{AC\_capacité}$  pour un défaut à  $t = 50$  ms

### 5.6.6 Conclusion

Les simulations entreprises dans cette section démontrent le bon fonctionnement global de la ferme solaire et l'intérêt du convertisseur DC-DC résonnant en cas de défaut. Les régulations sur la fréquence de commutations des interrupteurs des convertisseurs DC-DC permet de réaliser le contrôle MPPT des PV. Les courants DC en sortie de convertisseur ont des spectres riches en harmoniques qui peuvent être filtrés selon le cas d'étude.

## 5.7 Conclusions

Ce chapitre permet de mettre en avant les similitudes rencontrées lors de la recherche de la topologie électrotechnique optimale entre une ferme de production photovoltaïque et une ferme éolienne ou hydrolienne offshore.

La définition du mode de fonctionnement des PVs permet tout d'abord de comprendre la nécessité de contrôler la tension DC en sortie d'un groupement de cellules photovoltaïques. Bien qu'il y est aussi une régulation MPPT pour la génératrice éolienne, celle-ci est réalisée côté machine (AC) et non pas sur le bus DC éolien. Dans le cas éolien, la tension DC du bus éolien varie, si elle n'est pas régulée, selon les variations de flux de puissances dans la ferme éolienne. Le convertisseur DC-DC éolien connecté en sortie de génératrice et de l'onduleur peut donc contrôler la tension DC à un niveau constant. Tandis que le convertisseur DC-DC solaire doit contrôler la tension sur une plage de tension variable.

Un convertisseur DC-DC résonnant a été choisi pour le solaire car, comparé au DC-DC Full-Bridge utilisé dans le cas éolien, permet de démontrer son mode de fonctionnement différent de l'éolien et présente un comportement en source de courant intéressant lors de la gestion des défauts. Son contrôle par variation de fréquence est efficace pour la régulation MPPT sur une plage de variation importante.

Les différentes méthodes mises en avant dans les chapitres 2 à 4 pour les cas d'étude éolien et hydrolien sont valables pour le cas d'étude solaire. Ainsi les méthodes de calcul de pertes et de disponibilité de différentes topologies développées dans le chapitre 2 de cette thèse peuvent être appliquées aux topologies solaires. Les stratégies de contrôle-commande de la ferme éolienne peuvent aussi être appliquées au cas solaire tout comme les stratégies de gestion de défaut des chapitres 3 et 4.

Les perspectives d'étude sont de modéliser la ferme sur simulateur temps réel, et de connecter un convertisseur résonnant réel pour connaître les interactions de celui-ci avec la ferme solaire simulée tout comme pour le cas éolien. Cette simulation permettrait aussi de modéliser des scénarios temporels plus longs et de modéliser des phénomènes avec des dynamiques proches de la réalité.

---

# Conclusions et perspectives générales

Le travail présenté dans cette thèse porte sur l'optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables onshores et offshores équipées de liaisons en courant continu. De nombreux projets de fermes éoliennes et quelques projets de fermes hydroliennes offshore voient le jour en 2012 avec des puissances considérées ainsi que des distances à la côte de plus en plus élevées. Les gestionnaires de réseaux demandent dorénavant à ces centrales de production de fournir une énergie électrique la plus propre possible (harmoniques diminués, ...) et de pouvoir participer aux services au réseau (réglage primaire de fréquence ou de tension, respect du grid code, ...).

Les architectures électrotechniques traditionnelles en courant alternatif trouvent alors leurs limites et l'intérêt se porte sur les réseaux continus pour acheminer l'énergie de la génératrice au réseau continental.

La problématique de recherche de l'architecture optimale pour de telles centrales se pose alors, ainsi que les critères à prendre en compte lors de la comparaison d'architectures électrotechniques. Le problème de base de la thèse était donc de définir une ou plusieurs topologies électriques les plus à même de transférer l'énergie d'une centrale de production offshore au réseau. De plus ces topologies devaient permettre de répondre aux demandes du gestionnaire de réseau.

Le premier chapitre a tout d'abord permis de détailler plusieurs points importants relatifs à une ferme éolienne ou hydrolienne offshore. Le but était de cerner les enjeux lors de la recherche d'une architecture éolienne avec réseau continu. L'état de l'art sur les fermes éoliennes offshore démontre que les machines synchrones à aimants permanents sont parmi les plus utilisées pour des parcs éoliens de grandes puissances du fait de leur bon rendement massique. La chaîne de conversion est alors dimensionnée pour 100 % de la puissance. L'éolienne et le convertisseur connectés à la génératrice peuvent être vus comme une source de puissance délivrant un courant DC sur un bus DC contrôlé.

Pour une ferme éolienne offshore qui doit être reliée au réseau, une comparaison technologique a permis de démontrer que le transport de l'énergie électrique sur de longues distances est préféré avec une liaison HVDC plutôt qu'avec une liaison HVAC.

Dans le second chapitre, l'intérêt d'un système entièrement DC et les défis à relever lors de la mise en place de ce type de réseau sont présentés. Un des principaux verrous concerne les protections en DC, même si des solutions à base de composants commandables ont récemment émergé. L'analyse de l'état de l'art sur des topologies utilisant des réseaux continus pour ferme de production renouvelable donne des tendances avec plusieurs niveaux de tensions DC connectés entre eux par des convertisseurs DC-DC.

Plusieurs topologies électrotechniques de fermes éoliennes offshore ont été introduites dans le but de déterminer celles qui sont les plus adaptées à un parc de puissance supérieure à 100 MW, et à distance élevée du continent ( $> 100$  km). Six structures ont été détaillées sur le même cas d'étude éolien avec la définition des différents éléments principaux de la ferme. Chaque structure a une spécificité concernant la tension de distribution ou de transport d'énergie au continent et/ou de forme d'énergie (AC ou DC).

Le premier critère de comparaison : le coût de la matière brute des câbles a permis d'éliminer les topologies à niveaux de tension trop faibles. Le deuxième critère : les pertes des différentes solutions ont été comparées grâce à un algorithme utilisant la méthode de Monte Carlo, applicable à des cas de fermes de productions différentes. Les résultats démontrent que les topologies ont des pertes assez proches avec une préférence pour les solutions en DC. L'algorithme basé sur la méthode de Monte Carlo est réutilisé afin de déterminer les disponibilités de chaque topologie, dernier critère de comparaison. La topologie avec des convertisseurs connectés en série a alors une disponibilité plus faible que des solutions à connexions parallèles.

La structure retenue pour une modélisation plus affinée est la solution avec un réseau de distribution à une tension DC de  $\pm 25$  kV et une ligne de transport au continent réalisée en HVDC  $\pm 150$  kV.

Le troisième chapitre a détaillé la topologie de ferme éolienne offshore retenue grâce au chapitre 2. Différentes structures de convertisseurs DC-DC ont été présentées et comparées afin de déterminer celle qui est la plus adaptée à la topologie de ferme étudiée. Le convertisseur DC-DC Full-Bridge a été préféré du fait de sa structure uni-directionnelle et que les convertisseurs DC-DC résonnants ont un facteur de puissance très inférieur à 1.

Le dimensionnement des convertisseurs DC-DC diffère selon la stratégie de contrôle des tensions DC de la ferme. Le choix du contrôle  $\alpha$  pour réguler les tensions DC en entrée des convertisseurs dépend des caractéristiques des lignes de la ferme, ainsi que des caractéristiques des éléments internes du convertisseur DC-DC de la plate-forme et des convertisseurs DC-DC éoliens. Différents dimensionnements avec ou sans ce contrôle  $\alpha$  ont été proposés dans le chapitre pour démontrer les apports d'un tel contrôle sur la gestion énergétique de la ferme.

Des essais à échelle réelle et réduite ont permis de valider le bon fonctionnement du convertisseur DC-DC et le modèle implémentable dans différents logiciels de simulation. Les essais à 2 MW ont aussi permis de comparer les modèles théoriques pour les pertes de ces convertisseurs, ainsi que la validation des formes d'ondes électriques. Tandis que les essais à 4 kW avaient pour but de valider le contrôle  $\alpha$  en mode continu et discontinu de courant.

Des simulations ont permis d'observer le bon fonctionnement énergétique de la ferme

et de confronter la théorie à la simulation. Une dernière partie concernant les protections du réseau de distribution DC 50 kV démontre l'importance de considérer ce point lors du dimensionnement de la ferme. Des propositions de protections existent en DC mais peu de solutions technologiques industrielles ont été éprouvées à ce jour (2012). Une solution de disjoncteur statique DC à base de composants commandables est réalisée avec des simulations démontrant son intérêt pour une topologie DC.

