

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI BEL-ABBES

Faculté de Génie électrique

Département d'Electrotechnique



Thèse présentée par:

**KHERFANE Samir**

Pour l'obtention du diplôme de:

**Doctorat en Sciences en Electrotechnique**

Option: Réseaux électriques

Intitulé de la thèse:

**Etude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisée par une liaison HVDC hybride**

Présentée devant le jury composé de:

Pr. FELLAH Mohammed-Karim	Professeur (UDL Sidi Bel-Abbès)	Président
Pr. HADJERI Samir	Professeur (UDL Sidi Bel-Abbès)	Encadreur
Pr. ALLALI Ahmed	Professeur (U.S.T.O)	Examineur
Pr. LAOUFI Abdellah	Professeur à l'Université de Bechar	Examineur
Pr. ZIDI Sid-Ahmed	Professeur (UDL Sidi Bel-Abbès)	Invité

Soutenue le: 05 / Mars / 2019

Laboratoire de recherche ICEPS (Intelligent Control & Electrical Power Systems)  
(Agrément ministériel par Arrêté n° 303 du 25 Juillet 2000)

## DEDICACES

*A ma chère mère et mon cher père, pour leur soutien  
inconditionnel, et pour leurs encouragements, et bien sûr pour  
m'avoir permis de réaliser mes études dans les meilleures  
conditions ;*

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

*A mes enfants Khadidja Amat Errahmane, Mohamed,  
Khaled, Amina, Hamza et Ali qui auront  
compris par ce travail que faire les études est toujours un  
privilège quelque soit son âge ;*

*A toute ma famille ;*

*A tous mes amis ;*

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

*... je dédie ce modeste travail.*

*Samir KHERFANE*

## REMERCIEMENTS

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

*Le présent travail a été réalisé au sein du laboratoire de recherche ICEPS: intelligent control & Electrical Power Systems de l'Université de Sidi Belabès.*

*Je tiens à remercier le staff de ces institutions de recherche. J'adresse tout d'abord ma profonde reconnaissance à Monsieur **Samir HADJERI**, Professeur à l'Université de Sidi Belabès, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de diriger les travaux de cette thèse, et pour ses conseils et encouragements réguliers, ses qualités scientifiques et humaines ont toujours été une source de motivation.*

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

*Monsieur **Mohammed-Karim FELLAH**, Professeur à l'Université de Sidi Belabès, pour m'avoir honoré par sa présence en qualité de président de jury.*

*Ainsi que, Messieurs: **Ahmed ALLALI**, Professeur à Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, **Abdellah LAOUFI**, Professeur à l'Université de Bechar, pour m'avoir honoré en qualité d'examineurs et **Sid-Ahmed ZIDI**, Professeur à l'Université de Sidi Belabès, pour avoir accepté de consacrer du temps à mon travail et pour avoir participé à mon jury de thèse comme invité.*

*Je remercie sincèrement Monsieur **Mohamed KHATIR**, Professeur à l'Université de Sidi Belabès, pour ses nombreux conseils et son soutien tout au long de cette thèse.*

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

*Je tiens enfin à remercier vivement toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.*

# SOMMAIRE

Liste des abréviations	i
Liste des symboles	ii
Liste des tableaux	iii
Liste des figures	iv
Introduction générale	10
<b>Chapitre 1:Etat de l'art sur les réseaux électriques et la production décentralisée</b>	<b>15</b>
1.1 Introduction	16
1.2 Le réseau électrique et ses objectifs	16
1.2.1 Le système électrique verticalement intégré	16
1.2.1.1 Les réseaux de transport et de répartition	17
1.2.1.2 Le réseau de distribution	18
1.2.2. Les réglages de tension	18
1.2.3 Description du réglage par les groupes de production	18
1.3 La production décentralisée d'énergie électrique	19
1.3.1 Le développement de la production décentralisée	20
1.3.2. Les avantages de la production décentralisée	21
1.3.3 Caractéristiques de production décentralisée	22
1.3.3.1 Systèmes à alternateurs classiques (machine synchrone)	23
1.3.3.2 Systèmes à générateurs asynchrones	23
1.3.3.3 Systèmes à interface avec convertisseur électronique	23
1.3.4. Différents types de production décentralisée	23
1.3.4.1 La cogénération	24
1.3.4.2 Les énergies non renouvelables	24
1.3.4.3 Sources d'énergie renouvelable	24
A. Source hydraulique	25
B. Source éolienne	25
C. Source marine	26
D. Source photovoltaïque	27
1.3.5 Utilisation de l'énergie renouvelable	28
1.3.5.1 Systèmes autonomes	28
1.3.5.2 Systèmes raccordés au réseau	28
1.4 Insertion de production décentralisée dans le réseau électrique	29
1.4.1 Les technologies de l'insertion des productions décentralisées	30
1.4.1.1 Les sources conventionnelles	30
1.4.1.2 Les sources nouvelles et renouvelables	30
1.5 L'impacts de l'insertion de production décentralisée sur le réseau électrique	31
1.5.1 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de transport	32
1.5.1.1 Incertitude sur la phase de planification	32
1.5.1.2 Nécessité de renforcement du réseau	32
1.5.1.3 Incertitude sur la marge de réserve d'opération	33

1.5.1.4 Sensibilité liée à la gestion de la puissance réactive	33
1.5.1.5 Sensibilité liée au déclenchement intempestif des productions décentralisées	33
1.5.2 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution	34
1.5.2.1 Impacts sur le sens du transit de puissance	34
1.5.2.2 Impacts sur le profil de tension	34
1.5.2.3 Impacts sur la stabilité du système	34
1.5.2.4 Impacts sur le plan de protection	34
1.5.2.5 Impacts sur l'observabilité et de contrôlabilité du système	35
1.5.2.6 Impacts sur la continuité de service	35
1.5.2.7 Impacts sur la qualité de service	35
1.6 Conclusion	35
<b>Chapitre 2 :</b>	
<b>Les systèmes de conversion d'énergie éolienne</b>	
2.1 Introduction	38
2.2 Différents types d'éoliennes	39
2.3 Choix des génératrices	39
2.4 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne	41
2.4.1 Avantages	41
2.4.2 Inconvénients	42
2.5 Modèle de la turbine	42
2.6 Modélisation de l'arbre de la machine	46
2.7 Modèle de la machine synchrone	46
2.8 Conclusion	47
<b>Chapitre 3 :</b>	
<b>Modélisation et contrôle de système de liaison LCC-HVDC</b>	
3.1 Introduction	49
3.2 Le transport d'énergie en HVDC	49
3.3 Comparaison entre la transmission en HVDC et HVAC	51
3.3.1 Avantages des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC	51
3.3.2 Inconvénients des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC	52
3.4 Principe fondamental d'un système de transport HVDC	53
3.4.1 Types de HVDC	53
3.4.2 Les technologies de HVDC à base de l'électronique de puissance	55
3.4.2.1 HVDC à base de LCC	55
3.4.2.2 HVDC à base de VSC	57
3.4.2.3 La technologie VSC-HVDC offre les avantages suivants par rapport à la technologie LCC-HVDC	58
3.4.2.4 Les inconvénients de la technologie VSC-HVDC par rapport à la technologie LCC-HVDC	58
3.5 Principe de la conversion d'énergie	58
3.5.1 Le redressement idéal	59

3.5.2	Phénomène d'empiétement	61
3.5.3	Fonctionnement en onduleur	67
3.5.4	Raté de commutation	69
3.6	Le réglage des liaisons HVDC	70
3.6.1	La consommation d'énergie réactive	72
3.6.2	Les différents modes de réglages des liaisons HVDC	72
3.6.2.1	Réglage au redresseur	72
	a) Mode de réglage à angle d'amorçage minimal (CFA)	72
	b) Mode de réglage à courant constant (CC)	73
3.6.2.2	Réglage à l'onduleur	73
	a) Mode de réglage à angle d'extinction constant (CEA)	73
3.6.3	Caractéristiques de réglage	74
3.6.4	Inversion de la puissance	75
3.6.5	Fonction VDCOL (Voltage Dépendant Current Order Limiter)	76
3.7	Etude des interactions entre les liaisons HVDC et les réseaux alternatifs adjacents	77
3.7.1	La force d'un système de conversion	78
3.7.1.1	Rapport de court circuit (SCR)	78
3.7.1.2	Rapport de court-circuit effectif (ESCR)	79
3.7.2	Régulation dynamique de la tension	79
3.7.3	Les interactions des systèmes AC/DC	80
3.7.3.1	La stabilité des systèmes HVDC	80
3.7.3.2	Interactions de tension	81
3.7.3.3	Surtensions transitoires	81
3.7.3.4	Surtensions temporaires successives à des défauts sur les réseaux alternatifs	81
3.8	Conclusion	82
<b>Chapitre 4:</b>		
<b>Développement des régulateurs intelligents de la liaison hybride</b>		<b>84</b>
4.1	Introduction	85
4.2	Bases de la logique floue	86
4.2.1	Principe de base de la logique floue	86
4.2.2	Univers de discours	88
4.2.3	Fonctions d'appartenance	89
4.2.4	Différentes formes des fonctions d'appartenance	89
4.2.5	Opérateurs de la logique floue	91
4.2.5.1	Opérateur ET (Intersection floue)	91
4.2.5.2	Opérateur OU (Union floue)	92
4.2.5.3	Opérateur NON (complémentation floue)	92
4.2.6	Règles d'inférence floue	93
4.3	Avantages et inconvénients de la commande floue	94
4.3.1	Avantages	94
4.3.2	Inconvénients	94

4.4 Description d'un contrôleur à base de la logique floue	94
4.4.1 Interface de fuzzification	96
4.4.2 Base de connaissance	96
4.4.3 Mécanisme d'inférence	96
4.4.4 Interface de défuzzification	98
4.5 Contrôleur proposé pour le système HVDC avec STATCOM	99
4.5.1 Le contrôleur PI flou auto-adaptatif	99
4.5.2 L'insertion du STATCOM dans les systèmes HVDC	102
4.6 Conclusion	103
<b>Chapitre 5 :</b>	
<b>Simulations, Résultats et commentaires évaluant la stratégie de</b>	
<b>contrôle proposée</b>	
5.1 Introduction	106
5.2 Test du Modèle LCC-HVDC (500kV-60Hz/345kV-50Hz)	107
5.2.1 Description générale du système	107
5.2.2 Analyses générales des performances du système HVDC à $SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=10$	108
5.2.2.1 Changement de référence du régulateur de courant et de tension	108
5.2.2.2 Court-circuit côté continu	110
5.2.2.3 Court-circuit monophasé côté onduleur	111
5.2.2.4 Court-circuit triphasé côté onduleur	113
5.2.3 Proposition de la stratégie de contrôle FSTPIC (Application sur un system à $SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=2.5$ )	114
5.2.3.1 Court-circuit monophasé côté onduleur	114
5.2.3.2 Court-circuit triphasé côté onduleur	116
5.2.4 Conclusion	117
5.3 Test du modèle de référence CIGRÉ HVDC (345/230kV )	118
5.3.1 Description générale du système de simulation	118
5.3.2 Analyses générales du modèle de référence CIGRÉ HVDC (345/230kV)	120
5.3.2.1 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur	120
5.3.2.2 Défauts triphasé à la terre côté onduleur	122
5.3.3 Conclusion	124
5.4 Test et analyse générale du modèle CIGRÉ HVDC avec une ferme éolienne	125
5.4.1 Défaut triphasé à la terre côté onduleur	125
5.4.2 Conclusion	127
Conclusion générale	128
Références Bibliographiques	131

## Liste des abréviations

AC	Alternative Current
BT	Basse Tension
CC	Courant Constant
CEA	Constant Extinction Angle ( Angle D'extinction Constant)
CFA	Constant Firing Angle
CIGRÉ	Le Conseil International des Grands Réseaux Electriques
DC	Direct Current
ESCR	Effective Short Circuit Ratio
FSTPIC	Fuzzy Self-Tuning PI Controller
GED	Génération d'Energie Dispersée
GTO	Gate Turn-Off
HT	Haute Tension
HTA	Haute Tension de niveau A
HTB	Haute Tension de niveau B
HVAC	High Voltage Alternative Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LCC	Line-Commutated Converter
PDE	Les Productions Décentralisées d'Energies
PI	Proportionnel et Intégrale
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PWM	Pulse Width Modulation
RPT	Le Réglage Primaire de Tension
RST	Le Réglage Secondaire de la Tension
RTT	Le Réglage Tertiaire De Tension
SCR	Short Circuit Ratio
SIF	Système d'Inférence Flou



STATCOM	Static synchronous compensator
TSK	Takagi-Sugeno-Kang
UD	Univers de Discours
VDCOL	Voltage Dépendant Current Order Limiter
VSC	Voltage Source Converter

## Liste des symboles

$V_m$	La vitesse du vent
$S$	La surface
$V$	La vitesse du vent non perturbée à l'avant de l'éolienne
$V'$	La vitesse du vent après le passage à travers le rotor
$\rho$	La masse volumique de l'air.
$m$	La masse de l'air
$C_p$	Coefficient de puissance
$J_t$	L'inertie de la turbine
$J_m$	L'inertie de la machine
$f_m$	Le coefficient de frottement de la machine
$f_t$	Le coefficient de frottement des pâles
$C_{aér}$	Le couple statique fourni par l'éolienne.
$i_{sq}, i_{sd}$	Les courants statoriques dans le repère de Park [A],
$V_{sq}$ et $V_{sd}$	Les tensions statoriques dans le repère de Park [V],
$V_{di}$	La tension continue idéale moyenne, ou tension redressée
$U$	La Valeur efficace de la tension alternative entre phases.
$R_s$	La résistance statorique [ $\Omega$ ]
$L_s$	L'induction cyclique statorique [H],
$p$	Le nombre de paire de pôles de la machine synchrone
$\omega$	La pulsation des tensions [rad/s].
$E_m$	La tension maximale simple.
$V_{di}$	La valeur moyenne de la tension continue idéale $V_{di}$
$T$	Le période $T=1/f$
$V_{do}$	La tension redressée à vide pour $\alpha=0$ (le cas d'un pont à 6 diodes)
$V_p$	La tension positive à la sortie du pont.
$V_n$	La tension négative à la sortie du pont.
$U_d$	La tension redressée instantanée
$I_l$	La valeur efficace du fondamental du courant alternatif de la phase a
$I_d$	La valeur moyenne du courant continu.
$V_{di}$	La tension continue
$\mu$	L'angle d'empiétement.

$U_{com}$	La tension de commutation
$I_{cc}$	Le courant de court-circuit
$\alpha_{max}$	L'angle d'amorçage maximal
$V_d$	la tension continue
$V_{di}$	La tension continue idéale
$\Delta V_d$	La chute de tension
$\beta$	L'angle d'avance
$\gamma$	L'angle d'extinction
$V_{d0r}$	La tension redressée à vide du redresseur
$V_{0on}$	La tension redressée à vide de l'onduleur
$R_L$	La résistance de la ligne
$R_{cr}$	La résistance équivalente de commutation du redresseur
$R_{con}$	La résistance équivalentes de commutation du l'onduleur.
$\alpha_{min}$	L'angle minimale d'allumage
$I_{dmes}$	Le courant continu mesuré
$I_{dref}$	Le courant de consigne
$\gamma_{mes}$	La valeur mesurée de l'angle d'extinctions
$\gamma_{ref}$	L'angle d'extinctions à une consigne de référence
$\gamma_{min}$	L'angle d'extinctions minimale
$V_{d-seuil}$	La seuil de la tension continue
$P_d$	La puissance continue du convertisseur (MW).
$S_{CC}$	La puissance de court-circuit du réseau au point de raccordement de la station de conversion au réseau alternatif (MVA).
$U$	La tension alternative entre phase.
$Z_S$	L'impédance du réseau alternatif à la fréquence fondamentale
$Q_C$	La puissance réactive des condensateurs et des filtres alternatifs.
$V_{sh}$	la tension de l'onduleur
$V_r$	la tension du jeu de barre où le STATCOM
$\mu_E$	Fonctions d'appartenance du l'ensemble $E$
$\mu_F$	Fonctions d'appartenance du l'ensemble $F$
$\mu_E(x)$	La fonction d'appartenance de la variable linguistique $x$ dans l'ensemble $E$
$\mu_F(x)$	La fonction d'appartenance de la variable linguistique $x$ dans l'ensemble $F$
$K_p$	La valeur de gain classique proportionnel

$K_i$	La valeur de gain classiques intégral
$E$	L'erreur entre la grandeur de référence et la grandeur mesurée,
$E_{préc}$	La valeur de l'erreur précédente,
$R$	La dérivée de l'erreur,
$g_{réf}$	La grandeur de référence,
$g_{mes}$	La grandeur mesurée
$T_s$	Le temps d'échantillonnage
$K_{p0}$	La valeur initiale du gain proportionnel
$K_{i0}$	La valeur initiale du gain Intégral
$K_{p0}$	La valeur initiale du gain proportionnel,
$K_{i0}$	La valeur initiale du gain intégral,
$\Delta K_p$	La sortie du contrôleur PI flou du gain proportionnel,
$\Delta K_i$	La sortie du contrôleur PI flou du gain intégral,
$k_p$	Le facteur d'échelle de la sortie du gain proportionnel,
$k_i$	Le facteur d'échelle de la sortie du gain
$z_i$	la variable de sortie

## Liste des Tableaux

Tableau 3.1 Classification des réseaux AC selon le SCR.....	79
Tableau 4.1 Les règles floues pour $K_p$ .....	101
Tableau 4.2 Les règles floues pour $K_i$ .....	101
Tableau 5.1 Les paramètres du système de référence LCC-HVDC de CIGRE.....	120
Tableau 5.2 Les différents cas de simulation pour les deux types de court-circuit.....	120
Tableau 5.3 Comparaison des performances pour un court-circuit monophasé à la terre coté onduleur .....	121
Tableau 5.4 Comparaison des performances pour un court-circuit triphasé à la terre coté onduleur.....	124

# Liste des Figures

Fig. 1.1 Architecture d'un réseau électrique verticalement intégré.....	17
Fig. 1.2 Parc éolien .....	26
Fig. 1.3 L'éolienne sous-marine .....	27
Fig. 1.4 Source photovoltaïque .....	27
Fig. 2.1 Technologies des éoliennes .....	39
Fig. 2.2 Classification des génératrices électriques couramment utilisées dans les grandes éoliennes .....	40
Fig. 2.3 Théorie de Betz : schéma de principe.....	43
Fig. 2.4 Rapport des deux puissances en fonction du rapport des deux vitesses du vent en aval et en amont .....	44
Fig. 2.5 Courbe du coefficient de la puissance en fonction de ( $\lambda$ ) .....	45
Fig. 2.6 Caractéristiques de la puissance aérodynamique en fonction de ( $\Omega$ ) .....	45
Fig. 2.7 Caractéristiques du couple éolien en fonction de ( $\Omega$ ) .....	45
Fig. 3.1 Choix des technologies de transmission en fonction de la distance et de la puissance .....	53
Fig 3.2 Liaisons de connexion HVDC .....	54
Fig. 3.3 Schéma illustratif des réseaux de transport en haute tension. ....	55
Fig. 3.4 Liaison bipolaire LCC-HVDC .....	55
Fig. 3.5 Schéma représentant les éléments constitutifs de la liaison LCC-HVDC .....	56
Fig. 3.6 Système VSC-HVDC avec IGBTs .....	57
Fig 3.7 Pont de convertisseur à 6 impulsions (pont de Graëtz) .....	59
Fig 3.8: Forme d'onde des tensions et du courant sans empiètement .....	60
Fig 3.9 Effet de l'empiètement sur les formes d'ondes des tensions et des courants .....	62
Fig 3.10 Circuit équivalent durant le processus de commutation .....	62
Fig 3.11 Circuit équivalent du redresseur .....	65
Fig 3.12 Tensions et courants pour angle de retard $\alpha = 135^\circ$ .....	66
Fig 3.13 Circuit équivalent de l'onduleur .....	68
Fig 3.14 Schéma d'une liaison HVDC et circuit équivalent .....	70
Fig 3.15 schéma de la régulation de courant : Schéma bloc et schéma sous SIMULINK/MATLAB .....	73

Fig 3.16 : schéma de la régulation d'angle d'extenction : Schéma bloc et schéma sous SIMULINK/MATLAB .....	74
Fig 3.17 caractéristiques de réglage d'une liaison HVDC à deux stations de conversion (point à point) .....	75
Fig 3.18 Caractéristique combinée redresseur-onduleur .....	76
Fig 3.19 Caractéristique du VDCOL .....	77
Fig 3.20 Caractéristique $V_d-I_d$ avec introduction du VDCOL .....	77
Fig. 4.1 comparaison d'un ensemble classique et d'un ensemble flou .....	87
Fig. 4.2 Représentation des variables binaires .....	87
Fig. 4.3 Représentation des variables floues .....	88
Fig. 4.4 Formes usuelles des fonctions d'appartenance .....	89
Fig. 4.5. Fonction d'appartenance singleton .....	90
Fig. 4.6 Fonctions d'appartenance avec trois sous ensembles flous pour la variable linguistique d'une grandeur quelconque .....	90
Fig. 4.7 Intersection des sous ensembles flous « petite » et « moyenne » pour la variable linguistique .....	92
Fig. 4.8 Union des sous-ensembles flous « petite » et « moyenne » pour la variable linguistique .....	92
Fig.4.9 Complémentation du sous-ensemble flou «petite» .....	93
Fig. 4.10 Structure de base du régulateur à logique floue .....	95
Fig. 4.11 Schéma fonctionnel du contrôleur Fuzzy-PI .....	100
Fig. 4.12 Fonctions d'appartenance avec sept sous ensembles flous pour les entrées.....	100
Fig.4.13 Contrôleur PI flou auto-adaptatif en MATLAB/SIMULINK .....	101
Fig. 4.14 Intégration d'un contrôleur FSTPIC au niveau du système HVDC .....	102
Fig. 5.1 Liaison LCC-HVDC 1000MW (500 kV, 2 kA), 50/60 Hz .....	107
Fig. 5.2 Liaison LCC-HVDC 1000MW (500 kV, 2 kA), 50/60 Hz sous SIMULINK/MATLAB .....	108
Fig. 5.3 Réponses suites à un changement de référence pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=10) .....	109
Fig. 5.4 Court-circuit coté continu à l'entrée de la ligne pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=10) .....	111
Fig. 5.5 Court-circuit monophasé côté onduleur pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=10) .....	112
Fig. 5.6 Court-circuit triphasé coté onduleur pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=10) .....	113

Fig. 5.7 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur avec (PI conventionnel) pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=2.5) .....	115
Fig. 5.8 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur avec (FSTPIC) pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=2.5) .....	115
Fig. 5.9 Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur avec (PI conventionnel) pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=2.5) .....	116
Fig. 5.10 Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur avec (FSTPIC) pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=2.5) .....	117
Fig. 5.11 modèle de référence CIGRÉ HVDC avec STATCOM .....	119
Fig. 5.12 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur (PI conventionnel) .....	121
Fig. 5.13 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur (avec FSTPIC) .....	121
Fig. 5.14 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur (avec STATCOM) .....	122
Fig. 5.15 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur (avec FSTPIC et STATCOM).....	122
Fig. 5.16 Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur (PI conventionnel) .....	123
Fig. 5.17 Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur (avec FSTPIC ) .....	123
Fig. 5.18 Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur (avec STATCOM) .....	123
Fig. 5.19 Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur (avec FSTPIC and STATCOM) .....	124
Fig.5.20 Configuration d'un parc éolien basé sur PMSG avec système de liaison LCC-HVDC .....	125
Fig.5.21 Court-circuit triphasé à la terre côté onduleur (avec contrôleur PI conventionnel) .....	126
Fig.5.22 Court-circuit triphasé à la terre côté onduleur (avec contrôleur FSTPIC) .....	126



# **Introduction générale**

## **Introduction générale**

L'énergie électrique est traditionnellement exploitée d'une manière centralisée au niveau des grandes centrales, et ensuite acheminée vers les consommateurs à travers un réseau de lignes aériennes et de câbles. Les réseaux électriques sont décomposés en trois sous-systèmes : la production, le transport et la distribution. La conception de la structure de ces réseaux électriques est basée sur la qualité de fourniture d'énergie, la sécurité et l'aspect économique.

L'énergie électrique est centralisée et contrôlée par des centres de conduite hiérarchisés pour contrôler le réseau à tout moment. Ainsi, la production est ajustée instantanément en fonction de la consommation et la tension est également contrôlée sur une plage bien spécifiée.

La croissance du volume et la complexité des réseaux provoquent des problèmes d'exploitation, notamment pour la qualité d'énergie électrique, car les besoins en énergie sont en pleine croissance, et les infrastructures basées sur des réseaux de transport interconnectés et maillés s'approchent peu à peu de la limite de leurs capacités. Ainsi, le recours à de nouveaux moyens de production et le besoin de construire de nouvelles infrastructures pour acheminer cette énergie est indispensable.

En raison de l'ouverture du marché de l'électricité, du développement des technologies des énergies renouvelables et de l'émergence de la nouvelle technologie de l'information et de la télécommunication, la production de l'énergie décentralisée au près des consommateurs a connue un développement remarquable.

L'insertion de cette production est prévue, du moins pour le moment, principalement sur des réseaux HTA. De plus, elle est encouragée par l'évolution de la réglementation en faveur des énergies renouvelables. Elle s'appuie aujourd'hui sur des moyens de production tels que les éoliennes et les photovoltaïques.

La difficulté majeure associée aux sources de l'énergie décentralisées est qu'elles ne participent pas aux services système (réglage de la tension, la fréquence...). Notamment les sources à énergies renouvelables à cause de leur nature intermittente.

Afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables, le taux de pénétration de la production décentralisée doit être alors limité à 20 ou 30% de la puissance consommée d'après certains retours d'expérience.

L'intégration des unités de production décentralisée dans les réseaux peut cependant provoquer certains problèmes, citons par exemple :

- Productibilité aléatoire et difficilement prévisible (éolien, solaire) ;
- Absence de réglage fréquence-puissance ;
- absence de réglage de tension ;
- sensibilité aux creux de tension ;
- le dépassement des capacités de transits des ouvrages,
- La modification du fonctionnement des appareils de protection dans le réseau
- La modification du plan de tension
- l'acheminement de l'énergie de secours en cas de défaillance de la production locale.
- la tenue des matériels à un courant de court-circuit augmenté.
- le dysfonctionnement des protections contre les courts-circuits.

**Problématique :**

Les dernières années ont vu une augmentation significative du nombre de systèmes de production décentralisés dans le monde basés essentiellement sur les énergies renouvelables. Les principaux objectifs scientifiques assignés à ce sujet consistent à maîtriser et optimiser les procédés de conversion, de transformation et de stockage de ces énergies renouvelables et à développer un savoir-faire nécessaire, allant de l'étude jusqu'à la réalisation des installations sur site.

Cependant, les systèmes à base d'énergie renouvelable ne possèdent pas un caractère gérable du point de vue intégration avec le réseau alternatif existant, puisque leur puissance de sortie dépend de la disponibilité de la source primaire (vent, soleil) ce qui rend problématique leur participation à la gestion du réseau. Ces systèmes sont conçus et gérés de manière à injecter au réseau toute l'énergie disponible et extractible. Une installation massive de production de cette nature intermittente et aléatoire ne peut perdurer du fait de l'impact négatif voire inacceptable sur l'opération du système.

Pour dépasser ces limitations, il faut faire appel à des solutions à la fois matérielles et algorithmiques. C'est-à-dire qu'il faut concevoir une solution technique qui peut absorber autant que possible l'énergie malgré son caractère intermittent ou aléatoire et par ailleurs réfléchir à des lois de contrôles/commande et de supervision à même de faire dialoguer au mieux les éléments de cette combinaison, production décentralisée et réseau alternatif.

Ainsi l'objectif principal de cette thèse est de mettre en évidence l'amélioration de l'intégration des systèmes de génération décentralisés à base des énergies renouvelable dans le réseau à travers une liaison HVDC classique soutenue par un STATCOM connecté du côté onduleur. C'est ce qui est désigné dans cette thèse sous le vocable de liaison HVDC Hybride.

Le développement de ce nouveau concept d'intégration nécessite une étude détaillée des interactions qui peuvent se produire, et le comportement du système lorsqu'il y'a un défaut de court-circuit et la solution au niveau du contrôleur de la liaison HVDC à base de l'intelligence artificielle spécialement la logique floue auto-adaptative. Cette thèse a pour objectif aussi d'analyser ces interactions à travers des simulations pour des données d'un système réel, qui permet de confronter les solutions proposées à des conditions proches de la réalité du terrain.

Les travaux seront donc développés en cinq chapitres:

Le premier chapitre expose une présentation sur le réseau électrique et son rôle ensuite la production décentralisée de l'énergie électrique et les technologies de son insertion et finalement son impact sur les réseaux électriques.

Dans le deuxième chapitre, on a choisi un système de production décentralisée à base d'une énergie renouvelable à savoir les éoliennes, où on a défini les principales caractéristiques des systèmes éoliens, montré ses différents types, et mentionné les avantages et les inconvénients de l'énergie éolienne. Enfin, nous avons abordé la modélisation des éoliennes synchrones à aimant permanent à partir des concepts de base de fonctionnement et les équations principales pour décrire la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

Le troisième chapitre présente la modélisation et le contrôle du système de liaison HVDC. On s'intéressera au principe de fonctionnement de la liaison HVDC avec une analyse de base des convertisseurs et les phénomènes liés à la conversion de l'énergie. Le réglage et la commande du système HVDC et les différentes options de commandes disponibles, sont expliqués et discutés.

Le quatrième chapitre est consacré aux différentes étapes du développement d'un régulateur intelligent pour la liaison HVDC hybride. On a eu recours à une méthode de l'intelligence artificielle à savoir la logique floue qui présente une certaine flexibilité à ce genre de commande pour un système fonctionné en régime dynamique.

D'où on a procédé à une présentation des bases mathématiques de cette technique et la méthodologie de contrôle, ainsi que la description du contrôleur proposé pour le système HVDC avec la présence du STATCOM.

Le cinquième chapitre détaille le fonctionnement de ce régulateur sur plusieurs systèmes de l'HVDC. Une comparaison entre les scénarios de simulation est faite dans le but de valider la stratégie de régulation.

Finalement, on terminera cette thèse par une conclusion générale qui résume les résultats obtenus et expose quelques perspectives de recherche envisagées.

# **Chapitre 1:**

**Etat de l'art sur les réseaux électriques  
et la production décentralisée**

## 1.1 Introduction

Le réseau électrique est construit et structuré pour transférer l'énergie électrique produite par les centres de production vers les centres de consommation les plus éloignés.

Le système électrique utilise des milliers de kilomètres de lignes et de postes de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et de réglage, dimensionnés pour garantir la fiabilité de la fourniture de l'énergie électrique et la continuité de service du système.

Comme les productions décentralisées sont souvent de capacité petite et moyenne, elles sont beaucoup plus dynamiques et rapides pour mettre en service l'énergie au réseau électrique. Cependant le réseau peut être soumis à des perturbations qui peuvent avoir un impact grave sur tout le système électrique. Ces perturbations peuvent être accentuées par des productions décentralisées ajoutées sur le réseau de transport ou de distribution, surtout si le réseau électrique n'est pas conçu à être lié à ce type de systèmes de production.

## 1.2 Le réseau électrique et ses objectifs

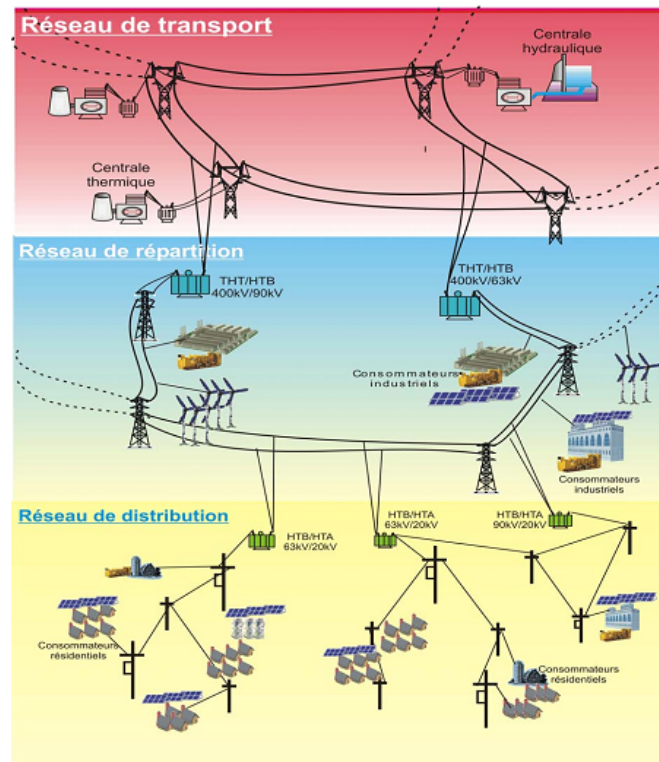
Le réseau électrique est exploité de manière à assurer trois principaux objectifs :

- La distribution de l'électricité doit être assurée malgré les fluctuations du réseau et l'opérateur du réseau doit être capable de faire face à ces risques et d'éviter les dommages potentiels et la perturbation.
- L'onde de tension fait l'objet d'engagement contractuel que l'opérateur se doit de tenir en respectant une règle d'égalité c'est-à-dire une impartialité entre clients en conservant une continuité de service maximale.
- L'exploitation doit être menée de manière optimale dans le but de réduire les pertes ainsi que les coûts de maintenance et d'investissement. D'autre part l'exploitation doit favoriser l'ouverture du marché de l'électricité [1].

### 1.2.1 Le système électrique verticalement intégré

Pour des raisons techniques et économiques le développement des réseaux électriques au niveau mondial s'est fait sous la forme d'un monopole de structure verticalement intégré, Cette structure verticale "transport – répartition – distribution" est schématisée sur la figure 1.1.

L'énergie électrique étant alors produite de manière presque exclusivement centralisée, et consommée de manière totalement décentralisée. Cela a nécessité la mise en place d'un réseau capable de transporter l'énergie produite vers plusieurs millions de consommateurs [2].



**Fig. 1.1 Architecture d'un réseau électrique verticalement intégré**

Le réseau électrique généralement hiérarchisé en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs.

### 1.2.1.1 Les réseaux de transport et de répartition

Le premier niveau est le réseau de transport de haute tension de niveau B (HTB). Sur ce réseau sont connectées les centrales de production classiques comme les centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques dont la puissance est de l'ordre de millier de mégawatts. L'architecture de ces réseaux est de forme maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles, cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale, puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une source, etc..



Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition, celui-ci fait le lien, entre les lignes de transport qui acheminent l'énergie des grandes centrales et le réseau de distribution, il assure le transport d'énergie électrique vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci.

### **1.2.1.2 Le réseau de distribution**

Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle connectée à ce réseau. Son structure est principalement radiale. Où le système de protections est très simple puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide des défauts, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources.

Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intègre dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée.

### **1.2.2. Les réglages de tension**

Pour garantir une bonne exploitation de l'énergie électrique on doit assurer un contrôle efficace de la tension et de la fréquence pour fournir la qualité d'énergie demandée par le consommateur.

Pour la tension il y a une plage de variation limitée qui doit être respectée en chaque point de livraison ainsi que les limites de fonctionnement au delà des quelles les systèmes de coupure doivent intervenir.

Selon leurs caractéristiques, les charges présentes sur le réseau électrique consomment de la puissance active et une autre quantité plus ou moins importante de la puissance réactive.

Cette puissance réactive est fournie par les groupes de productions ou par des dispositifs de compensations. En effet, pour ce niveau de tension, les lignes ont un caractère plus inductif que résistif, donc le transit de puissance réactive induit de forte chute de tension [2].

### **1.2.3 Description du réglage par les groupes de production**

Les capacités de réglage des installations de production sont utilisées principalement pour assurer le réglage dynamique fin et rapide de la tension, et pour compenser la puissance réactive appelée par le réseau et par les charges.

Il existe plusieurs types de réglage pour les installations de production :

➤ *Le réglage primaire de tension :*

Le réglage primaire de tension (RPT) est effectué au stator des alternateurs ou au point de livraison de chaque installation en imposant une tension de consigne fixe.

Lorsque la tension du point de livraison diminue par rapport à la tension de consigne, Le régulateur de tension primaire permet d'injecter une puissance réactive pour compenser la chute de tension. Inversement, une augmentation de la tension du point de livraison est compensée par l'absorption de l'énergie réactive.

Le régulateur primaire a une constante de temps de quelques secondes pour stopper rapidement les variations de tension du réseau.

➤ *Le réglage secondaire de la tension :*

Le réglage secondaire de la tension (RST) permet de contrôler le plan de tension à l'intérieur d'une zone géographique en modifiant la tension de consigne des principaux groupes de la zone raccordés en HT. Pour le RST, la tension de consigne de chaque installation est une valeur dynamique. Le réglage secondaire de la tension rétablit la tension de manière lente et automatique (quelques minutes).

➤ *Le réglage tertiaire de tension (RTT):*

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par différents réglages secondaires des tensions RST. Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux électriques, et gèrent l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance.

### **1.3 La production décentralisée d'énergie électrique**

La production d'énergie électrique a pour objectif de subvenir aux besoins de l'énergie électrique définie par la conversion d'une forme d'énergie primaire en énergie électrique. La production peut être classé en deux groupes, la production dite centralisée et celle dite décentralisée.

Les productions dites centralisées sont généralement des installations à grande échelle, raccordées au niveau du réseau de transport. De plus, elles disposent d'une commande centralisée leur permettant de participer à la sûreté du système électrique. Les technologies les plus largement utilisées sont les groupes thermiques à flamme, les groupes nucléaires et les

grands groupes hydrauliques. La localisation de ces moyens de production est en fonction de la disponibilité de l'énergie primaire ou de la nécessité d'une source froide pour les centrales à cycle thermodynamique.

La production décentralisée est définie, comme toute source d'énergie raccordée au réseau de transport, de répartition ou distribution et qui fait partie des énergies non conventionnelles comme l'éolienne, solaire et piles à combustible, ou conventionnelles de petite puissance comme les micro-turbines à gaz, cogénération, moyen de stockage de l'énergie.

L'intérêt croissant accordé à l'environnement par la limitation des gaz à effet de serre pousse à développer la production décentralisée basée sur les sources d'énergies renouvelables et la cogénération. Donc on est en train de mettre en disposition une énergie moins chère et moins polluante ce qui présente un grand objectif qui peut apporter de nombreuses solutions.