Le quatrième chapitre a permis de tester en temps réel la topologie de ferme éolienne retenue avec une modélisation physique du convertisseur DC-DC Full-Bridge permettant une communication entre une partie réelle de puissance et la simulation. La modélisation sous RT-Lab doit être étudiée en premier lieu, afin de pouvoir modéliser convenablement la structure retenue en conservant des résultats cohérents. L'interaction entre le convertisseur réel et la simulation démontre le bon fonctionnement de ce dernier dans l'environnement de ferme éolienne, et avec les contrôles choisis. L'échelle de temps simulée est plus élevée que dans de simples simulations sous SPS ou PLECS, et représentative de phénomènes réels. Des essais proches de la réalité sont alors réalisables comme des défauts de réseau AC, très difficiles à vérifier en réel. L'impact des stratégies de contrôle et des défauts est alors observable sur la simulation en temps réel mais surtout sur le convertisseur en modèle réel.

Des stratégies pour répondre aux cas de défauts ont alors été proposées et permettent à la ferme éolienne de respecter quelques cas de défauts du grid code.

Le cinquième chapitre est un chapitre d'ouverture des études précédentes vers une autre source d'énergie renouvelable : le solaire photovoltaïque. Il permet de mettre en avant les similitudes rencontrées lors de la recherche de la topologie électrotechnique optimale pour une ferme de production photovoltaïque et une ferme éolienne ou hydrolienne offshore.

Les structures technologiques proposées pour les fermes solaires sont identiques au cas éolien offshore. Le choix de connexion du réseau de distribution se doit d'être plus détaillé que pour l'éolien du fait du grand nombre de sources PV. Le convertisseur retenu pour les structures DC n'est toutefois pas le même que pour l'éolien : le DC-DC résonnant. Ceci afin de démontrer son mode de fonctionnement différent de l'éolien, mais aussi car il présente un comportement en source de courant intéressant lors de la gestion des défauts comparé au DC-DC Full-Bridge. Son contrôle, ainsi que la bonne gestion énergétique de la ferme sont démontrés grâce à des simulations sous PLECS.

Les contributions de cette thèse à la Recherche sont les suivantes :

- la recherche de la topologie la plus adéquate en terme de technologie, pertes et disponibilité pour le cas d'étude éolien offshore de forte puissance et à grande distance du continent. Pour cet objectif, la définition d'une méthode générique basée sur l'Algorithme de Monte Carlo a été développée, applicable à d'autres cas d'études (hydrolien, solaire, ...)
- La définition technologique des éléments d'une ferme éolienne offshore, principalement les convertisseurs DC-DC. Un des premiers prototypes de convertisseur DC-DC à l'échelle du

MW avec un transformateur haute-fréquence a été testé et a permis de valider son modèle théorique utilisable pour calculer les pertes ou le simuler sous des logiciels dédiés.

- Le contrôle  $\alpha$  du convertisseur DC-DC Full-Bridge en mode de conduction continu et discontinu a été détaillé et testé en réel. Il permet de contrôler les tensions DC de la ferme éolienne offshore.
- Une simulation PHIL en temps réel a permis de définir les modèles utilisables pour ce type de simulateur et de démontrer des modes de fonctionnement en cas de défaut.
- Le dernier chapitre permet d'appliquer le sujet développé à une autre source : la production photovoltaïque. La recherche de la topologie la plus adéquate pour une ferme solaire et son fonctionnement avec un convertisseur DC-DC résonnant sont ainsi explicités.

Plusieurs perspectives sont envisageables à ce travail de thèse. La première concerne l'étude de la topologie série-parallèle (topologie 6 du Ch. 2, Fig. 2.8(a)). Cette structure propose en effet de nombreux avantages comme des pertes faibles, des coûts de câbles et convertisseurs diminués. Cependant la gestion énergétique est plus complexe que pour d'autres topologies, car les contraintes courants-tensions sont importantes et doivent être prises en compte lors de l'étude du fonctionnement de la ferme. Des possibilités de stockage sont envisageables et pourraient être d'un réel apport à la ferme.

L'analyse affinée des degrés de liberté de la topologie DC peut être réalisée avec la Représentation Énergétique Macroscopique (REM), outil de modélisation permettant de se rendre compte des contrôles possibles pour l'architecture. Ainsi, le contrôle commande  $\alpha$  pourrait être amélioré pour contrôler par exemple le courant en sortie du convertisseur DC-DC.

L'ajout de stockage pourrait aussi être étudié pour la topologie MVDC proposée dans cette thèse. Le fait que le réseau de distribution soit en DC peut permettre une meilleure intégration de stockages du type à air comprimé (CAES - *Compressed Air Energy Storage*), volants d'inertie ou batteries. Plusieurs objectifs pourraient alors être assignés au stockage selon ses capacités : améliorer les réponses lors des défauts du réseau AC en permettant de stocker les surplus d'énergie. De même, ce stockage pourrait aussi permettre de participer au réglage primaire de fréquence du réseau AC.

La thèse s'intéresse à la gestion énergétique de l'électricité produite par les éoliennes, lors des phases de transport jusqu'au réseau. Bien que concernant des puissances plus faibles, la gestion de l'énergie apportée aux auxiliaires de la ferme est aussi un sujet important. L'unidirectionnalité des convertisseurs DC-DC et l'utilisation du courant continu constituent des défis à relever pour cette thématique. GE Energy a récemment déposé une demande de brevet concernant un système permettant d'alimenter les auxiliaires de la centrale hydrolienne de Paimpol par la liaison HVDC [MONJ-12]. Ce système pourrait alors être repris pour l'éolien offshore.

La gestion du grid code est une demande croissante par les gestionnaires de réseaux,

et ce dans le monde entier. Le nombre de paramètres à respecter est élevé, comme le taux d'harmoniques, la réponse aux défauts AC (tests effectués avec deux exemples dans la thèse), la fourniture de puissance réactive au réseau AC ou la participation au réglage de fréquence et de tension. Cette participation au réglage primaire de fréquence pourrait se faire par le biais des éoliennes, avec du stockage inertiel ou une limitation de la puissance MPPT extraite de la turbine. Grâce à l'onduleur multi-niveaux connecté au réseau AC, la topologie proposée dans cette thèse a de grandes chances de pouvoir répondre à ces critères. Cependant afin de les valider, une modélisation affinée du convertisseur multi-niveaux connecté au réseau doit être réalisée et constitue donc une perspective à ce travail de thèse.



---

# Bibliographie

- [ABB-06] *HVDC Light - Cables Submarine and land power cables*, ABB, Technical review, 2006.
- [ABB-09] *It's time to connect - Technical description of HVDC Light technology*, ABB, Technical review, 2009.
- [ABON-08] Cyril ABONNEL. *Énergies renouvelables marines. Étude de cas : l'hydrolien. Le projet de parc pilote préindustriel de Paimpol-Bréhat. Marché et volonté politique*, EDF – Production Ingénierie Hydraulique, 2008.
- [ACKE-05] Thomas ACKERMANN. *Wind Power in Power Systems*, Royal Institute of Technology, Wiley, 2005.
- [AREV-08] *Disjoncteurs à courant continu*, Think T&D, 2008.
- [ARRE-03] *Arrêté du 4 juillet 2003. Prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique*, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 2003.
- [ARRE-08] *Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique*. Journal officiel de la République française, 2008.
- [ARRI-07] J. ARRILLAGA. *Flexible Power Transmission, The HVDC options*, WILEY, 2007.
- [AUGU-12] J. AUGUSTE, P. MONJEAN, J. DELANOE. *Convertisseur DC-DC avec imbrication de pulses*, Brevet n° 1060187, CVT-INV-10-08 / BFF 10P0561, Juin 2012.
- [BANG-08] D. Bang, H. POLINDER, G. SHRESTHA, J. A. FERREIRA. *Promising direct-drive generator system for large wind turbines*, Journal EPE, 2008.
- [BARK-10] C BARKER et al. *HVDC Connecting to the future*, Alstom Grid, 2010.
- [BILL-94] Roy BILLINTON, Wenyuan LI. *Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods*, Plenum Press in New York, 1994.

- [BOIN-09] Raphael BOINNE. *Stability Studies of an Offshore Wind Farms Cluster Connected with VSC-HVDC Transmission to the NORDEL Grid*, Master of Science at Norwegian University of Science and Technology, 2009.
- [BRAK-03] H. BRAKELMANN. *Efficiency of HVAC Power Transmission from Offshore-Windmills to the Grid*, IEEE Bologna Power Tech Conference, 23th - 26th June, Bologna, Italy, 2003.
- [BRES-07] Paola BRESESTI, Wil L. KLING, Ralph L. HENDRICKS, Riccardo VAILATI. *HVDC Connection of Offshore Wind Farms to the Transmission System*, IEEE Transactions on energy conversion, Vol. 22, No. 1, March 2007.
- [BRUG-09] Brugg Cables. *High Voltage XLPE cable systems - Technical user guide*, 2009.
- [BUSS-01] G.J.W. VAN BUSSEL, M.B. ZAAIJER. *Reliability, Availability and Maintenance aspects of large-scale offshore wind farms, a concepts study*, MAREC 2001, Newcastle, UK, March 2001.
- [BYWA-05] G. BYWATERS et al. *Northern Power Systems, WindPACT Drive Train Alternative Design Study Report*, National Renewable Energy Laboratory, 2005.
- [CAVA-06] F. D. SILVEIRA CAVALCANTE. *High output voltage series-parallel resonant DC-DC converter for medical X-ray imaging applications*, Thèse de la « Swiss Federal Institute of technology Zurich », 2006.
- [CEI-06] CEI 60287. *Câbles électriques – Calcul du courant admissible*, 2006.
- [CIGR-09] A. FLEEMAN, R. GUTMAN, M. HEYECK, M. BAHRMAN, B. NORMARK. *EHV AC and HVDC Transmission Working Together to Integrate Renewable Power*, CIGRE, 2009.
- [COUR-08] Vincent COURTECUISSÉ. *Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique*, Thèse de l'Ecole Arts et Métiers Paris Tech et du L.2.E.P., 2008.
- [ECON-05] Simon COWDROY and al. *Study on the development of the offshore grid for connection of the round two wind farms*, Econnect project, 2005.
- [EWEA-09-a] *Oceans of Opportunity - Harnessing Europe's largest domestic energy resource*, European Wind Energy Association report, 2009.
- [EWEA-09-b] *The Economics of Wind Energy*, European Wind Energy Association report, 2009.
- [FUTU-12] Site internet futura-sciences. [http://www.futura-sciences.com/fr/news/t/developpement-durable-1/d/eolien-offshore-les-candidats-pour-les-600-eoliennes-francaises\\_35966](http://www.futura-sciences.com/fr/news/t/developpement-durable-1/d/eolien-offshore-les-candidats-pour-les-600-eoliennes-francaises_35966), 2012.

- 
- [FIRS-12] M. BECK, P. GONZALEZ, R. GRUBER, J. TYLER. First Solar presentation about Blythe Project, 2012.
- [FRAN-08] Leopoldo G. FRANQUELO et al. *The Age of Multilevel Converters Arrives*, IEEE Industrial Electronics Magazine, Juin 2008.
- [GARC-09] Alejandro GARCES, Marta MOLINAS. *Cluster interconnection of offshore wind farms using direct AC high frequency links*, 8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Bremen, Germany, October 2009.
- [HAFN-11] Jurgen HAFNER et al. *Switching module for use in a device to limit and/or break the current of a power transmission or distribution line*, International Patent PCT/EP2010/05 13 13, 2011.
- [HEIE-98] Siegfried HEIER. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, John Wiley & Sons Ltd, 1998.
- [HILL-09] Chris HILL. *Offshore Wind & The Supergrid*, présentation, 2009.
- [HUAN-03] Qin HUANG, Xigen ZHOU, Zhenxue XU. *Solid-State DC Circuit Breaker*, United States Patent US 2003/ 0183838 A1, 2003.
- [JACO-09] Mark Z. JACOBSON. *Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security*, Energy & Environmental Science, 2009.
- [JOVC-06] D. JOVCIC. *Interconnecting offshore wind farms using multiterminal VSC-based HVDC*, IEEE, 2006.
- [JOVC-09] D. JOVCIC, N. STRACHAN. *Offshore wind farm with centralised power conversion and DC interconnection*, IET Generation, Transmission & Distribution, 2009.
- [KIM-09] Chan-ki KIM, Vijay K. SOOD, Gil-Soo JANG, Seong-Joo LIM, Seok-Jin LEE. *HVDC Transmission - Power conversion applications in power systems*, IEEE Press, WILEY, 2009.
- [KOUR-10] Samir KOURO et al. *Recent Advances and Industrial Applications of Multilevel Converters*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 57, No. 8, Août 2010.
- [LATE-05] R. LATEB, N. TAKORABET, F. MEIBODY-TABAR, A. MIRZAIAN, J. ENON, A. SARRIBOUELETTE. *Performances Comparison of Induction Motors and Surface Mounted PM motor for POD Marine Propulsion*. INPL - GREEN, Alstom Power Conversion, 2005.
- [LAZA-05] Lazaros P. LAZARIDIS. *Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability*, Master Thesis, KTH
-

- Institute, 2005.
- [LECL-04] Ludovic LECLERCQ. *Apport du stockage inertiel associé des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes*, Thèse de l'USTL et du L.2.E.P, 2004.
- [LEEL-09] M.Q. LEE , C.N. LU , H.S. HUANG. *Reliability and cost analyses of electricity collection systems of a marine current farm — A Taiwanese case study*, Elsevier, 2009.
- [LIDO-08] Dong Dong LI, Chao HE, Hai Yan SHU. *Optimization of Electric Distribution System of Large Offshore Wind Farm with Improved Genetic Algorithm*, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE, 20-24 July 2008.
- [LORC-12] Website Lindoe Offshore Renewables Center. <http://www.lorc.dk/Home>, 2012.
- [LUND-06] Stefan LUNDBERG. *Wind Farm Configuration and Energy Efficiency Studies - Series DC versus AC Layouts*, Thesis, Chalmers University of Technology, Sweden, 2006.
- [LYDI-10] P. LYDING, S. FAULSTICH, B. HAHN, P. TAVNER. *Reliability of the Electrical Parts of Wind Energy Systems - a statistical evaluation of practical experiences*, Fraunhofer Institute for wind energy and energy system technology - IWES, EPE Wind Chapter, Staffordshire University, 2010.
- [MAIT-08] T. MAITRE. *Projet HARVEST. Modélisation numérique de l'écoulement sub-cavitant et cavitant dans les hydroliennes à flux transverse*, OREG 2008 Spring Symposium, Québec, 21 et 22 avril 2008.
- [MANG-04] Joseph SONG MANGUELLE. *Convertisseurs Multiniveaux asymétriques alimentés par transformateurs Multi-secondaires basse-fréquence : réactions au réseau d'alimentation*, Thèse Ecole Polytechnique de Lausanne, 2004.
- [MART-02] Olof MARTANDER. *DC Grids for Wind Farms*, Thesis, CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Göteborg, Sweden 2002.
- [MAX-07] Lena MAX. *Energy Evaluation for DC/DC Converters in DC-Based Wind Farms*, Thesis for the Degree of Licentiate of Engineering, Chalmers University of Technology Göteborg, Sweden 2007.
- [MAX-09] Lena MAX. *Design and Control of a DC Collection Grid for a Wind Farm*, PhD Thesis, Chalmers University of Technology Göteborg, Sweden 2009.
- [MEED-09] *Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables. Période 2009-2020. En application de l'article 4 de la directive 2009/28/CE de l'Union européenne*. Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer, 2009.

- 
- [MEIE-10] Stephan MEIER, Tommy KJELLQVIST, Staffan NORRGA and Hans-Peter NEE. *Design Considerations for Medium-Frequency Power Transformers in Offshore Wind Farms*, EPE '09, 13th European Conference on Power Electronics and Applications, 2009.
- [MEYE-05] Christoph MEYER, Maurice KOWAL, Rik W. De DONCKER. *Circuit Breaker Concepts for Future High-Power DC-Applications*, Industry Applications Conference, 2005.
- [MEYE-07] Christoph MEYER. *Key Components for Future Offshore DC Grids*, PhD Thesis, 2007.
- [MIRE-05] Adam MIRECKI. *Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*, Thèse de l'Institut National Polytechnique de Toulouse et du Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique Industrielle de l'ENSEEIH, 2005.
- [MONJ-10] Pascal MONJEAN, J. DELANOE, J. AUGUSTE, C. SAUDEMONT, J. SPROOTEN, A. MIRZAIAN, B.ROBYNS. *Topologies comparison of multi-cell medium frequency transformer for offshore farms*. 9th International Conference on AC and DC Power Transmission, ACDC 2010, Londres, 20-21 octobre 2010, 2010.
- [MONJ-11-a] Pascal MONJEAN, J. DELANOE, J. SPROOTEN, C. SAUDEMONT, B.ROBYNS. *Comparison methodology of offshore wind farm architectures*, ELECTRIMACS 2011, 6-8 Juin 2011, Cergy-Pontoise, France.
- [MONJ-11-b] Pascal MONJEAN, J. DELANOE, D. MARIN, J. AUGUSTE, C. SAUDEMONT, B.ROBYNS. *Control Strategies of DC-Based Offshore Wind Farm*, EPE'11, Septembre 2011, Birmingham, Grande-Bretagne.
- [MONJ-12] Pascal MONJEAN, J. AUGUSTE. *Centrale de production « offshore » type hydrolienne par liaison VSC-HVDC*, Proposition de Brevet, Janvier 2012.
- [MULL-07] J.C. MULLER. *Electricité photovoltaïques*, Techniques de l'Ingénieur, article BE8578, Paris, 01/2007.
- [MURA-09] Florian MURA, Robert U. LENKE, Hauke VAN HOEK, Rik W. DE DONCKER. *Efficiency Analysis of an Offshore Wind Farm with Medium-Voltage DC Collector Grid*, E.ON Energy Research Center, Institute for Power Generation and Storage Systems, RWTH Aachen University, 2009.
- [NEGR-06] Barbaris NEGRA, Jovan TODOROVIC, Thomas ACKERMANN. *Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms*, Electric Power Systems Research, Volume 76, Issue 11, July 2006, Pages 916-927.
- [OGGI-09] G. G. OGGIER et al. *Switching Control Strategy to Minimize Dual Active Bridge Converter Losses*, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, no. 7, July 2009.
-