### **1.3.1 Le développement de la production décentralisée**

De nombreuses raisons, techniques et économiques, justifient le développement de ce type de production, parmi lesquelles nous relevons les suivantes :

- les coûts attractifs de certains petits équipements ;
- le coût modéré des combustibles fossiles ;
- le renforcement des préoccupations liées à l'environnement ;
- l'évolution de la réglementation en faveur de la cogénération et des énergies renouvelables ;
- la libéralisation du secteur électrique ;
- les contraintes liées au développement des réseaux
- la technologie disponible actuellement offre les garanties de fiabilité pour des unités de 100 kW à 150 MW ;
- les sites pour une production de puissance réduite sont plus faciles à trouver ;
- la production est réalisée à proximité de son utilisation, de manière à réduire les frais de transport ;

- le gaz naturel, vecteur énergétique souvent utilisé en production décentralisée, est supposé être facilement disponible dans la plupart des centres de consommation et conserve un prix stable ;
- les systèmes basés sur le gaz sont construits en beaucoup moins de temps et représentent des investissements nettement moins importants en comparaison avec les grosses centrales classiques utilisant un autre vecteur d'énergie primaire ;
- les rendements énergétiques élevés des systèmes de cogénération ou à cycle combiné (gaz et vapeur) permettent une réduction des frais de fonctionnement ;
- les politiques des états pour promouvoir des technologies propres afin de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, et promouvoir les énergies renouvelables par des subsides et des interventions dans les tarifs, qui conduisent à des conditions économiques intéressantes [3].

La caractéristique fondamentale de la production décentralisée est d'être pilotée par un autre facteur que la demande d'électricité. Il en résulte des incertitudes sur :

- la localisation géographique ;
- la dynamique du développement ;
- les niveaux et les moments d'activité de production ; avec des conséquences sur le développement des réseaux électriques.

L'impact, plus au moins important, de la production décentralisée est inévitable sur les réseaux et affecte essentiellement : la topologie ou la conception, le dimensionnement, la gestion et l'exploitation en temps réel.

La structure du réseau pourrait dans certains cas imposer une limite sur la puissance de production décentralisée injectée en un point donné.

### **1.3.2. Les avantages de la production décentralisée**

Strictement liés aux aspects d'économie, d'écologie et de dynamique de ces nouveaux producteurs, les avantages de l'insertion des productions décentralisées dans le système électrique sont principalement :

- *L'aspect environnemental:* L'aspect environnemental représente un avantage pour les productions décentralisées de petite et moyenne puissance en tenant compte surtout de

l'émission de gaz à effet de serre. Les énergies renouvelables sont moins polluantes que les sources conventionnelles à base de l'énergie fossile et nucléaire. Cependant, la production des énergies renouvelables de grande échelle comme les parcs éoliens de grande capacité pourra devenir source de pollution en termes de bruit et de modification des paysages due à l'espace important qu'ils occupent.

- *Le temps de construction des installations:* Pour les installations de production centralisée il faut compter de 7 à 10 ans, voire plus dans le cas de construction des grandes centrales hydroélectriques ou nucléaires. Par contre, un projet d'installation de production décentralisée peut être assez court (jusqu'à moins de 6 mois).

- *Le coût d'installation et d'entretien:* Pour les grandes productions centralisées, en dehors des coûts importants liés à la construction propre de l'installation, il faut compter aussi le surcoût lié à des infrastructures spécialement construites nécessaires pour les travaux (les routes, les lignes dédiées, etc.). Par contre, le coût d'un projet de production décentralisée peut être accessible à des petites entreprises, ce qui favorise la diversité dans la production électrique et active la compétition.

- *La réponse rapide à l'évolution des consommations locales:* Les productions décentralisées de type conventionnel peuvent être placées là où il y a un besoin d'énergie. Leurs applications dans la cogénération permettent de satisfaire à la fois la demande en électricité et la réduction des pertes.

- *L'aspect opérationnel:* Comme les productions décentralisées sont souvent de capacité petite et moyenne, elles sont beaucoup plus dynamiques et rapides pour mettre en service l'énergie au réseau.

- *Le prix des énergies primaires :* Pour le côté économique surtout le prix, les productions décentralisées à base d'énergies nouvelles et renouvelables prennent l'avantage devant les productions à base d'énergie fossile [4].

### **1.3.3 Caractéristiques de production décentralisée**

Les systèmes de production décentralisée se caractérisent essentiellement par le type de générateur ou d'interface utilisée. On distingue ainsi les catégories suivantes et leurs domaines d'applications actuels.

### 1.3.3.1 Systèmes à alternateurs classiques (machine synchrone)

Ces systèmes sont dits classiques en raison de l'utilisation de générateurs synchrones comme dans les centrales thermiques à combustible fossile ou nucléaire, et dans les centrales hydrauliques.

- Biomasse
- Energie géothermique
- Diesel
- Solaire à bac parabolique et tour
- Turbine à gaz à cycle simple
- Turbine à gaz à cycle combiné
- Vent

### 1.3.3.2 Systèmes à générateurs asynchrones

- Solaire réflecteur-moteur
- Vent
- Houle

### 1.3.3.3 Systèmes à interface avec convertisseur électronique

- Vent (avec générateur synchrone ou asynchrone)
- Photovoltaïque
- Stockage par batterie
- Stockage par bobine supraconductrice et piles à combustible [1].

## 1.3.4. Différents types de production décentralisée

Il existe plusieurs technologies de productions d'énergies électriques raccordées au réseau de distribution. Celles-ci diffèrent cependant de par leur puissance ou encore de par le type de source primaire qu'elles utilisent comme le gaz naturel, l'hydrogène, le diesel ou encore des énergies dites renouvelables comme le soleil ou le vent.

Ces technologies de productions se différencient également par leur méthode de raccordement au réseau. D'une part, il y a les productions décentralisées d'énergies PDE, utilisant un alternateur synchrone ou asynchrone directement connecté au réseau, d'autre part celles utilisant un interfaçage d'électronique de puissance, comme dans le cas des piles à combustibles ou des panneaux solaires. On distingue ainsi les types suivants :

#### 1.3.4.1 La cogénération

La cogénération électricité-chaleur est une technique permettant de récupérer la chaleur produite par toute microcentrale électrique proche des bâtiments et fonctionnant à haute température, qu'il s'agisse de centrales thermiques classiques ou de certains types de piles à combustible. Le rendement énergétique global d'une telle installation peut atteindre 80 à 90% et l'utilisation locale de la chaleur produite permet d'éviter une consommation supplémentaire d'énergie pour le chauffage des bâtiments.

La cogénération est donc une solution technique très intéressante, notamment lorsqu'elle se trouve proche des points de consommation électrique et thermique [5-6].

#### 1.3.4.2 Les énergies non renouvelables

Les énergies à base de combustibles fossiles (gaz, charbon, pétrole); les technologies utilisant ces énergies primaires sont nombreuses et bien éprouvées, ce qui leur confère un grand intérêt économique. Les principales technologies sont:

- *Le thermique à flamme*: basé sur des turbines ou micro turbines à vapeur.
- *Les moteurs à combustibles fossiles*: Les turbines à gaz et les groupes diesel sont des moyens de productions utilisant une génératrice synchrone pour transformer l'énergie mécanique développée en énergie électrique. Ce type de production est le plus souvent envisagé pour des cogénérations de quelques mégawatts.
- *Hydrogène*: Les piles à combustible produisent directement de l'électricité à partir de l'hydrogène et de l'oxygène par la réaction inverse de l'électrolyse de l'eau. C'est une énergie sur laquelle beaucoup d'espoirs sont fondés, bien que l'hydrogène ne se trouve pas sous forme directement exploitable dans la nature ; il faut en effet de l'énergie pour le produire.

Les puissances disponibles de ce type de source varient en fonction de la technologie d'électrolyte considéré, de quelques kilowatts à quelques mégawatts [7].

#### 1.3.4.3 Sources d'énergie renouvelable

Les énergies renouvelables sont des sources d'énergies dont le renouvellement naturel est assez rapide pour qu'elles puissent être considérées comme inépuisables. Elles proviennent de phénomènes naturels cycliques ou constants, elles dépendent d'une part de la vitesse à laquelle la source est consommée, et d'autre part de la vitesse à laquelle elle se régénère.

Globalement, la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité reste encore faible. Selon le dernier " Inventaire sur la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde ", 20 % du courant produit sur la planète est d'origine renouvelable. L'essentiel étant toujours issu des combustibles fossiles, tels que le pétrole ou le charbon (62,7 %) et par l'énergie nucléaire (17,1 %) [8].

### **A. Source hydraulique**

L'hydroélectricité, c'est-à-dire la production d'électricité à partir de la force de l'eau, est la plus ancienne, la plus simple et la moins coûteuse. Cette énergie produite à partir de barrages situés sur des rivières, fleuves ou lac artificiels. Le principe est basé sur l'exploitation de la force de l'eau par l'entraînement d'un générateur de façon le plus souvent synchrone.

L'hydro électricité est, de loin, la première source d'électricité renouvelable : 3782,0 TWh sur 5016,4 TWh, soit 75% en 2013 de la production renouvelable mondiale.

Ce principe de fonctionnement est identique à la centrale hydraulique centralisée traditionnelle. La différence consiste à leur petite taille. Elles sont installées proches des consommateurs pour exploiter les petits fils d'eau locaux.

Les sites de petites puissances (inferieures a 10 kW) sont des solutions très prisées pour des petits réseaux isolés. Une forte stabilité de la source ainsi que les dimensions réduites de ces sites de production sont des grands avantages.

Le principal avantage énergétique et environnemental de cette énergie est qu'elle n'est pas intermittente, contrairement a l'énergie solaire ou éolienne. Il est important de noter qu'il est plus facile de prévoir à l'avance les débits des cours d'eau [9-11].

### **B. Source éolienne**

Une éolienne est une machine permettant de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. La ressource éolienne vient du déplacement des masses d'air. Le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres créent une différence de pression et ainsi le déplacement des masses d'air. L'éolienne utilise la force du vent pour produire de l'électricité. Pour se faire, l'énergie du vent est captée par les pales qui transforment l'énergie cinétique en couple mécanique que la génératrice convertie ensuite en électricité. Ce type de production est intermittent et ne permet pas de fournir une puissance constante et garantie, mais dépendante des ressources captables [2].



La puissance d'une éolienne est de l'ordre du mégawatt, pour exploiter cette énergie on regroupe les puissances fournies par plusieurs éoliennes voisines. On parle alors d'une ferme éolienne (Fig.1.2).

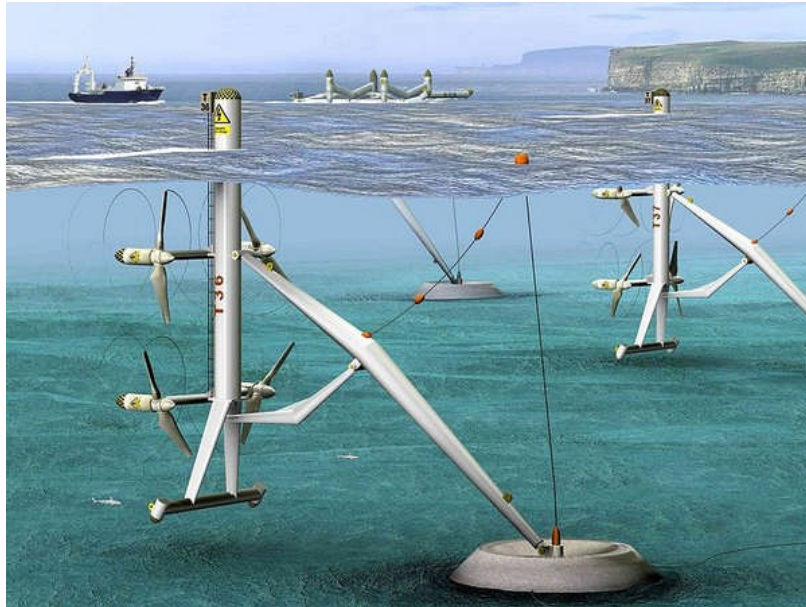


**Fig. 1.2 Parc éolien**

### **C. Source marine**

L'énergie des vagues est une forme particulière de l'énergie solaire car le soleil chauffe inégalement les différentes couches atmosphériques ce qui entraîne des vents eux-mêmes responsables par frottement des mouvements qui animent la surface de la mer (courants, houle, vagues). Les vagues créées par le vent à la surface des mers et des océans transportent de l'énergie. Lorsqu'elles arrivent sur un obstacle elles cèdent une partie de cette énergie qui peut être transformée en courant électrique.

Les barrages où des hydroliennes sont installées dans les endroits fortement touchés par ce phénomène peuvent être une source d'énergie substantielle. Enfin, une autre technologie, utilisant les courants sous-marins (Fig.1.3), à partir de turbines immergées, est en phase d'expérimentation. L'énergie en provenance du mouvement des eaux de la mer est une énergie très difficilement récupérable bien qu'elle représente un potentiel immense. Les investissements sont très lourds dans un environnement hostile et imprévisible. Cette énergie est à exploiter dans l'avenir et ne représente qu'une toute petite quantité de l'énergie produite à ce jour par rapport aux autres ressources exploitées [11-12].



**Fig. 1.3 L'éolienne sous-marine**

#### **D. Source photovoltaïque**

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil (Fig.1.4). Les panneaux photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques ont la capacité de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique qui peut être exploitée directement après un étage d'adaptation.

En raison des caractéristiques électriques fortement non linéaires des cellules et de leurs associations, le rendement des systèmes photovoltaïque peut être augmenté par des solutions utilisant les techniques de poursuite du point de puissance maximale.



**Fig. 1.4 Source photovoltaïque**

Par ailleurs, la réduction des prix d'installation et l'amélioration du rendement, ont permis le développement de ce type d'installation soit en complément à l'énergie reçue du réseau (pour réduire les dépenses énergétiques), soit pour alimenter des sites isolés dont la consommation énergétique reste raisonnable [11].

### **1.3.5 Utilisation de l'énergie renouvelable**

Il faut distinguer deux configurations de l'utilisation de l'énergie renouvelable, d'une part, les systèmes autonomes qui représentent une forme de production d'énergie locale sur le lieu d'utilisation de l'énergie. Ils sont adaptés aux endroits dont la connexion au réseau n'est pas rentable, ou même impossible. D'autre part, il y a les systèmes raccordés aux réseaux électriques. Ces systèmes utilisés pour générer de l'énergie électrique qui est transférée par un réseau électrique sur une distance plus ou moins grande vers les utilisateurs.

#### **1.3.5.1 Systèmes autonomes**

Les applications autonomes sont des applications professionnelles comme les relais de télécommunication, signalisation routière, bornes de secours autoroutières, horodateurs de stationnement, et applications pour des sites isolés comme habitat loin du réseau, refuges...

Pour les systèmes isolés, l'objectif est d'obtenir un équilibre de la production énergétique en réglant la tension et la fréquence. Pour obtenir une tension à une amplitude et une fréquence stable, diverses méthodes sont utilisées, comme les condensateurs synchrones, des groupes de batteries contrôlables, mécanismes de stockage, des convertisseurs de puissance et des systèmes de commande [13].

#### **1.3.5.2 Systèmes raccordés au réseau**

L'un des principaux rôles des réseaux électriques ainsi que le transfert d'électricité est de réaliser une solidarité régionale en réponse aux exigences de la consommation irrégulière en présence de variations dans la production de l'énergie électrique entre les régions.

En raison de contraintes techniques et d'un arrangement des priorités économiques des différentes sources d'énergie, il est nécessaire de s'appuyer sur les sources d'énergies renouvelables et de les intégrer dans les réseaux électriques, notamment en présence d'une possibilité facile.

Quand il y a un surplus de production d'énergie renouvelable par rapport à la quantité de consommation pour les zones isolées et un stockage limité, il faut penser à diriger la consommation de l'énergie.

Même en prenant en compte les plus grandes turbines éoliennes actuelles, dont la puissance nominale est de quelques mégawatts, la puissance délivrée par une seule turbine reste une quantité petite par rapport à celle d'une centrale conventionnelle. Par ailleurs, dans la majorité des pays, les zones proposant des vitesses de vent techniquement utilisables sont restreintes à quelques régions seulement. Ceci nécessite l'assemblage dans ces lieux d'autant d'éoliennes que possible, indépendamment de la demande énergétique locale. De cette façon, apparaissent les parcs ou fermes éoliennes, qui consistent en une concentration de nombreuses éoliennes en groupes organisés dans l'espace et interconnectés. Ce groupement offre de nombreux avantages techniques. De plus, d'un point de vue économique, il est plus intéressant en termes de coût d'installation et de raccordement au réseau.

Pour l'énergie photovoltaïque, son utilisation est très répandue dans les bâtiments. La plupart des bâtiments sont raccordés au réseau électrique, l'électricité est disponible en permanence à un niveau de puissance choisi par le consommateur. L'installation d'un système d'énergie renouvelable peut améliorer le bilan énergétique du propriétaire. Le bilan sert souvent à réduire la consommation afin de faire des économies d'énergie du bâtiment. Celui-ci devient actif et produit de l'énergie [11].

#### **1.4 Insertion de production décentralisée dans le réseau électrique**

La tendance vers la dérégulation devient de plus en plus répandue dans le monde, notamment dans les pays développés. D'ailleurs, la préoccupation accordée à l'aspect environnemental et au développement durable a encouragé les producteurs à développer la production décentralisée d'électricité sur la base des énergies nouvelles et renouvelables et des solutions à haut rendement énergétique.

Ces évolutions sont les deux facteurs essentiels qui favorisent l'introduction des nombreux producteurs de taille petite ou moyenne aux réseaux électriques aux niveaux de basse tension au cours de ces dernières années.

Ce nouveau phénomène peut être positif et négatif à la fois. D'une part, l'insertion des productions décentralisées est présentée comme un facteur de renforcement des moyens de

production du système. D'autre part, elles apportent également des impacts négatifs à l'échelle du système en le fragilisant notamment dans les situations critiques.

#### **1.4.1 Les technologies de l'insertion des productions décentralisées**

Traditionnellement, le renforcement du système de production électrique se fait par l'insertion de nouvelles unités de production centralisée au réseau de transport. Au cours de ces dernières années, la tendance de libéralisation du marché de l'électricité a favorisé l'apparition de la production décentralisée où génération d'énergie dispersée (**GED**).

Les technologies pour les productions décentralisées sont actuellement réparties dans deux groupes : sources conventionnelles et sources nouvelles et renouvelables.

##### **1.4.1.1 Les sources conventionnelles**

- Les turbines à combustion (puissance disponible sur le marché de 25 kW à 200 MW), les micro - turbines à combustion (de 30 à 250 kW), les moteurs à gaz (de 5 kW à 5MW), les moteurs diesel (de 100 kW à 25 MW), les moteurs Stirling (de 5 à 50 kW). La première utilisation de ces sources est comme unités de secours.
- Les sources utilisant l'énergie primaire d'origine fossile qui fournissent l'énergie électrique et perdent toute la chaleur produite. Le principe ici est de récupérer cette énergie thermique pour la fournir à des charges thermiques (chauffages, séchage, eau chaude) afin d'améliorer le rendement énergétique (qui peut atteindre 80 à 90%), cette exploitation qu'on appelle la cogénération, qui est une solution technique très intéressante, notamment lorsqu'elle se trouve proche des points de consommation électrique et thermique.
- les piles à combustibles (de 1 kW à 1 MW selon le type de pile à combustible). Leurs technologies sont encore dans l'étape de recherche et de développement.

##### **1.4.1.2 Les sources nouvelles et renouvelables**

- *Les turbines éoliennes* : Deux technologies utilisées principalement sont les générateurs synchrones et asynchrones. En fonction de la technologie choisie, leur raccordement au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. En tenant compte de l'intermittence de ce type d'énergie, les turbines éoliennes sont normalement associées avec un système de stockage d'énergie et/ou avec un moteur diesel. La puissance d'un parc éolien varie actuellement entre quelques

MW à 200 MW environ. On espère qu'avec l'arrivée à la maturité des technologies, des parcs éoliens de capacité plus grande pourront apparaître dans le futur [4].

- *Les petites centrales hydroélectriques* : L'utilisation de l'énergie hydraulique pour la production électrique et son application au niveau de la production centralisée est bien connue depuis longtemps. Il s'agit, ici, des centrales à petite échelle proches des clients comme les sources locales. Le niveau de puissance va de quelques kW à quelques MW.
- *La biomasse et déchet*: Certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, pailles, déchet organiques, ...ct) ou des déchets industriels et domestiques.
- *Les panneaux photovoltaïques* : Les panneaux photovoltaïques peuvent fournir une puissance de sortie de 1 à 2 kW par panneau. Ils sont raccordés au réseau via une interface à base d'électronique de puissance. Ces unités de génération, dont l'énergie vient de la radiation solaire, sont également caractérisées par l'intermittence de cette source primaire. Il faut, ainsi, les associer avec un système de stockage.
- *la géothermie* : Les centrales géothermiques utilisent la chaleur des nappes d'eau souterraines qui peuvent atteindre 350 C° dans les zones les plus favorables, Cette eau chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs, la vapeur produite est turbinée dans une installation thermique classique [14].
- *Hydrolienne* : Les centrales hydroliennes utilisent l'énergie cinétique de la houle dont l'énergie provient du vent, de façon similaire aux éoliennes avec le vent. De nombreuses solutions techniques ont été imaginées, mais l'hostilité du milieu sous-marin compromet sérieusement leur développement à l'heure actuelle.

### **1.5 L'impacts de l'insertion de production décentralisée sur le réseau électrique**

Le raccordement de production décentralisée aux réseaux de tension inférieure (par rapport au réseau de transport) apporte des intérêts économiques et énergétiques, mais il sera pénalisé sur le plan de l'exploitation du système.

Les productions décentralisées sont pour la plupart raccordées au réseau de distribution qui sera le premier à être impacté par ce phénomène. Puis, comme on s'attend à voir prochainement une pénétration de production décentralisée à taux croissant, les impacts de ces nouveaux producteurs ne se restreindront plus au niveau des réseaux de distribution où ils sont raccordés, mais affecteront tout le système, jusqu'au réseau de transport [1].

### **1.5.1 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de transport**

L'intérêt de l'étude des impacts de l'insertion massive de production décentralisée sur le réseau de transport est apparu récemment lorsque certaines technologies utilisées sont arrivées à une certaine maturité (le cas de l'éolien). Cependant, ce type d'étude devenait un véritable besoin notamment après des incidents majeurs où la stratégie d'exploitation inadéquate des productions décentralisées a contribué à des causes décisives de l'écroulement total du réseau.

#### **1.5.1.1 Incertitude sur la phase de planification**

Parmi les productions décentralisées à base d'énergies nouvelles et renouvelables intégrées au réseau, les éoliennes et les petites centrales hydroélectriques sont exploitées à grande échelle, surtout dans les zones où les conditions climatiques sont appropriées. L'exploitation de ces sources est contrariée par certaines contraintes dues essentiellement à leur nature. Comme par exemple dans certaines périodes de l'année les éoliennes sont puissantes en production, mais synchronisée avec une faible consommation et dans d'autres périodes c'est le contraire qui se présente.

D'un autre côté ces sources sont proprement basées sur la prévision météorologique qui porte en elle l'aspect aléatoire et incertain. Les erreurs de prévisions peuvent atteindre des valeurs de plus de 50% en sous-production ou en surproduction lorsque les lignes d'interconnexion sont aux limites de leur capacité. En plus, les changements de signes rapides en cours de journée sont très fréquents.

La prévision est globalement bonne en ce qui concerne l'amplitude mais présente une incertitude sur le moment où ce niveau de production sera atteint. Des capacités de production de réserves contrôlables sont alors nécessaires pour pallier ces incertitudes, en particulier pour satisfaire la demande en période de pointe.

#### **1.5.1.2 Nécessité de renforcement du réseau**

La modification des transits de puissance due à l'introduction des productions décentralisées peut provoquer des problèmes de congestions locales. Car la capacité des lignes et des postes est limitée, ce qui peut constituer dans le cas de l'éolien un problème aigu, puisque les lieux de production (sites ventés) sont souvent éloignés des lieux de consommation.

Afin d'éviter la congestion des lignes de transport et d'assurer la sécurité du réseau, des nouveaux renforcements de l'infrastructure du réseau sont alors nécessaires. Il faut cependant noter que la durée de renforcement d'un poste peut atteindre cinq ans et la durée de construction d'une nouvelle ligne peut atteindre 10 ans ce qui peut faire donc l'objet d'oppositions importantes de la part des populations [15].

### **1.5.1.3 Incertitude sur la marge de réserve d'opération**

Les productions décentralisées de type intermittent provoquent également une incertitude en termes de quantité d'énergie générée et d'estimation du volume de réserve de la puissance active et réactive pour faire face aux aléas.

### **1.5.1.4 Sensibilité liée à la gestion de la puissance réactive**

Plusieurs systèmes à base des productions décentralisées utilisent plutôt des générateurs de type à induction que des générateurs synchrones. Ces groupes consomment la puissance réactive et contribuent à la chute de tension pendant la période de pointe.

D'ailleurs, pour des raisons de sécurité du groupe, la stratégie d'exploitation actuelle implique que ce type de productions décentralisées, étant très sensible à des perturbations du réseau même légères (court-circuit lointain, creux de tension...), devrait être déconnecté du réseau en cas d'incident. Ceci provoque éventuellement, suite à une petite perturbation, le déclenchement de la production décentralisée entraînant une perte de puissance active, notamment dans les périodes de haute consommation.

Ce phénomène pourrait dans certains cas déstabiliser le réseau jusqu'à l'écroulement de la tension du réseau et contribuer ainsi à l'initiation d'un black-out.

### **1.5.1.5 Sensibilité liée au déclenchement intempestif des productions décentralisées**

Le non contrôlabilité des productions décentralisées amène l'opérateur du réseau à les considérer comme des « charges négatives », ils doivent être donc déconnectés lors d'incidents arrivant sur le réseau, malgré que leur taux de pénétration est significatif dans certains systèmes,

Les normes actuelles sur les conditions de raccordement des productions décentralisées au réseau imposent des conditions basées sur des seuils assez stricts sur les variations de fréquence et de tension admissibles. Ces conditions sont nécessaires pour protéger contre le



fonctionnement en îlotage non intentionnel des productions décentralisées pour des raisons de sécurité du public [4 ,16].

### **1.5.2 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution**

Plusieurs études ont été faites afin d'identifier et d'évaluer les impacts de la production décentralisée sur le réseau, pour proposer ainsi des solutions adaptées. L'opérateur du réseau se préoccupe de ce type d'étude lors de la phase de planification ou de l'approbation d'un projet de raccordement des productions décentralisées. Les principaux impacts à rappeler sont les suivants :

#### **1.5.2.1 Impacts sur le sens du transit de puissance**

Les équipements, notamment les protections doivent alors être bidirectionnelles. Car, L'insertion des productions décentralisées dans les niveaux de tension autres que le réseau de transport peut créer une injection de puissance dans le sens contraire, c'est-à-dire de la distribution vers le transport. Tandis que, Les réseaux sont dimensionnés pour recevoir les flux d'énergie du réseau de transport vers la distribution. Ainsi, lorsque le taux de pénétration de la production décentralisée augmente, la modification du sens de transit de puissance pourra éventuellement provoquer des congestions locales.

#### **1.5.2.2 Impacts sur le profil de tension**

La connexion de sources de productions décentralisées à proximité des charges modifiera donc naturellement le profil de la tension sur le réseau.

#### **1.5.2.3 Impacts sur la stabilité du système**

L'insertion de générateurs synchrones dans le réseau va changer le temps critique d'élimination de défaut. Ceci influencera directement la limite de la stabilité dynamique du système en considération.

#### **1.5.2.4 Impacts sur le plan de protection**

La connexion de nouveaux générateurs au réseau modifiera également les courants de courts-circuits et donc le réglage des seuils des protections.

### **1.5.2.5 Impacts sur l'observabilité et de contrôlabilité du système**

A cause l'intermittence des sources primaires, il sera difficile d'estimer la puissance de sortie des productions décentralisées, notamment celles à type d'énergie nouvelle et renouvelable, et donc la puissance fournie du système, par conséquent.

### **1.5.2.6 Impacts sur la continuité de service**

Pour la même raison concernant la caractéristique d'intermittence, l'indisponibilité des productions décentralisées lorsque le système les sollicite, peut occasionner la rupture d'électricité par manque de puissance.

### **1.5.2.7 Impacts sur la qualité de service**

Les productions décentralisées de type asynchrone consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. Lors de leur connexion au réseau, elles appellent un courant fort, ce qui contribue au creux de tension (en profondeur). D'ailleurs, la présence d'interfaces à base d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie.

## **1.6 Conclusion**

Ce chapitre expose une vision sur le réseau électrique et ses objectifs, son architecture, les schémas d'exploitation et un aperçu sur les différents réglages de tension. L'injection de la production décentralisée dans les réseaux électrique, surtout après l'ouverture du marché électrique devant les investisseurs, provoque des interactions indésirables liées au fait que le réseau de distribution n'a pas été initialement conçu pour accueillir des unités de production d'électricité.

Ces interactions conduisent au dysfonctionnement de certains équipements du réseau (protections, régulateurs en charge, etc.) conduisant ainsi à une problématique de réglage de la tension aux points de connexion.

Le défi est de trouver une philosophie d'exploitation maximale de l'énergie renouvelable disponible, et essayer d'éviter les perturbations de fonctionnement. Ainsi, il est nécessaire de penser à des solutions comme les contrôles intelligents pour que les productions décentralisées participent activement à la bonne conduite du réseau et plus précisément au contrôle de la tension. Mais avant de chercher une solution à ce défi il faut tout d'abord

connaitre et comprendre la nature et le fonctionnement de la source de production décentralisée qui est dans notre cas les éoliennes et qui sera l'objet du chapitre suivant.

# **Chapitre 2 :**

**Les systèmes de conversion d'énergie  
éolienne**

## 2.1 Introduction

L'objectif principal des systèmes éoliens est la transformation d'énergie cinétique du vent en énergie de rotation du rotor. Ce couplage mécanique peut être soit direct ou réalisé par l'intermédiaire d'un multiplicateur. Le rotor qui est connecté à l'arbre principal transmet l'énergie à une génératrice produisant de l'électricité par deux types de technologies, qui sont les générateurs synchrones et asynchrones.

En fonction de la technologie choisie, le raccordement des générateurs éoliens au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. Ils peuvent être aussi connectés au réseau individuellement ou ils peuvent être groupés pour former des parcs éoliens. Il existe également deux possibilités d'installation des parcs éoliens: éolien en mer et éolien sur terre sachant que les installations en mer comportent une capacité très importante.

Même si les installations éoliennes à vitesse variable ont augmenté considérablement ces dernières années, la présence de systèmes de génération à vitesse fixe est encore très importante. Ces générateurs à vitesse fixe n'ont pas la capacité de contrôler leur échange de puissance réactive avec le réseau car ils ont toujours besoin d'en absorber une quantité déterminée. Ainsi ils ne peuvent pas assurer le contrôle de la puissance réactive en régime normal ni la tenue face aux creux de tension en régime de défaut. Par conséquent, les parcs éoliens à vitesse fixe nécessitent des dispositifs additionnels pour offrir les fonctionnalités demandées par les nouvelles contraintes d'interconnexion.

Dans le cadre de cette thèse, un système de soutien (un compensateur d'électronique de puissance) est incorporé à un parc éolien à vitesse fixe au niveau de la liaison à courant continu haute tension HVDC qui transmet sa puissance au réseau électrique. L'intégration du parc éolien et le visionnement de l'impact de ce dispositif sur cette source d'énergie sera abordé dans le dernier chapitre.

Ce chapitre comprend l'état de l'art sur la production de l'énergie électrique à partir de l'énergie du vent et la croissance de l'exploitation de cette énergie en présentant les différents types des éoliennes.

Ensuite, on va présenter les notions élémentaires de fonctionnement d'un système éolien et les équations principales pour décrire la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Ces rappels sont suivis par un bref résumé sur la conversion

électromagnétique à travers les différents types des génératrices utilisées et les convertisseurs qui leurs sont associés.

Après cela, on va modéliser les éléments constituant le système éolien étudié, en commençant par le modèle de la turbine ensuite la modélisation de l'arbre de la machine et finalement le modèle de la machine synchrone.

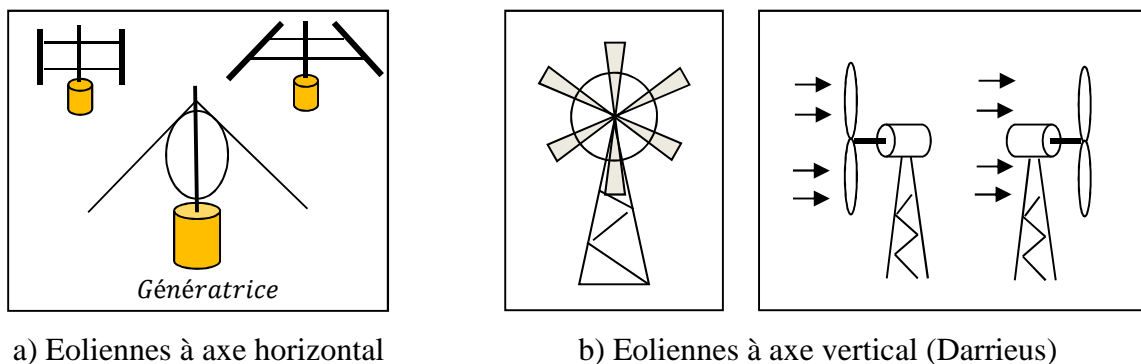
## 2.2 Différents types d'éoliennes

L'extraction de l'énergie électrique à partir du vent exige les éléments de base suivants :

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

Comme l'hélice est l'élément principal qui reçoit le vent et le transforme en énergie mécanique, elle subit plusieurs améliorations. Selon la position géométrique et le type d'arbre, les éoliennes se différencient en (voir Fig. 2.1) [16] :

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

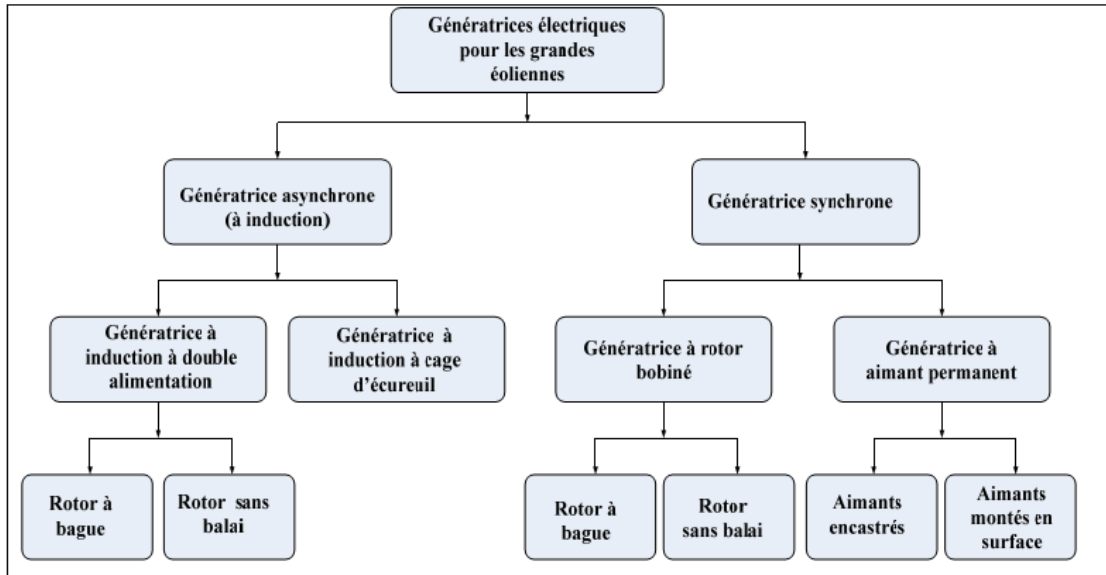


**Fig. 2.1 Technologies des éoliennes**

## 2.3 Choix des génératrices

L'évolution de la technologie de conversion de l'énergie du vent a conduit au développement de différents types de configurations d'éoliennes qui font usage d'une variété

de générateurs électriques. La Figure (2.2) présente une classification des générateurs électriques les plus courants dans les grands systèmes de conversion de l'énergie éolienne.



**Fig. 2.2 Classification des génératrices électriques couramment utilisées dans les grandes éoliennes**

Selon leur principe de construction et d'exploitation, les éoliennes sont divisées en deux principaux groupes : les génératrices asynchrones ou à induction et les génératrices synchrones. Les deux types génératrices, à induction et synchrones, sont à rotors bobinés et sont alimentés par des bagues collectrices à balais ou par un exciteur électromagnétique sans balai. La génératrice synchrone est très bien adaptée pour l'entraînement direct des éoliennes. Les génératrices synchrones à rotor bobinés et à aimants permanents sont utilisées dans les systèmes d'énergies éoliennes pour une puissance nominale maximale allant jusqu'à 7,5 MW. Les génératrices à aimants permanents ont un rendement de puissance plus élevé par rapport aux générateurs à rotors bobinés. Les tendances récentes indiquent une évolution vers des turbines à entraînement direct avec génératrice synchrone à aimant permanent, bien que la plupart des turbines à générateur synchrone soient directement entraînées, certains fabricants ont développé des turbines à générateur synchrone avec boîte de vitesses [17].

La génératrice synchrone à rotor bobiné est utilisée également dans les fermes avec un nombre élevé de pôles fonctionnant à des vitesses faibles. Les génératrices à induction à cage d'écureuil sont également largement utilisées dans les systèmes d'énergie éolienne où les circuits de rotor (barres de rotor) sont court-circuités à l'intérieur et donc ne sont pas

disponibles pour des connexions avec des circuits externes. Dans les génératrices synchrones à aimants permanents, le flux magnétique du rotor est engendré par des aimants permanents.

## **2.4 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne**

L'énergie éolienne a des avantages propres permettant sa croissance et son évolution entre les autres sources d'énergie, ce qui va lui donner un rôle important dans l'avenir à condition d'éviter l'impact créé par ses inconvénients cités ci-après.

### **2.4.1 Avantages**

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable écologique, fiable, économique, inépuisable et propre, contrairement aux autres énergies fossiles.
- Elle ne nécessite aucun carburant ;
- L'énergie éolienne n'est pas une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets radioactifs.
- L'énergie éolienne évite l'émission des gazes qui sont les principaux responsables des pluies acides.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu, on peut facilement l'arrêter;
- L'installation des turbines éoliennes est relativement simple par rapport à celle des centrales aux énergies traditionnelles.
- C'est une source d'énergie locale, permettant de minimiser les pertes en lignes transporteuses vers les lieux généralement très proches ;
- La durée de vie des éoliennes modernes est comparable aux autres centrales de production conventionnelles.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- C'est une source d'énergie universelle puisqu'elle ne concerne pas seulement quelques pays comme dans le cas d'énergie pétrolière.
- L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite ;
- C'est une énergie moins coûteuse par rapport aux autres énergies renouvelables.
- Cette énergie est intéressante pour les pays en voie de développement puisqu'elle se développe et s'intègre facilement dans un système électrique existant.
- Les parcs éoliens peuvent être installés sur des terres agricoles et ils se démontent très facilement et ne laissent pas de trace ;



- La période de haute productivité se situe en hiver, ce qui correspond à la période de l'année où la demande en électricité est plus forte [16][18].