- [OPAL-12] OPAL-RT. Site internet : <http://www.opal-rt.com/fr/produit/rt-lab-professionnel>.
- [PATE-99] Mukund R. PATEL. *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, 1999.
- [RENI-11] Renewables Insight. *PV Power Plants 2011*, Industry Guide, 2011.
- [ROBY-06] B. ROBYNS, A. DAVIGNY, C. SAUDEMONT, A. ANSEL, V. COURTECUISSÉ, B. FRANCOIS, S. PLUMEL, J. DEUSE. *Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie*, J3eA, Hors série, 2006.
- [ROBY-12] B. ROBYNS, A. DAVIGNY, B. FRANCOIS, A. HENNETON, J. SPROOTEN. *Production d'énergie électrique à partir des sources renouvelables*, Hermès-Lavoisier, 2012.
- [ROSS-09] M. ROSSI. *Conception holistique de transformateurs pour une application ferroviaire*, JCGE'09 Compiègne, 23 Septembre 2009.
- [RUFÉ-06] Alfred RUFÉ. *Les onduleurs multiniveaux : évolution de la recherche et applications futures*, Bulletin de l'Association pour l'électrotechnique, les technologies de l'énergie et de l'information et de l'Association des entreprises électriques suisses (SEV/AES), No. 3, pp. 25-30, 2006.
- [SAEE-09] Maryam SAEEDIFARD, Reza IRAVANI et Josep POU. *A Space Vector Modulation Strategy for a Back-to-Back Five-Level HVDC Converter System*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 56, No. 2, Février 2009.
- [SAND-08] Peter SANDEBERG, Lars STENDIUS. *Large scale Offshore Wind Power Energy evacuation by HVDC Light*, EWEC 2008, March 31st - April 3rd 2008, Brussels, Belgium, 2008.
- [SANN-06] Ambra SANNINO, Lars LILJESTRAND, Henrik BREDER, Erik KOLDBY. *On some aspects of design and operation of large offshore wind parks*, 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006.
- [SCHN-99] Schneider Electric. *HV/HV power transformers, immersed transformers from 5 to 60 MVA for 7.2 to 123 kV systems*, technical documentation, 1999.
- [SEAF-05] SEAFLOW. *SEAFLOW-World's first pilot project for the exploitation of marine currents at a commercial scale*, Final Publishable Report, European Commission, 2005.
- [SIEM-09] *High voltage direct current transmission - proven technology for power exchange*, Technical review, SIEMENS, 2009.
- [STEI-92] C. P. STEINMETZ. *On the law of hysteresis*, AIEE Transactions, vol. 9, 1892, reprinted under the title *A Steinmetz contribution to the ac power revolution*, IEEE 72(2) 1984.

- [TAVN-08] Peter TAVNER, Fabio SPINATO, Gerard VAN BUSSEL. *The reliability of different wind turbine concepts, with relevance to offshore applications*, EWEC 2008, Brussel, 2008.
- [TRAB-88] G. TRABERT, Robert W. ERICKSON. *Steady-State Analysis of the Duty Cycle Controlled Series Resonant Converter*, reprinted in Recent Advances in Resonant Converters, K. Sum (ed), Intertec Communications Inc., 1988.
- [VALL-09] F. VALEE, J. LOBRY et O. DEBLECKER. *Solutions to reduce the impact of wind prediction errors on the classical electrical system operation*, Bentham Science Publishers Ltd, 2009.
- [VEIL-09] Etienne VEILLEUX, Peter W. LEHN. *Interconnection of direct-drive wind turbines using DC grid*, 8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Bremen, Germany, October 2009.
- [WILD-05] Theodore WILDI, Gilbert SYBILLE. *Electrotechnique*, De Boeck, 2005.
- [YANG-10] Jin YANG, John E. FLETCHER, John O'REILLY. *Multi-terminal DC Wind Farm Collection and Transmission System Internal Fault Analysis*, Power Delivery, IEEE Transactions, Octobre 2010.
- [ZHAN-10] C. ZHAN et al. *DC Transmission and Distribution System for a Large Offshore Wind Farm*, Convertteam UK Ltd, ACDC 2010 : the 9th International Conference on AC and DC Power Transmission, Octobre 2010, Londres, United Kingdom.



---

## Annexe A

# Simulateur temps réel

### A.1 Simulateur Temps réel RT-Lab

Opal-RT, une entreprise canadienne, développe le simulateur temps réel RT-Lab utilisé pour les simulations en temps réel de cette thèse. RT-LAB est une technologie temps réel qui facilite le dimensionnement basé sur la modélisation. Il est extensible, utilisable pour de nombreuses applications, que ce soit pour la simulation rapide ou pour la simulation avec du *Hardware in the Loop* (HIL) [OPAL-12].

RT-LAB permet de convertir des modèles Simulink ou SystemBuild en temps réel via Real-Time Workshop (RTW) ou Autocode et de les exécuter en temps réel sur un ou plusieurs processeurs. Ce procédé est particulièrement utile pour la simulation en HIL. RT-LAB régit la synchronisation, les interactions avec l'utilisateur, l'interfaçage avec le matériel à l'aide de cartes entrée-sorties et les échanges de données. Un PC exécute la simulation de l'équipement ou de la logique de contrôle. La cible peut fonctionner sous QNX ou RedHawk Linux pour les applications nécessitant une simulation temps réel ou très rapide ou sous Windows XP comme accélérateur de simulation. Dans les deux cas, RT-LAB supporte les PC à une ou plusieurs unités centrales de traitement (CPU) [OPAL-12].

Le simulateur temps réel RT-Lab est représenté figure A.1.



(a) Simulateur Opal-RT vu de face



(b) Simulateur Opal-RT : entrées sorties

FIGURE A.1 – Simulateur Temps Réel Opal-RT

## A.2 Intérêts

La simulation temps réel est utilisée dans plusieurs cas décrits ci-dessous :

- permettre aux ingénieurs de diminuer le temps de développement, notamment dans les processus de test.
- Trouver des problèmes et leurs solutions alors que le dispositif testé n'est pas disponible physiquement.
- Réduire les coûts de tests d'installations : des maquettes à échelle réelle ou réduite peuvent par exemple être évitées.

## A.3 Cas d'utilisations

La simulation en temps réel peut être utilisée de trois façons différentes :

- interfaçage de la simulation avec un modèle physique réel,
- interfaçage de la commande réelle avec le système simulé,
- simple simulation.

La simulation entreprise dans le chapitre 4 de cette thèse concerne le premier cas de simulation avec le convertisseur DC-DC réel connecté par le biais d'entrées-sorties au simulateur temps réel.

## A.4 Configuration

La configuration du simulateur Temps réel RT-Lab utilisé dans le chapitre 4 est la suivante :

- 7 cœurs avec processeurs Core 2 Duo à 2 GHz,
- 16 I/O analogiques (op5110-5120),
- 16 I/O logiques avec RT-Events,
- Logiciel : Matlab 2009b avec SimPowerSystem et Artemis le solveur développé par Opal-RT.

---

## Annexe B

# Formules et modèles

### B.1 Démonstration de la formule 3.3 : puissance transitée par le convertisseur résonnant en fonction des différents paramètres

La charge  $q$  transférée par le circuit  $L - C$  du convertisseur résonnant est :

$$q = C \cdot \Delta V_C = 2 \cdot C \cdot V_{C\_max} \quad (\text{B.1})$$

avec  $V_{C\_max}$  la tension maximale aux bornes de la capacité  $C$ .