### 2.4.2 Inconvénients

L'énergie éolienne possède aussi des désavantages qu'il faut citer :

- Le bruit aérodynamique lié à la vitesse de rotation du rotor ;
- Les éoliennes génèrent des bruits mécaniques (multiplicateurs) et aérodynamiques (vitesse de rotation du rotor) qui peuvent atteindre jusqu'à 55dB.
- L'impact sur les parcours migratoires des oiseaux et l'impact visuel ;
- La qualité d'énergie électrique produite n'est pas toujours bonne à cause de la vitesse du vent qui n'est pas toujours constante.
- Les éoliennes présentent des risques d'accidents lors des fortes vitesses du vent qui peuvent rompre les structures du système.
- La qualité stochastique de la puissance électrique à cause du vent aléatoire qui provoque l'instabilité de la production ;
- Les parcs éoliens constituent un obstacle à la propagation et à la réception des ondes hertziennes.
- La perturbation de la réception des ondes hertziennes, ce qui provoque la distorsion des images télévisées;
- Les éoliennes créent des paysages indésirables.
- C'est une source coûteuse à rendement faible dans les sites moins ventés.
- L'énergie éolienne reste liée à la météo et à l'environnement.
- Le coût de l'énergie éolienne reste plus élevé par rapport aux autres sources d'énergie classique surtout sur les sites moins ventés.
- Les éoliennes nuisent à la migration des oiseaux.

### 2.5 Modèle de la turbine

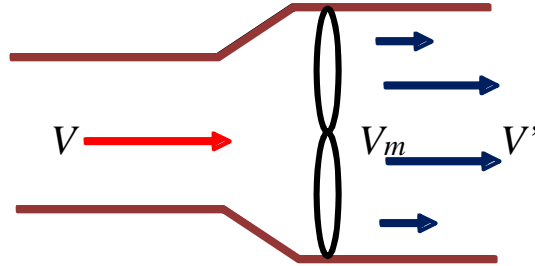
En supposant que la vitesse du vent  $V_m$  traversant la surface  $S$  balayée par le rotor soit égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbée à l'avant de l'éolienne  $V$  et la vitesse du vent après le passage à travers le rotor  $V'$  (Fig .2.3):

$$V_m = \frac{V + V'}{2} \quad (2.1)$$

La masse d'air en mouvement traversant la surface des pales en une seconde est:

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

Où  $\rho$  est la masse volumique de l'air.



**Fig. 2.3 Théorie de Betz : schéma de principe**

En utilisant la seconde loi de Newton, on pourra exprimer la puissance par : [16]

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

Soit en remplaçant  $m$  par son expression :

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

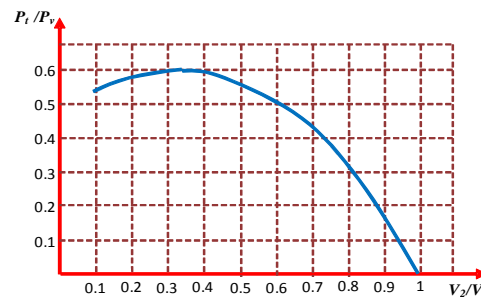
Un vent théoriquement non perturbé traversant cette même surface  $S$  sans diminution de vitesse donnerait une puissance  $P_v$ :

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

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors:

$$P_t / P_v = \frac{1}{2} (1 - V'^2 / V^2) (1 + V' / V) \quad (2.6)$$

En traçant le ratio des puissances en fonction du ratio des vitesses nous obtenons la courbe illustrée par la Figure (2.4). Ce ratio présente un maximum, c'est la limite de Betz. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance  $C_p$  exprimé en fonction de la vitesse relative représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pâles de l'éolienne et la vitesse du vent [19-20] :



**Fig. 2.4 Rapport des deux puissances en fonction du rapport des deux vitesses du vent en aval et en amont**

Comme on peut le noter, cette fonction atteint son maximum pour  $V'/V=1/3$  et la valeur maximale de la puissance extractible du vent est 59% de la puissance totale théoriquement disponible.

On définit alors un coefficient de puissance de l'aérogénérateur par la relation suivante :

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

Avec  $C_p < 1$ .

On peut écrire donc :  $P_t = C_p P_v$

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

$$P_v = \frac{1}{2} C_p \rho S V^3 \quad (2.8)$$

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

$$C_p = C_p(\lambda) \quad (2.9)$$

Avec:  $\lambda = \frac{R\Omega t}{V} \quad (2.10)$

Où :  $R\Omega t$  est la vitesse linéaire périphérique en bout de pale de l'hélice.

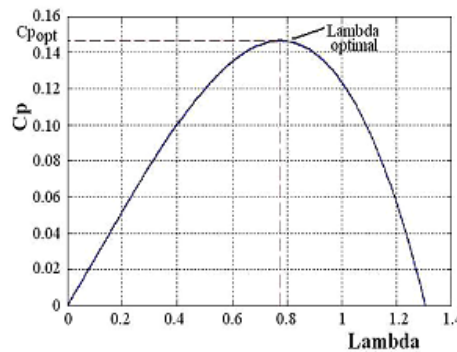
En utilisant le coefficient de puissance  $C_p(\lambda)$ , La puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors [21-22] :

$$P_{aér} = C_p \cdot P_t = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho S V^3 \quad (2.11)$$

L'équation analytique de  $C_p$  en fonction de  $\lambda$  résultant de l'interpolation est:

$$C_p(\lambda) = -0.2121\lambda^3 + 0.0856\lambda^2 + 0.2539\lambda \quad (2.12)$$

La figure (2.5) représente le tracé de la caractéristique  $C_p(\lambda)$  où apparaît un maximum de 0,15 pour une vitesse réduite de 0,78. Afin d'optimiser la conversion de puissance, il faut donc essayer de conserver cette vitesse réduite, c'est-à-dire modifier la vitesse de rotation lorsque la vitesse du vent varie.



**Fig. 2.5 Courbe du coefficient de la puissance en fonction de ( $\lambda$ )**

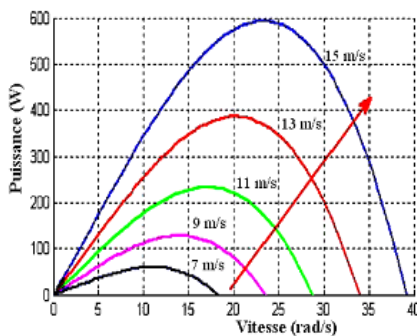
A partir de cette puissance, le couple éolien est donc donné par:

$$C_{aér} = P_{aér} / \Omega_t \quad (2.13)$$

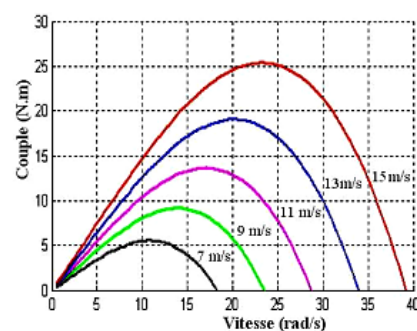
En remplaçant la valeur de la puissance par le produit (couple  $\times$  vitesse) et en utilisant:

$$P_{aér} = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho S V^3 / \Omega_t \quad (2.14)$$

Les figures (2.6) et (2.7) représentent un réseau de caractéristiques respectivement de la puissance et du couple éoliens en fonction de la vitesse de rotation, le paramètre étant la vitesse du vent.



**Fig. 2.6 Caractéristiques de la puissance aérodynamique en fonction de ( $\Omega$ )**



**Fig. 2.7 Caractéristiques du couple éolien en fonction de ( $\Omega$ )**

## 2.6 Modélisation de l'arbre de la machine

L'équation différentielle qui caractérise le comportement mécanique de l'ensemble turbine et générateur est donnée par:

$$(J_t - J_m) \frac{d\Omega}{dt} = C_{aér} - C_{em} - (f_m - f_t) \Omega \quad (2.15)$$

Où:  $J_t$  et  $J_m$  sont les inerties de la turbine et de la machine respectivement,  $f_m$  le coefficient de frottement de la machine,  $f_t$  le coefficient de frottement des pâles et  $C_{aér}$  le couple statique fourni par l'éolienne.

Nous ne considérons que le coefficient de frottement associé à la génératrice (celui de la voilure ne sera pas pris en compte). Par suite, le modèle qui caractérise le comportement mécanique de la chaîne éolienne est donné par l'équation différentielle suivante [23]:

$$C_{aér} = J_t \frac{d\Omega}{dt} + C_{em} + f_m \Omega \quad (2.16)$$

## 2.7 Modèle de la machine synchrone

Grâce à ses nombreux avantages, la machine synchrone à aimants permanents est d'un grand intérêt pour son application en générateur couplé à une turbine éolienne.

Le modèle le plus adéquat pour étudier le comportement dynamique de la machine synchrone à aimants permanents et pour l'implémentation des lois de commande est bien détaillé dans plusieurs travaux.

Un modèle dans le repère de Park de cette machine sera utilisé. Le repère de Park est en fait un repère diphasé, équivalent du repère triphasé, plus simple à manipuler car les grandeurs électriques évoluent comme des grandeurs continues. On peut passer d'un repère à l'autre l'aide de matrices de passage.

Les équations de la machine dans le repère de Park sont les suivantes:

$$V_{sd} = R_s \cdot i_{sd} + L_s \frac{di_{sd}}{dt} - L_s \cdot \omega \cdot i_{sq} \quad (2.17)$$

$$V_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + L_s \frac{di_{sq}}{dt} + L_s \cdot \omega \cdot i_{sd} + K_A \cdot \omega \quad (2.18)$$

$$C_{em} = p \cdot K_a \cdot i_{sq} \quad (2.19)$$

$$\omega = p \cdot \Omega \quad (2.20)$$

Avec:  $i_{sq}$ ,  $i_{sd}$  les courants statoriques dans le repère de Park [A],  $V_{sq}$  et  $V_{sd}$  les tensions statoriques dans le repère de Park [V],  $R_s$  et  $L_s$  sont respectivement les résistances statoriques [ $\Omega$ ] et l'induction cyclique statorique [H],  $p$  et  $\omega$  sont respectivement le nombre de paire de pôles de la machine synchrone et la pulsation des tensions [rad/s].

Les tensions étant les grandeurs d'entrée, on peut exprimer les grandeurs de sortie (les courants) en fonction de celles-ci. On obtient alors:

$$\frac{di_{sd}}{dt} = \frac{1}{L_s} (V_{sd} - R_s \cdot i_{sd} + L_s \cdot p \cdot \Omega \cdot i_{sq}) \quad (2.21)$$

$$\frac{di_{sq}}{dt} = \frac{1}{L_s} (V_{sq} - R_s \cdot i_{sq} - L_s \cdot p \cdot \Omega \cdot i_{sd} - K_A \cdot p \cdot \Omega) \quad (2.22)$$

$$C_{em} = p \cdot K_a \cdot i_{sq} \quad (2.23)$$

## 2.8 Conclusion

Une brève description du domaine des énergies éoliennes a été présentée dans ce chapitre. Quelques principales notions sur la technologie éolienne ont été données, concernant principalement, la turbine du vent utilisée avec des courbes caractérisant leur principe de fonctionnement. Une étude aérodynamique de la turbine a été faite. Ensuite, nous avons donné un aperçu sur la conversion électromécanique et les différents types de machines utilisées et leurs influences sur le plan technique et économique des aérogénérateurs.

L'énergie éolienne a une importance particulière dans la problématique actuelle des réseaux électriques, que ce soit à cause de la nouveauté de l'intégration de ces systèmes, ou du caractère intermittent de la source de l'énergie d'origine ou encore à cause des évolutions technologiques qui l'accompagnent. On s'intéresse ici au problème de l'intégration en la renforçant avec un système de soutien sous forme d'une liaison HVDC pour transmettre sa puissance et améliorer le comportement global.

Le chapitre suivant, sera consacré à l'étude de la liaison HVDC qui assure la livraison de la puissance de l'énergie électrique extraite à partir de l'énergie du vent et l'injecter dans le réseau électrique.

# **Chapitre 3 :**

**Modélisation et contrôle de système  
de liaison LCC-HVDC**

### 3.1 Introduction

Les systèmes HVDC (High Voltage Direct Current) ont l'avantage d'offrir également une protection fiable et de permettre une contrôlabilité rapide de la puissance. Les systèmes de réglage et de contrôle ayant le rôle d'assurer la stabilité et d'améliorer les performances des liaisons HVDC dans le cas où le fonctionnement de la liaison est normale et durant les différents défauts.

Afin de comprendre les performances d'une liaison HVDC, l'étude des interactions possibles avec les réseaux alternatifs, est nécessaire.

Dans ce chapitre, on va commencer par une description générale d'une liaison HVDC et son principe de fonctionnement, une analyse claire des principes de conversion, le principe de base de la conversion d'énergie électrique et finalement une étude des interactions possibles entre les réseaux à courant continu haute tension et les réseaux alternatifs.

### 3.2 Le transport d'énergie en HVDC

La production, et la distribution de l'énergie en courant alternatif est choisie aujourd'hui pour les raisons majeures suivantes : la facilité de sa production, la facilité de variation de la tension à l'aide de transformateurs et la facilité de coupure au moyen de disjoncteurs.

Cependant, la maîtrise du transport de l'énergie en courant alternatif au moyen de réseaux pose des problèmes de plus en plus difficiles à résoudre telles que :

- La compensation de la puissance réactive pour limiter les pertes et les chutes de tension.
- La coordination des alternateurs interconnectés et le réglage de la fréquence.
- la répartition des transits d'énergie dans les diverses branches des réseaux maillés se fait suivant des lois physiques et ne peuvent être maîtrisés facilement.

Il y a toutefois, des situations dans lesquelles le courant continu est plus intéressant que le courant alternatif et plus économique, par exemple, dans le cas où la compensation d'énergie réactive et la stabilité, deviennent difficiles à assurer, c'est le cas de longue distance où les centres de production et de consommation sont éloignés.

Le transport d'énergie en tension continue est utilisé dans les cas suivants :

- Quand les distances à parcourir sont très élevées : en effet les lignes en tension



continue sont plus simples et moins coûteuses que celles en tension alternative et, sur des distances importantes on peut envisager de récupérer le coût de la création des stations de conversion ;

- Quand les parcours sous-marins ont une longueur importante (qui dépasse les limites techniques des câbles à tension alternative sans compensation : c'est-à-dire >50 km) ;
- Quand il faut connecter deux réseaux électriques entre eux, n'ayant pas la même fréquence ou travaillent en mode asynchrone ;
- Quand il faut connecter deux réseaux entre eux qui ne peuvent fonctionner en connexion directe à cause de problèmes de stabilité.

Le domaine d'application de courant continu ne concerne que le transport d'énergie seulement et non la production ou la distribution, ses avantages; est que sa commande et son contrôle se réalisent de façon très fiable [24-25].

Pour la conception d'une liaison, il est parfois difficile de faire le choix entre la transmission de la puissance à courant continu ou à courant alternatif. Mais dans le cas où les systèmes HVDC sont sélectionnés, nous pouvons dire que la décision a été prise pour des considérations techniques et économiques, comme l'utilisation des câbles sous marins de plus de 30 km, liaison asynchrone entre deux systèmes AC (Alternative Current) et Transmission de puissance longue distance par l'intermédiaire de lignes aériennes.

Après les difficultés au début, la technique du transport en courant continu haute tension est devenue, aujourd'hui, bien maîtrisée, où la faisabilité technique et la viabilité économique par rapport à la technique de courant alternatif, est bien évidente [26].

Aujourd'hui, des systèmes HVDC implantés dans plusieurs pays, se caractérisent également par des pertes énergétiques plus faibles. Les lignes aériennes sont de moins en moins bien tolérées et le HVDC est le seul moyen de transmettre davantage d'électricité pour une équivalente emprise au sol.

La population urbaine augmente, de même que les besoins en énergie électrique des villes souvent situées à grande distance des sources d'énergie renouvelable. Donc on peut dire que le transport à courant continu haute tension (HVDC) a un avenir prometteur, pour de nombreuses années encore car elle reste toujours fiable.

### 3.3 Comparaison entre la transmission en HVDC et HVAC

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

Les avantages et les inconvénients des deux systèmes de transmission sont cités ci-dessous.

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

- Un convertisseur VSC (Voltage Source Converter) d'une liaison HVDC permet de contrôler les flux des puissances active et réactive, et répond donc au code réseau, ce qui est plus difficile avec une liaison HVAC sans l'ajout d'autres dispositifs électrotechniques.
- Une liaison VSC-HVDC permet de démarrer en «black Start» un réseau contrairement à une ligne HVAC.
- Se surpasser totalement les systèmes de compensations pour les systèmes forts,
- Diminution considérable des pertes par effet couronne,
- une réduction considérable du coût pour une liaison HVDC de longue distance,
- L'absence de l'effet capacitif et les problèmes de la stabilité,
- La rapidité de la commande de la puissance à courant continu,
- La limitation des courants de court-circuit à des valeurs bien inférieures à celles rencontrées sur un réseau à courant alternatif,
- Les systèmes de commandes permettant d'alimenter et stabiliser un réseau à courant alternatif après une perturbation,
- Le choix d'une liaison souterraine est possible dans les grandes villes,
- Plusieurs valeurs de la puissance peuvent être transmises,
- L'utilisation de la mise à la terre comme un retour (liaison monopolaire),
- L'absence de l'effet de peau sur les câbles,
- L'interconnexion asynchrone,
- La largeur du passage d'une ligne de transport HVDC est plus petite que celle d'une ligne AC.
- Au-delà de certaines valeurs de compromis « puissance-distance », il n'est plus possible de transiter de puissance active en HVAC contrairement au HVDC.

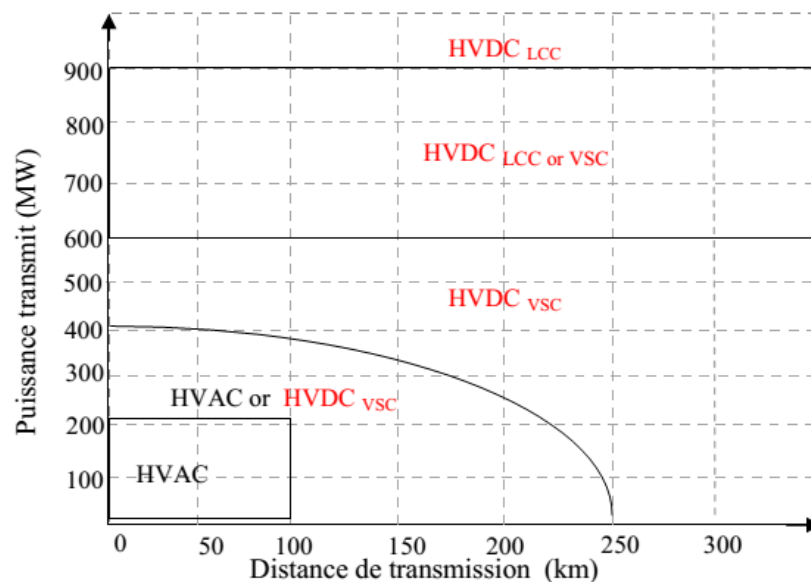
- Le coût des câbles en DC (Direct Current) sera plus faible qu'en AC car la section utile sera plus faible. De plus, la structure du câble en DC amène moins de pertes qu'en AC car il n'y a pas des pertes diélectriques et d'effet de peau en DC.
- Pour une liaison HVDC, il est possible d'utiliser la terre 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 cela 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 [17, 27-30].

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

- Un inconvénient principal est l'électronique de puissance utilisée dans les convertisseurs des liaisons HVDC. Ceux-ci coûtent chers, induisent des pertes supplémentaires et sont encombrants en poids et en taille comparé à une structure HVAC avec moins des convertisseurs. La fiabilité du système est aussi amoindrie. Ainsi les plates-formes offshore sont plus imposantes en DC qu'en AC avec un facteur d'ordre 3.
- La pollution par les harmoniques, à cause des commutations internes des unités, provoque plusieurs problèmes indésirables et l'utilisation des filtres dans les deux cotés des convertisseurs est indispensable,
- Les convertisseurs génèrent des harmoniques côté DC et AC qui nécessitent l'intégration des filtres dans le système de conversion d'énergie.
- Les protections de la ligne en DC est plus complexe qu'en AC même si pour une liaison point à point, des solutions éprouvées existent. Le problème se pose plus pour les connexions multi-terminales HVDC.
- La variation de la tension ne peut se concevoir qu'au moyen de dispositifs complexes,
- l'utilisation de l'électronique de puissance très coûteuse s'avère nécessaire pour le redressement des ondes de courant alternatif,
- Le problème de coupure du courant continu est techniquement résolu, mais avec des moyens très chers,
- La pollution par les harmoniques, à cause des commutations internes des unités, provoque plusieurs problèmes indésirables et l'utilisation des filtres dans les deux cotés des convertisseurs est indispensable,

- La consommation de la puissance réactive atteint presque la moitié de la puissance active échangée. Il est donc indispensable d'utiliser une source de compensation d'énergie réactive [26].

La figure 3.1 illustre d'une manière générale le choix des technologies de transmission en fonction de la distance et de la puissance.



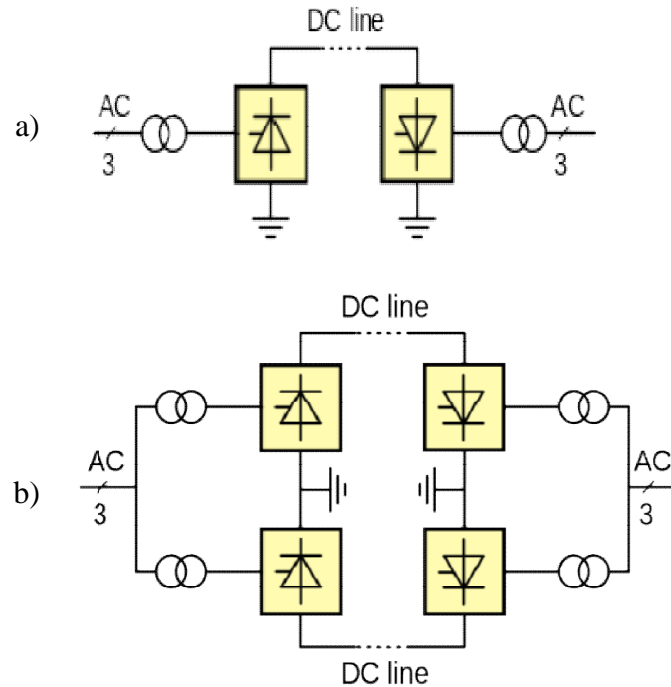
**Fig. 3.1** Choix des technologies de transmission en fonction de la distance et de la puissance

### 3.4 Principe fondamental d'un système de transport HVDC

L'énergie électrique étant produite et fournie au consommateur en alternatif, le transport en courant continu haute tension doit comporter deux convertisseurs dont l'un fonctionne en redresseur, qui assure le transfert de la puissance active du réseau alternatif vers la ligne continue et l'autre en onduleur qui assure le transfert de la puissance active dans l'autre sens. Ces deux convertisseurs sont identiques et c'est leur angle  $\alpha$  de retard à l'amorçage qui détermine le fonctionnement de l'un en redresseur et l'autre en onduleur [25, 31].

#### 3.4.1 Types de HVDC

Pour une liaison de transport HVDC. Il y a plusieurs configurations dont on doit choisir la plus appropriée, en tenant compte des conditions de fonctionnement, de la flexibilité et du coût de réalisation. La connexion des stations de conversion se fait au moyen des liaisons mono-polaires, ou bipolaires (Fig 3.2).



**Fig 3.2 Liaisons de connexion HVDC**

- a) Liaison HVDC monopolaire  
 b) Liaison HVDC bipolaire .

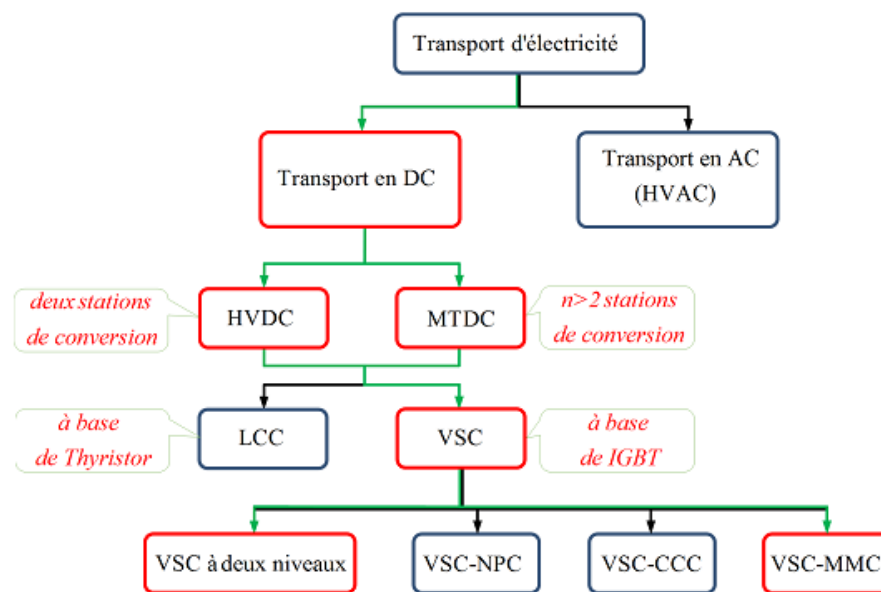
Pour ce type de transport, on utilise trois structures principales :

1. *Liaisons à deux extrémités (point à point)* : Si on va transporter l'énergie électrique en HVDC entre deux points éloignés, les liaisons à deux extrémités sont généralement utilisées. Les transmissions DC entre deux terminaux peuvent être monopolaires ou bipolaires.
2. *Liaisons parallèles et séries (multiterminales)*: C'est le cas où plusieurs stations de conversion connectées en série d'où le courant continu est bien évidemment commun à tous, ou bien, le cas où toutes les stations sont connectées en parallèle, et la tension continue sera la même pour toutes les stations.
3. *Liaisons dos à dos* : Elles permettent un échange de puissance entre deux réseaux alternatifs asynchrones adjacents qui peuvent opérer à des fréquences nominales différentes, le redresseur et l'onduleur sont localisés dans une même station, et reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série. Cette catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes AC asynchrones, soit le faire sans être synchronisés, et reliées de façon monopolaire ou bipolaire.

### 3.4.2 Les technologies de HVDC à base de l'électronique de puissance

La figure 3.3 présente le schéma illustratif des réseaux de transport en haute tension, il existe deux principales technologies de conversion dans les systèmes de transport HVDC :

- LCC-HVDC : Le convertisseur à commutation de ligne (LCC :Line-Commutated Converter) à thyristor.
- VSC-HVDC : Le convertisseur à source de tension (VSC :Voltage Source Converter) à base des interrupteurs entièrement commandables type IGBT( Insulated Gate Bipolar Transistor).

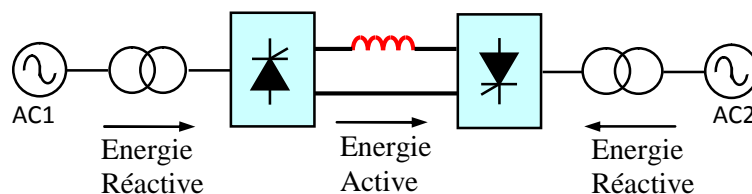


**Fig. 3.3 Schéma illustratif des réseaux de transport en haute tension.**

#### 3.4.2.1 HVDC à base de LCC

Les systèmes HVDC conventionnels (ou classiques) sont basés sur LCCs avec valves à thyristors qui sont utilisés pour convertir le courant entre AC et DC.

la figure 3.4 montre le schéma d'une liaison bipolaire LCC-HVDC.

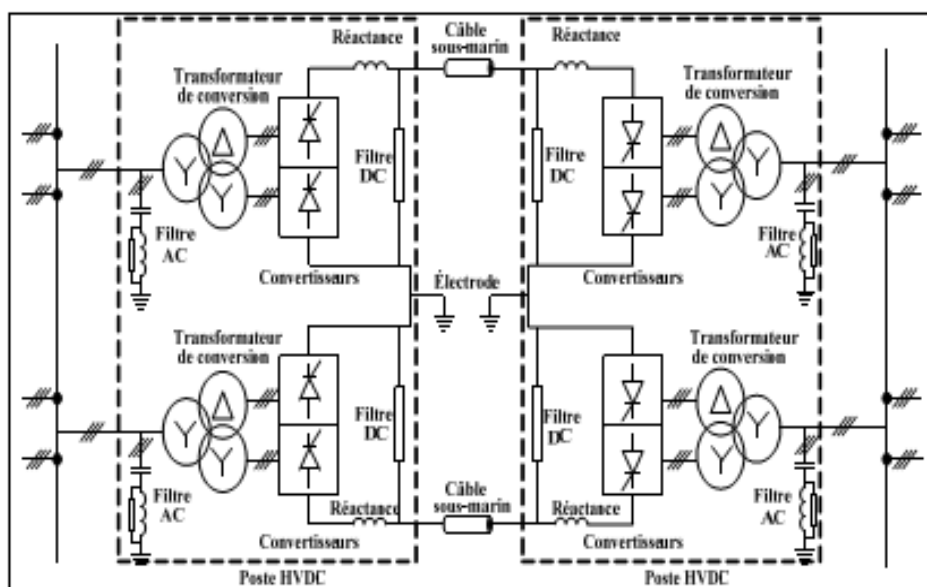


**Fig. 3.4 Liaison bipolaire LCC-HVDC**

Le composant principal d'un LCC est le pont de six impulsions (pont de Graetz) composé par six commutateurs commandés ou valves à thyristors. Pour faire fonctionner le convertisseur à la tension nominale souhaitée, les thyristors sont généralement connectés en série pour constituer un commutateur à thyristors approprié. L'inconvénient du pont à six impulsions est que les harmoniques considérables du courant AC et tension DC sont produits à cause du changement de phase à chaque  $60^\circ$ . Pour remédier à ce problème, deux ponts à six impulsions sont connectés en série pour constituer un pont à douze impulsions. De cette manière, chacun des deux ponts à six impulsions est connecté à un rail de courant continu, dont le changement de phase à chaque  $30^\circ$  permet d'éliminer certaines harmoniques.

Un LCC a un seul degré de liberté, à savoir, l'angle d'amorçage qui représente le décalage de la phase du courant alternatif en arrière de la tension. En outre, les LCCs ne peuvent pas mis hors tension par eux-mêmes. Pour contourner ce problème, une source de tension AC externe relativement forte est nécessaire pour exécuter la commutation. De plus, pour changer le sens de flux de la puissance dans un réseau LCC-HVDC, il est nécessaire d'inverser les polarités des tensions aux niveaux des commutateurs. La tension de bus DC est contrôlée seulement à travers la commande de l'angle d'amorçage des commutateurs [32-35].

La Figure 3.5 représente un système complet de la liaison LCC-HVDC.



**Fig. 3.5** Schéma représentant les éléments constitutifs de la liaison LCC-HVDC

L'utilisation de la technologie LCC-HVDC nécessite des équipements suivants

1. Transformateur de conversion (Converter transformer);
2. Filtrés à courant continu (DC Filters);
3. Filtrés à courant alternatif (AC Filters);
4. Réactance de lissage (Smoothing reactor);
5. Poste d'urgence de puissance auxiliaire (Diesel Generator);
6. Une source de puissance réactive (STATCOM ou les batteries de condensateurs);
7. Convertisseurs à thyristors;
8. Câble à courant continu (DC Cable) .

### 3.4.2.2 HVDC à base de VSC

Avec la venue des nouvelles technologies des interrupteurs de types IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor), plusieurs possibilités sont offertes pour la transmission efficace dans les systèmes HVDC. Ce progrès donne beaucoup d'avantage et de possibilité pour l'industrie de l'énergie en utilisant des convertisseurs en source de tension (VSC) à base des transistors IGBT commandés à l'amorçage et au blocage comme est illustré dans la Figure 3.6.

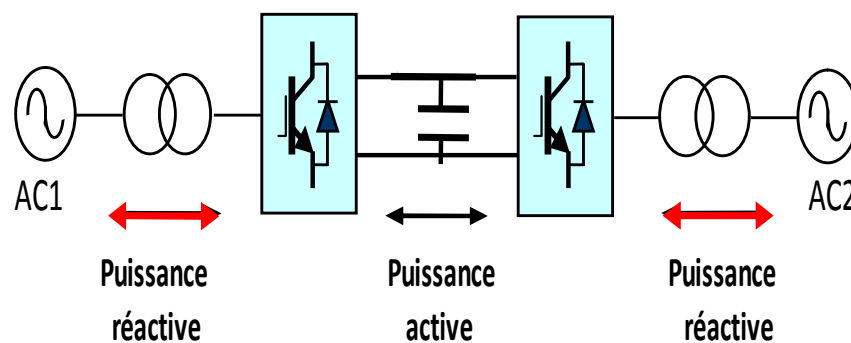


Fig. 3.6 Système VSC-HVDC avec IGBTs

En raison de certains avantages tels que l'inversion du sens de transfert de la puissance sans besoin de changer la polarité de la tension DC, les convertisseurs VSC sont préférés par rapport au LCC dans certains cas de transport. Cette topologie est construite avec des dispositifs à semi-conducteurs qui peuvent être activés et désactivés librement, à savoir : IGBT et GTO.



### **3.4.2.3 La technologie VSC-HVDC offre les avantages suivants par rapport à la technologie LCC-HVDC**

1. Contrôle indépendant de la puissance active et réactive;
2. Commutation seulement par la présence des impulsions de gâchettes sur les IGBTs. Elle ne nécessite pas de source alternative pour la commutation naturelle comme c'est le cas des thyristors;
3. Besoin de moins de filtres que la liaison LCC-HVDC;
3. La taille du convertisseur est plus petite que dans la liaison LCC-HVDC;
4. Un minimum de risques de pannes de commutation;
5. Facilité de mise en œuvre pour des systèmes à plusieurs terminaux, parce que la polarité du côté DC est la même du côté redresseur que du côté onduleur;
6. Facilité de contrôle du niveau de la tension;
7. Offre une dynamique plus élevée et, à la faveur des commandes de type PWM, les filtres sont plus réduits.

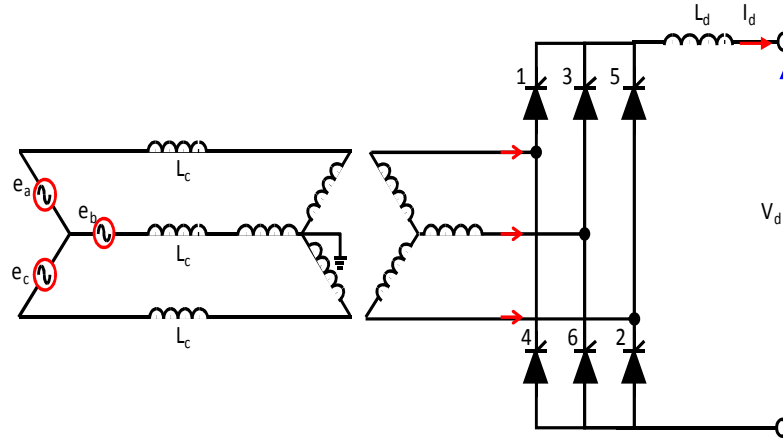
### **3.4.2.4 Les inconvénients de la technologie VSC-HVDC par rapport à la technologie LCC-HVDC**

1. Utilisation des IGBTs, rend la liaison VSC-HVDC plus chère que la liaison LCC-HVDC;
2. Défauts des lignes mises à la terre sont très problématiques;
3. En raison de la fréquence élevée de la PWM, les pertes sont plus grandes que dans la liaison LCC-HVDC [17].

## **3.5 Principe de la conversion d'énergie**

Le premier convertisseur converti les tensions et les courants alternatifs sous forme d'une tension et d'un courant redressés, avec un rendement proche de l'unité.

Le schéma de conversion est celui du pont de Graëtz constitué de 6 valves alimentées par un système triphasé équilibré de tensions alternatives (Fig 3.7)



**Figure 3.7 Pont de convertisseur à 6 impulsions (pont de Graëtz)**

Les tensions instantanées simples débitées par le réseau sont de la forme suivante :

$$\begin{aligned}
 e_a &= E_m \cos(\omega t) \\
 e_b &= E_m \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\
 e_c &= E_m \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right)
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

Où  $E_m$  : est la tension maximale simple.

### 3.5.1 Le redressement idéal

On désigne le retard d'amorçage par l'angle  $\alpha$  (angle d'amorçage), qui définit le temps entre l'instant où l'amorçage est possible et l'instant de l'envoi d'une impulsion sur sa gâchette.

La valeur moyenne de la tension continue  $V_{di}$  (redressée) (Fig 3.8), peut être calculée par l'intégration de la valeur instantanée de la tension entre deux phases tous les  $T/6$  de période de temps.

$$V_{di} = \frac{1}{2\pi} \int_{\alpha}^{\alpha+\pi/3} \sqrt{3} E_m \cos(\omega t - \pi/6) d(\omega t)
 \tag{3.2}$$

$$\Rightarrow V_{di} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha
 \tag{3.3}$$

$$V_{di} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{2}}
 \tag{3.4}$$

Ou encore

$$V_{di} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U \cos \alpha = V_{d0} \cos \alpha \quad (3.5)$$

Avec

$$U = \frac{\sqrt{3} E_m}{\sqrt{2}} \quad \text{et} \quad V_{d0} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U = 1,35 U$$

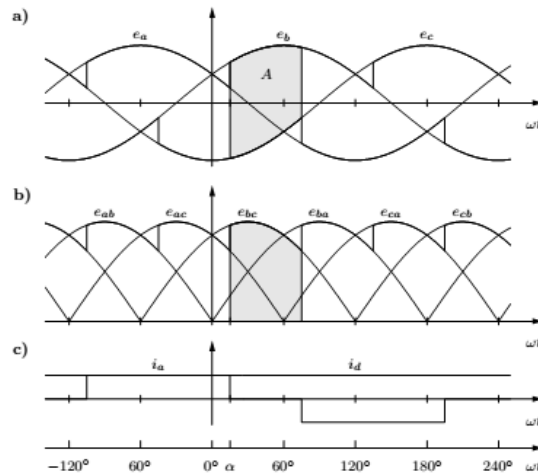
Où:

$V_{di}$  : Tension continue idéale moyenne, ou tension redressée

$U$  : Valeur efficace de la tension alternative entre phases.

$\alpha$  : Angle de retard à l'amorçage

$V_{d0}$  : Tension redressée à vide pour  $\alpha=0$  (le cas d'un pont à 6 diodes)



**Fig 3.8: Forme d'onde des tensions et du courant sans empîement**

a) Tension positive ( $V_p$ ) et tension négative ( $V_n$ ) à la sortie du pont.

b) Tension redressée instantanée  $U_d$ .

c) Courant instantané de la phase a.

D'après la formule (3.5), il en résulte que par simple action sur l'angle  $\alpha$ , il est possible de régler le signe et la valeur moyenne de la tension continue. Et puisque les thyristors ne conduisent pas dans le sens inverse, l'angle  $\alpha$  détermine le sens de la puissance [36-38].

Les courants dans les valves circulent chacun durant  $120^\circ$  et leur amplitude est constante et égale au courant  $I_d$ . Quelque soit la valeur de l'angle  $\alpha$ , les ondes des courants dans le convertisseur auront la même forme mais décalées selon sa valeur.

La décomposition en série de Fourier du courant instantané dans la phase 1 à une

composante fondamentale d'amplitude.

$$I_1 = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \quad (3.6)$$

Avec :

$I_1$ : valeur efficace du fondamental du courant alternatif

$I_d$ : valeur moyenne du courant continu.

On remarque que le courant de ligne  $I_1$  de la phase a, à une valeur efficace proportionnelle seulement au courant continu  $I_d$ .

La puissance moyenne du côté alternatif s'exprime par la relation :

$$P_{CA} = \sqrt{3} U I \cos \varphi \quad (3.7)$$

La puissance moyenne échangée avec la source de courant continu  $I_d$  est la tension continue  $V_{di}$  multiplié par le courant continu  $I_d$ , elle s'écrit :

$$P_d = V_{di} I_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U I_d \cos \alpha \quad (3.8)$$

Lorsque l'échange d'énergie entre le coté AC et le coté DC est idéal (les pertes négligeables) on déduit que les puissances  $P_{CA}$  et  $P_d$  sont égales:

$$P_{CA} = P_d = \sqrt{3} U \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \cos \varphi = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U I_d \cos \alpha \quad (3.9)$$

On déduit aussi que :

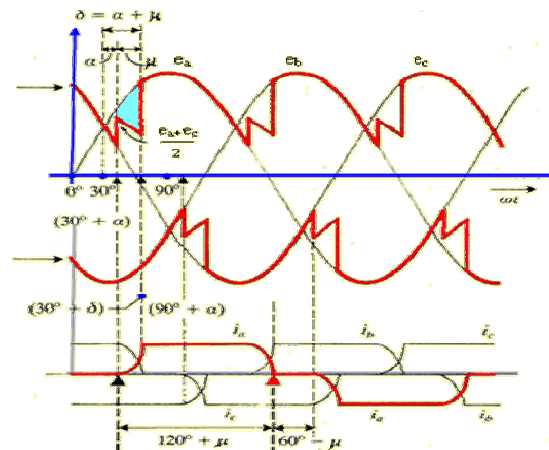
$$\cos \varphi = \cos \alpha \quad (3.10)$$

On remarque que le facteur de puissance  $\cos \varphi$  est égal au facteur de contrôle du convertisseur  $\cos \alpha$ , donc la consommation d'énergie réactive dépend de la valeur de l'angle d'amorçage du convertisseur [39-40].

### 3.5.2 Phénomène d'empiétement

Le transfert de courant d'une valve à celle qui la suit ne peut se faire instantanément, mais dans un laps de temps correspondant à un angle de commutation dit l'angle d'empiétement  $\mu$ . La figure (3.9) montre les effets d'empiétement sur les formes d'ondes de tension et de

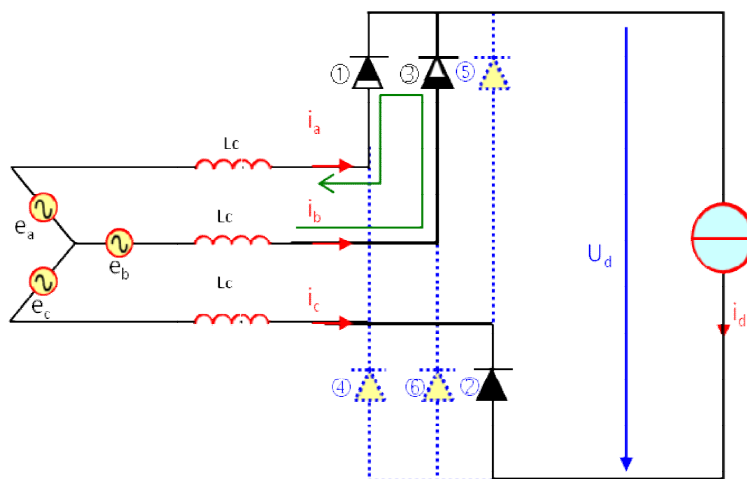
courant.



**Fig 3.9 Effet de l’empiètement sur les formes d’ondes des tensions et des courants**

Le phénomène d'empiètement se produit, lorsque une valve reçoit l’impulsion d’amorçage à ça gâchette et en même temps la précédente valve est en conduction. Il en résulte alors un court-circuit durant l’intervalle d’empiètement entre les deux valves.

La figure (3.10), montre le circuit équivalent du convertisseur pendant la commutation entre la valve 1 et la valve 3. En admettant que lorsque la valve 1 soit conductrice avec  $i_a = i_d$  en amorçant la valve 3 on provoque un court-circuit entre les phases a et b. Ceci augmente le courant  $i_b$  jusqu'à la valeur  $i_d$  et diminue le courant  $i_a$  jusqu'à 0 de sorte que la somme de ces deux courants  $i_a$  et  $i_b$  soit toujours égale au courant constant  $i_d$ .



**Fig 3.10 Circuit équivalent durant le processus de commutation**

La tension de commutation  $U_{com}$  est donnée comme suit [24, 41]:

$$U_{com} = e_b - e_a = L_c \frac{di_b}{dt} - L_c \frac{di_a}{dt} \quad (3.11)$$

$U_{com}$  peut être exprimée par :

$$U_{com} = \sqrt{3} V_m \cos(\omega t - \frac{\pi}{2}) \quad (3.12)$$

On a :

$$I_d = I_a + I_b \quad (3.13)$$

Et puisque  $I_d = Cte$

Alors :

$$\frac{di_a}{dt} + \frac{di_b}{dt} = \frac{di_d}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{di_a}{dt} = -\frac{di_b}{dt} \quad (3.14)$$

En remplaçant (3.14) dans (3.11), on trouve

$$U_{com} = e_b - e_c = 2 L_c \frac{di_b}{dt} \quad (3.15)$$

Le courant de court-circuit  $I_{cc}$  est égal au courant  $i_b$  circulant dans la valve 3, d'où :

$$U_{com} = 2 L_c \frac{di_{cc}}{dt} = \sqrt{3} V_m \cos(\omega t - \frac{\pi}{2}) = \sqrt{3} V_m \sin(\omega t) \quad (3.16)$$

Et

$$I_{cc} = \frac{\sqrt{3} V_m}{2 L_c \omega} \int_{\alpha}^{\alpha+\mu} \sin \omega t d\omega t = \frac{\sqrt{3} V_m}{2 L_c \omega} (\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)) \quad (3.17)$$

Posons

$$I_{ccM} = \frac{\sqrt{3} V_m}{2 \omega L_c} \quad (3.18)$$

$$\Rightarrow I_{cc} = I_{ccM} (\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)) \quad (3.19)$$

A l'instant  $t = \frac{\alpha + \mu}{\omega}$  le courant de court-circuit  $I_{cc}$  sera égal au courant continu  $I_d$ ,

on peut écrire :

$$\cos(\alpha + \mu) = \cos \alpha - \frac{I_d}{I_{ccM}} \quad (3.20)$$

La relation (3-20) permet la détermination de l'angle  $\mu$  en fonction de l'angle d'amorçage  $\alpha$ .

On tire

$$I_d = \frac{\sqrt{3}V_m}{2\omega L_c} [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)] \quad (3.21)$$

L'angle d'amorçage maximal  $\alpha_{max}$  :

$$\text{On a:} \quad \cos(\alpha + \mu) \geq -1 \quad (3.22)$$

$$\text{Donc :} \quad I_d \leq \frac{\sqrt{3}V_m}{2\omega L_c} (\cos \alpha + 1) \quad (3.23)$$

$$\text{On déduire} \quad \cos \alpha_{max} = \frac{2\omega L_c}{\sqrt{3}V_m} I_d - 1 \quad (3.24)$$

Pour  $\alpha \leq \omega t \leq \alpha + \mu$  la tension continue  $U_d$  en fonction des deux tensions  $e_a$  et  $e_b$  est:

$$U_d = \frac{e_a + e_b}{2} \quad (3.25)$$

La tension continue  $V_d$  est inférieure à la valeur idéale  $V_{di}$ , donc il y a une chute de tension  $\Delta V_d$ . Et on peut écrire:

$$\Delta V_d = V_{di} - V_d \quad (3.26)$$

La chute de tension inductive est donnée par [24] :

$$\begin{aligned} \Delta V_d &= \frac{I}{\pi/3} \int_{\alpha}^{\alpha+\mu} (e_b - \frac{e_a + e_b}{2}) d(\omega t) = \frac{3}{\pi} \frac{I}{2} \int_{\alpha}^{\alpha+\mu} \sqrt{2} \sin \omega t \cdot d(\omega t) \\ \Delta V_d &= \frac{3\sqrt{2}}{2\pi} U [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)] = \frac{V_{d0}}{2} [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)] \end{aligned} \quad (3.27)$$

On peut écrire:

$$\Delta V_d = \frac{3}{\pi} \omega L_c I_d \quad (3.28)$$

La chute de tension inductive d'un convertisseur de courant est proportionnelle au courant  $I_d$  et aussi à la réactance de court-circuit

$$X_c = \omega L_c \quad (3.29)$$

La même chute de tension durant le phénomène d'empiètement peut être représentée par une résistance interne  $R_c$  équivalente, parcourue par un courant continu  $I_d$

On a donc :

$$\Delta V_d = R_c I_d \quad (3.30)$$

On tire :

$$\Delta V_d = \frac{3}{\pi} \omega L_c I_d = \frac{3}{\pi} X_c I_d \quad (3.31)$$

La valeur moyenne de la tension continue  $V_d$  d'un convertisseur de courant est donnée par :

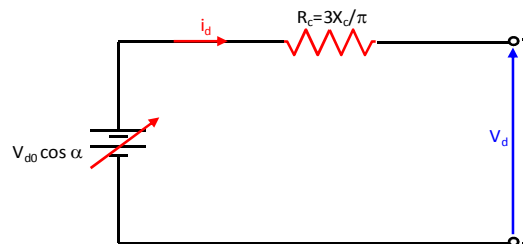
$$V_d = V_{di} - \Delta V_d = V_{di} - R_c I_d = V_{di} - \left(\frac{3}{\pi} X_c\right) I_d \quad (3.32)$$

En remplaçant  $V_{di}$  et  $\Delta V_d$  par leurs expressions (3.3) et (3.27) respectivement, on déduit :

$$V_d = V_{d0} \left( \frac{\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)}{2} \right) \quad (3.33)$$

Cette expression donne la relation de la tension  $V_d$  avec l'angle  $\alpha$  et l'angle  $\mu$ .

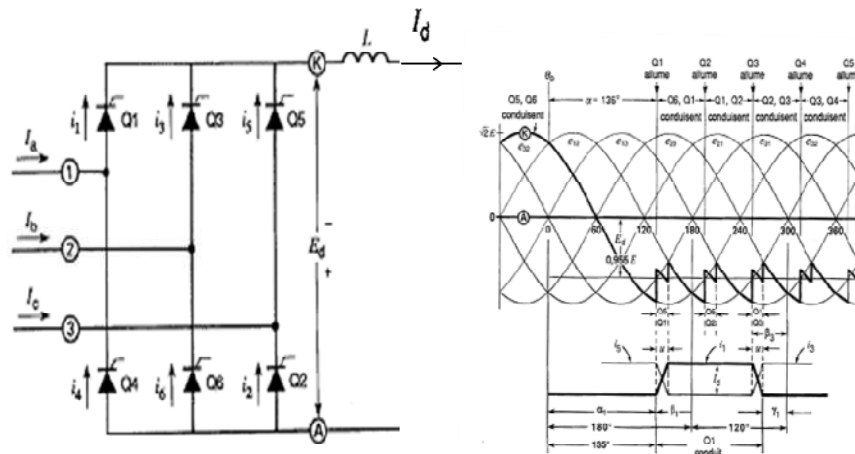
L'équation (3.32) peut être représentée par le circuit équivalent de la figure (3.11), où le terme  $(3X_c/\pi) \cdot I_d$  représente la chute de tension due à la commutation [24, 30].



**Fig 3.11 Circuit équivalent du redresseur**

A cause du phénomène d'empiètement La forme des courants du réseau n'est pas rectangulaire mais presque trapézoïdale (Fig 3.12) [41-42].





**Fig 3.12 Tensions et courants pour angle de retard  $\alpha = 135^\circ$ .  
A l'angle  $300^\circ$  l'anode du Q1 devient positive**

La valeur efficace fondamentale du courant du réseau est :

$$I_1 = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \tag{3.34}$$

L'égalité entre les deux puissances  $P_{CA}$  et  $P_d$ , nous donne :

$$\frac{3}{2} V_m \hat{I}_1 \cos \varphi = V_d I_d = V_{d0} I_d \left( \frac{\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)}{2} \right) \tag{3.35}$$

On peut écrire :

$$\left( \frac{3}{2} V_m \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \right) \cos \varphi \approx \left( \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_m I_d \right) \frac{\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)}{2} \tag{3.36}$$

Donc, on déduit :

$$\cos \varphi \approx \frac{\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)}{2} \tag{3.37}$$

Avec les équations (3.33) et (3.34) on peut tirer une autre expression pour le facteur de puissance:

$$\cos \varphi = \frac{V_d}{V_{d0}} \tag{3.38}$$

En substituant par l'équation (3.32)

$$\cos \varphi = \cos \alpha - \frac{R_c I_d}{V_{d0}} \tag{3.39}$$

### 3.5.3 Fonctionnement en onduleur

Lorsque l'angle d'amorçage  $\alpha$  prend une valeur supérieure à  $90^\circ$  et inférieure à  $180^\circ$ , la tension aux bornes du convertisseur est inversée, on dit dans ce cas, que le convertisseur fonctionne en mode onduleur et transmet la puissance du réseau continu vers le réseau alternatif, mais le courant reste dans le même sens, car les thyristors ne permettent pas l'inversement du sens.

Dans le cas d'un onduleur, le moment d'allumage est souvent défini par l'angle d'avance  $\beta$ , plutôt que par l'angle de retard  $\alpha$ . Cet angle d'avance est mesuré par rapport à l'instant où  $\alpha = 180^\circ$ .

La relation entre  $\alpha$  et  $\beta$  est donnée par l'expression:

$$\beta = 180^\circ - \alpha \quad (3.40)$$

Lorsqu'un convertisseur fonctionne comme onduleur idéal, il est essentiel que la conduction soit amorcée avant  $\alpha = 180^\circ$ . Comme le courant circule durant  $120^\circ$ , la conduction doit cesser avant que l'angle  $180^\circ + 120^\circ = 300^\circ$ , ne soit atteint. S'il fallait que la conduction outrepassé les  $300^\circ$ , il y aurait reconduction, provoquant une montée rapide du courant dans le thyristor qui aurait manqué de s'éteindre, suivi par l'ouverture des dispositifs de protection.

Le phénomène d'empiètement comporte des problèmes spécifiques au fonctionnement en onduleur. Dans la pratique, on doit laisser une marge entre la fin de la conduction et l'angle critique de  $300^\circ$  (Fig 3.12). Cet angle de marge  $\gamma$  (ou d'extinction) permet au thyristor de reprendre ses propriétés de blocage avant que son anode redevienne positive par rapport à la cathode. En générale la valeur de  $\gamma$  (gamma) est comprise entre  $15^\circ$  et  $20^\circ$  [27].

Pour la limite de fonctionnement en onduleur on a :

$$\alpha + \mu = 180^\circ - \gamma \quad (3.41)$$

Et

$$\mu + \gamma = \beta \quad (3.42)$$

Les équations (3.21) et (3.33) du redresseur peuvent être utilisées pour décrire le fonctionnement en onduleur. En substituant  $\alpha$  par  $(180^\circ - \beta)$  et  $(\alpha + \mu)$  par  $(180^\circ - \gamma)$ , on obtient pour le courant d'onduleur [41]:

$$I_d = \frac{\sqrt{3}V_m}{2L_c\omega}(\cos\gamma - \cos\beta) \quad (3.43)$$

Pour la tension :

$$V_d = -[V_{d0}\cos\beta + R_c I_d] \quad (3.44)$$

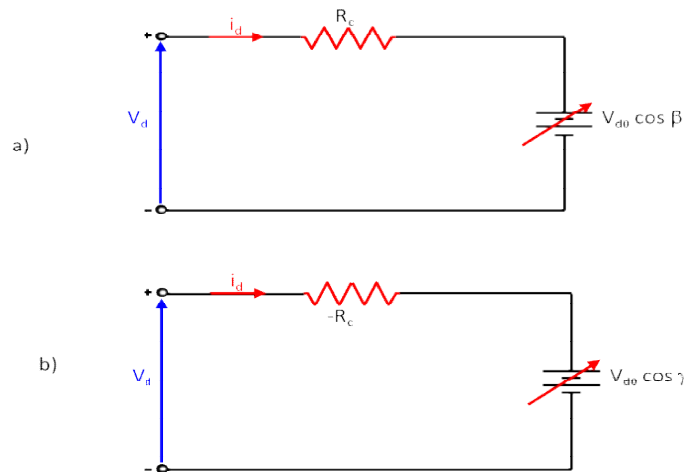
Ou :

$$V_d = -[V_{d0}\cos\gamma - R_c I_d] \quad (3.45)$$

Avec :

$$R_c = \frac{3\omega L_c}{\pi} = \frac{3X_c}{\pi} \quad (3.46)$$

La figure (3.13), montre le circuit équivalent de l'onduleur.



**Fig 3.13 Circuit équivalent de l'onduleur**

a) avec  $\beta$  constant

b) avec  $\gamma$  constant

L'expression du facteur de puissance devient :

$$\cos\varphi = \frac{\cos\gamma + \cos\beta}{2} \quad (3.47)$$

En général, un angle d'extinction minimal compris entre  $10^\circ$  et  $20^\circ$  devrait être respecté dans tous les cas. L'angle de retard d'allumage admissible dépend, de plus, de l'angle d'empiètement. En général, on limite l'angle de retard d'allumage de fonctionnement en onduleur à une valeur typique  $\alpha = 150^\circ$ , afin d'éviter les ratés de commutation.

### 3.5.4 Raté de commutation

Les perturbations les plus fréquentes dues au réseau alternatif côté onduleur, car ce dernier est plus sensible au défaut. Parmi ces perturbations, on a le phénomène de raté de commutation causé essentiellement par l'augmentation de la durée de conduction des valves. Pour résoudre ce problème, il est donc nécessaire de réduire les angles de retard à l'amorçage et augmenter l'angle de marge jusqu'à une valeur supérieure à la valeur minimale.

Généralement un défaut monophasé ou bien triphasé côté onduleur provoque le raté de commutation par la réduction de l'angle d'extinction  $\gamma$ , qui devient insuffisant pour assurer la commutation.

Le réglage de l'angle d'extinction à des valeurs de  $20^\circ$  à  $30^\circ$  ou plus, permet de réduire la probabilité des ratés de commutation, mais malheureusement emmène le convertisseur à consommer plus de la puissance réactive [30].

Le raté de commutation au convertisseur qui fonctionne comme onduleur est provoqué par l'un des raisons suivantes :

1. Quand le courant de court-circuit entrant dans l'onduleur connaît une augmentation de l'amplitude qui cause l'augmentation de l'angle d'empiètement  $\mu$ , l'angle d'extinction  $\gamma$  est réduit et peut atteindre le point où la valve ne peut pas maintenir le blocage.

2. Quand l'amplitude de la tension côté AC d'une ou plusieurs phases est réduite ou est déformée. Elle provoque la réduction de l'angle d'extinction qui devient insuffisant pour assurer la commutation.

3. Une variation de l'angle de phase dans la tension de AC peut causer le raté de commutation.

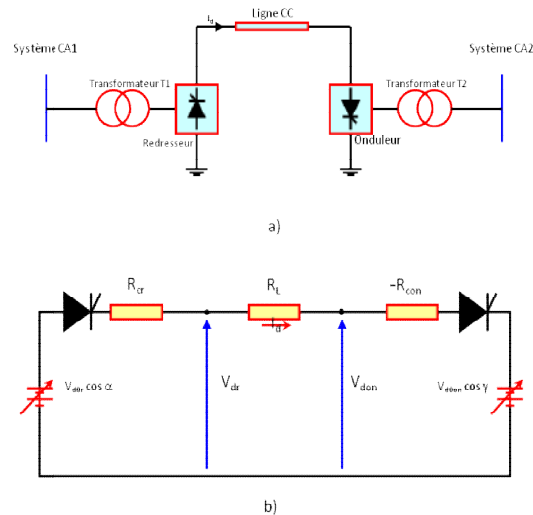
4. La valeur du courant de valve affecte également les conditions auxquelles un raté de commutation peut se produire. Et lorsque le courant est plus grand la probabilité de raté de commutation est plus élevée [43].

Afin de comprendre le principe général de contrôle des convertisseurs, nous nous intéresserons particulièrement dans le chapitre suivant aux principes de réglage des liaisons HVDC, aux conditions de fonctionnement et aux différents modes de réglage.

### 3.6 Le réglage des liaisons HVDC

Les systèmes de réglage et de contrôle ont pour rôle d'assurer la stabilité et d'améliorer les performances des liaisons HVDC lors du fonctionnement normal de la liaison et durant les périodes des différents défauts.

Les systèmes HVDC ont l'avantage d'offrir également une protection fiable et de permettre une contrôlabilité rapide de la puissance. (Fig 3.14.a)



**Fig 3.14 a) Schéma d'une liaison HVDC  
b) Circuit équivalent**

Le rôle essentiel du contrôle-commande est de distribuer aux valves une séquence d'impulsions synchrone du réseau qui les met en conduction. La séquence doit être d'une grande régularité pour réduire le déséquilibre de fonctionnement et éliminer les harmoniques et pour permettre aussi la contrôlabilité de la tension redressée [24].

Le réglage du transit de puissance est basé sur le réglage de la tension aux bornes du redresseur ou de l'onduleur en cas d'augmentation ou de diminution.

Le réglage de la puissance sur une liaison HVDC basé sur la possibilité de régler les tensions de sorties du redresseur et de l'onduleur par simple action sur les angles de retard à l'amorçage de leurs valves. Généralement l'objectif du réglage est de :

- réguler la tension continue pour s'assurer qu'elle ne dépassera pas la tenue du matériel continu
- maximiser la tension de façon à minimiser le courant (donc les pertes) à puissance donnée.

- Contrôle du démarrage et de l'arrêt du système de transmission HVDC
- Contrôle de la capacité et le sens de transfert de l'énergie.
- Contrôle les opérations normales des convertisseurs et les perturbations des systèmes connectées.
- La protection des équipements des convertisseurs de la station, lors d'un défaut.
- Le suivi des différentes opérations des paramètres du convertisseur et de la ligne continue, et la surveillance des informations du contrôle.
- Le renforcement et l'amélioration des performances de la liaison [44-45].

La figure (3.14.b) représente le circuit équivalent d'une liaison HVDC unipolaire, le courant continu  $I_d$  qui circule du redresseur vers l'onduleur est:

$$I_d = \frac{V_{d0r} \cos \alpha - V_{d0on} \cos \gamma}{R_{cr} + R_L - R_{com}} \quad (3.48)$$

- Avec :
- $V_{d0r}$ : Tension redressée à vide du redresseur
  - $V_{d0on}$ : Tension redressée à vide de l'onduleur
  - $R_L$ : Résistance de la ligne
  - $R_{cr}$ : Résistances équivalentes de commutation du redresseur
  - $R_{com}$ : Résistances équivalentes de commutation de l'onduleur.

D'après l'équation (3.48), une petite variation des tensions  $V_{dr}$  ou  $V_{don}$ , peut provoquer une très grande variation du courant continu  $I_d$ . car La résistance de la ligne DC, et les résistances des convertisseurs sont relativement faibles ; Il est indispensable de concevoir un système de commande pour résoudre ce problème [24-25].

Il faut que la tension continue prenne une valeur proche de la valeur désirable car elle minimise le courant continu dont on a besoin pour transporter la puissance désirable, et minimiser les pertes dans la ligne.

Il faut garder le facteur de puissance au niveau le plus élevé que possible pour les raisons suivantes :

- Eviter la consommation excessive de la puissance réactive dans les convertisseurs.
- Conserver la puissance la plus grande possible des convertisseurs.
- Protéger les valves et minimiser les pertes et les courants dans les dispositifs des systèmes alternatifs.

### 3.6.1 La consommation d'énergie réactive

La consommation d'énergie réactive doit être minimisée le plus possible par le maintien du facteur de puissance à des valeurs élevées.

Le facteur de puissance est exprimé par l'équation suivante :

$$\cos\varphi = \frac{I}{2} [\cos\alpha + \cos(\alpha + \mu)] \quad \text{pour le redresseur}$$

$$\cos\varphi = \frac{I}{2} [\cos\alpha + \cos(\gamma + \mu)] \quad \text{pour l'onduleur}$$

Il est clair que pour garder le facteur de puissance élevé, il faut maintenir les angles  $\alpha$  pour le redresseur et  $\gamma$  pour l'onduleur à des valeurs faibles. Mais supérieures à des valeurs prédéterminées pour éviter plusieurs influences indésirables dans le cas où la diminution des angles n'est pas possibles, et pour ça on a les conditions suivantes:

Pour le redresseur :

- La limite minimale de  $\alpha$  est autour de  $5^\circ$  pour assurer que les valves subissent des tensions positives avant l'amorçage.
- Généralement pour la régulation, l'angle  $\alpha$  a rarement une valeur inférieure à  $15^\circ$ , à en raison du maintien d'une certaine marge de diminution de  $\alpha$ , ce qui permet l'augmentation de la tension continue.
- Pour l'onduleur :
- L'angle  $\gamma$  doit être maintenu entre  $20^\circ$  et  $30^\circ$ . Afin d'éviter le phénomène de ratés de commutation.

### 3.6.2 Les différents modes de réglages des liaisons HVDC

L'action sur les angles de retard à l'amorçage des valves des convertisseurs est capable de régler ces tensions. Les fonctions de commande qui permettent le réglage du convertisseur selon les différents modes sont les suivantes:

#### 3.6.2.1 Réglage au redresseur

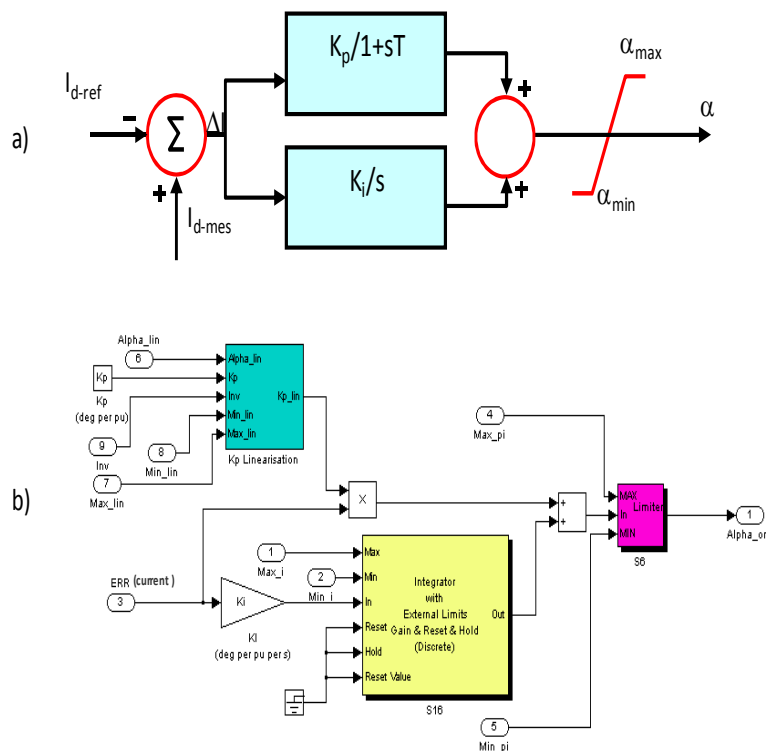
##### a) Mode de réglage à angle d'amorçage minimal (CFA)

Pour éviter le raté de commutation, Il faut assurer une valeur minimale de l'angle  $\alpha_{min}$ ,

pour garantir une tension suffisante aux bornes des valves avant que ses gâchettes ne reçoivent l'ordre d'amorçage.

**b) Mode de réglage à courant constant (CC)**

Pour le réglage du courant constant (CC), on utilise une boucle d'asservissement qui assure l'augmentation de l'angle d'allumage  $\alpha$ , si le courant mesuré ( $I_{dmes}$ ) est supérieur à la valeur de consigne ( $I_{dref}$ ), et la diminution dans le cas contraire jusqu'à l'obtention de la valeur souhaitée. (Fig 3.15) [46-48].



**Fig 3.15 schéma de la régulation de courant**

a) Schéma bloc

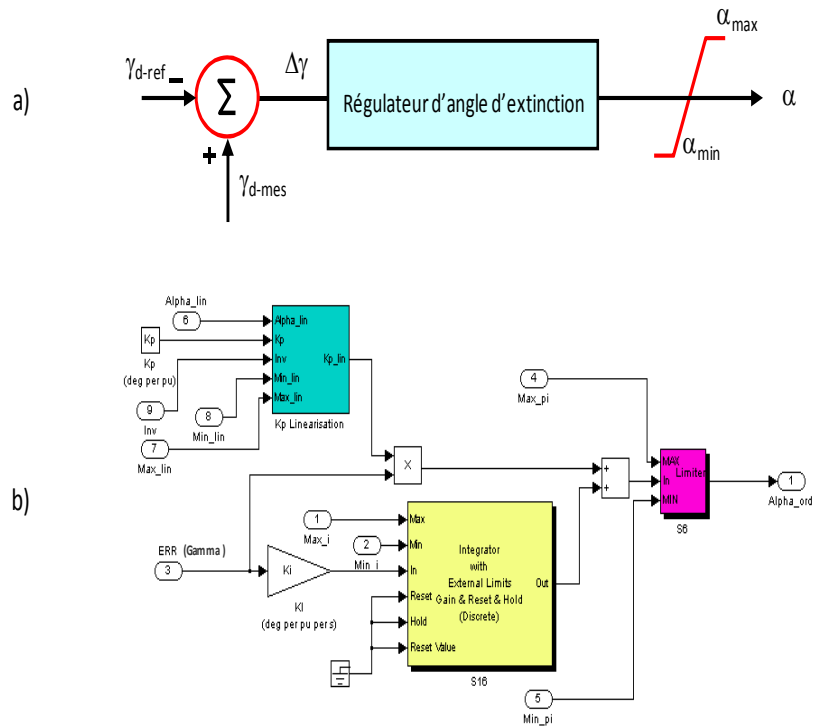
b) Schéma sous SIMULINK/MATLAB

**3.6.2.2 Réglage à l'onduleur**

**a) Mode de réglage à angle d'extinction constant (CEA)**

Le mode de réglage à l'onduleur se fait pour la détermination de l'angle d'amorçage, qui permet d'obtenir un angle d'extinction désiré par une boucle d'asservissement qui compare les angles d'extinctions antérieurs ( $\gamma_{mes}$ ) à une consigne de référence ( $\gamma_{ref}$ ) et agit dans le bon sens (Fig 3.16) [24-25,30].





**Fig 3.16 : schéma de la régulation d'angle d'extinction**

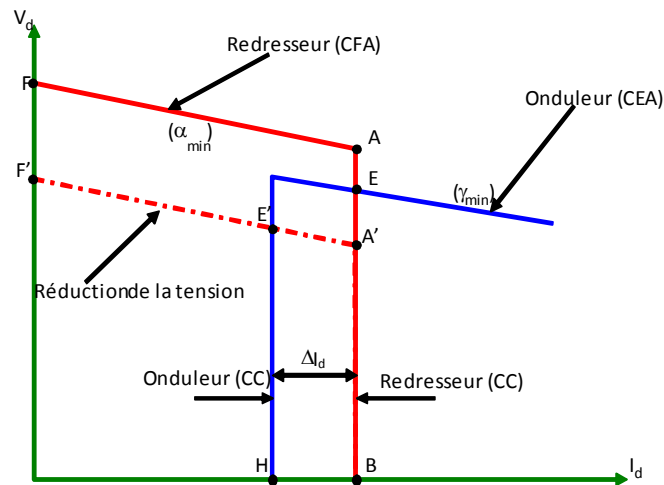
a) Schéma bloc

b) Schéma sous SIMULINK/MATLAB

### 3.6.3 Caractéristiques de réglage

La figure (3.17) montre la variation de la tension  $V_d$  en fonction du courant continu  $I_d$ , le redresseur fonctionne en mode de régulation du courant constant  $I_{dc}$  (mode CC), cette valeur correspond à une valeur constante de l'angle  $\alpha$  supérieure à  $\alpha_{min}$ , mais lorsque  $\alpha$  atteint cette limite minimale le redresseur balance en mode de réglage à angle d'amorçage constant (CFA).

Par contre l'onduleur fonctionne en mode de réglage de l'angle d'extinction constant (CEA) et détermine la valeur de la tension continue. L'angle  $\gamma$  est choisi égal à  $\gamma_{min} = 15^\circ$  afin de minimiser la consommation de la puissance réactive, tout en maintenant une marge de sécurité vis-à-vis du risque de raté de commutation en cas de baisse rapide de la tension alternative.



**Fig 3.17 caractéristiques de réglage d'une liaison HVDC à deux stations de conversion (point à point)**

On remarque que le point de fonctionnement est le point « E » où le redresseur impose le courant et l'onduleur impose la tension, et lorsque une chute de tension se produit au réseau qui alimente le redresseur de sorte que la tension continue côté redresseur chute beaucoup, il en résulte un nouveau point de fonctionnement « E' », voir la figure(3.17) qui signifie que le courant chute de  $I_{dr}$  à  $I_{do}$ .

Dans ce cas, la tension continue est imposée par le redresseur tandis que l'onduleur sert au réglage de courant. Lorsque la perturbation passe, les conditions normales reprennent à nouveau [49].

### 3.6.4 Inversion de la puissance

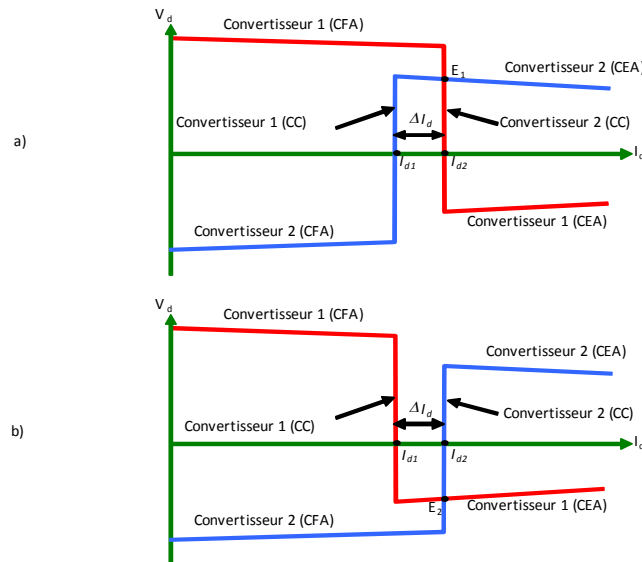
Les deux convertisseurs peuvent fonctionner comme redresseur ou comme onduleur et sont capables d'inverser le flux de puissance.

La figure (3.18.a) représente la direction du transit de puissance du convertisseur 1 qui fonctionne en mode redresseur vers le convertisseur 2 qui fonctionne en mode onduleur.

La caractéristique du convertisseur 1 montre que lorsque le courant dépasse la consigne  $I_{dr}$  ou  $I_{d2}$ , l'angle d'amorçage est retardé, de sorte que le convertisseur change sa fonction, et fonctionne comme un onduleur. De même, la caractéristique du convertisseur 2 indique que celui-ci fonctionne en redresseur lorsque le courant est inférieur à  $I_{don}$  ou  $I_{d1}$ , la valeur absolue de la tension du redresseur  $V_{d1}$  est toujours supérieure à la tension onduleur  $V_{d2}$ . dans ce cas le sens de la puissance est inversé, par le déplacement de la caractéristique du convertisseur 1

légèrement vers la gauche, ce qui provoque l'inversement du sens de la marge de courant.

La figure (3.18.b) montre alors que le point de fonctionnement change ; la tension  $V_d$  devient négative, alors que le courant  $I_d$  reste toujours positif [50].



**Fig 3.18 Caractéristique combinée redresseur-onduleur**

- a) Transit de puissance du convertisseur 1 vers le convertisseur 2  
 b) Transit de puissance du convertisseur 2 vers le convertisseur 1

### 3.6.5 Fonction VDCOL (Voltage Dépendant Current Order Limiter)

Il y a une fonction de contrôle dite VDCOL qui assure automatiquement la réduction de la consigne de courant  $I_d - ref$ , lorsque la tension continue chute au dessous d'un certain seuil  $V_{d-seuil}$  (Fig 3.19) typiquement choisi entre 30 et 70 % de la tension continue. Cependant, lorsque la tension AC se rétablit, le VDCOL augmente de nouveau  $I_d-ref$  [51-53].

Les raisons principales d'utilisation de la fonction VDCOL sont:

- La réduction de la tension continue a besoin d'un grand angle d'amorçage et pour certains courants continus la consommation d'énergie réactive augmente, pour un réseau faible si le courant continu ne diminue pas la consommation d'énergie réactive conduit à une chute de tension alternative considérable.
- Pendant le raté de commutation causé par un défaut entre une phase des tensions alternatives connectées avec le convertisseur et la terre, il est indispensable de réduire le courant de référence pour protéger les valves et assurer un rétablissement rapide après la disparition du défaut [54-56].

Les caractéristiques de réglage CC représentées sur la figure (3.20), indiquent que le courant de consigne est réduit si la tension continue diminue. Ceci peut être observé sur la caractéristique du redresseur R-S-T et sur la caractéristique de l'onduleur D-C-I.