Le courant moyen  $\langle I_p \rangle$  à travers la capacité  $C$  au primaire du transformateur est :

$$\langle I_p \rangle = \frac{2 \cdot q}{T_s} \quad (\text{B.2})$$

avec :

$$T_s = \frac{1}{f_{commut}} \quad (\text{B.3})$$

avec  $f_{commut}$  la fréquence de commutation des interrupteurs. Ceci donne :

$$\langle I_p \rangle = 4 \cdot C \cdot V_{C\_max} \cdot f_{commut} \quad (\text{B.4})$$

Or,

$$\langle I_p \rangle = n_{ratio} \cdot \langle I_s \rangle \quad (\text{B.5})$$

avec  $n_{ratio}$  le rapport de transformation du transformateur :  $n_{sec}/n_{pri}$  et  $I_s$  le courant au secondaire du transformateur. La valeur moyenne de  $I_s$  est aussi définie comme suit :

$$\langle I_s \rangle = \frac{P}{V_{DC\_out}} \quad (\text{B.6})$$

avec  $P$  la puissance du convertisseur, et  $V_{DC\_out}$  la tension DC en sortie du convertisseur.

Grâce à ces équations et au fait que  $V_{C\_max} = 2 \cdot V_{DC\_in}$ , avec  $V_{DC\_in}$  la tension DC en entrée du convertisseur, la formule de puissance en fonction de la fréquence  $f_{commut}$  est la suivante :

$$P = \frac{8 \cdot C \cdot V_{DC\_in} \cdot V_{DC\_out} \cdot f_{commut}}{n_{ratio}} \quad (\text{B.7})$$

## B.2 Equations du modèle électrotechnique d'une cellule PV

Le modèle électrotechnique d'une cellule PV du chapitre 5, §5.2.4, est rappelé figure B.1.

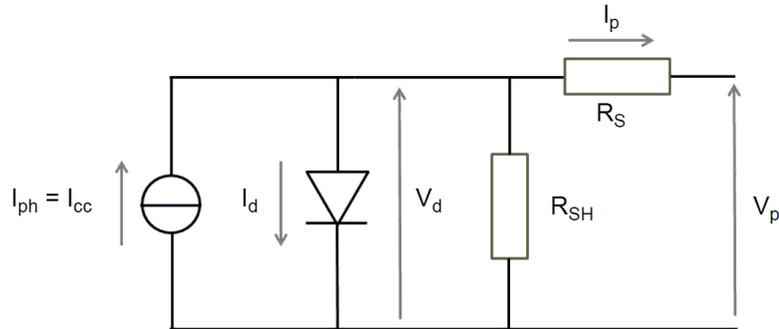


FIGURE B.1 – Modèle électrotechnique d'une cellule PV

Le courant  $I_{ph}$  est proportionnel à l'éclairement et à la surface  $S$  de la jonction soumise au rayonnement solaire.

Le courant  $I_d$  dans la diode est défini comme suit [PATE-99] :

$$I_d = I_D \cdot \left[ \exp \left( \frac{Q \cdot (V_p + R_s \cdot I_p)}{K \cdot T} \right) - 1 \right] \quad (\text{B.8})$$

avec :

- $I_D$  : le courant de saturation de la diode,
- $Q$  : la charge de l'électron égale à  $1,6 \cdot 10^{-19}$  Coulombs,
- $K$  : la constante de Boltzmann égale à  $1,38 \cdot 10^{-23}$  Joule/K,
- $T$  : la température en K.

Le courant  $I_p$  est alors donné par l'expression suivante :

$$I_p = I_{ph} - I_D \cdot \left[ \exp \left( \frac{Q \cdot (V_p + R_s \cdot I_p)}{K \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{V_p + R_s \cdot I_p}{R_{SH}} \quad (\text{B.9})$$

## B.3 Modèle moyen d'un onduleur

Le but de cette section est d'explicitier le modèle moyen utilisé pour représenter un onduleur comme représenté figure B.2. En haut de la figure, se trouve le modèle complet utilisable sous SimPowerSystem ou PLECS et en bas, le modèle moyen.

Le convertisseur DC-AC représenté figure B.3(a) est utilisé pour les équations développées dans cette section.

Les ordres de base complémentaires des interrupteurs sont définis grâce à une MLI 2 niveaux, représentée figure B.3(b) [LECL-04]. En supposant que le signal de référence varie peu durant une période MLI, autrement dit dans l'hypothèse d'avoir une fréquence MLI très supérieure à

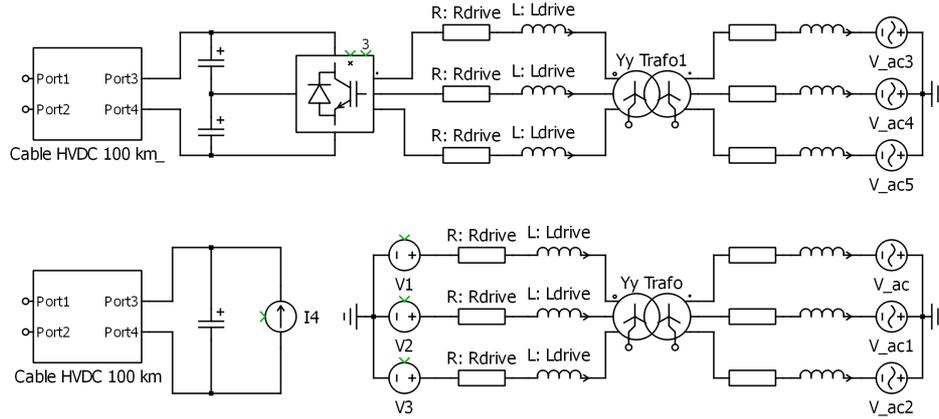
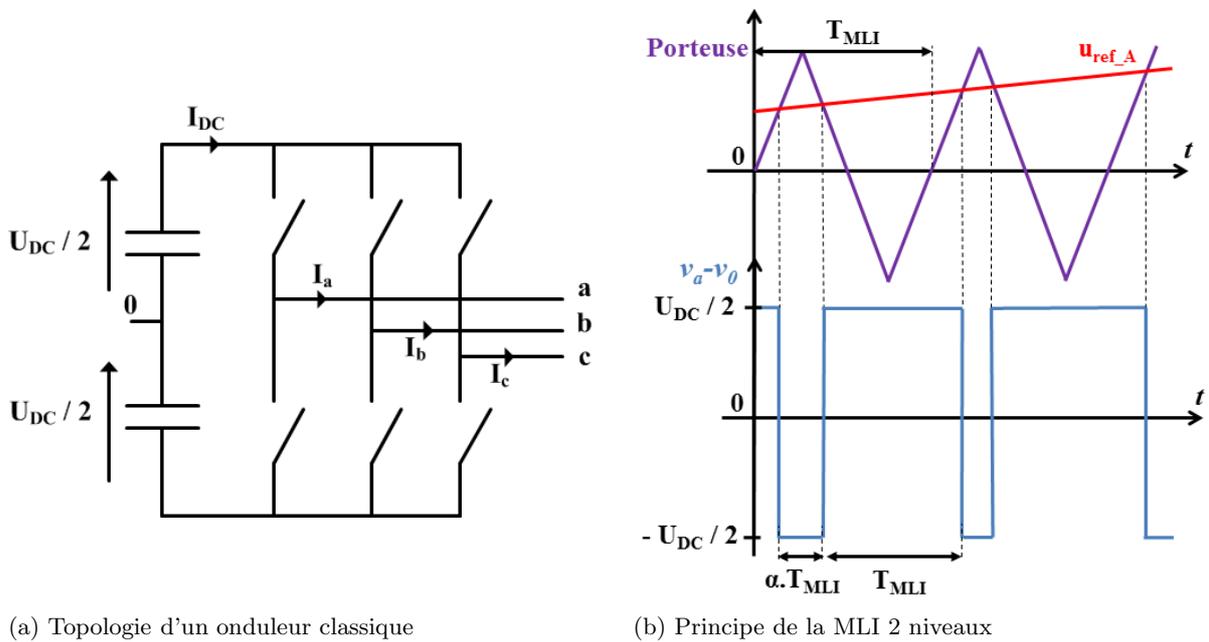


FIGURE B.2 – Modèle complet et modèle moyen continu équivalent de l'onduleur réseau