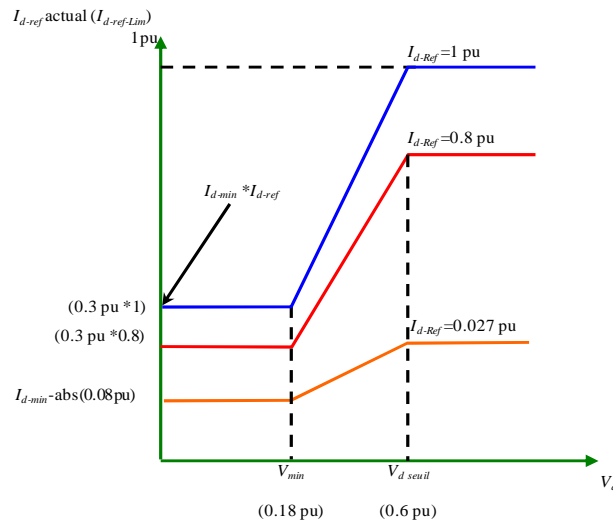


Fig 3.19 Caractéristique du VDCOL

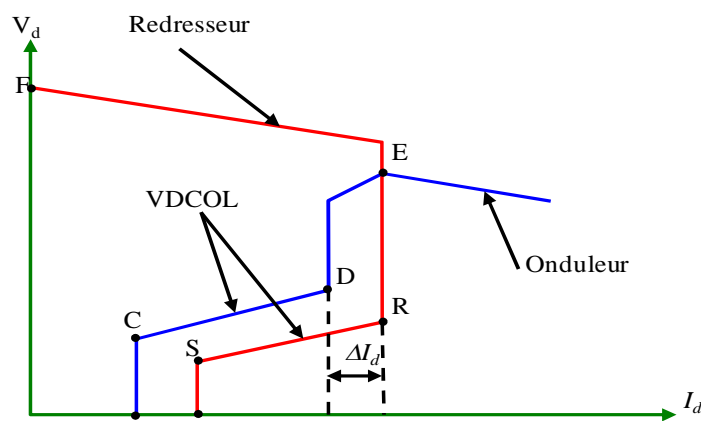


Fig 3.20 Caractéristique  $V_d-I_d$  avec introduction du VDCOL

### 3.7 Etude des interactions entre les liaisons HVDC et les réseaux alternatifs adjacents

L'étude des interactions possibles entre les réseaux à courant continu haute tension (HVDC) et les réseaux alternatifs, est indispensable, afin d'améliorer les performances d'un système de puissance HVDC tel que la stabilité des tensions, les surtensions, les résonances et le rétablissement du régime normal après perturbations.

Le degré d'interaction AC/DC, dépend de la capacité du réseau alternatif par rapport à la puissance transmise de la liaison HVDC.

#### 3.7.1 La force d'un système de conversion

Pour une puissance DC particulière, l'interaction entre le système à courant alternatif (AC) et le système à courant continu (DC) devient plus prononcée lorsque l'impédance du système AC est grande. Il s'ensuit que même une liaison à courant continu à puissance transmise relativement petite, reliée à un point du système AC ayant une grande impédance (faible puissance de court-circuit), peut avoir un effet considérable sur le réseau alternatif local, même si ce dernier peut faire partie d'un grand système alternatif.

Donc il faut caractériser la force d'un système de conversion AC/DC, afin de déterminer le degré des interactions et ces influences.

### 3.7.1.1 Rapport de court circuit (SCR)

Pour un réseau alternatif, une liaison à courant continu peut être considérée comme une charge consommant une part notable de la puissance qui transite sur ce réseau ou, au contraire, comme une source de puissance active dont la contribution à l'alimentation du système alternatif est significative. Afin de maîtriser le comportement d'une liaison HVDC, l'étude des interactions possibles entre le réseau à courant continu et les réseaux alternatifs est indispensable. Une grandeur significative, souvent utilisée pour caractériser le degré d'interaction entre une liaison à courant continu et le réseau alternatif adjacent, est le rapport de court-circuit SCR. Ce rapport est défini comme le quotient de la puissance de court-circuit du réseau au point de raccordement de la station au réseau alternatif  $S_{cc}$  à la puissance nominale des convertisseurs (la puissance continue)  $P_d$ , soit:

$$SCR = \frac{S_{cc}}{P_d} \quad (3.49)$$

Avec :

$$S_{cc} = \frac{U^2}{Z_s} \quad (3.50)$$

Où :

$S_{cc}$ : La puissance de court-circuit du réseau au point de raccordement de la station de conversion au réseau alternatif (MVA).

$P_d$ : La puissance continue du convertisseur (MW).

$U$ : La tension alternative entre phase.

$Z_s$ : L'impédance du réseau alternatif à la fréquence fondamentale.

### 3.7.1.2 Rapport de court-circuit effectif (ESCR)

Les condensateurs de compensation et les filtres des harmoniques installés sur le coté alternatif réduisent le niveau de la puissance de court-circuit  $S_{CC}$ . Pour donner une meilleure évaluation de toute la force du système, une grandeur plus appropriée pour la force du système est le rapport de court circuit effectif (ESCR pour Effective short circuit ratio) définie comme le rapport de la puissance de court-circuit  $S_{cc}$  moins la puissance réactive  $Q_c$  fournie par les condensateurs shunt et les filtres alternatif connectés, à la puissance continue nominale  $P_d$ , soit:

$$ESCR = \frac{S_{cc} - Q_c}{P_d} \quad (3.51)$$

Où  $Q_c$  : La puissance réactive des condensateurs et des filtres alternatifs.

Les réseaux AC peuvent être classifiés selon leurs forces dans les catégories suivantes :

**Tableau 3.1 Classification des réseaux AC selon le SCR**

<b>Système Fort</b>	<b>SCR <math>\geq 3</math></b>	<b>ESCR <math>\geq 2.5</math></b>
<b>Système Faible</b>	<b><math>3 &gt; \text{SCR} \geq 2</math></b>	<b><math>2.5 &gt; \text{ESCR} \geq 1.5</math></b>
<b>Système Très Faible</b>	<b>SCR <math>&lt; 2</math></b>	<b>ESCR <math>&lt; 1.5</math></b>

### 3.7.2 Régulation dynamique de la tension

Pendant les perturbations d'une liaison HVDC, les conditions de contrôle de tension dépendent de la nature et de l'endroit de la perturbation. La consommation d'énergie réactive, bien qu'assez grande, est éliminée partiellement ou totalement après la perturbation, par la régulation dynamique considérable de surtension.

Le règlement (dynamique) des surtensions est plus significatif dans la liaison HVDC coté redresseur. Sur les deux coté l'angle efficace de l'impédance a une importance pour déterminer les amplitudes des surtensions.

La chute de la puissance est généralement suivie par une chute de tension dans le réseau à AC. Le contrôleur de la puissance de la liaison HVDC augmente le courant de référence pour essayer de compenser la puissance.

Si le surcoût est justifié, l'utilisation de la compensation dynamique, sous forme de compensateurs synchrones ou de compensateurs statiques contrôlables, peut réduire ou

éliminer la commutation des étages des branches de filtre.

### 3.7.3 Les interactions des systèmes AC/DC

Les interactions du système AC/DC sont essentiellement l'instabilité de tension, les surtensions, les résonances et la lenteur du rétablissement après les perturbations :

- Des critères de stabilité de tension sont employés pour déterminer le type du contrôle de la tension et de l'alimentation en énergie réactive.
- Les niveaux de la surtension transitoire ont une influence sur la conception de station de conversion. Ils augmenteront avec des valeurs décroissantes du rapport de court-circuit (SCR).
- Des condensateurs en shunt pour les convertisseurs, sont utilisés dans des groupes de filtres à AC et de la compensation d'énergie réactive. Lorsque le rapport de la puissance du condensateur par rapport à la puissance de court-circuit du système à AC est plus grand, la fréquence de résonance sera plus faible.
- Les rétablissements des défauts de AC et de DC sont plus lents avec les systèmes à SCR faibles (c.-à-d. source à grande impédance), bien que des contrôles déjà utilisées soient moins affectées par l'influence de l'impédance [57-58].

Parmi les interactions entre les liaisons HVDC et les réseaux alternatifs, nous présentons les suivants :

#### 3.7.3.1 La stabilité des systèmes HVDC

Vue du réseau alternatif, une station de conversion est une charge particulière capable d'échanger de la puissance active et de la puissance réactive avec ce réseau. Les caractéristiques de stabilité de cette charge dépendent essentiellement du réglage du courant continu de la liaison HVDC. La valeur du rapport de court-circuit à une influence sur la stabilité du système, Pour une valeur supérieure à 3, le système réseau alternatif et réseau continu est pratiquement stable.

En revanche, lorsque l'impédance du réseau devient plus grande, donc la puissance de court-circuit plus faible de sorte que le rapport de court circuit est inférieur à 3, le maintien de la stabilité passe par la mise en œuvre d'un réglage de la tension alternative par les convertisseurs ou par un dispositif complémentaire (compensateur statique ou synchrone).

### 3.7.3.2 Interactions de tension

Les tensions des extrémités AC dépendent aux caractéristiques de la puissance active et réactive du convertisseur. Afin de réduire au minimum les variations de tension, il est essentiel de contrôler l'énergie réactive consommée par le convertisseur.

La consommation de la puissance réactive, représente en général 60% de la puissance transmise dans la liaison HVDC. D'ailleurs, pendant la transmission la demande de la puissance réactive peut varier considérablement, la durée d'une telle variation dépend en grande partie des caractéristiques du système de contrôle de la liaison HVDC [41].

### 3.7.3.3 Surtensions transitoires

Des surtensions transitoires surviennent lors des manœuvres des gradins de condensateurs ou des filtres. Leur amplitude et leur durée dépendent essentiellement de :

- La puissance du gradin mise sous tension ;
- La puissance de court-circuit du réseau au point de raccordement de la station au réseau alternatif ;
- L'amortissement du système réseau-gradin de condensateurs-filtres.

La limitation des surtensions et la maîtrise de leurs effets sur le matériel du poste résultent du choix des éléments d'accord des filtres et des niveaux de protection du côté alternatif. La taille des différents filtres est le résultat d'un accord entre une étude économique et la capacité du système à AC de résister aux changements de niveau de la tension provoquée par la commutation des filtres. La commutation est généralement nécessaire lorsqu'on a besoin de contrôler la puissance réactive aux DC. Il y a une autre difficulté dans la commutation discrète de filtre, qui se rapporte au rapport non linéaire entre l'augmentation de la puissance réactive et le courant harmonique de la liaison HVDC [57].

### 3.7.3.4 Surtensions temporaires successives à des défauts sur les réseaux alternatifs

Un défaut d'isolement peut affecter une ou plusieurs phases de l'un des réseaux alternatifs connectés par une liaison à courant continu. Dans ce cas, le comportement des convertisseurs dépend du :

- Niveau du creux de la tension
- Nombre de phases concernées ;



- Fonctionnement en redresseur ou en onduleur du convertisseur affecté.

Pour un défaut monophasé, un onduleur est plus sensible qu'un redresseur. Toute chute de tension à une valeur inférieure à 90 % conduit en pratique à un raté de commutation de l'onduleur. Ce défaut se traduit par une annulation temporaire de la puissance transmise et donne lieu à des surtensions sur les phases saines alimentant l'onduleur. Par contre, pour le même défaut, si la tension d'une des phases d'alimentation d'un redresseur s'est annulée, le redresseur est capable d'assurer la conversion alternatif-continu, et de maintenir une partie du transit initial de puissance.

Lorsque en maintien les gradins de condensateurs sous tension sur le coté redresseur pour compenser l'énergie réactive, on donne lieu aussi à des surtensions. Ces niveaux sont d'autant plus élevés que le rapport de court-circuit est faible.

Pour un court-circuit polyphasé proche d'une station de conversion entraîne une annulation de la puissance transmise, quelque soit le type de fonctionnement du convertisseur (redresseur ou onduleur). Cette interruption conduit à des surtensions liées à la réjection de la charge de la liaison vue des réseaux alternatifs.

À l'élimination du défaut par les protections du réseau perturbé, les convertisseurs doivent rétablir le niveau initial de transit de puissance le plus rapidement possible. Généralement le temps de rétablissement entre 200 et 300 ms après la réapparition de tensions saines. La durée de rétablissement est plus longue dans le cas d'un défaut affectant une ligne à courant continu.

De plus, il arrive souvent que l'élimination du défaut donne lieu à des surtensions temporaires d'un niveau très élevé, Afin d'éliminer ces surtensions il convient d'installer des compensateurs statiques présentant de fortes capacités d'absorption de puissance réactive.

### **3.8 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons décrit le principe fondamental d'un système de transport HVDC, le principe de la conversion de l'énergie, les systèmes de réglage et de contrôle de la liaison HVDC ayant pour rôle d'assurer sa stabilité et d'améliorer ces performances dans le fonctionnement normal et durant les différents défauts et finalement, l'étude des interactions entre les liaisons HVDC et les réseaux alternatifs adjacents.

L'étude des interactions possibles entre les réseaux à courant continu haute tension (HVDC) et les réseaux alternatifs, est indispensable, afin d'améliorer les performances d'un

système de puissance HVDC tel que la stabilité des tensions, les surtensions, les résonances et le rétablissement du régime normal après perturbations.

Le degré d'interaction AC/DC, dépend de la capacité du réseau alternatif par rapport à la puissance transmise de la liaison HVDC.

Généralement l'objectif du réglage est de :

- Régler la tension continue pour s'assurer qu'elle ne dépassera pas la tenue du matériel ;
- Maximiser la tension de façon à minimiser le courant (donc les pertes) à puissance donnée ;
- Contrôle de la capacité et le sens de transfert de l'énergie ;
- Contrôle des opérations anormales des convertisseurs et les perturbations des systèmes connectés ;
- La protection des équipements des convertisseurs de la station s'il y a un défaut,
- Le suivi des différentes opérations des paramètres du convertisseur et de la ligne continue, et en plus la surveillance des informations du contrôle.

Si le rapport de court-circuit est faible on doit le soutenir par un dispositif de compensation et on doit chercher des solutions algorithmiques capables de résoudre les problèmes d'instabilités.

Ce dernier point sera l'objet du chapitre suivant qui sera consacré essentiellement à développer des solutions innovantes afin d'améliorer la stabilité et augmenter les performances du système de liaison HVDC.

# **Chapitre 4**

**Développement des régulateurs  
intelligents de la liaison hybride**

## 4.1 Introduction

En générale, Il existe des situations dans lesquelles la transmission du courant continu est plus avantageuse que le courant alternatif, en particulier lorsque la compensation de la puissance réactive et la stabilité deviennent difficiles à garantir. Par exemple, les systèmes HVDC sont utilisés pour la transmission à longue distance, en raison de minimiser les pertes électriques. Parfois, le HVDC est utilisé pour des distances courtes malgré son coût élevé dans le but d'améliorer la stabilité du système et l'interconnexion entre les systèmes AC asynchrones, et dans les cas où le contrôle du transport de courant alternatif pose des défis supplémentaires difficiles à résoudre.

Donc, dans les cas où il est essentiel de développer des solutions innovantes pour améliorer la stabilité et éviter les encombrements, les liaisons HVDC peuvent s'avérer être d'une bonne fiabilité de contrôle, elle peut être aussi la solution la plus rentable car elle permet de minimiser et même d'éliminer le besoin de lignes de transmission supplémentaires.

En réalité, la liaison HVDC est en fait une partie du réseau électrique dans différents endroits du système de transmission de puissance. Par conséquent, l'interaction avec le système AC s'impose, en particulier dans le cas des systèmes adjacents plus faibles. L'interaction AC/DC devient plus sensible aux perturbations qui conduisent à la nécessité de rechercher des solutions d'amélioration. La nature des convertisseurs HVDC basés sur l'électronique de puissance, qui ont un comportement non linéaire, entraîne une augmentation indésirable des harmoniques de courant, une consommation d'énergie réactive élevée, un faible facteur de puissance et une faiblesse globale des performances. De plus, la nature fortement non-linéaire des boucles de contrôle nécessite un large contrôle des paramètres qui prend en compte une gamme de conditions de fonctionnement et propose des solutions appropriées si nécessaire [59-60].

L'objectif général est la construction d'une stratégie de contrôle valide et appropriée, pour les différentes conditions de fonctionnement, de sorte que l'équilibre entre la vitesse de réponse et la stabilité doit être respecté en cas de petites perturbations d'une part, et le système doit supporter les perturbations dues aux défauts d'une autre part.

Récemment, les systèmes de contrôle intelligents tels que les contrôleurs à logique floue n'ont pas besoin d'un modèle mathématique précis; on peut les utiliser avec des entrées imprécises et sont capables de bien fonctionner dans des conditions non linéaires. Les contrôleurs flous sont appliqués aux systèmes HVDC pour amortir les oscillations

dynamiques. En fait, ces contrôleurs offrent de bonnes performances de contrôle lorsque les systèmes sont complexes et ne peuvent pas être analysés.

Les convertisseurs LCC-HVDC consomment intrinsèquement de grandes quantités de puissance réactive. Il existe un désavantage particulier lors de la connexion à des systèmes CA faibles tels que des surtensions transitoires élevées, des résonances basse fréquence, des risques d'instabilité de tension, la pollution par les harmoniques, des temps d'établissement longs et un risque de raté de commutation. Beaucoup de ces inconvénients sont étroitement liés à la régulation de la tension alternative sur le bus du convertisseur. L'un des moyens possibles de régulation de la tension est l'utilisation de STATCOM qui est considéré comme une méthode fiable pour compenser la puissance réactive.

Il est clair qu'un système HVDC supporté par un contrôleur à base de logique floue et un STATCOM peut bien fonctionner. En conséquence, il est possible de tester la stratégie proposée afin de trouver une meilleure solution.

La stratégie de contrôle est basée sur l'ajustement dynamique des gains des contrôleurs proportionnel et intégrale PI par la logique floue en utilisant l'erreur et la vitesse d'erreur comme entrées du contrôleur PI à logique floue auto-adaptative. Les gains de sortie du contrôleur amènent le signal à suivre la référence. D'autre part, le STATCOM est intégré pour compenser la puissance réactive.

Différents cas d'étude du système CIGRÉ HVDC sont réalisés pour valider la performance du dispositif proposé. Les résultats montrent une réponse attirante qui améliore la stabilité du système HVDC par rapport aux systèmes de contrôle classiques [61-63].

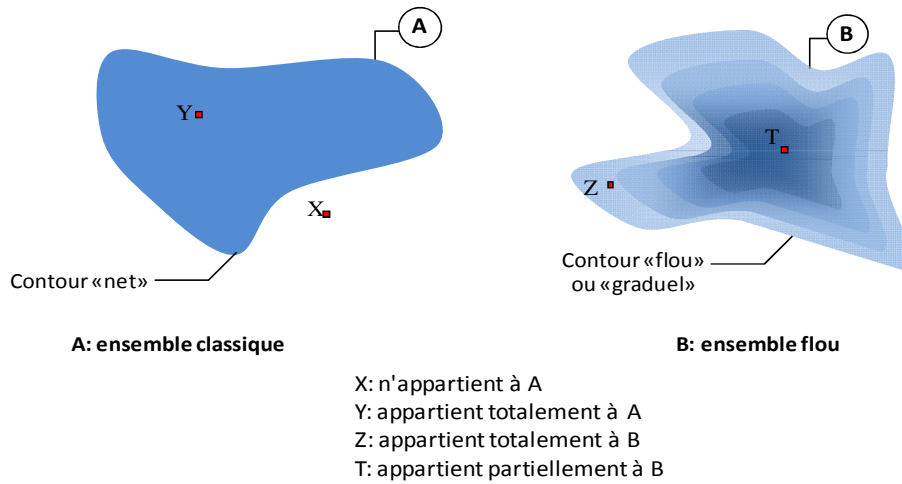
## **4.2 Bases de la logique floue**

### **4.2.1 Principe de base de la logique floue**

Dans la théorie des ensembles conventionnels, un élément doit appartenir ou ne pas appartenir à un ensemble donné, donc le degré d'appartenance d'un élément à un ensemble ne peut être que nul ou égal à l'unité.

Par contre dans la théorie des ensembles flous, un élément peut plus ou moins appartenir à un ensemble, le degré d'appartenance d'un élément à un ensemble flou peut prendre n'importe quelle valeur dans l'intervalle [0,1].

La différence entre les deux théories provient des limites des ensembles définis. Dans la théorie classique les contours des ensembles sont « nets », tandis que pour les ensembles flous les contours sont graduels, ou encore flous comme l'illustre la figure (4.1).

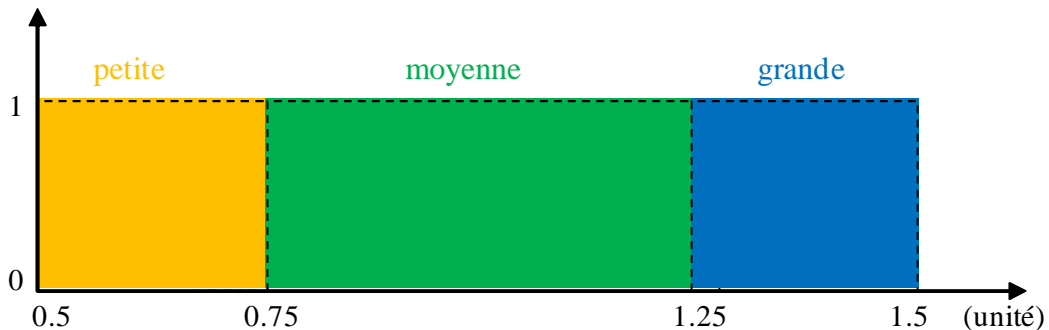


**Fig. 4.1 comparaison d'un ensemble classique et d'un ensemble flou**

A ce titre, on associe aux ensembles classiques la logique binaire et aux ensembles flous la logique floue. Ces deux logiques ne s'opposent pas, au contraire, comme nous le verrons plus loin, la logique floue est une extension de la logique binaire pour laquelle les niveaux de vérité (degrés d'appartenance que l'on note  $\mu$ ), au lieu d'être vrai ou faux peuvent prendre des valeurs comprise entre 0 et 1.

Afin de mieux saisir la différence qui existe entre les deux logiques et de mettre en évidence le principe fondamental de la logique floue, présentons un exemple simple.

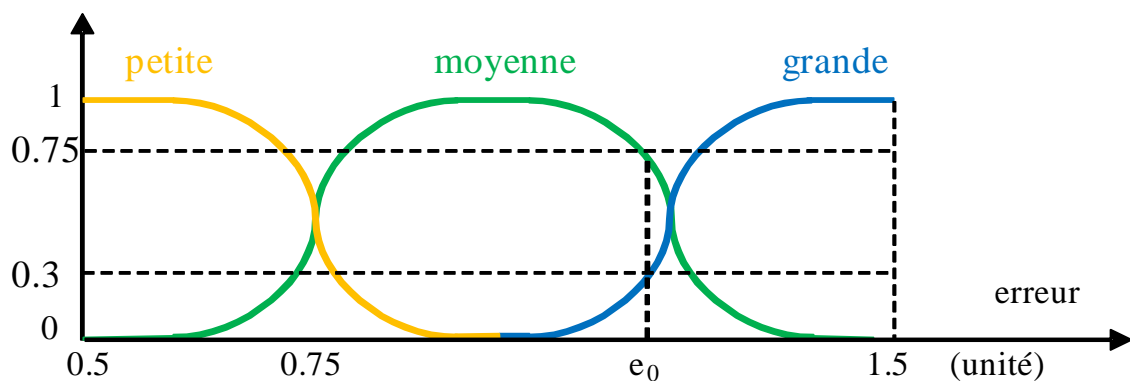
On se propose de classifier une grandeur physique quelconque en fonction de ses valeurs en définissant trois catégories (voir Fig.4.2) :



**Fig. 4.2 Représentation des variables binaires**

On constate que la façon utilisée pour séparer les intervalles des erreurs est très éloignée de ce que fait l'être humain lorsqu'il analyse ce genre de situation. En effet, l'homme ne fait pas une distinction franche entre « petite » et « moyenne » par exemple. Il utilise des expressions telles que « plutôt petite » pour une erreur légèrement inférieure à 0.75, et « *plutôt moyenne* » pour une erreur juste supérieure à cette valeur. Donc la logique classique présente bien l'avantage de la simplicité, mais elle est relativement éloignée de la logique utilisée par l'être humain.

Représentons le même problème à l'aide de la logique floue. Les variables ne sont plus de nature binaire mais peuvent prendre une infinité de valeurs possibles entre (0) et (1). La figure (4.3) représente la classification considérée selon le principe de la logique floue [64-65].



**Fig. 4.3 Représentation des variables floues**

Ce type de figure est appelé fonction d'appartenance, elle montre que les limites entre les trois catégories ne varient pas brusquement, mais illustre la gradualité introduite par la logique floue. Par exemple une erreur  $e_0=1.17$  appartient à l'ensemble « grande » avec un degré de 0.3 et à l'ensemble « moyenne » avec un degré de 0.7.

La fonction d'appartenance est désignée par  $\mu_E(x)$ . L'argument  $x$  se rapporte à la variable linguistique, tandis que l'indice  $E$  indique l'ensemble concerné.

#### 4.2.2 Univers de discours

L'univers de discours ( $UD$ ) est l'ensemble des valeurs réelles que peut prendre la variable floue  $x$  et  $\mu_E(x)$  est le degré d'appartenance de l'élément  $x$  à l'ensemble flou  $E$ .

Plus généralement, le domaine de définition de  $\mu_E(x)$  peut être réduit à un sous-ensemble de l'univers de discours. On peut ainsi avoir plusieurs fonctions d'appartenance, chacune caractérisant un sous-ensemble flou. C'est par l'association de tous les sous-ensembles flous

de l'univers de discours que l'on obtient l'ensemble flou de la variable floue  $x$ . Par abus de langage, les sous-ensembles flous sont fort souvent confondus avec l'ensemble flou [66].

### 4.2.3 Fonctions d'appartenance

L'univers de discours est partagé en sous-ensembles flous de façon que dans chaque zone il y ait une situation dominante. Ces zones sont décrites par des fonctions convexes, généralement sous forme triangulaire ou trapézoïdale, elles admettent comme argument la position de la variable  $x$  dans l'univers de discours, et comme sortie le degré d'appartenance de  $x$  à la situation décrite par la fonction.

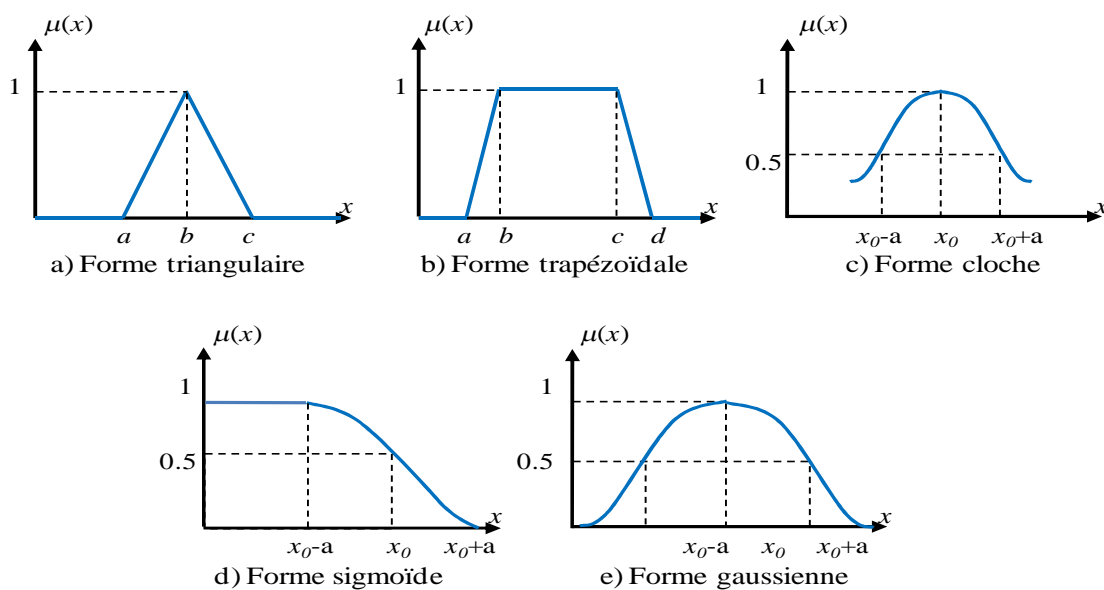
### 4.2.4 Différentes formes des fonctions d'appartenance

Afin de pouvoir traiter numériquement les variables linguistiques, il faut les soumettre à une définition mathématique à base de fonctions d'appartenance qui montrent le degré de vérification de ces variables aux différents sous-ensembles.

Les fonctions d'appartenance peuvent théoriquement prendre n'importe quelle forme, mais en général, les fonctions d'appartenance les plus utilisées sont définies par des formes géométriques ou des fonctions [16] :

Les fonctions d'appartenance sont le plus souvent représentées par plusieurs fonctions comme: triangulaire, trapézoïdale, cloche, sigmoïde et gaussienne (Fig. 4.4).

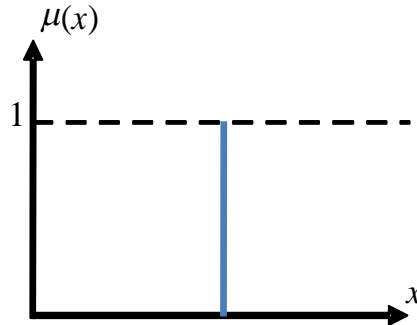
Dans la plupart des cas, et en particulier pour le réglage par la logique floue, les deux formes triangulaire et trapézoïdale sont suffisantes pour délimiter des ensembles flous.



**Fig. 4.4** Formes usuelles des fonctions d'appartenance



Pour certaines situations, les fonctions d'appartenance sont égales à l'unité pour une seule valeur de la variable  $x$  et égale à 0 pour les autres comme le montre la figure (4.5). Elles prennent alors le nom de « fonction d'appartenance singleton ». Elle correspond dans le domaine flou à une valeur particulière de cette variable.

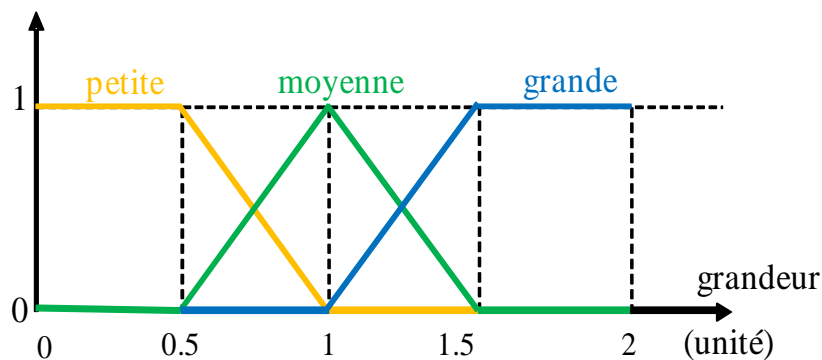


**Fig. 4.5** Fonction d'appartenance singleton

Par exemple, on peut présenter les variables linguistiques «grandeur petite», «grandeur moyenne» et «grandeur grande» avec des fonctions d'appartenance déterminant les limites de chaque catégorie comme suit :

- Une grandeur «  $x$  » n'est vraiment petite qu'au dessous de « 0.5 », elle n'est qu'à moitié petite à « 0.75 » et elle n'est plus du tout petite au dessus de « 1 » ;
- Une erreur «  $x$  » n'est vraiment grande qu'au dessus de « 1.5 », elle n'est qu'à moitié grande à « 1.25 » et elle n'est plus du tout grande au dessous de « 1 » ;
- Une erreur «  $x$  » est tout à fait moyenne à « 1 », en dessous de « 0.5 » elle n'est pas assez grande pour être moyenne et au-delà de « 1.5 » elle n'est pas assez petite pour la considérer comme valeur moyenne.

Ceci peut être traduit par les trois fonctions d'appartenance de la variable linguistique présentées dans la figure (4.6).



**Fig. 4.6** Fonctions d'appartenance avec trois sous ensembles flous pour la variable linguistique d'une grandeur quelconque

Afin d'obtenir une subdivision plus fine, nous pouvons définir plus de trois sous-ensembles flous. Le choix du nombre des sous-ensembles flous, de la forme des fonctions d'appartenance, du recouvrement de ces fonctions et de leur répartition sur l'univers de discours n'est jamais évident. Il y a pourtant des facteurs qui sont plus importants que d'autres.

Ainsi, la forme des fonctions n'a que peu d'influence, d'où le choix des formes triangulaires et trapézoïdales, celles-ci étant relativement simples à mettre en œuvre. De plus, une subdivision de l'univers de discours en plusieurs sous-ensembles flous (supérieur à sept) n'implique pas forcément un fonctionnement dynamique meilleur des systèmes dans le cas de réglage par la logique floue, et complique même la formulation de la situation envisagée. Par contre on peut obtenir des comportements non linéaires assez différents en fonction de la manière de la disposition des fonctions d'appartenance sur l'univers de discours [66].

#### 4.2.5 Opérateurs de la logique floue

Dans la théorie des ensembles classiques on définit les relations intersection, union et complémentarité qui sont traduites par les opérateurs ET, OU et NON. Ces opérateurs existent également en logique floue, mais sont adaptés aux spécificités de cette logique pour traiter les ensembles flous. Ainsi des opérateurs homologues à ceux de la logique booléenne sont créés en essayant de respecter un certain nombre de propriétés et afin de retrouver les opérations de base existant en logique classique.

Soient  $E$  et  $F$ , deux sous-ensembles flous d'une variable linguistique définis sur l'univers de discours  $UD$  par leurs fonctions d'appartenance respectives  $\mu_E$  et  $\mu_F$ .

##### 4.2.5.1 Opérateur ET (Intersection floue)

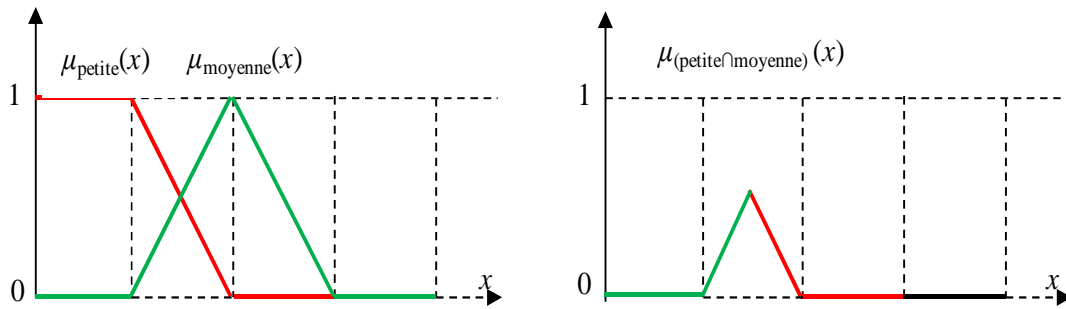
L'intersection des sous-ensembles  $E$  et  $F$  est le sous-ensemble flou qui est défini par les éléments  $x$  de l'univers de discours  $UD$  qui appartiennent à  $E$  et  $F$  (Fig. 4.7).

Dans la logique floue, l'opérateur ET peut être exprimé par :

$$\mu_{E \cap F}(x) = \min\{\mu_E(x), \mu_F(x)\} \quad \forall x \in UD \quad (4.1)$$

Ou bien :

$$\mu_{E \cap F}(x) = \mu_E(x) * \mu_F(x) \quad \forall x \in UD \quad (4.2)$$



**Fig. 4.7 Intersection des sous ensembles flous « petite » et « moyenne » pour la variable linguistique**

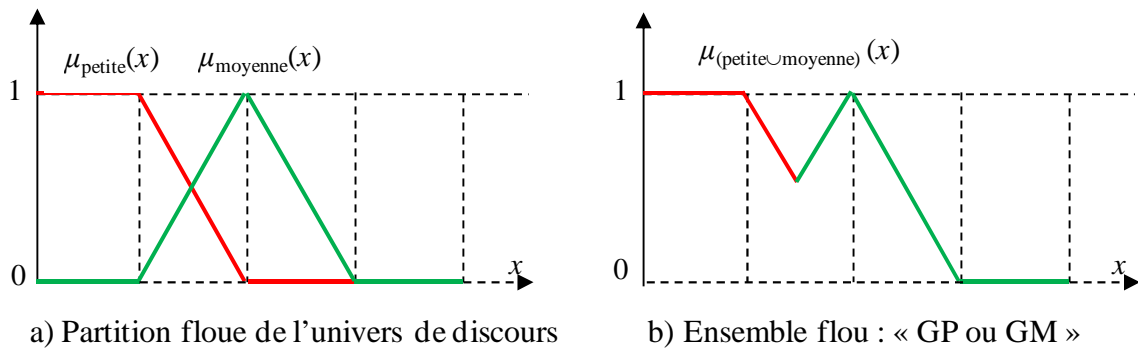
**4.2.5.2 Opérateur OU (Union floue)**

L’union des sous-ensembles  $E$  et  $F$  est un sous-ensemble de l’univers de discours  $UD$  défini par tous les éléments  $x$  de  $UD$  qui appartiennent à  $E$  ou bien à  $F$  (Fig.4.8), ce que l’on note  $E \cup F$ . L’opérateur  $OU$  est généralement réalisé par la formation du maximum, que l’on exprime comme suit :

$$\mu_{E \cup F}(x) = \max\{\mu_E(x), \mu_F(x)\} \quad \forall x \in UD \quad (4.3)$$

Ou bien :

$$\mu_{E \cup F}(x) = \mu_E(x) + \mu_F(x) \quad \forall x \in UD \quad (4.4)$$



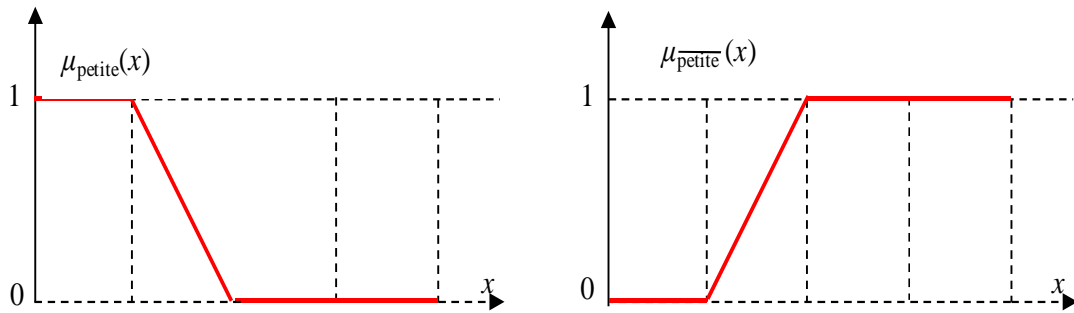
**Fig. 4.8 Union des sous-ensembles flous « petite » et « moyenne » pour la variable linguistique**

**4.2.5.3 Opérateur NON (complémentation floue)**

Comme l’illustre la figure (4.9), le sous-ensemble flou complémentaire du sous-ensemble  $E$  est un sous-ensemble de l’univers de discours  $UD$  défini par les éléments  $x$  de l’intervalle  $UD$  qui n’appartiennent pas au sous-ensemble flou  $E$ . On peut exprimer ça par :

$$\mu_{\bar{E}}(x) = 1 - \mu_E(x) \quad \forall x \in UD \quad (4.5)$$

Le complément flou représente l'opération *NON* de la logique classique au sens flou.



**Fig.4.9 Complémentation du sous-ensemble flou «petite»**

**4.2.6 Règles d'inférence floue**

Les systèmes basés sur la logique floue utilisent, pour prendre des décisions, la connaissance humaine présentée sous forme de règles floues, appelées aussi règles d'inférence. Elles sont exprimées sous la forme:

**SI** (prémisse) **ALORS** (conclusion)

Une règle floue est donc une combinaison entre une condition, nommée prémisse ou prédicat qui peut dépendre de plusieurs variables liées entre elles par des opérateurs ET, OU, NON et une conclusion ou conséquence. Les prémisses et conclusions forment des propositions floues exprimées par une conjonction ou une disjonction de prédicats, les conclusions sont obtenues par implication des propositions floues.

Ainsi en logique floue, on interprète la règle suivante : **SI**  $x$  est  $E$  **ALORS**  $y$  est  $F$  par le fait que si la variable floue  $x$  appartient au sous-ensemble  $E$  avec un degré d'appartenance  $\mu_E(x)$  , alors  $y$  appartient au sous-ensemble flou  $F$  avec un degré d'appartenance  $\mu_F(x)$  qui dépend de la validité  $\mu_E(x)$  de la prémisse. Plus généralement, l'expertise est donnée sous forme d'un ensemble de  $z$  règles, désigné par le terme de système d'inférence flou (SIF), présenté par une énumération du type:

**SI** [(Prédicat 1) **ET/OU** (Prédicat 1') **ET/OU** .....] **ALORS** (Conclusion 1) **OU**  
**SI** [(Prédicat 2) **ET/OU** (Prédicat 2') **ET/OU** .....] **ALORS** (Conclusion 2) **OU**  
 .... ..... .... **OU**  
**SI** [(Prédicat  $z$ ) **ET/OU** (Prédicat  $z'$ ) **ET/OU** .....] **ALORS** (Conclusion  $z$ )

L'opérateur OU n'est pas utilisé dans les conclusions car il introduirait une incertitude dans la connaissance, l'expertise ne permettrait pas de déterminer quelle décision à prendre

De même, l'opérateur NON n'est pas employé, en effet si une règle avait par exemple la conclusion : «ALORS pression NON forte», il serait impossible de dire si cela signifie «pression faible» ou «pression moyenne», cela serait encore un cas d'incertitude. Quatre étapes sont donc nécessaires pour obtenir la conclusion finale :

- le calcul des propositions ;
- le calcul des relations ;
- les compositions des règles avec les faits observés ;
- l'agrégation des conclusions des règles.

### **4.3 Avantages et inconvénients de la commande floue**

#### **4.3.1 Avantages**

- La théorie est simple et s'applique à des systèmes complexes.
- Pas de modèles mathématiques requis du procédé à asservir.
- Robustesse de la commande floue vis à vis des incertitudes.
- Possibilités de commande auto-adaptative aux variations du procédé.

#### **4.3.2 Inconvénients**

- Technique de réglage essentiellement empirique.
- Performances dépendent de l'expertise.
- Il n'existe pas de théorie générale qui caractérise rigoureusement la stabilité, la robustesse..(Difficultés de certification dans le transport, espace...)

### **4.4 Description d'un contrôleur à base de la logique floue**

La logique floue est principalement utilisée dans les domaines de prise de décision, de reconnaissance des formes, de modélisation et de commande des procédés. La commande ou la régulation des systèmes est le domaine industriel de la logique floue le plus exploité. On distingue trois structures majeures de régulateur à logique floue [16]:

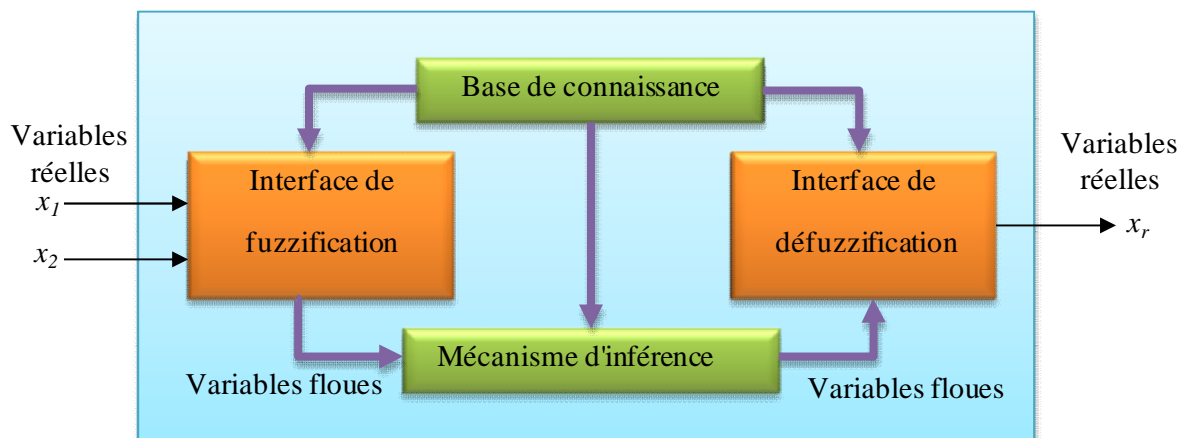
- La structure pure ;
- La structure de Takagi-Sugeno-Kang (TSK) ;
- La structure de Mamdani ou le modèle « fuzzification - defuzzification ».

Dans la structure pure les variables d'entrée et de sortie du régulateur à logique floue sont des variables floues ou linguistiques. Ceci constitue un handicap étant donné que les entrées et les sorties des régulateurs des systèmes réels sont des variables réelles ou numériques. La structure TSK résout ce problème par une simple transformation des variables linguistiques en variables réelles. L'inconvénient de cette structure est que le conséquent de chaque règle soit une formule mathématique. Mamdani s'est proposé une interface de défuzzification (défuzzificateur) à la sortie de la structure pure.

Le fuzzificateur transforme les variables réelles d'entrée en variables linguistiques floues, tandis que le défuzzificateur effectue l'opération inverse. La structure de Mamdani est devenue le modèle standard du régulateur à logique floue le plus utilisé dans la régulation des systèmes.

Comme l'illustre la figure (4.10), l'architecture de Mamdani est constituée de quatre parties essentielles à savoir :

- L'interface de fuzzification (le fuzzificateur) ;
- La base de connaissance ;
- Le mécanisme d'inférence ou l'évaluation de règles ;
- L'interface de défuzzification (le défuzzificateur).



**Fig. 4.10 Structure de base du régulateur à logique floue**

Comme le système à commander ne reçoit que des valeurs déterministes (non-floues), un régulateur à logique floue devrait convertir les valeurs déterministes à son entrée en valeurs floues, les traiter avec les règles floues et reconvertir le signal de commande de valeurs floues en valeurs déterministes pour les appliquer au procédé. Les rôles de chaque bloc peuvent être résumés comme suit :

#### 4.4.1 Interface de fuzzification

La fuzzification a pour rôle la conversion d'une grandeur physique en une grandeur linguistique. Il s'agit d'une projection de la variable physique sur les ensembles flous la caractérisant. Cette opération permet d'avoir une mesure précise sur le degré d'appartenance de la variable d'entrée à chaque ensemble flou. Pour chaque variable d'entrée et de sortie sélectionnée, nous définissons deux ou plusieurs fonctions d'appartenance, généralement trois, mais peuvent être plus. Nous devons définir une catégorie qualitative pour chacune d'entre eux [67].

Le bloc de fuzzification effectue les fonctions suivantes :

- établit les plages de valeurs pour les fonctions d'appartenance à partir des valeurs des variables d'entrées ;
- effectue une fonction de fuzzification qui convertit les données d'entrée en valeurs linguistiques convenables qui peuvent être considérées comme l'étiquette des ensembles flous. Cette opération doit être effectuée dans un domaine normalisé généralement dans l'intervalle  $[-1,1]$  afin de faciliter le calcul.

#### 4.4.2 Base de connaissance

Le bloc base de connaissance comporte une connaissance dans le domaine d'application et le résultat de commande prévu. Il consiste en « base de données » et en « base de règles

linguistiques (floues) de commande » :

- La base de données effectue des définitions qui sont nécessaires pour établir les règles de commande et manipuler les données floues dans un régulateur à logique floue ;
- La base des règles représente la stratégie de commande et le but désiré par le biais des règles de commande linguistiques.

#### 4.4.3 Mécanisme d'inférence

Le régulateur à logique flou basé sur le principe de l'inférence, il possède la capacité de simuler les décisions humaines et de déduire les actions de commande floue à l'aide de l'implication floue et des règles d'inférence dans la logique floue. Le traitement numérique des règles d'inférence qui permet d'obtenir la sortie linguistique ou floue du régulateur se fait par différentes méthodes, dont principalement sont:

- la méthode d'inférence max-min ;

- la méthode d'inférence max-produit ;
- et la méthode d'inférence somme-produit.
- Chacune de ces trois méthodes utilise un traitement numérique propre des opérateurs de la logique floue:
- Pour la méthode d'inférence max-min, l'opérateur ET est réalisé par la formation du minimum, l'opérateur OU est réalisé par la formation du maximum, et ALORS, (l'implication) est réalisée par la formation du minimum.
- Pour la méthode d'inférence max-produit, l'opérateur ET est réalisé par la formation du produit, l'opérateur OU est réalisé par la formation du maximum, et ALORS (l'implication) est réalisée par la formation du produit.
- Pour la méthode d'inférence somme-produit, on réalise au niveau de la condition, l'opérateur OU par la formation de la somme (valeur moyenne), et l'opérateur ET par la formation du produit. Pour la conclusion, l'opérateur ALORS est réalisé par un produit.

Dans le cas de la méthode somme-produit, les actions des différentes règles sont liées entre elles par l'opérateur OU qui est réalisé par la formation de la moyenne arithmétique (somme moyenne). Cette méthode d'inférence est particulièrement avantageuse par rapport aux autres et nécessite une envergure de calcul relativement restreinte, c'est pour ça que nous l'avons choisie dans notre travail.

La fonction résultante dans ce cas peut être donnée comme suit [16]:

Si on a 2 variables d'entrées ( $x_1, x_2$ ), la fonction résultante de  $z$  règles pour la variable de sortie  $x_r$  sera :

$$\mu_{RES}(x) = \frac{\mu_{R1}(x_r) + \mu_{R2}(x_r) + \dots + \mu_{Rz}(x_r)}{z} \quad (4.6)$$

Où :

$$\mu_{Ri}(x) = \mu_i(x_1) \cdot \mu_i(x_2) \cdot \mu_{0i}(x_r) = \mu_{Ci} \mu_{0i}(x_r); \quad i = 1, 2, \dots, z \quad (4.7)$$

Avec :

$\mu_{Ri}(x)$  : est la fonction d'appartenance partielle de chaque règle ;

$\mu_{Ci}$  : est le degré de vérification de la  $i^{ème}$  règle ou condition ;

$\mu_{0i}(x_r)$  : est la fonction d'appartenance de la sortie qui correspond à la  $i^{ème}$  règle ;



$\mu_i(x_1), \mu_i(x_2)$  : sont les facteurs d'appartenance des deux variables linguistiques aux deux ensembles flous de la  $i^{\text{ème}}$  règle, pour deux valeurs données de  $x_1, x_2$ ;

$z$  : est le nombre de règles.

#### 4.4.4 Interface de défuzzification

La défuzzification consiste à transformer les informations floues établies par le mécanisme d'inférence en des grandeurs numériques ; c'est-à-dire que les ensembles flous résultants de l'inférence sont convertis en des valeurs numériques; ensuite, ces valeurs sont dénormalisées et appliquées au processus [18].

L'interface de défuzzification consiste à déduire une valeur numérique précise de la sortie du régulateur ( $x_r$ ) à partir de la conclusion résultante floue ( $\mu_{RES}(x_r)$ ) issue de l'opération d'inférence. On distingue plusieurs méthodes de défuzzification:

- Méthode de maximum,
- Méthode de la moyenne des maximas,
- Méthode du centre de gravité (la plus fréquemment utilisée),
- Méthode des hauteurs pondérées,
- Méthode des hauteurs pondérées modifiés.

On présente dans ce qui suit, l'une des méthodes les plus utilisées, qui est la méthode du centre de gravité. Cette méthode donne généralement de meilleurs résultats malgré l'exigence d'une grande puissance de calcul. Elle consiste à prendre comme décision à la sortie l'abscisse  $x_{Gr}$  du centre de gravité de la fonction d'appartenance résultante  $\mu_{RES}(x_r)$ . Cette abscisse est déterminée par la relation suivante :

$$x_{Gr} = \frac{\int_{-1}^1 x_r \mu_{RES}(x_r) dx_r}{\int_{-1}^1 \mu_{RES}(x_r) dx_r} \quad (4.8)$$

Dans le cas de la méthode d'inférence somme-produit, on peut simplifier l'expression de  $\mu_{RES}(x_r)$ . En effet, selon la relation (4.6) on a :

$$\mu_{RES}(x_r) = \frac{1}{z} \sum_{i=1}^z \mu_{ci} \mu_{oi}(x_r) \quad (4.9)$$

D'autre part, l'intégrale du dénominateur de (4.8) peut être simplifiée ainsi :

$$\int_{-l}^l \mu_{RES}(x_r) dx_r = \frac{1}{z} \sum_{i=1}^z \mu_{ci} \int_{-l}^l \mu_{oi}(x_r) dx_r = \frac{1}{z} \sum_{i=1}^z \mu_{ci} \cdot S_i \quad (4.10)$$

Où  $S_i$  est la surface de la fonction d'appartenance du sous-ensemble flou de  $x_r$  correspondant à l'ième règle. Pour ce qui est de l'intégrale du numérateur de (4.8), on peut la simplifier de la manière suivante :

$$\int_{-l}^l x_r \mu_{RES}(x_r) dx_r = \frac{1}{z} \sum_{i=1}^z \mu_{ci} \int_{-l}^l x_r \mu_{oi}(x_r) dx_r = \frac{1}{z} \sum_{i=1}^z \mu_{ci} x_{Gi} S_i \quad (4.11)$$

Où  $x_{Gi}$  est l'abscisse du centre de gravité de la surface  $S_i$ .

On obtient finalement l'abscisse du centre de gravité de  $\mu_{RES}(x_r)$  qui définit la commande ou l'action normalisée :

$$x_{Gr} = \frac{\sum_{i=1}^z \mu_{ci} x_{Gi} S_i}{\sum_{i=1}^z \mu_{ci} S_i} \quad (4.12)$$

## 4.5 Contrôleur proposé pour le système HVDC avec STATCOM

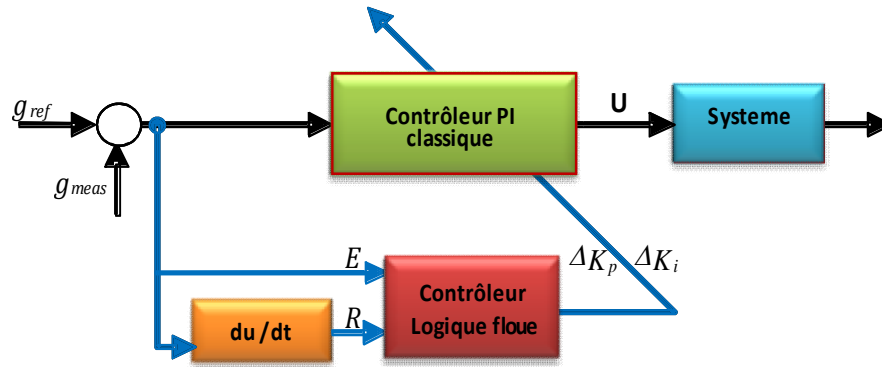
### 4.5.1 Le contrôleur PI flou auto-adaptatif

Le contrôleur basé sur la logique floue est un contrôleur PI flou auto-adaptatif combiné avec un régulateur PI conventionnel des deux côtés des convertisseurs. Ce dispositif a pour but de mettre à jour d'une façon dynamique les valeurs des gains PI classiques ( $K_p$  et  $K_i$ ) des régulateurs de courant pour le redresseur et de la tension pour l'onduleur. Les erreurs pour les régulateurs et leurs dérivées sont utilisées comme entrées pour le contrôleur PI flou auto-adaptatif. La figure (4.11) montre le principe de son intégration dans un système HVDC [68].

$$E = g_{réf} - g_{mes} \quad (4.13)$$

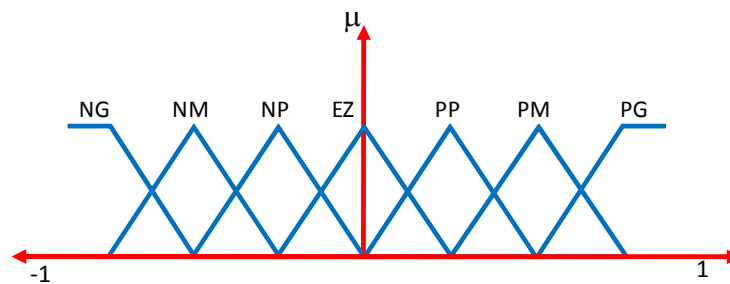
$$R = (E - E_{préc}) / T_s \quad (4.14)$$

Où:  $E$ ,  $E_{préc}$ ,  $R$ ,  $g_{réf}$ ,  $g_{mes}$  et  $T_s$  sont respectivement : l'erreur entre la grandeur de référence et la grandeur mesurée, la valeur de l'erreur précédente, la dérivée de l'erreur, la grandeur de référence, la grandeur mesurée et le temps d'échantillonnage.



**Fig. 4.11 Schéma fonctionnel du contrôleur Fuzzy-PI**

Les entrées ( $E$  et  $R$ ) et les sorties ( $\Delta K_p$  et  $\Delta K_i$ ) du contrôleur flou sont fuzzifiées par les notations des sous-ensembles flous, à savoir, PG: Positif Grand, PM: Positif Moyen, PP: Positif Petit, EZ: Environ Zéro, NP: Négatif Petit, NM: Négatif Moyen, NG: Négatif Grand. Les fonctions d'appartenance sont considérées comme triangulaires pour (PM, PP, EZ, NP et NM) et trapézoïdales pour (PG et NG) comme le montre la figure (4.12).



**Fig. 4.12 Fonctions d'appartenance avec sept sous ensembles flous pour les entrées**

Les valeurs initiales des gains proportionnels et intégraux ( $K_{p0}$  et  $K_{i0}$ ) du contrôleur PI conventionnel sont trouvées par l'essai et l'erreur (accordés à la meilleure performance). L'erreur et le dérivé de cette erreur sont prises en entrée dans le contrôleur logique Flou. Ces entrées sont normalisées puis fuzzifiées à l'aide des fonctions d'appartenance. Ensuite, ces entrées fuzzifiées à base des règles linguistiques pour trouver la sortie du contrôleur logique flou  $\Delta K_p$  et  $\Delta K_i$  (voir Fig. 4. 13), où ces sorties peuvent être mises à l'échelle en utilisant les facteurs d'échelle  $k_p$  et  $k_i$  (peuvent être obtenues par les algorithmes génétiques) afin d'obtenir les meilleures performances possibles [68].

La base des règles linguistiques des sorties est résumée dans le Tableau (4.1) et le Tableau (4.2) respectivement.

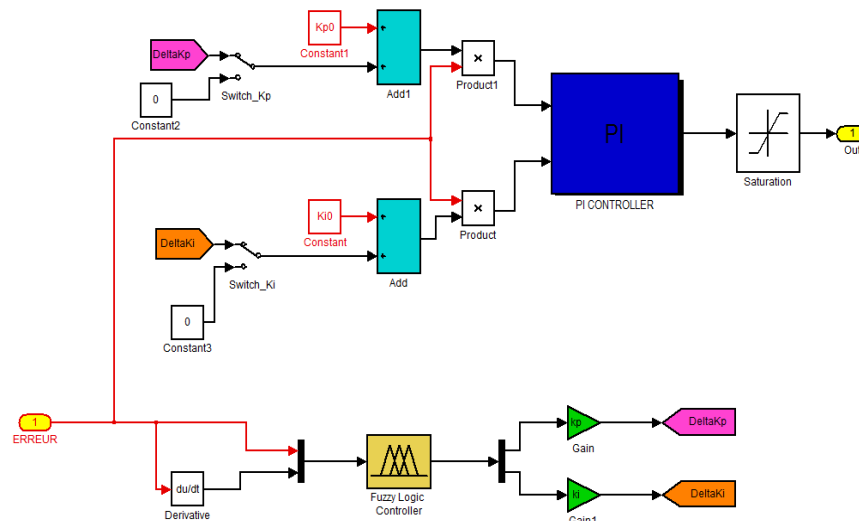


Fig.4.13 Contrôleur PI flou auto-adaptatif en MATLAB/SIMULINK

Tableau 4.1 Les règles floues pour  $K_p$ [68]

**Dérivé d'erreur "R"**

Erreur "E"	NG	NM	NP	EZ	PP	PM	PG
NG	NG	NG	NG	NG	NG	NM	NP
NM	NG	NG	NM	NM	NM	NP	EZ
NP	NG	NM	NP	NP	NP	EZ	EZ
EZ	EZ	EZ	EZ	EZ	EZ	EZ	EZ
PP	EZ	EZ	PP	PP	PP	PM	PG
PM	EZ	PP	PM	PM	PM	PG	PG
PG	PP	PM	PG	PG	PG	PG	PG

Tableau 4.2 Les règles floues pour  $K_i$ [68]

**Dérivé d'erreur "R"**

Erreur "E"	NG	NM	NP	EZ	PP	PM	PG
NG	NG	NG	NM	NM	NP	EZ	EZ
NM	NG	NG	NP	NP	NP	EZ	EZ
NP	NG	NM	NP	NP	EZ	PP	PP
EZ	NM	NM	NP	EZ	PP	PM	PM
PP	NP	NP	EZ	PP	PP	PM	PG
PM	EZ	EZ	PP	PP	PP	PG	PG
PG	EZ	EZ	PP	PM	PM	PG	PG

La défuzzification est effectuée en utilisant la méthode de défuzzification centroïde pour obtenir les valeurs de  $\Delta K_p$  et  $\Delta K_i$ , où le centre de gravité est utilisé comme sortie finale. La sortie est:

$$\Delta K = \frac{\sum \mu_i * z_i}{\sum \mu_i} \quad (4.15)$$

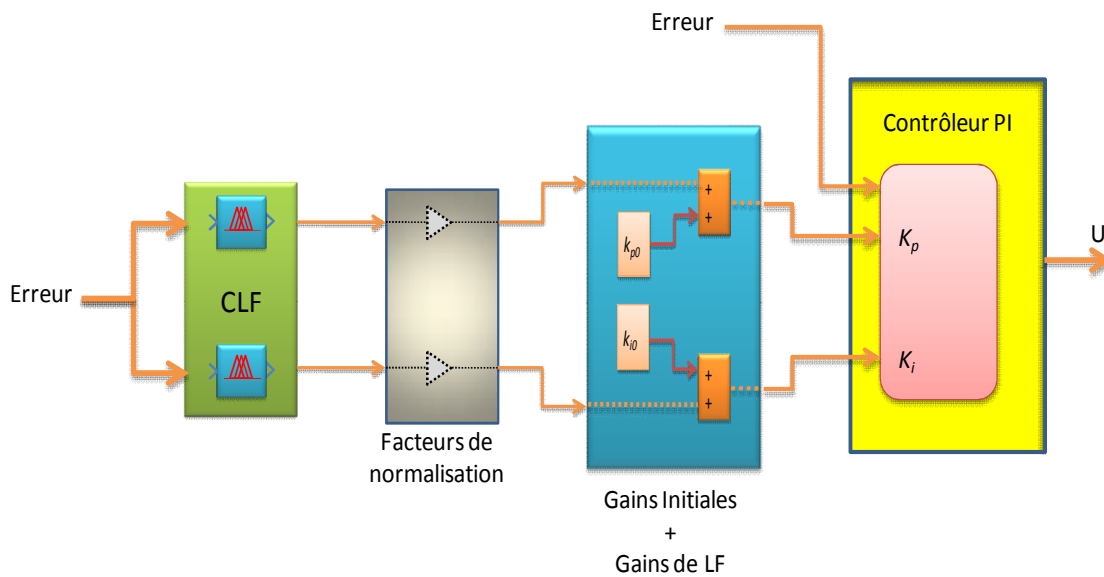
Avec:  $\mu_i$  et  $z_i$  sont le degré d'appartenance de la sortie et la variable de sortie, respectivement.

La sortie du contrôleur à logique floue est utilisée pour résoudre le problème des gains proportionnels et intégraux fixes d'un contrôleur PI classique (Fig. 4.14). Les gains  $K_p$  et  $K_i$  du contrôleur PI sont réglés dynamiquement à l'aide du contrôleur logique floue selon les équations suivantes:

$$K_p = K_{p0} + k_p * \Delta K_p \quad (4.16)$$

$$K_i = K_{i0} + k_i * \Delta K_i \quad (4.17)$$

Où:  $K_{p0}$ ,  $K_{i0}$ ,  $\Delta K_p$ ,  $\Delta K_i$ ,  $k_p$ ,  $k_i$  sont respectivement : la valeur initiale du gain proportionnel, la valeur initiale du gain intégral, sortie du contrôleur PI flou du gain proportionnel, sortie du contrôleur PI flou du gain intégral, facteur d'échelle de la sortie du gain proportionnel et facteur d'échelle de la sortie du gain intégral [69].



**Fig. 4.14** Intégration d'un contrôleur FSTPIC au niveau du système HVDC

#### 4.5.2 L'insertion du STATCOM dans les systèmes HVDC

Le STATCOM est un dispositif de dérivation qui utilise l'électronique de puissance à commutation forcée pour contrôler le flux de puissance et améliorer la stabilité des tensions

sur les réseaux électriques, le principe basé sur la conversion du courant continu en courant alternatif d'amplitude variable et un angle de phase. Le STATCOM composé principalement d'un convertisseur tension-source (VSC) connecté au réseau à l'aide d'un transformateur de couplage du côté de l'onduleur de la liaison HVDC et a une valeur nominale de  $\pm 100$  MVA. Il se compose d'un onduleur à 48 impulsions à trois niveaux et de deux condensateurs de 3000F connectés en série qui agissent comme une source de tension continue variable.

Le rôle du STATCOM est d'échanger l'énergie réactive avec le réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en général l'inductance de fuite du transformateur de couplage [70].

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de l'onduleur  $V_{sh}$ , qui est en phase avec la tension du jeu de barre  $V_r$  où le STATCOM est connecté.

L'écoulement des puissances active et réactive, entre ces deux sources de tension, est donné par :

$$P = \frac{V_r V_{sh}}{X_{sh}} \sin \delta \quad (4.18)$$

$$Q = \frac{V_r}{X_{sh}} (V_r - V_{sh} \cos \delta) \quad (4.19)$$

A partir des équations (II.1) et (II.2), on peut constater que lorsque les deux tensions sont en phase ( $\delta = 0$ ), il n'y a qu'un écoulement de puissance réactive, la valeur de la puissance échangée ne dépendant que de l'amplitude des deux tensions  $V_r$  et  $V_{sh}$ .

Il y'a trois cas possibles qui peuvent être considérés pour ( $\delta = 0$ ):

- Si  $V_{sh} < V_r$ , le courant dans l'inductance est décalé de  $+\pi/2$  avec la tension  $V_r$  et le courant est capacitif.
- Si  $V_{sh} > V_r$ , le courant dans l'inductance est décalé de  $-\pi/2$  avec la tension  $V_r$  et le courant est inductif.
- Si  $V_{sh} = V_r$ , le courant dans l'inductance est nul, il n'y a pas d'échange d'énergie.

#### 4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les principes de base de la logique floue, ces avantages et ces inconvénients, puis on a présenté la description générale du contrôleur

proposé basé sur la logique floue pour le système HVDC soutenu par le dispositif STATCOM.

Pour évaluer l'efficacité de la stratégie de contrôle proposée, des simulations et des comparaisons doivent être effectuées pour différents types de défauts et sur plusieurs systèmes de liaison HVDC, y compris le contrôleur PI classique, cas d'un SCR faible côté onduleur, le système CIGRE HVDC qui présente un bon modèle de test et enfin, la source d'énergie de la liaison HVDC est remplacée par une ferme éolienne, tout ça est le sujet du prochain chapitre.

# **Chapitre 5 :**

**Simulations, Résultats et commentaires  
évaluant la stratégie de contrôle  
proposée**



## **5.1 Introduction**

Puisque l'interaction AC / DC entre le système LCC-HVDC et le système CA adjacent est très sensible aux perturbations. On a proposé ce travail qui présente un système de contrôle efficace, basé sur l'utilisation de différentes valeurs de gains proportionnels et intégrales variés de façon dynamique à l'aide du Fuzzy Self-Tuning PI Controller (FSTPIC). Selon la nécessité en renforçant ce contrôleur par un compensateur synchrone statique (STATCOM) pour compenser la puissance réactive et améliorer les performances du système HVDC. Le dispositif à logique floue a des gains d'entrée auto-adaptatifs pour assurer la normalisation entre -1 et +1 des signaux d'entrée.

Dans ce chapitre, pour évaluer l'efficacité de la stratégie de contrôle proposée, on a fait des simulations de plusieurs systèmes de la liaison HVDC comme suit:

1- Afin d'analyser les performances générales du système HVDC, on a fait des simulations sous SIMULINK-MATLAB sur une liaison à courant continu haute tension unipolaire avec retour par la terre, cette liaison transmet une puissance de 1000 MW (500 kV, 2 kA) d'un réseau alternatif 500kV, 5000 MVA, 60 Hz vers un réseau alternatif 345 kV, 1000 MVA, 50 Hz avec des rapports de court-circuit  $SCR_{red}=5$  pour le redresseur et  $SCR_{ond}=10$  pour l'onduleur.

2- Le même système HVDC mais avec ( $SCR_{red}=5$  et  $SCR_{ond}=2.5$ ). Afin de tester la stratégie de contrôle proposée du contrôleur PI auto-adaptative à logique floue (FSTPIC) sur un système faible.

3- Le système HVDC du modèle de référence de CIGRÉ à un rapport de court-circuit faible (égale à 2.5) dans les deux cotés de la liaison, ce système reste un bon choix pour évaluer les travaux de recherche qui concernent la transmission de l'énergie électrique en courant continu. Donc afin de mettre en évidence ces performances pendant le régime dynamique et le régime de défaut en ajoute la stratégie de contrôle proposée soutenue par un STATCOM de 100MVA à ce modèle.

4- On utilise le système HVDC du modèle de référence de CIGRÉ renforcé par un STATCOM pour transmis au réseau électrique la puissance d'une ferme éolienne à base d'aérogénérateur synchrone à aimant permanent placé dans le côté redresseur. En ajoute la stratégie de contrôle proposée pour évaluer son efficacité en présence d'un court-circuit triphasé.

## 5.2 Test du Modèle LCC-HVDC (500kV-60Hz/345kV-50Hz)

### 5.2.1 Description générale du système

Une liaison à courant continu unipolaire avec retour par la terre est utilisée pour transmettre une puissance de 1000 MW (500 kV, 2 kA) d'un réseau alternatif 500kV, 5000 MVA, 60 Hz vers un réseau alternatif 345 kV, 10000 MVA, 50 Hz (Fig. 5.1 et 5.2).

Chaque station de conversion, redresseur ou onduleur, comprend un pont à thyristors avec une inductance de lissage de 0.5 H, des filtres AC de 600 MVA, ainsi que des systèmes de commande et de protection associés. Les deux convertisseurs sont interconnectés par une ligne à courant continu de 300 Km.

Les deux systèmes que nous allons étudier avec des rapports de court-circuit,  $SCR_{red}=5$  côté redresseur et  $SCR_{ond}=10$  (système fort à faible impédance) et  $SCR_{ond}=2.5$  (système faible à grande impédance), côté onduleur.

Vu des bornes continues, le convertisseur est équivalent à une source de tension redressée comportant d'importants harmoniques de tensions, d'ordre  $12k$  (où  $k$  est un nombre entier positif).

Vu des bornes alternatives, le convertisseur est par contre assimilable à une source de courant alternatif comportant des harmoniques de courant, d'ordre  $12k \pm 1$ .

Dans notre système de simulation, les harmoniques injectés du côté AC sont : 11, 13, 23, 25,...et ceux du côté DC sont : 12, 24,...

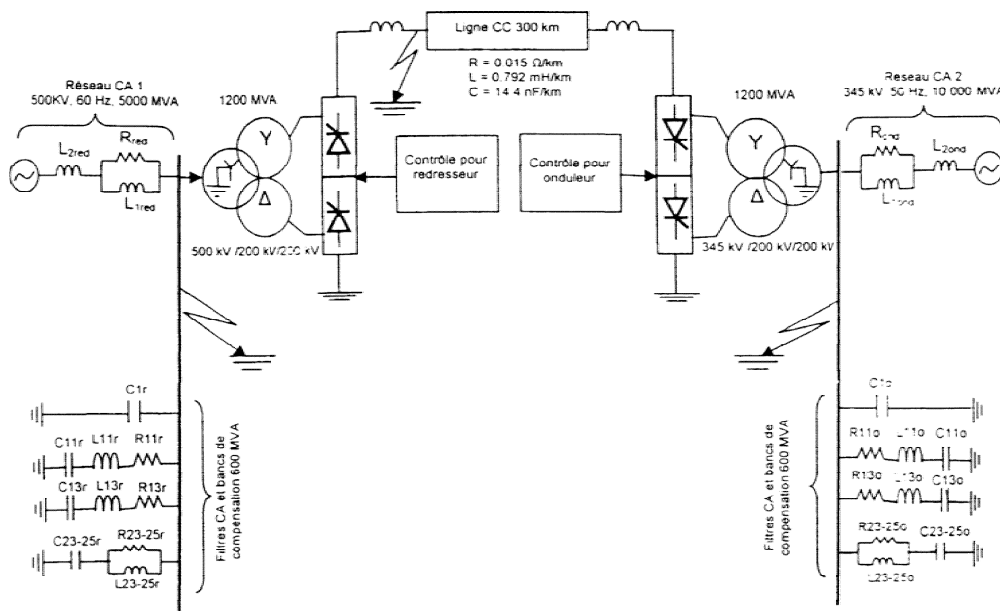
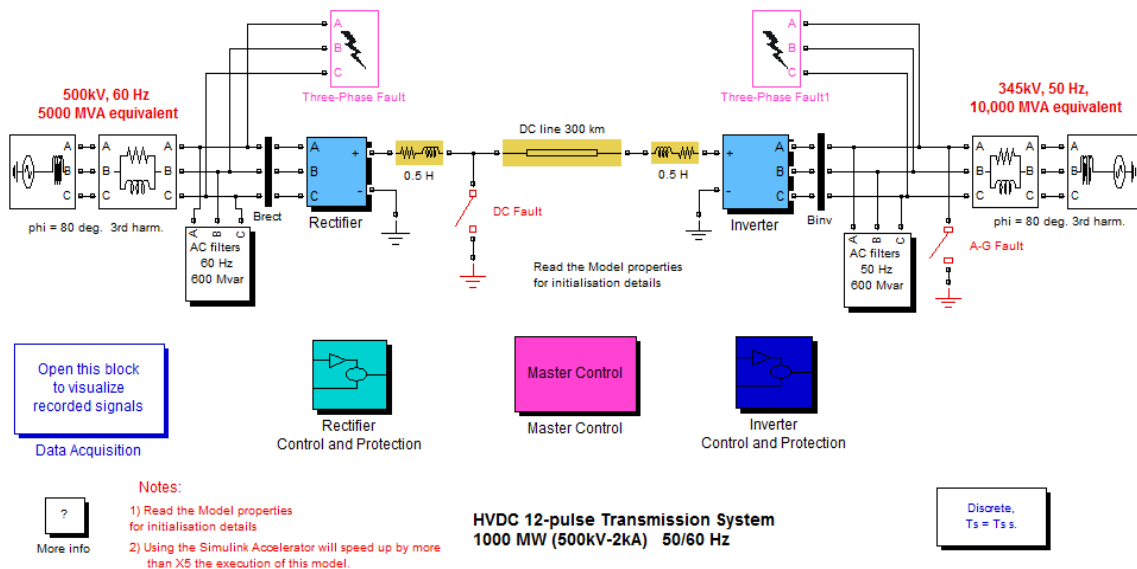


Fig. 5.1 Liaison LCC-HVDC 1000MW (500 kV, 2 kA), 50/60 Hz



**Fig. 5.2 Liaison LCC-HVDC 1000MW (500 kV, 2 kA), 50/60 Hz sous SIMULINK/MATLAB**

### 5.2.2 Analyses générales des performances du système HVDC à $SCR_{red}=5$ et $SCR_{Rond}=10$

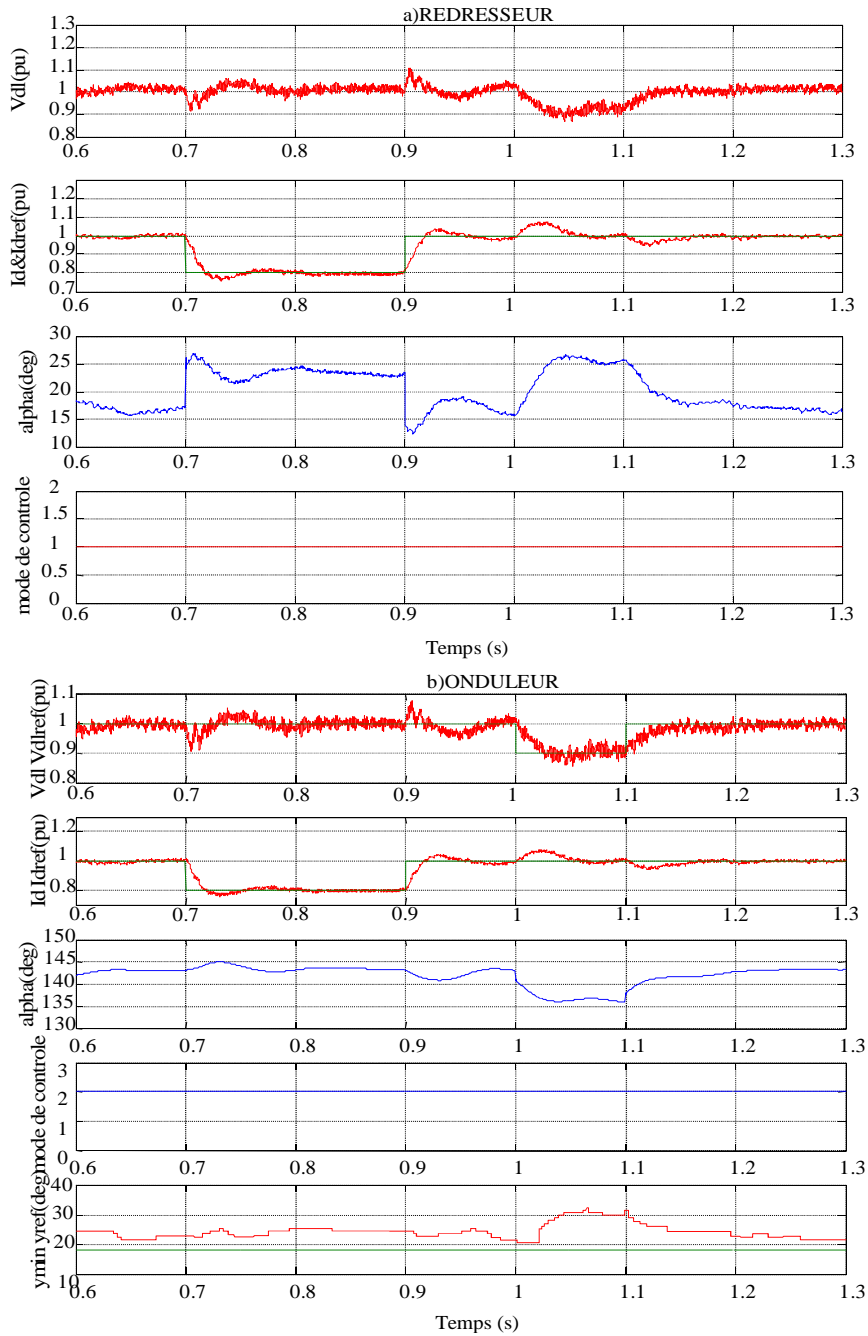
Les tests de simulation dans l'environnement SIMULINK-MATLAB incluent :

1. Réponses transitoires des régulateurs de courant et de tension suite à un changement de référence.
2. Court-circuit côté continu à l'entrée de la ligne à la terre.
3. Courts-circuits monophasés et triphasés à la terre côté onduleur.