(a) Topologie d'un onduleur classique

(b) Principe de la MLI 2 niveaux

FIGURE B.3 – Onduleur 2 niveaux

la fréquence du signal de référence, il est possible de calculer la valeur moyenne de la tension modulée sur la période MLI ( $T_{MLI}$ ) :

$$\begin{aligned}
 \overline{v_A - v_0} &= \frac{1}{T_{MLI}} \cdot \int_0^{T_{MLI}} (v_A - v_0) \cdot dt \\
 &= \frac{1}{T_{MLI}} \cdot \left[ -\frac{U_{DC}}{2} \cdot \alpha \cdot T_{MLI} + \frac{U_{DC}}{2} \cdot (1 - \alpha) \cdot T_{MLI} \right] \\
 &= \frac{U_{DC}}{2} \cdot (1 - 2 \cdot \alpha)
 \end{aligned} \tag{B.10}$$

En considérant toujours la même hypothèse sur la fréquence, les deux premières intersections de la porteuse triangulaire se font à la même valeur de la référence  $u_{ref\_A}(t)$  dénommée  $u_{ref\_A}$  :

$$u_{ref\_A} = 1 - 2 \cdot \alpha \tag{B.11}$$

et donc :

$$\overline{v_A - v_0} = \frac{U_{DC}}{2} \cdot u_{ref\_A} \quad (\text{B.12})$$

Le raisonnement est applicable aux phases b et c afin d'obtenir l'écriture matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \overline{v_A - v_0} \\ \overline{v_B - v_0} \\ \overline{v_C - v_0} \end{bmatrix} = \frac{U_{DC}}{2} \cdot \begin{bmatrix} u_{ref\_A} \\ u_{ref\_B} \\ u_{ref\_C} \end{bmatrix} \quad (\text{B.13})$$

Il existe une relation entre les courants triphasés et le courant modulé  $I_{DC}$ . Pour cela un bilan de puissance de chaque côté du convertisseur est réalisable (pertes négligées) :

$$U_{DC} \cdot I_{DC} = \begin{bmatrix} v_A - v_0 & v_B - v_0 & v_C - v_0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} \quad (\text{B.14})$$

Les valeurs  $v_A - v_0$ ,  $v_B - v_0$  et  $v_C - v_0$  sont alors remplacées par leurs valeurs moyennes :

$$I_{DC} = \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} u_{ref\_A} & u_{ref\_B} & u_{ref\_C} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} \quad (\text{B.15})$$

Pour un système triphasé équilibré, la somme des courants et des tensions sont nulles. Les tensions composées s'écrivent :

$$\begin{bmatrix} v_{AC} \\ v_{BC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_A - v_C \\ v_B - v_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (v_A - v_0) - (v_C - v_0) \\ (v_B - v_0) - (v_C - v_0) \end{bmatrix} \quad (\text{B.16})$$

Pour établir le modèle continu équivalent, les valeurs moyennes de  $v_A - v_0$ ,  $v_B - v_0$  et  $v_C - v_0$  de l'équation précédente sont remplacées par leurs valeurs dans l'équation B.13 :

$$\begin{bmatrix} v_{AC} \\ v_{BC} \end{bmatrix} = U_{DC} \cdot \begin{bmatrix} \frac{u_{ref\_A} - u_{ref\_C}}{2} \\ \frac{u_{ref\_B} - u_{ref\_C}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{B.17})$$

Finalement les courants étant équilibrés :

$$I_{DC} = \begin{bmatrix} \frac{u_{ref\_A} - u_{ref\_C}}{2} & \frac{u_{ref\_B} - u_{ref\_C}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \end{bmatrix} \quad (\text{B.18})$$

L'onduleur étant modélisé dans le repère de Park, le modèle continu équivalent est aussi transféré dans Park. Les équations précédentes donnent alors :

$$I_{DC} = \begin{bmatrix} \frac{v_d}{2} & \frac{v_q}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (\text{B.19})$$

et :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = U_{DC} \cdot \begin{bmatrix} \frac{v_d}{2} \\ \frac{v_q}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{B.20})$$

Les équations précédentes (B.19 et B.20) constituent donc le modèle continu équivalent dans Park utilisé pour faire le lien entre les sources de tension triphasé représentant l'onduleur sur le figure B.2 et la source de courant DC.

---

## Annexe C

# Disjoncteur statique à courant continu

### C.1 Schéma du disjoncteur statique et cas d'étude

Le schéma de principe du disjoncteur utilisé dans son environnement représentatif d'une source de production et de sa charge est représenté sur la figure C.1.

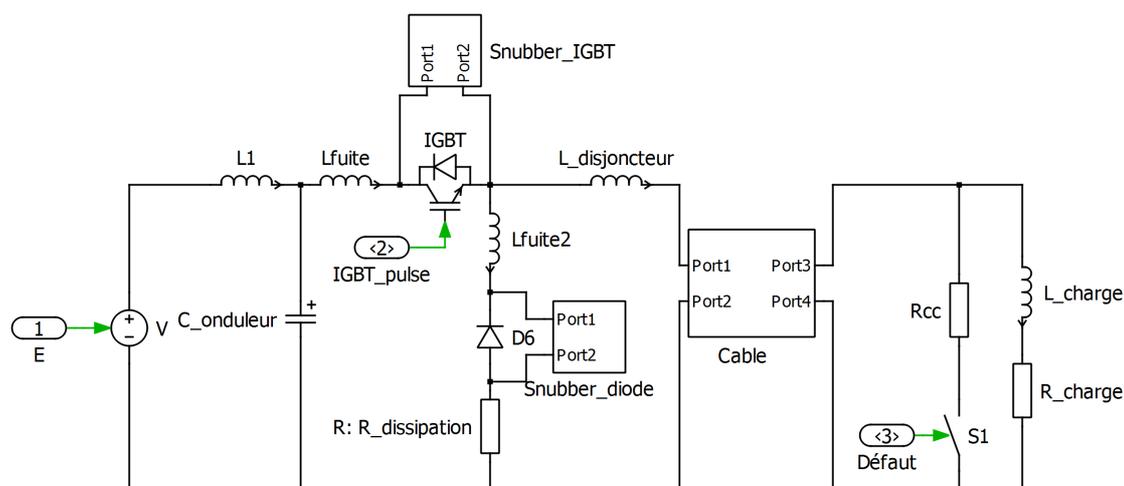


FIGURE C.1 – Disjoncteur statique inséré dans un système de puissance

Le cas d'étude concerne un cluster de la ferme éolienne MVDC, avec un niveau de tension de  $\pm 25$  kV et un courant nominal de 500 A. Un seul pôle est étudié et représenté sur le schéma, avec une tension de référence  $V_{DC} = 25$  kV, la puissance équivalente est donc de 12,5 MW. Le seuil de détection du disjoncteur  $I_{seuil}$  est choisit à 650 A (soit + 30 % du courant nominal). Le court circuit est considéré comme terminé lorsque le courant passe en dessous de 5 % de sa valeur nominale dans le câble. La résistance de défaut est prise comme la plus petite valeur possible :  $R_{cc} = 0,1$  m $\Omega$ . Le défaut est déclenché à  $t_0 = 2$  ms dans les simulations. La capacité en entrée est  $C_{onduleur} = 100$   $\mu$ F représentative des capacités en sortie des convertisseurs DC-DC.

Une source de tension commandable est connectée à une charge par l'intermédiaire d'un câble modélisé avec des tronçons en pi. Un défaut est simulé au bout du câble avec une résistance  $R_{cc}$ . Un disjoncteur DC composé d'un IGBT, d'une diode, d'une résistance de dissipation et d'une inductance est introduit sur le pôle positif. Les inductances  $L_{fuite}$  et  $L_{fuite_2}$  représentent les inductances de fuite du aux boucles de commutation. Grâce à des sources industrielles, l'inductance de fuite est estimée à 12 nH pour un IGBT et une boîte à diode ou une diode plus sa boîte à eau plus 200 nH estimés pour la connexion entre la diode et l'IGBT et 300 nH avec la capacité. Le nombre d'IGBTs est estimé à 9 pour tenir 25 kV et 7 diodes.  $L_{fuite}$  a donc une valeur estimée de 700 nH. L'inductance  $L_{fuite_2}$  est estimée à 2  $\mu$ H du fait de la connexion de la résistance au circuit de commutation. Plus  $L_{fuite_2}$  est grande, plus la surtension sur l'IGBT est grande.

Des snubbers sont ajoutés aux bornes des IGBTs et des diodes avec  $R_s = 1,4 \Omega$ ,  $C_s = 470$  nF et  $R_p = 22$  k $\Omega$ .

## C.2 Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement du disjoncteur est le suivant :

1. En régime permanent le courant passe par l'IGBT.
2. Dès qu'un défaut est détecté, l'IGBT est commandé à l'ouverture.
3. La tension du câble chute à 0 V, et le courant de défaut se dissipe dans la résistance de dissipation et à travers la diode de roue libre. La source de production est protégée, la capacité  $C_{onduleur}$  ne se décharge pas.