#### 5.2.2.1 Changement de référence du régulateur de courant et de tension

A  $t=0.7s$ , un échelon négatif de 0.2 p.u. est appliqué pendant 0.2s à la référence de courant. Sur la figure (5.3.a), on peut voir, que le régulateur est capable de suivre la référence de courant, et stabilise le courant réel approximativement à 0.1s. et pour l'établissement du courant de référence à la valeur initial (1p.u.) le courant  $I_d$  prend un temps de 0.3s pour se stabiliser (entre  $t=0.9s$  et  $t=1.2s$ ).

A  $t=1s$ , un échelon négatif de 0.1 p.u. est appliqué durant 0.1s à la référence de tension côté onduleur. On voit sur la figure (5.3.b) que l'angle d'extinction devient supérieur à sa valeur de référence et que l'onduleur reste toujours en régulation de tension car le mode de contrôle reste sur la valeur de 2 (contrôle de tension). Le système se stabilise approximativement à 0.2s.



**Fig. 5.3 Réponses suites à un changement de référence pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=10)**

**a) changement de 20% du courant de redresseur**

**b) changement de référence de 10% de la tension de l'onduleur**

(Mode de contrôle : 0=blocage des impulsions, 1=contrôle de courant, 2=contrôle de tension, 3= $\alpha$ -min, 4= $\alpha$ -max, 5= $\alpha$  forcé, 6=contrôle de  $\gamma$ )

### 5.2.2.2 Court-circuit côté continu

Les résultats de cette simulation sont montrés dans la figure (5.4.a et 5.4.b), illustrent les réponses suite à un court-circuit côté continu à l'entrée de la ligne entre 0.7 et 0.75s.

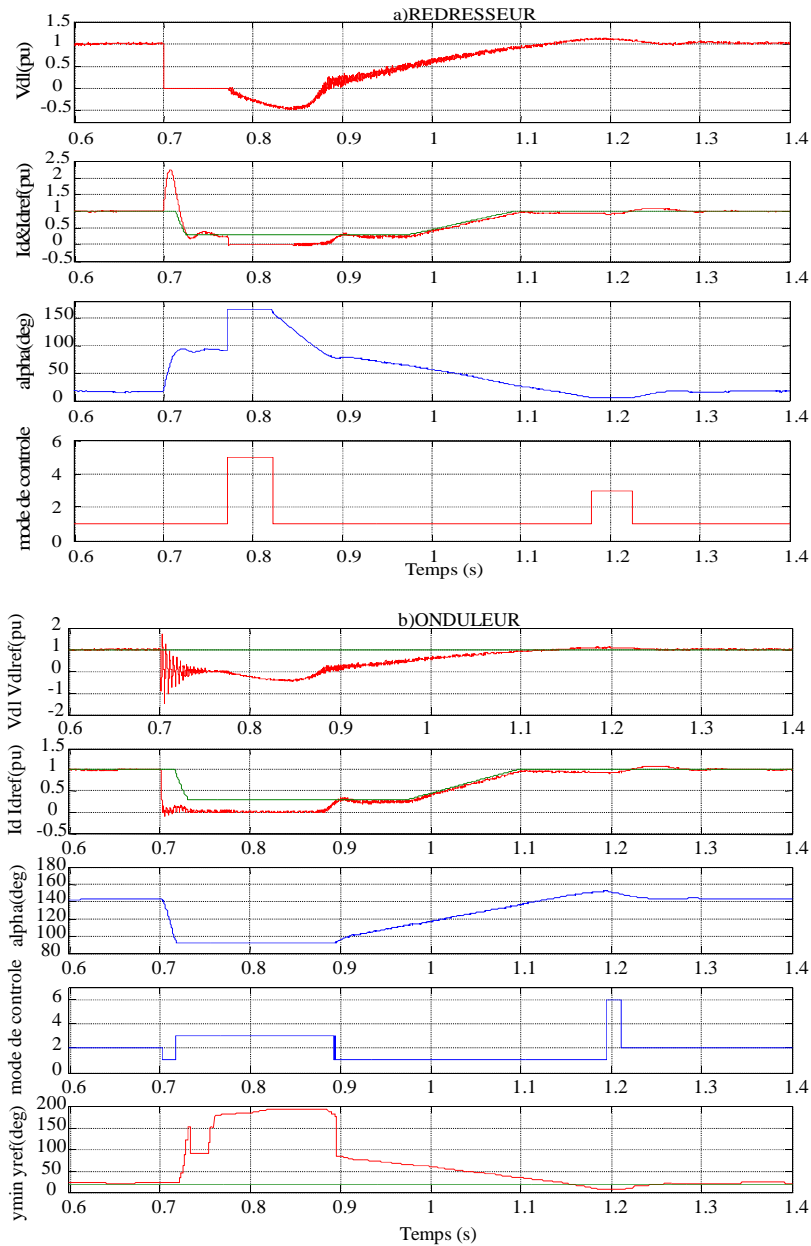
A l'application d'un défaut à  $t=0.7s$  le courant continu augmente jusqu'à 2.3 p.u. et la tension continue chute brusquement à zéro. Cette chute est découverte par la fonction VDCOL et les protections de courant continu, la fonction VDCOL réduit le courant de référence à 0.3 p.u. et le courant continue persiste durant le défaut. A  $t=0.77s$  l'angle  $\alpha$  du redresseur forcé à la valeur  $165^\circ$  par les protections qui détectent la chute de tension lorsqu' elle prend une valeur basse ( $<0.6p.u.$ ) durant un certain temps (70ms), dans ce cas le redresseur fonctionne en mode onduleur et la tension continue devient transitoirement négative et l'énergie emmagasinée dans la ligne sera restituée au réseau, ce qui cause, par conséquence une extinction rapide du courant de défaut lors de son prochain passage par zéro.

L'angle d'amorçage du redresseur est relâché à  $t = 0.85 s$  et la tension et le courant normaux se rétablissent approximativement à  $t=1.1s$ . Lors de ce défaut le mode de contrôle du redresseur passe temporairement en régulation de l'angle d'amorçage minimal (C.I.A., mode = 3) pendant 0.05s.

Pour l'onduleur (Fig. 5.4.b), on constate qu'à l'application du défaut à  $t=0.7s$ , la tension continue sa chute vers le zéro après quelques oscillations. Le courant s'annule rapidement et l'angle d'amorçage diminue et prend sa valeur minimale  $92^\circ$ .

A  $t=0.77s$ , la tension devient négative et le redresseur fonctionne comme un onduleur. Lorsque la tension devient positive à  $t=0.88s$ , le courant continu commence à réapparaître et à tendre vers la nouvelle consigne de courant de 0.3 p.u. imposée par le VDCOL. Lorsque la tension dépasse la valeur seuil (0.6 p.u.), le courant est ramené à la valeur de référence de 1 p.u.

Durant cette première phase de rétablissement, l'onduleur est en régulation de courant (CC, mode = 1). A  $t=1.2s$ , l'onduleur passe en régulation de l'angle d'extinction (C.E.A, mode = 6) afin de le ramener à sa valeur de référence de  $18^\circ$ . A  $t = 1.24s$ , l'onduleur prend la régulation de la tension (Voltage Control, mode = 2) et le système se stabilise approximativement à  $t=1.2s$



**Fig. 5.4 Court-circuit coté continu à l'entrée de la ligne pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=10)**

(Mode de contrôle : 0=blocage des impulsions,1=contrôle de courant, 2=contrôle de tension, 3= $\alpha$ -min,4= $\alpha$ -max, 5= $\alpha$  forcé, 6=contrôle de  $\gamma$ )

### 5.2.2.3 Court-circuit monophasé côté onduleur

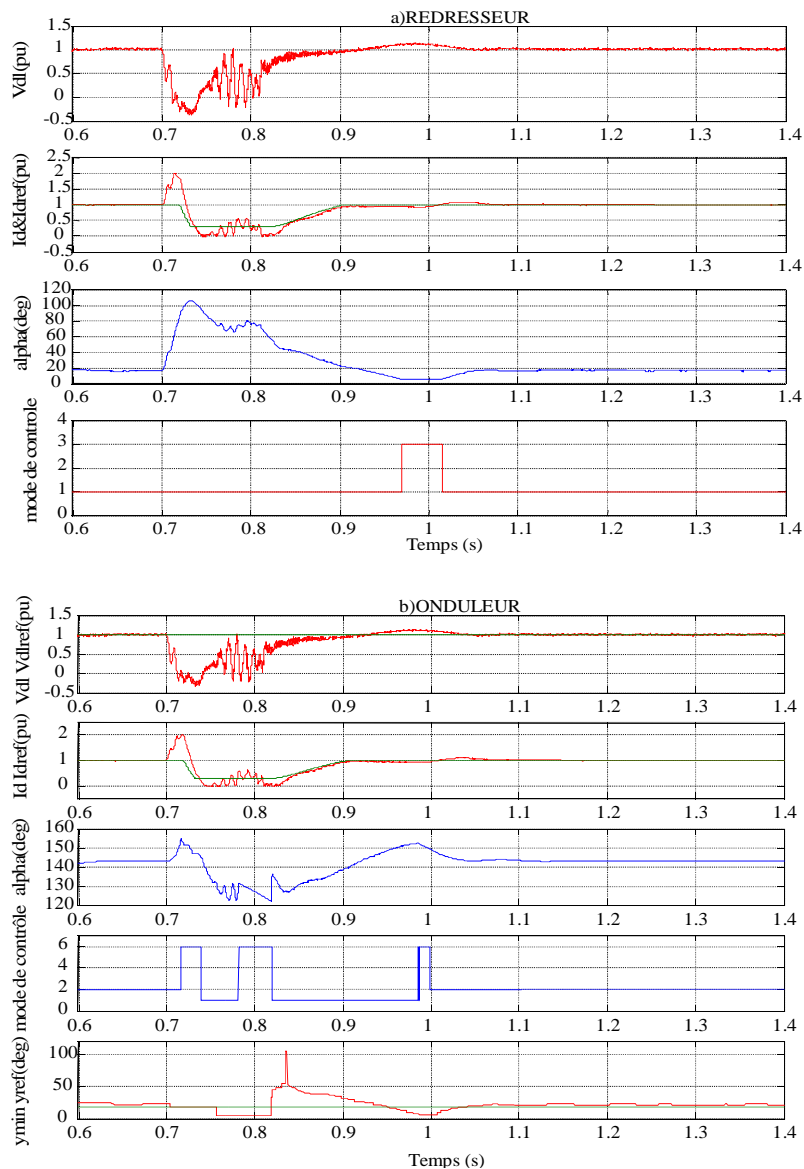
Un court-circuit monophasé est appliqué, à  $t=0.7s$ , côté onduleur. Les résultats des simulations sont montrés sur les figures (5.5.a et 5.5.b). A l'application du défaut, la tension alternative de la phase affectée chute à zéro et la tension continue diminue.

On remarque des oscillations sur la tension continue et le courant durant le défaut, plusieurs ratés de commutation côté onduleur ont une grande probabilité d'apparaître et le courant continu

croît jusqu'à 2 p.u. (Fig 5.5.a), l'angle d'amorçage augmenté jusqu'à  $105^\circ$  par les régulateurs de courant côté redresseur, la tension continue devient négative et le redresseur passe au fonctionnement d'onduleur (mode = 5).

La fonction VDCOL intervient afin de réduire le courant de référence à la valeur 0.3 p.u. et le système se rétablit approximativement en 0.35 s après la disparition du défaut.

A  $t = 0.8$  s, le défaut disparaît et Le VDCOL opère et augmente le courant de référence à 1 p.u. Le système se stabilise approximativement en 0.35 s.

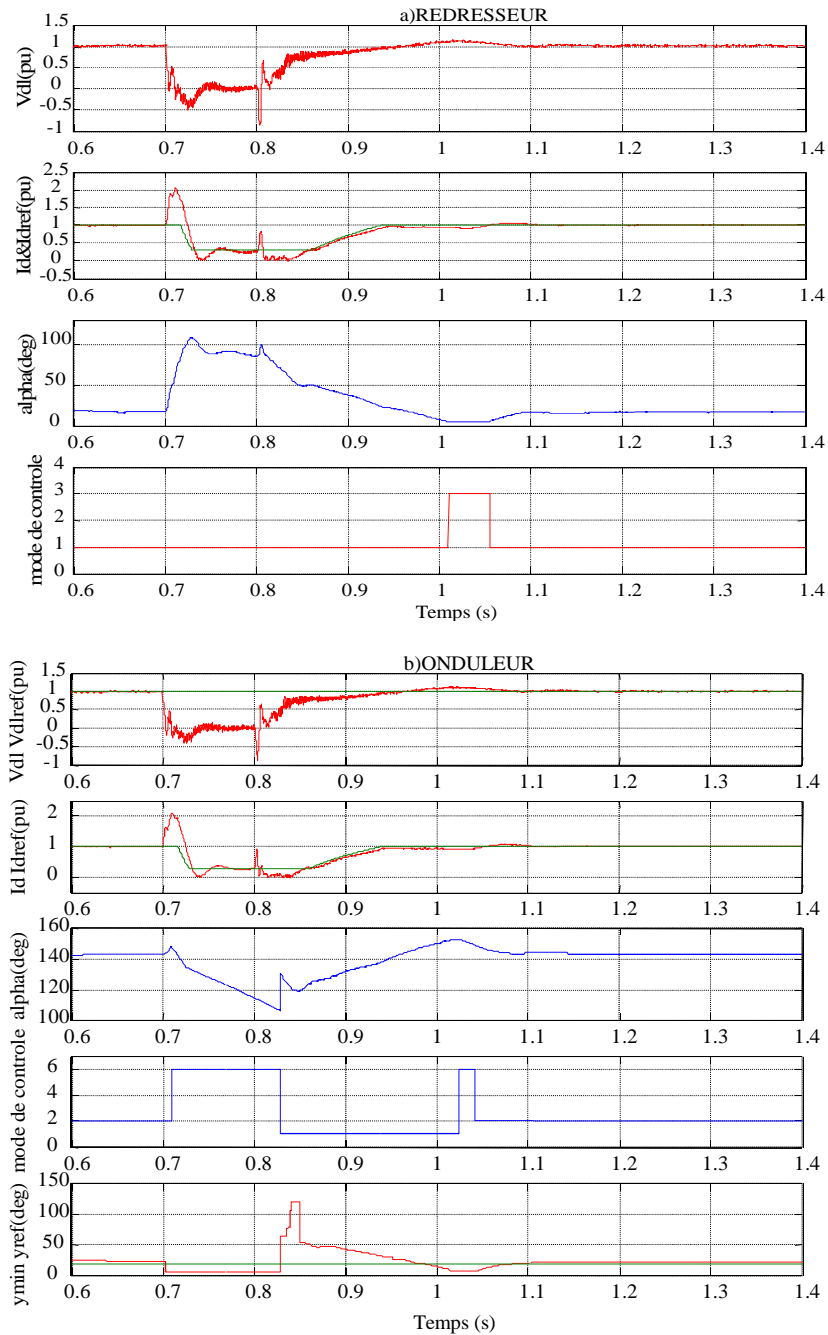


**Fig. 5.5 Court-circuit monophasé côté onduleur pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=10)**

(Mode de contrôle : 0=blocage des impulsions,1=contrôle de courant,2=contrôle de tension, 3= $\alpha$ -min,4= $\alpha$ -max, 5= $\alpha$  forcé, 6=contrôle de  $\gamma$ )

### 5.2.2.4 Court-circuit triphasé côté onduleur

Un court-circuit triphasé à la terre de 5 cycles est appliqué à  $t = 0.7$  s, au nœud alternatif côté onduleur. Les figures (5.6.a et 5.6.b), montrent le comportement du système suite à ce défaut.



**Fig. 5.6 Court-circuit triphasé coté onduleur pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=10)**

(Mode de contrôle : 0=blocage des impulsions,1=contrôle de courant, 2=contrôle de tension, 3= $\alpha$ -min,4= $\alpha$ -max, 5= $\alpha$  forcé, 6=contrôle de  $\gamma$ )



Lorsque le défaut est appliqué, la tension continue diminue et le courant augmente rapidement vers 2.2 p.u. lorsque le défaut disparaît à  $t = 0.8$  s, le courant continu atteint un pic de 1 p.u. et chute à zero, on remarque que ce pic est acceptable grâce au VDCOL, il diminue la valeur du courant de référence à 0.3 p.u. et exige la variation du courant autour de cette valeur, par contre la tension continue après cette instant prend un pic négatif, à l'instant  $t=0.83$  s la tension commence à croître doucement jusqu'à la valeur seuil ce qui pousse le VDCOL à fonctionner et ramener le courant vers la valeur de référence initiale 1 p.u.

On constate que le système se rétablit approximativement en 0.35 s après la disparition du défaut.

### **5.2.3 Proposition de la stratégie de contrôle FSTPIC (Application sur un system à SCRred=5 et SCRond=2.5)**

Les paramètres d'un système à SCR =2.5 coté onduleur sont obtenus de façon proportionnel aux valeurs données dans le modèle du logiciel MATLAB-SIMULINK à SCR=10.

#### **5.2.3.1 Court-circuit monophasé côté onduleur**

Pour un défaut monophasé à la terre de 5 cycles à  $t=1.4$ s, le système HVDC avec contrôleur PI auto-adaptative à logique floue donne une bonne performance transitoire en termes de pic inférieur à 1.629 p.u. (Fig. 5.8) d'autre part le pic pour un contrôleur PI conventionnel atteint la valeur 2.327 p.u. (Fig. 5.7). Le temps de stabilisation (settling time) est plus petit (égale à 0.17s) pour le contrôleur (FSTPIC), par contre pour un contrôleur PI conventionnel on remarque qu'il ya présence d'oscillations importantes à une fréquence d'environ 10 Hz sur les signaux illustrés, ces résultats sont assimilables aux résultats obtenus dans la référence [52]. En fait, les systèmes AC faibles présentent des pôles dynamiques lents et donc une marge de stabilité plus faible.

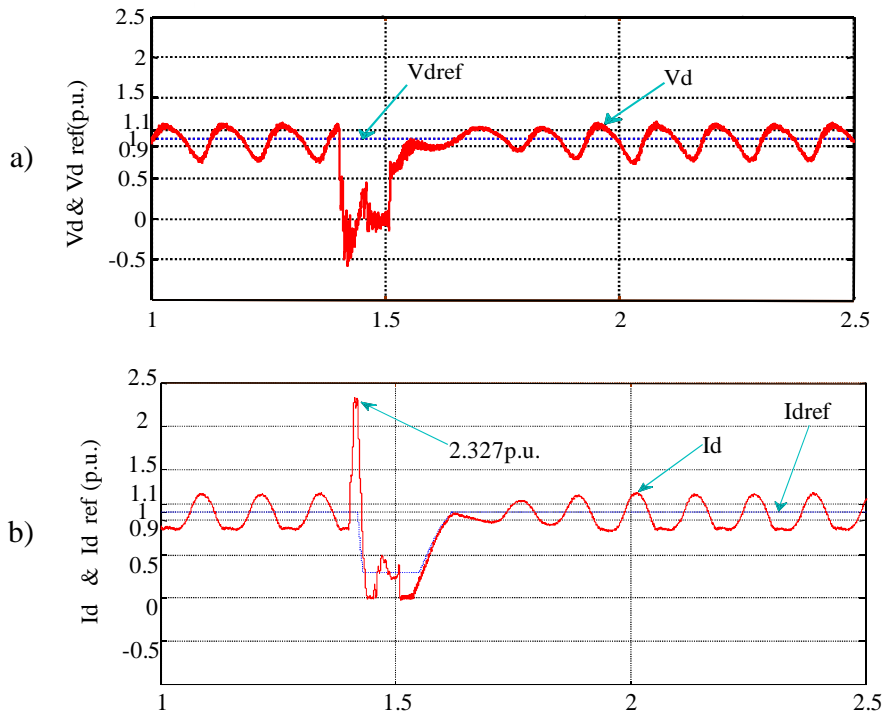


Fig. 5.7 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur avec (PI conventionnel) pour HVDC ( $SCR_{red}=5$  et  $SCR_{Rond}=2.5$ )

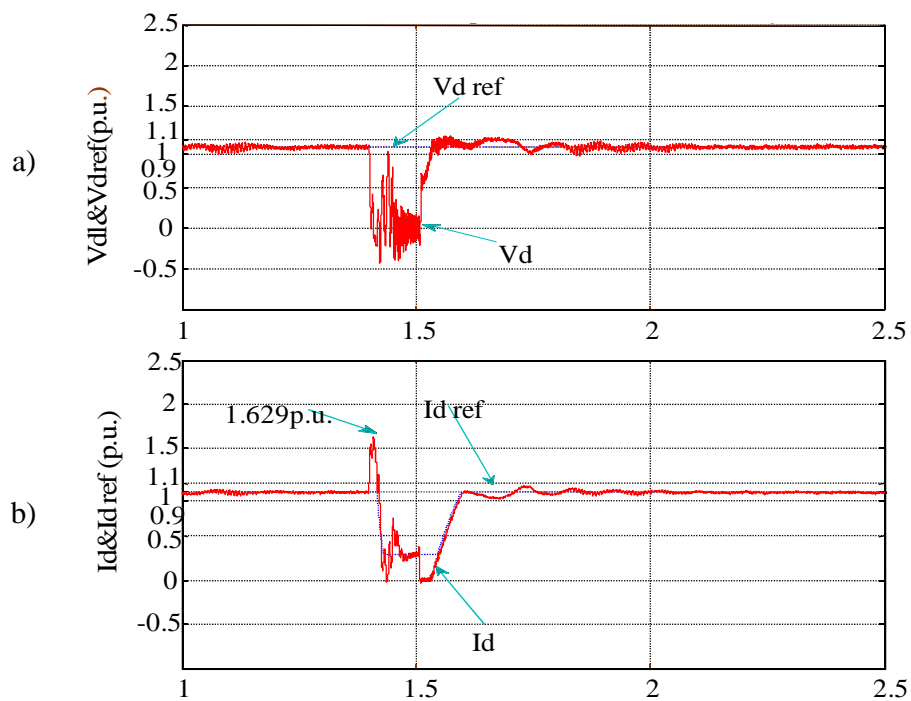


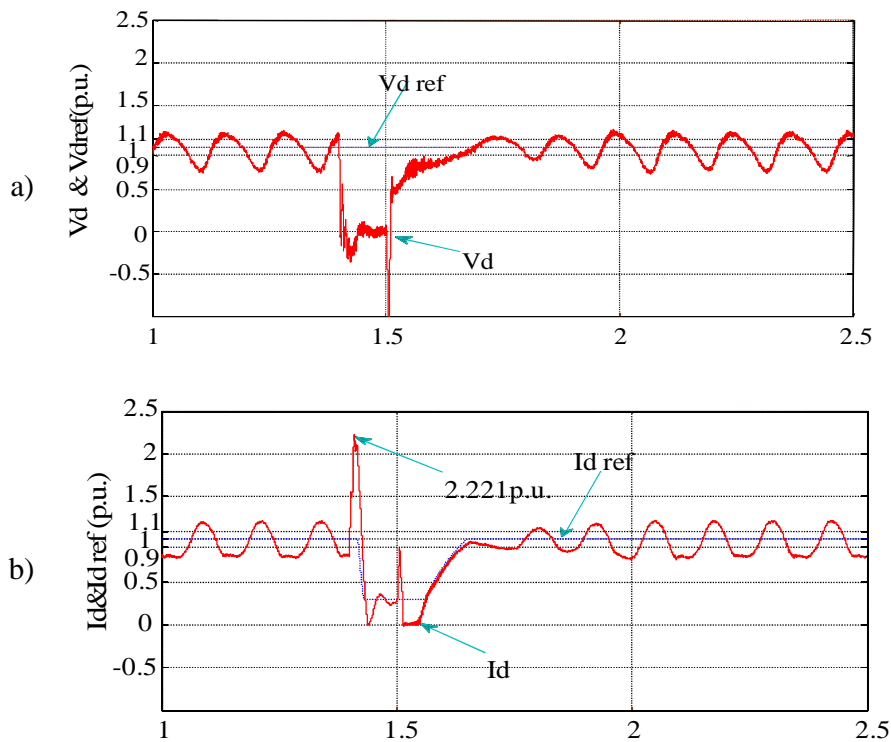
Fig. 5.8 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur avec (FSTPIC) pour HVDC ( $SCR_{red}=5$  et  $SCR_{Rond}=2.5$ )

### 5.2.3.2 Court-circuit triphasé côté onduleur

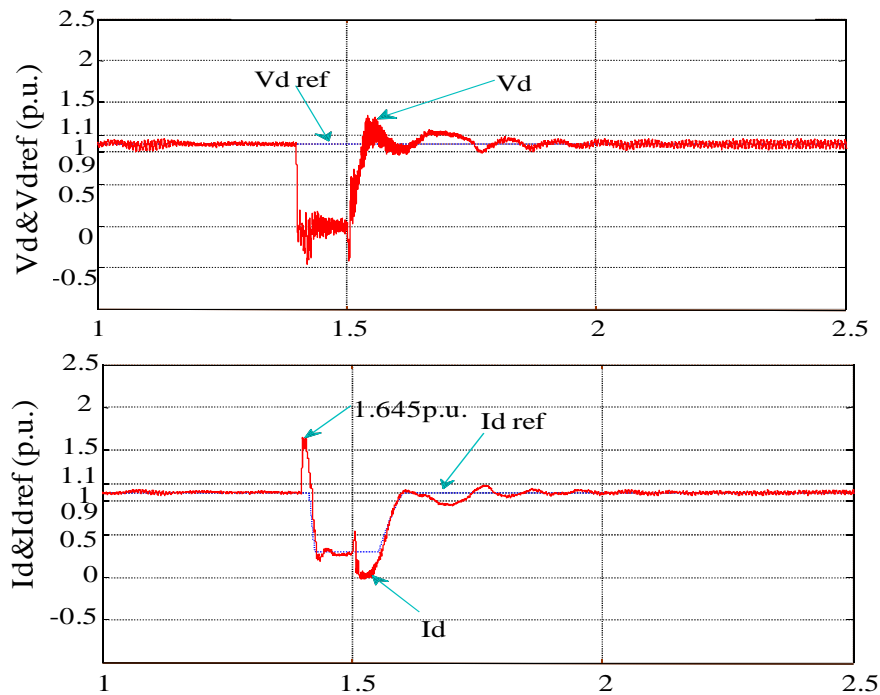
Pour un défaut triphasé à la terre coté onduleur de 5 cycles, entre  $t = 1.4$  s et  $t = 1.5$  s. Le contrôleur PI auto-adaptative à logique floue (FSTPIC) donne de bonnes performances transitoires en terme de pics inférieurs à 1.645 p.u. (Fig. 5.10) et une meilleure forme. D'autre part le pic pour un contrôleur PI conventionnel atteint la valeur 2.221 p.u. (Fig. 5.9).

Au début de la réponse du courant  $I_d$ , il est noté que le FSTPIC influe sur les performances du système qui apparaissent dans la bonne forme et le temps de rétablissement qui est plus petit que dans le cas d'un contrôleur PI conventionnel.

Le FSTPIC peut mieux supporter les oscillations du courant et conduit à une réponse rapide, ce qui restaure plus rapidement la stabilité du système.



**Fig. 5.9 Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur avec (PI conventionnel) pour HVDC (SCRred=5 et SCRond=2.5)**



**Fig. 5.10** Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur avec (FSTPIC) pour HVDC ( $SCR_{red}=5$  et  $SCR_{ond}=2.5$ )

#### 5.2.4 Conclusion

Un défaut de court-circuit peut affecter une ou plusieurs phases de l'un des réseaux alternatifs connectés par une liaison à courant continu. Dans cette circonstance, le comportement des convertisseurs dépend du niveau de la puissance transmise par rapport au réseau alternatif adjacent, du nombre de phases concernées par le défaut et du type de fonctionnement en redresseur ou en onduleur du convertisseur affecté.

Généralement, un défaut de tension coté onduleur conduit à un raté de commutation de l'onduleur. Ce défaut se traduit par une annulation temporaire de la puissance transmise et donne lieu à des surtensions sur les phases qui alimentent l'onduleur, ainsi que sur le réseau du redresseur.

On considère que, pour un système fort, l'interaction entre le système DC et les systèmes alternatifs adjacents AC sont limités et facilement maîtrisables. Par contre, si le système est faible, il y a une forte interdépendance entre la liaison et le réseau alternatif

La stratégie de contrôle proposée amène le système faible (à  $SCR_{ond}=2.5$ ) à fonctionner de manière semblable au système fort, il peut éviter donc les fluctuations, obtenir une meilleure forme et un bon temps de rétablissement après le défaut.

### **5.3 Test du modèle de référence CIGRÉ HVDC (345/230kV )**

Une comparaison est faite sur quatre cas du modèle de référence CIGRÉ HVDC, le premier est un système conventionnel (contrôleur PI seulement), le second système HVDC avec un régulateur PI Self-Tuning PI, le troisième est le Système HVDC avec le STATCOM seulement et enfin le système HVDC avec contrôleur PI Fuzzy Self-Tuning et le STATCOM. Cette comparaison est effectuée pour différents types de défauts, tels que le court-circuit monophasé à la terre et le court-circuit triphasé à la terre côté onduleur du système de liaison de transmission LCC-HVDC.

Les résultats de simulations sont analysés afin de démontrer la performance du système de contrôle de la liaison HVDC suite à diverses perturbations pour les différentes stratégies de contrôle.

#### **5.3.1 Description générale du système de simulation**

Le système LCC-HVDC de CIGRE est une liaison HVDC monopolaire de 1000 MW 1000 MW (500 kV, 2 kA) avec des convertisseurs 12 impulsions côtés redresseur et onduleur connectés à des systèmes AC faibles (le rapport de court-circuit ( $SCR=2.5$ ) pour les deux cotés à une fréquence nominale de 50 Hz) qui offrent un degré considérable de difficulté pour les contrôles. Cette liaison interconnecte un réseau alternatif 345kV, 50 Hz à un réseau alternatif 230 kV, 50 Hz (Fig. 5.11).

Les côtés AC du système HVDC comprennent un réseau d'alimentation, des filtres et une compensation réactive capacitive. Le réseau d'alimentation en courant alternatif est représenté par une source de tension avec une impédance de source équivalente.

Les filtres AC sont ajoutés pour absorber les harmoniques générés par le convertisseur ainsi que pour alimenter ce dernier en énergie réactive. La ligne de transmission DC est représentée par un réseau en T équivalent, qui peut être réglé sur la fréquence fondamentale pour fournir une condition de résonance difficile pour le système modélisé. Le tableau 5.1 montre Les paramètres du système de référence LCC-HVDC de CIGRE.

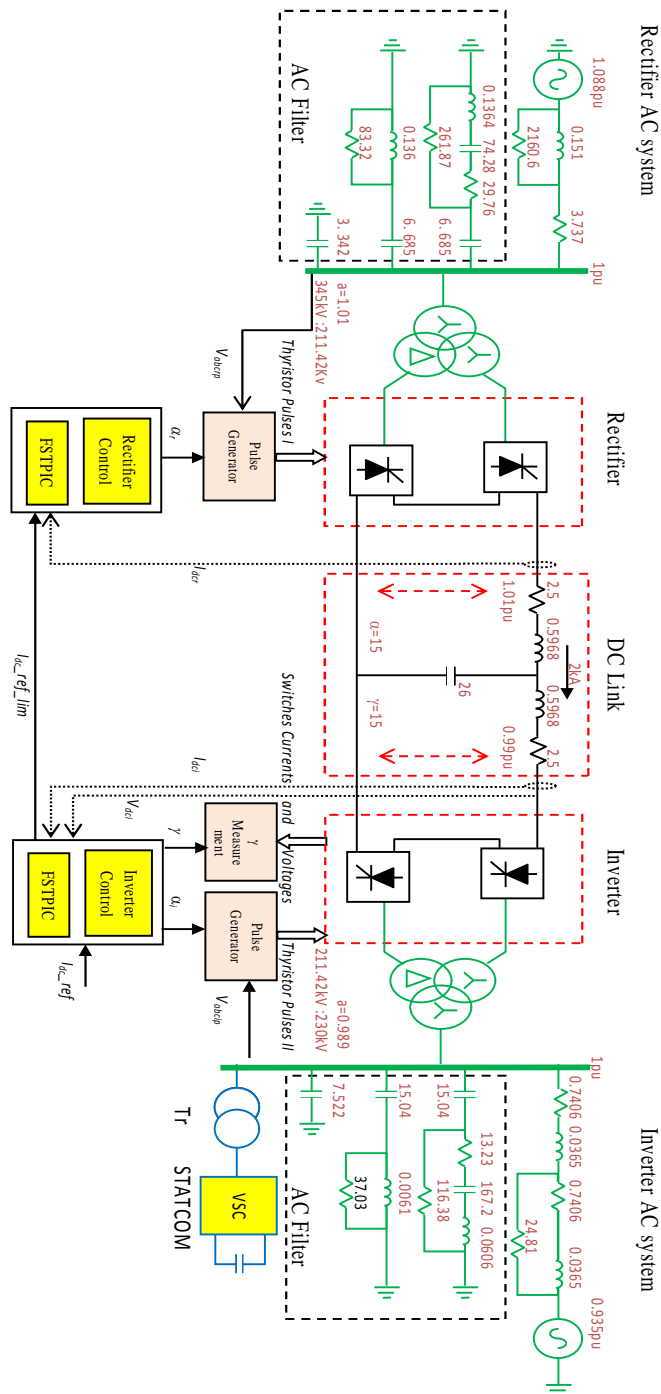


Fig. 5.11 modèle de référence CIGRE HVDC avec STATCOM

**Tableau 5.1 Les paramètres du système de référence LCC-HVDC de CIGRE**

Paramètres	Redresseur	Onduleur
Tension alternative	345 kV	230 kV
Puissance continue	1000 kW	1000 kW
Tension continue	500 kV	500 kV
Courant continu	2 kA	2 kA
Fréquence	50 Hz	50 Hz
Angle minimale	$\alpha = 15^\circ$	$\gamma = 15^\circ$
SCR	2.5	2.5

### 5.3.2 Analyses générales du modèle de référence CIGRÉ HVDC (345/230kV)

Afin d'étudier les performances du système HVDC, deux types de défauts sont étudiés du côté onduleur: le court-circuit monophasé et le court-circuit triphasé à la terre, de nombreuses simulations sont présentées dans les figures (5.12-19) selon les cas du tableau (5.2).[68]

**Tableau 5.2 Les différents cas de simulation pour les deux types de court-circuit**

Cas	PI conventionnel	FSTPIC	STATCOM
1	×		
2		×	
3	×		×
4		×	×

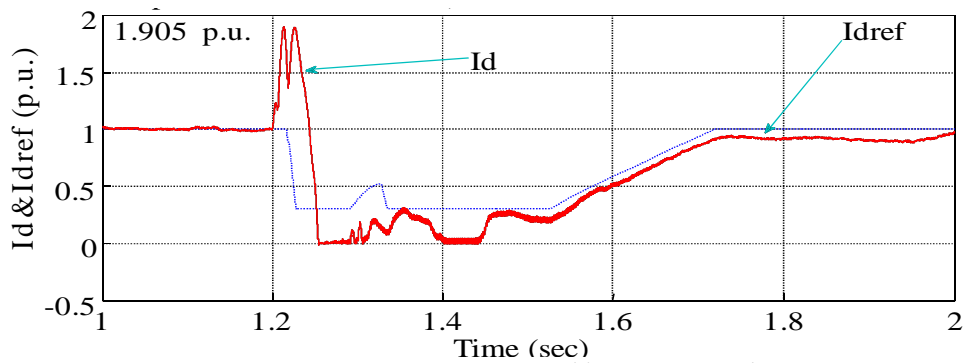
#### 5.3.2.1 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur

Pour un défaut monophasé à la terre de 5 cycles, avec une résistance de défaut (breacker resistance) égale à  $40\Omega$ , le système HVDC avec contrôleur PI auto-adaptative à logique floue et STATCOM donne une bonne performance transitoire en termes de pic inférieur à 1.282 p.u. (Fig. 5.15) par rapport aux autres cas. Le temps de stabilisation (settling time) est le plus petit dans le dernier cas (Tableau 5.3).