## C.3 Calculs théoriques

### C.3.1 Retard à l'amorçage

Le circuit de commutation est représenté sur la figure C.2.

Le retard entre le moment où le courant passe par  $I_{seuil}$  et le moment où l'IGBT est ouvert est estimé comme suit :

- le retard du capteur de courant est évalué à 1000 ns (type CS1000 ABB),
- puis 800 ns + 800 ns dans l'entrée analogique (AD8221ARM et AD8628),
- puis 2 périodes d'échantillonnages dans le pire cas pour le Convertisseur Analogique Numérique (CAN) soit 2x1300 ns,
- puis 220 ns dans l'ensemble FPGA + optocoupleur + transmission par fibre optique.
- Viennent ensuite le get-drive de l'IGBT constitué d'un FPGA (100 ns), un driver et un pont H pour commander la gâchette de l'IGBT (200 ns).

Le temps entre l'instant où le signal d'ouverture à l'IGBT est envoyé et le temps où le courant commence à baisser est  $t_{d_{off}} = 5500$  ns pour un TOSHIBA ST2100GX24. Le total est

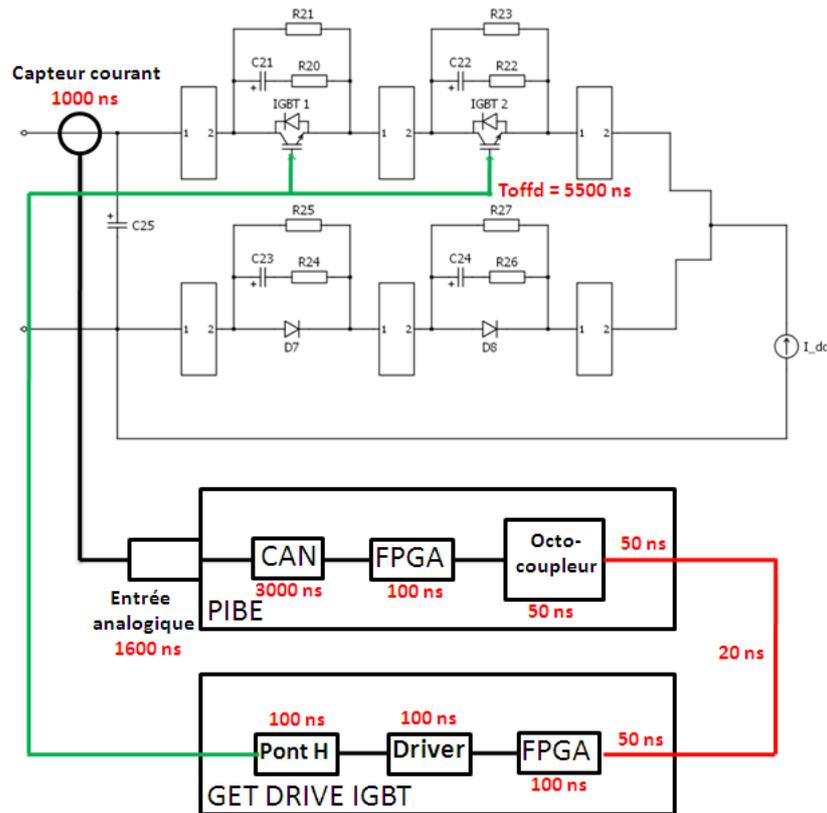


FIGURE C.2 – Circuit de commutation du disjoncteur statique avec les retards engendrés par chaque organe

donc de :  $1000 + 800 + 800 + 1300 + 1300 + 220 + 100 + 200 + 5500 = 11,2 \mu s$  arrondi à  $12 \mu s$ .

### C.3.2 Apparition du défaut

Le modèle de câble considéré est celui avec une inductance sans résistance négligée lors de la montée du courant de défaut. Le schéma utilisé pour les équations est donc celui représenté figure C.3.

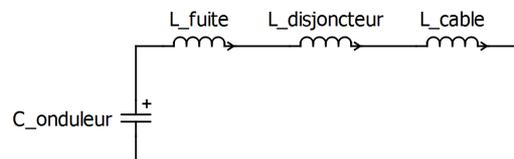


FIGURE C.3 – Schéma équivalent pendant le défaut avant ouverture de l'IGBT

Le courant peut être mis en équation sous la forme :

$$I_{defaut} = A_0 \cdot \sin(\omega_0 \cdot t) + B_0 \quad (C.1)$$

avec :

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{1}{L_{total} \cdot C_{onduleur}}} \quad (C.2)$$

et :

$$L_{total} = L_{fuite} + L_{disjoncteur} + L_{cable} \quad (C.3)$$

et  $i(0) = 500$  A, d'où  $B_0 = 500$  et :

$$\frac{di}{dt}(0) = \frac{V_{DC}}{L_{total}} \quad (C.4)$$

avec  $V_{DC}$  la tension DC au moment du défaut. Finalement :

$$A_0 = V_{DC} \cdot \sqrt{\frac{C_{onduleur}}{L_{total}}} \quad (C.5)$$

La figure C.4 représente le courant  $I_{defaut}$  pour  $t$  allant de 0 à 20  $\mu s$  pour différentes valeurs de  $L_{disjoncteur}$ . Le courant initial est de 650 A et le but est de dimensionner l'inductance  $L_{disjoncteur}$  pour avoir un courant maximal de 3000 A avec un court circuit à distance de câble nulle ( $L_{cable} = 0$  H).

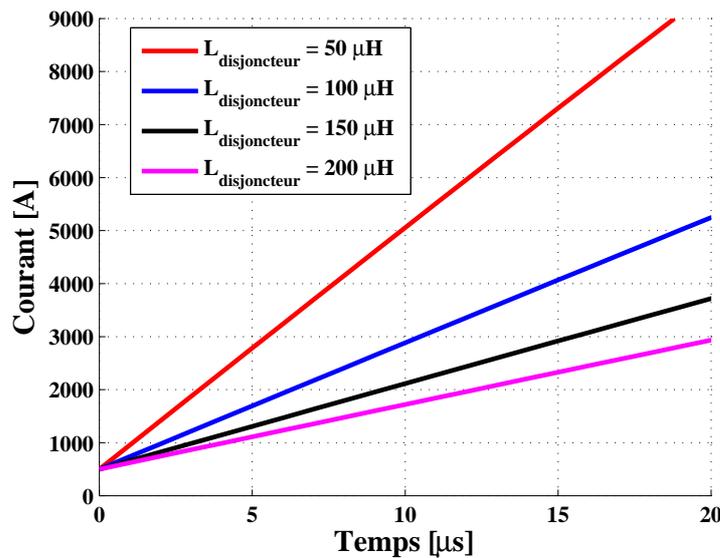


FIGURE C.4 – Courant de défaut selon l'inductance interne au disjoncteur

Une inductance de 200  $\mu H$  est nécessaire afin de satisfaire un courant maximal de 3000 A dans les IGBTs.

Le temps  $t_1$  pour lequel le courant atteint la valeur de  $I_{seuil}$  est :

$$t_1 = \frac{1}{\omega_0} \cdot \arcsin\left(\frac{I_{seuil} - i(0)}{A_0}\right) \quad (C.6)$$

Application Numérique pour  $I_{seuil} = 650$  A :

$$t_1 = \frac{1}{6446} \cdot \arcsin\left(\frac{650 - 50}{16114}\right) = 1,4 \mu s$$

Le courant lorsque l'IGBT s'ouvre, c'est à dire à  $t_2 = t_1 + 12 \mu\text{s}$  est :

$$I_{defaut}(t_2) = 16114 \cdot \sin\left(6446 \cdot (1,4 + 12) \cdot 10^{-6}\right) + 500 = 1890 \text{ A}$$

### C.3.3 Ouverture des IGBTs

Les formules quantifiant la diminution du courant dans le câble vont être explicitées dans cette partie. Le schéma équivalent est celui représenté figure C.5.

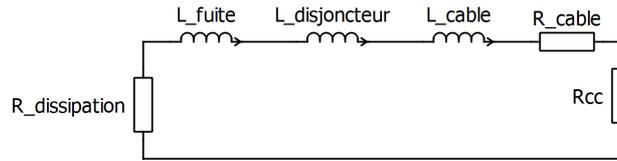


FIGURE C.5 – Schéma équivalent après défaut et ouverture des IGBTs

L'équation qui régit la diminution de courant dans ce circuit est la suivante :

$$I_{defaut}(t) = i(0) \cdot \exp\left(-\frac{R_{cable} + R_{dissipation} + R_{cc}}{L_{total}} \cdot t\right) \quad (\text{C.7})$$

Le temps  $\Delta t$  à partir duquel le courant atteint  $I_{final} = 5\%$  de la valeur nominale (soit 25 A) et en partant de  $I_{defaut}(t_2)$  valeur au moment de l'ouverture de l'IGBT est défini par la formule suivante :

$$\Delta t = -\frac{L_{total}}{R_{cable} + R_{dissipation} + R_{cc}} \cdot \ln\left(\frac{I_{final}}{I_{defaut}(t_2)}\right) \quad (\text{C.8})$$

Application numérique pour 100 m de câble avec  $R_{cable} = 50 \text{ m}\Omega/\text{km}$  et  $I_{defaut}(t_2) = 1890 \text{ A}$  :

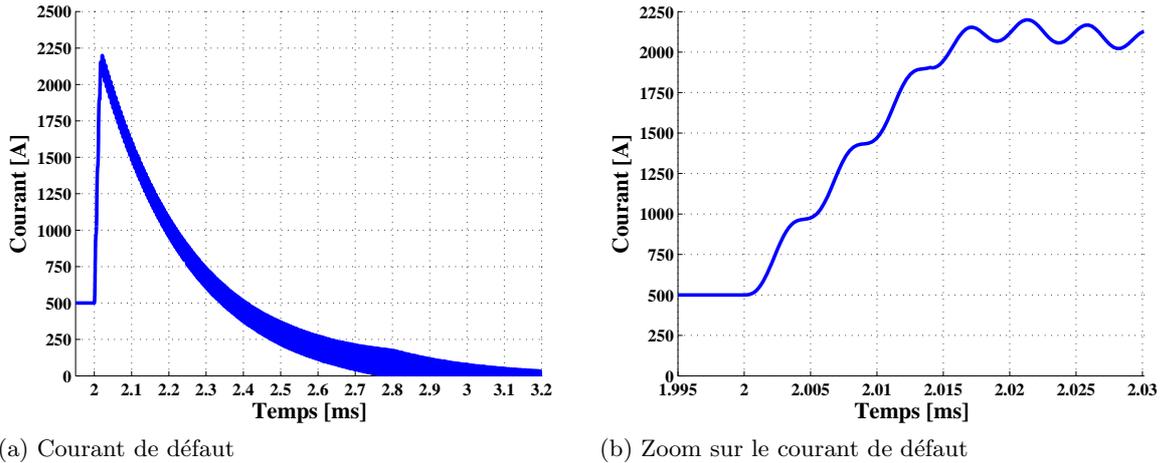
Sans $R_{dissipation}$	$R_{dissipation} = 0,1 \Omega$	$R_{dissipation} = 1 \Omega$	$R_{dissipation} = 10 \Omega$
$\Delta t = 8,3 \text{ s}$	$\Delta t = 10,4 \text{ ms}$	$\Delta t = 1,04 \text{ ms}$	$\Delta t = 104 \mu\text{s}$

La résistance  $R_{dissipation}$  de  $1 \Omega$  est retenue pour la suite de l'étude, car permettant de résorber le défaut en 1 ms environ.

## C.4 Simulations

Un défaut situé derrière le disjoncteur est simulé avec une distance de 100 m de câble modélisé avec 3 sections en pi. Les courbes présentées figure C.6 présentent la forme d'onde du courant de défaut et un zoom à  $t = 2 \text{ ms}$ .

La courant de défaut atteint 2200 A dans cet exemple et est dissipée en 1 ms.

FIGURE C.6 – Forme d'onde du courant lors d'un défaut à  $t = 2$  ms

## C.5 Dimensionnement final

Lors de la fermeture de la diode les pertes sont très faibles. Cette diode doit tenir 25 kV et 2250 A, donc 7 diodes 4500 V / 2200 A en série conviennent au système. Elles doivent tenir un  $I^2 \cdot t$  de  $3380 \cdot 10^3 \text{ A}^2 \cdot \text{s}$ .

L'IGBT peut être un IGBT Toshiba 4500 V/2100 A et dans ce cas il en faut 7 en série pour tenir 25 kV et 2200 A. Les  $I^2 \cdot t$  ne sont pas spécifiés, mais d'après la littérature, ils seront supérieurs aux courants considérés ici.

Les pertes à dissiper en fonctionnement nominal sont les suivantes :

- IGBT : pertes en commutation négligeables (disjonction), pertes en conduction :  $P_{cond} = V_{CE_{sat}} \cdot I_c = 1,8 \cdot 500 = 900 \text{ W}$ .
- Résistance de dissipation : 520 J quelle que soit la résistance de dissipation.

## C.6 Conclusion

Cette annexe démontre succinctement le dimensionnement d'un disjoncteur statique à base de composants à commutation rapide type IGBT. Chaque application demande néanmoins un dimensionnement précis. Malgré l'avantage de permettre la coupure de courant de défaut DC, le coût d'un tel organe de coupure est élevé, et ajoute des pertes à l'installation.



## OPTIMISATION DE L'ARCHITECTURE ET DES FLUX ENERGETIQUES DE CENTRALES A ENERGIES RENOUVELABLES OFFSHORE ET ONSHORE EQUIPEES DE LIAISONS EN CONTINU

**RESUME :** Les objectifs concernant la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité sont de 20 % en 2020 en UE. L'éolien offshore principalement ainsi que les ressources hydroliennes et les panneaux photovoltaïques, vont contribuer à cet objectif. Les améliorations récentes dans le domaine de l'électronique de puissance amènent à repenser les architectures électrotechniques des fermes éoliennes de plus en plus éloignées du continent et présentant des puissances de plus en plus importantes. Plusieurs topologies électrotechniques de fermes éoliennes offshore sont comparées afin de définir la plus intéressante d'un point de vue faisabilité, efficacité et fiabilité. La solution de connexion retenue est entièrement en DC car elle présente des pertes diminuées et des convertisseurs DC-DC avec transformateurs haute-fréquence apportant un gain d'encombrement comparé à une topologie classique en AC. La topologie DC est alors modélisée avec une attention particulière portée aux convertisseurs DC-DC Full-Bridge, cœur technologique de la ferme. Un contrôle du convertisseur par entrelacement des commandes du convertisseur est explicité afin de réduire la taille du filtre en sortie. Deux expérimentations à échelle réelle (2 MW) et réduite (4 kW) permettent de valider le modèle, les pertes et les contrôles implantés sur le convertisseur. Les protections qui peuvent être mises en place pour un réseau de distribution DC sont aussi étudiées avec une proposition de disjoncteur statique DC. Une connexion entre un simulateur temps réel et le banc d'essai 4 kW est réalisée afin de comparer le comportement des convertisseurs de la ferme sur des échelles de temps importantes. Différents contrôles sont testés, et plus particulièrement ceux permettant de valider la capacité de la ferme à rester connectée au réseau pendant les défauts AC. L'ensemble des théories développées sur le cas d'étude éolien offshore sont étendues à des fermes solaires de fortes puissances afin de mettre en évidence les analogies entre ces deux énergies renouvelables.

**Mots clés :** Ferme éolienne offshore – Réseau DC – Convertisseur DC-DC – Simulation temps réel.

### OUTLINE AND ENERGY FLOW OPTIMIZATION OF OFFSHORE AND ONSHORE RENEWABLE FARM, USING DC GRID

**ABSTRACT :** In EU, the electricity production objective by using renewable energy in 2020 is 20 %. Mostly offshore wind as well as tidal current and photovoltaic will contribute to achieve this objective. Considering the fact that offshore wind farms are more and more far away from the onshore grid, farm power production is higher and higher and recent improvements in power electronics lead to revise the electrical architecture. Several offshore wind farms electrical topologies are compared in order to define the more suitable in term of feasibility, efficiency and availability. A solution with DC grid is chosen given that it presents lower losses and DC-DC converters using high-frequency transformers reducing footprint, compared to classical AC solutions. Selected DC topology is modeled with particular attention to technological core of the wind farm: the Full-Bridge DC-DC converter. An interlacing control for DC-DC converter is explained in order to decrease the size of the filter. Two experiences at real (2 MW) and small scale (4 kW) allow to validate the models, the losses and controls integrated in the converter. Protections which can be used for DC grid are also studied with DC static breaker design proposal. Interactions between the real time simulator and 4 kW mock-up is realized to compare converters behavior from wind farm on large time scales. Different controls are tested and more particularly ones allowing to validate the wind farm capacity to remain connected to the grid during the AC faults. All strategies developed on wind offshore farms are extended to high power solar farms to highlight analogies between both renewable energies.

**Keywords :** Offshore wind farm – DC grid – DC-DC converter – Real Time Simulation.