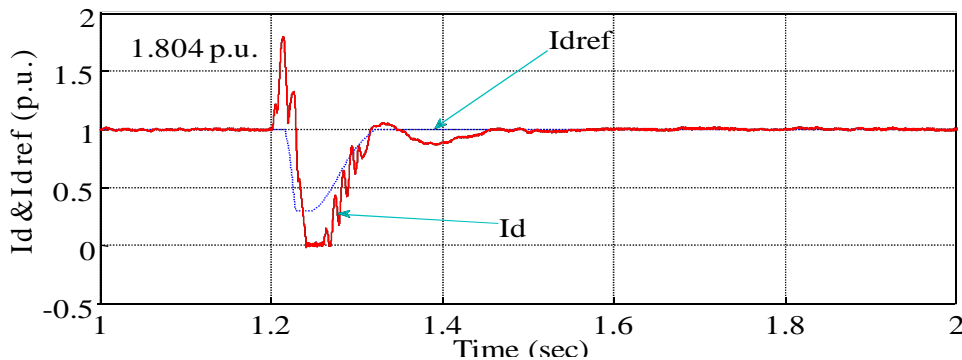
Dans les cas où le STATCOM est appliqué, il est noté que le taux de chute (undershoot) du courant ne dépasse pas 0,7 p.u.

**Tableau 5.3 Comparaison des performances pour un court-circuit monophasé à la terre coté onduleur.[68]**

Système HVDC avec	Overshoot (p.u.)	Rise Time (s)	Settling Time (s)	Recovery Time (s)
PI conventionnel	1.905	0.180	0.692	0.507
FSTPIC	1.804	0.164	0.142	0.100
STATCOM	1.332	0.182	0.159	0.119
FSTPIC+STATCOM	1.282	0.162	0.137	0.110

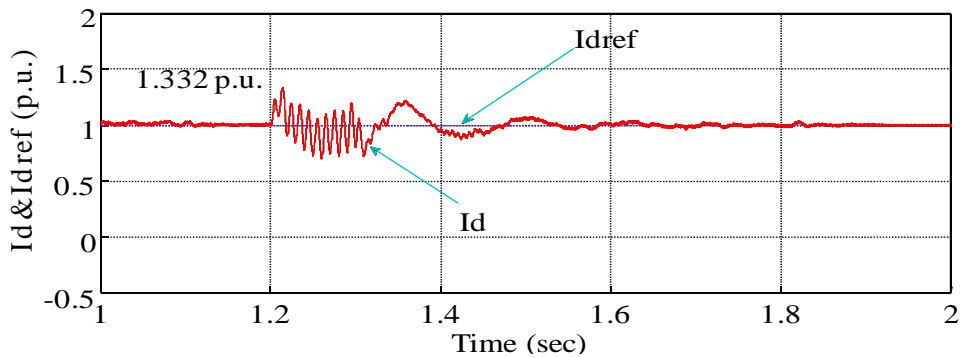


**Fig. 5.12 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur (PI conventionnel)**

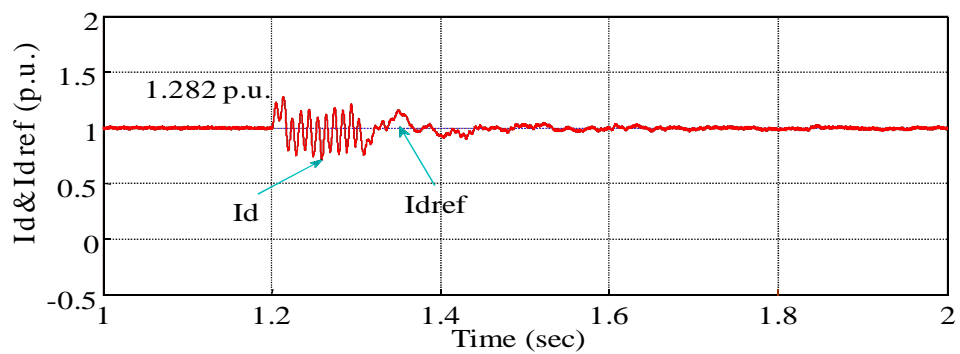


**Fig. 5.13 Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur (avec FSTPIC)**





**Fig. 5.14** Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur (avec STATCOM)



**Fig. 5.15** Court-circuit monophasé à la terre coté onduleur (avec FSTPIC et STATCOM)

### 5.3.2.2 Défaits triphasé à la terre côté onduleur

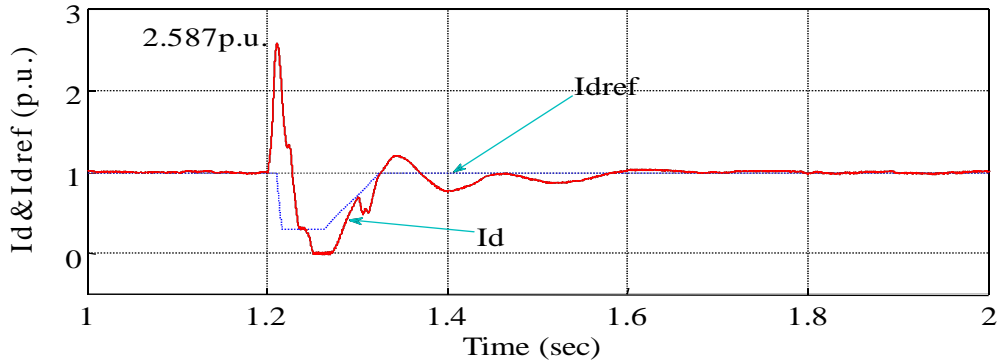
Pour un défaut triphasé à la terre coté onduleur de 5 cycles, entre  $t = 1.2$  s et  $t = 1.3$  s, avec une résistance de défaut (breaker resistance) égale à  $47\Omega$ . Le contrôleur FSTPIC et STATCOM donne de bonnes performances transitoires en termes de pics inférieurs à 1.515 p.u. (Fig. 5.19) et une meilleure forme.

Au début de la réponse du courant  $I_d$ , il est noté que le FSTPIC influe sur les performances du système qui apparaissent dans la bonne forme et le temps d'établissement qui est le plus petit par rapport aux autres cas (Tableau 5.4).

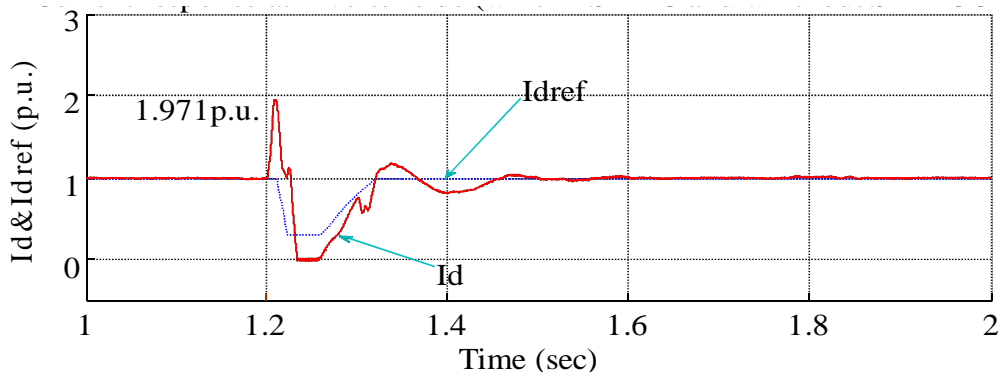
Le FSTPIC peut mieux supporter les oscillations du courant et conduit à une réponse rapide, ce qui restaure plus rapidement la stabilité du système. Le taux de chute (undershoot) ne dépasse pas 0,35 p.u. dans les cas où le STATCOM est appliqué.

Après avoir connecté le STATCOM, le système HVDC donne une bonne forme d'onde et atténue le courant. Dans ce cas, la valeur de l'amplitude est égale à 1,536 p.u. (Fig. 5.18), cette valeur est inférieure au cas où le STATCOM n'est pas connecté (Fig. 5.16), le pic est de 2,587 p.u. Ceci est expliqué comme une performance plus stable. En plus, la valeur du temps de

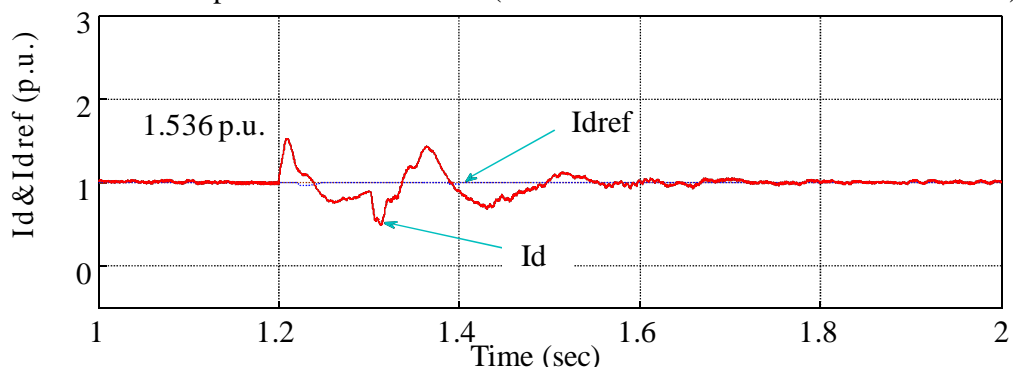
rétablissement (Recovery Time) est dans ce dernier cas plus faible par rapport aux autres cas (Tableau 5.4).



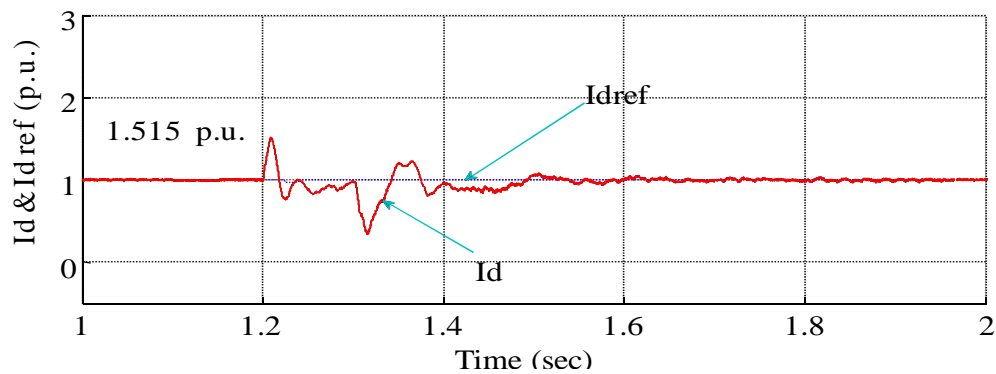
**Fig. 5.16** Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur (PI conventionnel)



**Fig. 5.17** Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur (avec FSTPIC)



**Fig. 5.18** Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur (avec STATCOM)



**Fig. 5.19** Court-circuit triphasé à la terre coté onduleur (avec FSTPIC and STATCOM)

**Tableau 5.4** Comparaison des performances pour un court-circuit triphasé à la terre coté onduleur.[68]

Système HVDC avec	Overshoot (p.u.)	Rise Time (s)	Settling Time (s)	Recovery Time (s)
<b>PI conventionnel</b>	2.587	0.180	0.270	0.119
<b>FSTPIC</b>	1.971	0.164	0.147	0.109
<b>STATCOM</b>	1.536	0.182	0.360	0.141
<b>FSTPIC+STATCOM</b>	1.515	0.162	0.187	0.133

### 5.3.3 Conclusion

Une méthode de contrôle de FSTPIC avec un STATCOM a été intégrée dans le système HVDC.

Des simulations ont été réalisées pour plusieurs systèmes HVDC, en provoquant plusieurs types de défauts de court-circuit.

D'après les résultats de simulation, on remarque que le temps de rétablissement du système après disparition du défaut est assez grand pour le système à contrôleur PI conventionnel et très petit lorsque le contrôleur FSTPIC est appliqué.

Au nœud alternatif côté onduleur, pour tous les différents courts-circuits, le niveau des surtensions temporaires et le pic de courant ont des valeurs nettement considérables lorsque on a un système à contrôleur PI conventionnel, par contre ils sont moins importantes pour les autres cas et l'impact du STATCOM influe positivement et donne un bon soutien.

Lorsque le système AC est faible, le système HVDC souffre avec le contrôleur conventionnel, tandis que le contrôleur proposé a une performance satisfaisante et fonctionne de manière cohérente dans toutes les conditions, c.-à-d. court temps de rétablissement après le défaut, faible dépassement et les ratés de commutation sont très rares.

La comparaison entre les quatre systèmes avec différents contrôles a montré la robustesse et l'adaptation du contrôleur proposé.

#### 5.4 Test et analyse générale du modèle CIGRÉ HVDC avec une ferme éolienne

La figure (5.20) présente une ferme éolienne reliée à une liaison LCC-HVDC. Cette ferme constituée de 200 éoliennes identiques de 5 MW et présentée dans la simulation sous l'environnement MATLAB-SIMULINK par une source équivalente dont la puissance est égale à 1000MW. Les composants qui font partie de la chaîne de conversion de l'énergie sont les turbines éoliennes à base de génératrice à aimant permanent PMSG et la liaison HVDC soutenue par un STATCOM placé du côté onduleur.

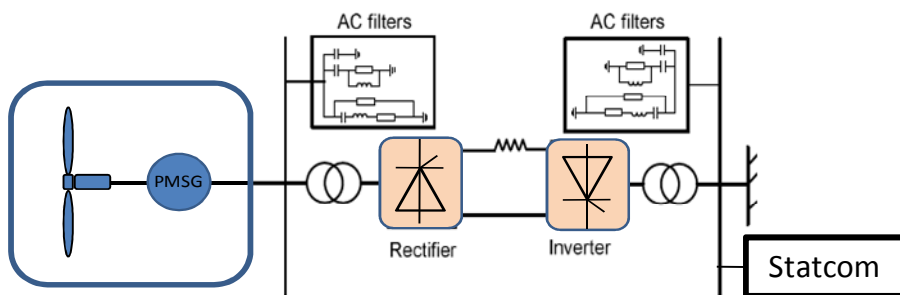


Fig.5.20 Configuration d'un parc éolien basé sur PMSG avec système de liaison LCC-HVDC.

##### 5.4.1 Défaut triphasé à la terre côté onduleur

Le fonctionnement d'un système HVDC est souvent affecté par des perturbations telles que des courts-circuits dans le système AC. Dans cette étude, un défaut triphasé à la terre sur le système à courant alternatif est étudié. Ce défaut est appliqué entre  $t=1.2$  s et  $t=1.3$  s. Le défaut entraînera la réduction de la tension alternative et la montée du courant continu comme indiqué sur les figures (5.21.a et 5.22.a). Lorsqu'on a un système avec contrôleur PI conventionnel et en raison du raté de commutation d'une valve à l'autre avant l'inversion de la tension de commutation, la commutation échoue au début du défaut. Le raté de commutation entraînera un court-circuit dans le groupe de valves. La puissance en courant continu est presque nulle à  $t=1.37$ s comme le montre la figure (5.21.b). Une fois le défaut éliminé, le système

revient en mode normal après environ 0,28s avec un pic de 1.574 p.u. (fig. 5.21). Pour un système à contrôleur PI conventionnel. Pour le système à contrôleur FSTPIC le rétablissement du mode normal est acquis après environ 0.2s avec un pic de 1.473 p.u.(fig. 5.22).

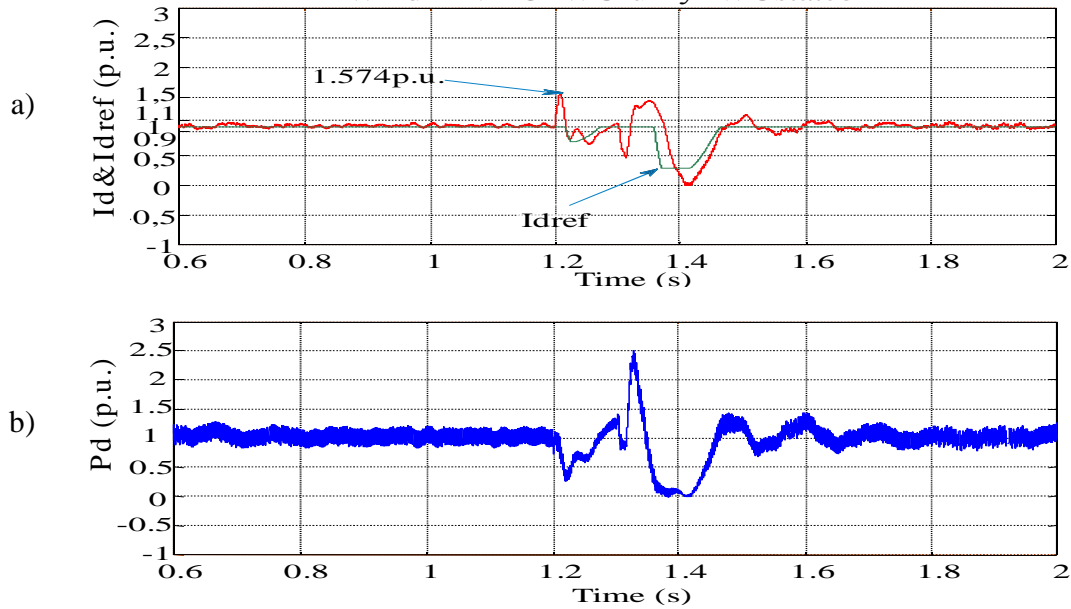


Fig.5.21 Court-circuit triphasé à la terre côté onduleur (avec contrôleur PI conventionnel)

- a) Le courant continu  $I_d$  et  $I_{dref}$
- b) La puissance en courant continu  $P_d$

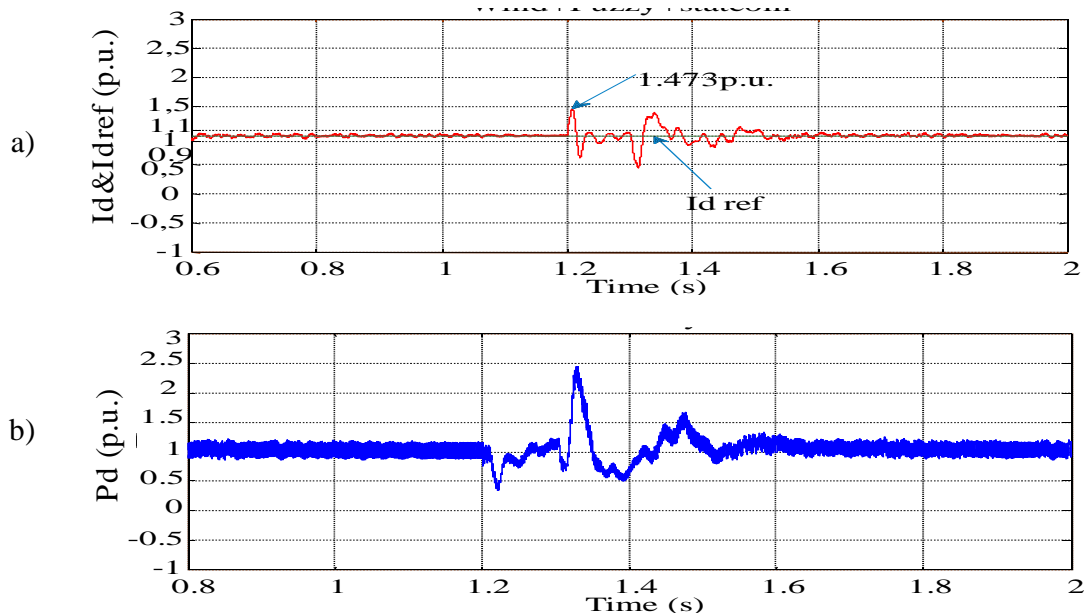


Fig.5.22 Court-circuit triphasé à la terre côté onduleur (avec contrôleur FSTPIC)

- a) le courant continu  $I_d$  et  $I_{dref}$
- b) La puissance en courant continu  $P_d$

#### **5.4.2 Conclusion**

On a présenté les stratégies de contrôle du parc éolien connecté au système de transmission LCC-HVDC basé sur les convertisseurs à thyristors, on a validé les stratégies de contrôle utilisés par simulation dans le logiciel MATLAB-SIMULINK. Les éoliennes ont été regroupées en un seul model équivalent. Les stratégies de contrôle proposées utilisent principalement les régulateurs PI optimisés par la méthode de la logique floue de façon dynamique. Cette approche à été introduite dans le système de contrôle de la liaison HVDC en présence du STATCOM. Après les simulations, la stratégie de contrôle améliore la performance de système lorsqu'un court-circuit se produit sur le réseau AC.

# **Conclusion générale**

## **Conclusion générale**

Afin d'analyser les performances générales d'une liaison à courant continu haute tension HVDC, on a fait des simulations sous SIMULINK-MATLAB sur plusieurs systèmes. Ces simulations ont été faites en régime dynamique et en régime de défaut en présence de la stratégie de contrôle proposée soutenue par un STATCOM. Finalement on a choisi un système où la source d'énergie est décentralisée sous la forme d'une ferme éolienne à base d'aérogénérateur synchrone à aimant permanent.

Cette thèse propose une solution pour le problème de l'instabilité des systèmes HVDC liées aux sources conventionnelles ou à la production décentralisée, causés par les défauts accidentels (court-circuit) ou au faible SCR du système HVDC. Cette solution est le contrôle intelligent à base de la logique floue, soutenu par un STATCOM. Ainsi, ces études ont permis d'analyser les performances générales du système HVDC et d'identifier les sources à production décentralisée et leurs impacts sur les réseaux électriques.

Nous avons mis en évidence les problèmes entrant dans la problématique du contrôle de tension et l'écoulement de puissance sur les réseaux électriques.

La comparaison de tous les modèles HVDC avec contrôle conventionnel et ceux du contrôle intelligent, a montré les performances du régulateur PI auto adaptatif à base de la logique floue et par conséquent sa grande utilité dans le cas de la transmission à courant continu. De ce fait, les contraintes de surtension et les pics de courant sont relativement dépassés et le régulateur permet la contribution des sources d'énergie décentralisées de manière intelligente, car à chaque application de la stratégie proposée et dans tout les différents cas elle a prouvé son efficacité.

Le développement de ce nouveau concept d'intégration nécessite en perspective une étude détaillée de la chaîne de conversion à partir de la source de productions décentralisée jusqu'à les consommateurs au niveau des réseaux de distribution via une liaison HVDC. Cette étude permet d'analyser toutes les interactions qui peuvent se produire, et le comportement du système lorsqu'il y'a un défaut, et finalement essayer d'augmenter le taux de pénétration des productions décentralisées en toute sécurité et robustesse et de telle façon que cette augmentation ne provoque aucun impact indésirable quelle que soit le coefficient de la variation de l'énergie d'origine à cause de sa nature intermittente.



Il faut noter Aussi, comme un travail de perspective, qu'on peut développer le contrôleur FSTPIC par l'amélioration de la méthode principale qui est la logique floue, ou bien en s'appuyant sur une autre méthode de l'intelligence artificielle, par exemple les réseaux de neurones, qui montrent leur fiabilité surtout pour les systèmes non linéaire.

**Références**  
**bibliographiques**

**Références**

1. KOUADRA, F. (2008). *Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT*. Mémoire de Magister en électrotechnique, université Mentouri de Constantine.
2. DJAMEL, L. (2008). *Production Décentralisée Et Couplage Au Réseau*. Thèse de doctorat, université Mentouri de Constantine.
3. CRAPPE, M. Contraintes techniques de l'intégration de la production décentralisée aux réseaux électriques. REE. Revue de l'électricité et de l'électronique, 2002, no 11, p. 69-79.
4. QUOC, T.T. (2000). *Modélisation et amélioration des performances des réseaux électriques*. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
5. PHAM, T. T. H. (2006). *Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance*. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
6. RICHARDOT, O. (2006). *Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée*. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
7. BOURAMA, F. ; HADDOUR, B. ; ADLI, M. et al. (2014). *Etude des dispositifs de couplage" groupes de production-réseau de distribution" atténuation des perturbations provenant du réseau*. Thèse de doctorat. Université Abderrahmane Mira-Bejaia.
8. ZERGUINE, B. (2010). *Modélisation d'un système de production électrique par la cellule photovoltaïque*. Mémoire de Magister, Université Badji Mokhtar Annaba Algérie.
9. BRIDIER, L. (2016). *Modélisation et optimisation d'un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente*. Thèse de doctorat, université de la Réunion.
10. LUONG, L. T. (2008). *Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées*. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
11. QUANG, M. H. (2013). *Optimisation de la production de l'électricité renouvelable pour site isolé*. Thèse de doctorat, Reims.
12. MERAD-BOUDIA, M. (2010). *Injection de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau électrique*. Mémoire de Magister, université Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen.
13. BEN JEMAA, A. (2015). *Coopération méta heuristique et logique floue pour le dimensionnement d'une installation hybride*. Thèse de doctorat, Reims.

14. SOUALMIA, A. (2014). *Intégration de la production décentralisée dans un système de pompage photovoltaïque*. Mémoire de Magister en Electronique, Université Constantine1.
15. COURTECUISSÉ, V. (2008). *Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique*. Thèse de doctorat, Arts et Métiers ParisTech.
16. TOUAL, B. (2010). *Modélisation et Commande Floue Optimisée d'une Génératrice à Double Alimentation, Application à un Système Eolien à Vitesse Variable*. Mémoire de Magister En Electrotechnique, université de Batna.
17. BENADJA, M. (2016). *Approches pour la réduction de l'impact de défaut dans le transport d'énergie du parc éolien offshore via VSC-HVDC*. Thèse de doctorat, École de technologie supérieure, Université du Québec.
18. ROUABHI, R. (2016). *Contrôle des puissances générées par un système éolien à vitesse variable basé sur une machine asynchrone double alimentée*. Thèse de Doctorat, université de Batna 2.
19. BELTRAN, B. (2016). *Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation: du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur*. Thèse de Doctorat. Université de Bretagne occidentale-Brest.
20. SI BRAHIM, M. (2015). *Etude d'un système de conversion de l'énergie éolienne à base de la machine asynchrone*. Thèse de Doctorat Université Mammeri Tizi-Ouzou Algérie.
21. ARANTZAMENDI, H. G. (2006). *Etude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée: application aux microréseaux*. Thèse de Doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
22. EL AIMANI, S. (2004). *Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension*. Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille.
23. BELAKEHAL, S. ; BENTOUNSI, A. ; MERZOUG, M. et al. (2010). *Modélisation et commande d'une génératrice Synchrones à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne*. Revue des Energies Renouvelables, Vol. 13, N°1, p. 149-161.
24. ZIDI, S.A. (2005). *Contribution à l'étude des réseaux de transport d'énergie électrique à courant continu haute tension (HVDC) en régime dynamique*. Thèse de Doctorat d'état en électrotechnique, université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès.
25. KHATIR, M. (2006). *Comportement d'une liaison à courant continue haute tension (CCHT) en régime de défaut*. Thèse de Magister en électrotechnique, université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès.

26. TEPOZ, L. (2005). *Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC. Stabilité-Contrôle des perturbations*. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
27. BAHRMAN, M. P. (2006). *Overview of HVDC transmission*. Power Systems Conference and Exposition, PSCE'06. 2006 IEEE PES, p. 18-23.
28. ARRILLAGA, J. (2008). *High voltage Direct Current Transmission*. IEE Power engineering series 29, 2nd Edition, Printed in the UK by Short Run Press Ltd, Exeter.
29. BJÖRN, J. ; JEROMSE, M. (2009). *Toute la lumière sur HVDC light: 1100 MW au compteur!* Revue ABB 3, p.23-26.
30. IKNI, D. (2014). *Production d'énergie marine: Intégration de la production éolienne offshore dans un bouquet énergétique décentralisé*. Thèse de Doctorat, Le Havre.
31. FLOURENTZOU, N. ; Agelidis, V. G. & Demetriades, G. D. (2009). *VSC-based HVDC power transmission systems: An overview*. IEEE Transactions on power electronics, Vol. 24, no 3, p. 592-602.
32. CUIQING, D. (2007). *VSC-HVDC for Industrial Power Systems*. Chalmers University Of Technology Goteborg, Sweden.
33. DASH, P.K. ; ROUTRAY, A; LIEW A.C. (1999). *Design of an Energy Function Based Fuzzy Tuning Controller for HVDC Links*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Elsevier, Vol. 21, no 5, p. 337-347.
34. LAGACE, J.P. (2004). *Transport a haute tension à courant continu : Notes de cours ELE653*, Ecole de technologie supérieur, Université de Québec, Canada.
35. AYARI, M. (2017). *Approches d'analyse et de commande non linéaire de systèmes de transport HVDC*. Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs de Tunis.
36. WOLFGANG, H. (2003). *Dynamic modelling of line and capacitor commutated converters for HVDC power transmission*. Thèse de Doctorat, Swiss Federal Institute of Technology, Zurich.
37. TÖNN, A.; SILAVWE, O. (2007). *Coupling of Transients in HVDC Lines to Adjacent HVAC Lines and its Impact on the AC Line Protection*. Thesis for the Master of Science, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden.
38. DIXON, J. W. (2011). *Three-phase controlled rectifiers*. Power Electronics Handbook (Third Edition). p. 205-247.
39. PAULINDER, J. (2003). *Operation and Control of HVDC Links Embedded in AC Systems*. Licentiate thesis of engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden.

40. JOVCIC, D. (1999). *Control of High Voltage DC and Flexible AC Transmission Systems*. Thesis requirement for the degree of Doctor of Philosophy In Electrical and Electronic Engineering, University of Auckland, New Zealand.
41. KHERFANE, S. (2010). *Comportement des liaisons CCHT pour différents rapports de court-circuit*. mémoire de Magister en électrotechnique, université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès.
42. WOODFORD, D. A. (1998). *HVDC transmission*. Manitoba HVDC Research Centre, Canada, p. 400-1619.
43. JINGQIANG, L. (2009). *High Voltage Direct Current Transmission*. Master thesis Helsinki university of technology.
44. Document AREVA. *HVDC for beginners and beyond* . Copyright AREVA T&D UK Limited, September 2009.
45. VIJAY, K. S. (2004). *HVDC and FACTS Controllers: Applications of Static Converters in Power Systems*. Printed by Kluwer Academic Publishers, Boston.
46. MEAH, K.; ULA, A. S. (2009). *A self-coordinating adaptive control scheme for HVDC transmission systems*. Electric Power Systems Research, Vol. 79, N°11, p. 1593-1603.
47. LAUGHTON, M. A.; SAY, M.G. (2003). *Electrical Engineer's Reference Book*. Sixteenth edition , Elsevier Science.
48. LUCAS, J. R. (2001). *High voltage engineering*. Sry Lanka.
49. HADJERI, S. (2003). *Etat de l'art dans le domaine du transport en courant continu a haute tension (CCHT) : modélisation, performance et simulation*. Thèse de Doctorat d'état en électrotechnique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès.
50. PLAISANT, A.L.R. (1997). *Active Filtering of AC Harmonics from HVDC Converters*. Thesis of Doctorat, Electrical Engineering Waterloo, Ontario, Canada.
51. CASORIA, S.; MAHSEREDJIAN, J. ; ROUSSEL, R. (2000). *A portable and Unified Approach to Control System Simulation*. IREQ/Hydro-Québec, Varennes, Québec, Canada.
52. PAQUIN, J.N. ; WEI, L. ; BELANGER, J. (2009). *Real-Time Simulation of HVDC Systems with eMEGAsim*. Third edition. OPAL-RT Technologies Montreal, Quebec, Canada.
53. ZIDI, S. ; HADJERI, S. et FELLAH, M.(2006). *Dynamic performance of an HVDC link*. revue roumaine des sciences techniques série électrotechnique et énergétique, 2006, vol. 51, no 2, p. 199.
54. KARLSSON, J. (2006). *Simplified Control Model for HVDC Classic*. Master of Science thesis, Royal Institute of Technology, Stockholm.

55. HADJERI, S.; ZIDI, S.A.; FELLAH, M.K.; TRAN, K. (2000). *Etude de la performance d'une liaison à courant continu (CCHT) suite à des perturbations*. CIMASI 2000, Troisième Conférence Internationale sur les mathématiques appliquées et les sciences de l'ingénieur, Casablanca, Maroc, 23 – 25.
56. ARRILLAGA, J.; LIU, Y.H.; WATSON, N.R. (2007). *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*. John Wiley & Sons.
57. JONCQUEL, E. (2006). *Fonctionnement des liaisons à courant continu haute tension*. Techniques de l'ingénieur.
58. MEAH, K. ; ULA, A.S. (2009). *Simulation study of the CIGRE HVDC benchmark model with the WSCC nine-bus power system network*. In : 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. IEEE, p. 1-5.
59. ATIGHECHI, H.; CHINIFOROOSH, S.; JATSKEVICH, J. et al. (2014). *Dynamic average-value modeling of CIGRE HVDC benchmark system*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 29, N°5, p. 2046-2054.
60. ROUTRAY, A.; DASH, P. K. et PANDA, S.K. (1996). *A fuzzy self-tuning PI controller for HVDC links*. IEEE Transactions on Power Electronics, 11(5), p.669-679.
61. KIM, C.K.; KIM, J.Y.; LEE, S.D. et al. (2011) *.Stability enhancement in HVDC system with STATCOM*. Journal In Scientific Research Engineering, 3(11), p.1072-1081.
62. RAMESH, M ; LAXMI, A. J. (2014). *Power Transfer Capability Improvement to HVDC Transmission System Using Artificial Neural Network and Inference System (ANFIS) Controller*, Asian Power Electronics Journal, 8(3), p.80-85.
63. MEAH, K ; ULA, S. (2007). *Investigation on Fuzzy Logic-Based Self-Tuning Current Controller Application in HVDC Links*. IEEE Region 5 Technical Conference, Fayetteville, AR, University of Arkansas; p.266-272, USA.
64. CHEVRIE, F. ; GUÉLY, F. (1998). *La logique floue*. Cahier technique Schneider, N°191.
65. TRIA, F.Z. (2013). *Contribution à la commande d'un système éolien basé sur une MADA Par différentes techniques*. Mémoire de Magister, université d'El- oued.
66. BAGHLI, L. (1999). *Contribution à la commande de la machine asynchrone, utilisation de la logique floue, des réseaux de neurones et des algorithmes génétiques*. Thèse de Doctorat, université Henri Poincaré-Nancy I.
67. MOHAMMEDI, M. (2016). *Gestion de l'énergie pour une chaîne multi-sources*. Thèse de Doctorat, université Mohamed Khider-Biskra.
68. KHERFANE, S.; HADJERI, S.; ZIDI, S.A. (2018). *The Impact of a Fuzzy Self-Tuning PI Controller Supported By STATCOM on LCC-HVDC System Connected To*

- Weak AC Grid in Both Side*. Journal of Engineering Science and Technology (JESTEC), Vol(13), N°5,p.1237-1252.
69. AJAY Kumar, M.; SRIKANTH, N.V. (2014). *Performance analysis of SVPWM based fuzzy controlled HVDC light systems*. Journal of Electrical Engineering, 14(3), p.45–51.
70. KHATIR, M.; ZIDI, S.A.; FELLAH, M.K.; HADJERI, S. and FLITTI, M. (2012). *The Impact Study of a Statcom on Commutation Failures in an HVDC Inverter Feeding a Weak AC System*. Journal of Electrical Engineering, 63(2), p.95–102.
71. RAMI, G. (2006). *Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution*. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.



## Résumé :

Ces dernières années ont vu une augmentation significative du nombre de systèmes de production d'énergie décentralisés dans le monde. Les principaux objectifs scientifiques assignés à ce sujet consistent à maîtriser et optimiser les procédés de conversion, de transformation et de stockage de ces énergies renouvelables et à développer un savoir-faire nécessaire, allant de l'étude jusqu'à la réalisation des installations sur site. Cependant, les systèmes à base d'énergie renouvelable ne possèdent pas un caractère gérable de point de vue intégration avec le réseau alternatif existant, puisque leur puissance de sortie dépend de la disponibilité de la source primaire (vent, soleil) ce qui rend problématique leur participation à la gestion du réseau. Ces systèmes sont conçus et gérés de manière à injecter au réseau toute l'énergie disponible et extractible (systèmes éoliens, photovoltaïques). Une installation massive de production de cette nature intermittente et aléatoire ne peut perdurer du fait de l'impact négatif voire inacceptable sur l'opération du système.

Pour dépasser ces limitations, il faut faire appel à des solutions à la fois matérielles et algorithmiques. C'est-à-dire qu'il faut concevoir une solution technique qui puisse absorber autant que ce peut ce caractère intermittent/aléatoire et par ailleurs réfléchir à des lois de contrôles/commande et de supervision à même de faire dialoguer au mieux les éléments de cette combinaison Production décentralisée /Réseau alternatif.

Ainsi l'objectif principal de cette thèse est de mettre en évidence que l'intégration des systèmes de génération décentralisés à base des énergies renouvelable dans le réseau peut être améliorée au travers d'une liaison **HVDC classique** soutenu par un **STATCOM** connecté du côté onduleur. C'est ce qui est désigné dans cette thèse sous le vocable de liaison **HVDC Hybride**.

Le développement de ce nouveau concept d'intégration nécessite une étude détaillée des interactions qui peuvent se produire tant au niveau interne à la liaison HVDC Hybride (entre la liaison et le STATCOM) qu'entre la liaison HVDC hybride et le réseau principal. Cette thèse a pour objectif d'analyser ces interactions à travers des simulations pour des données d'un système réel, lequel permet de confronter les solutions proposées à des conditions proches de la réalité du terrain.

## المخلص:

في السنوات الأخيرة ، حدثت زيادة كبيرة في عدد أنظمة توليد الطاقة اللامركزية في جميع أنحاء العالم. تتمثل الأهداف العلمية الرئيسية المخصصة لهذا الموضوع في مراقبة وتحسين عمليات تحويل هذه الطاقة المتجددة وتحويلها وتخزينها وتطوير الداية اللازمة بها ، بدءًا من الدراسة وصولًا إلى تنفيذ المنشآت في الموقع. ومع ذلك ، لا يمكن التحكم في أنظمة الطاقة المتجددة من وجهة نظر الإدماج مع الشبكة البديلة الحالية ، حيث تعتمد طاقة إنتاجها على توفر المصدر الأساسي (الرياح والشمس) مما يجعل إشكالية المشاركة في إدارة الشبكة قائمة فقد تم تصميم هذه الأنظمة وإدارتها لدمج الطاقة المتاحة والقابلة للاستخراج (طاقة الرياح ، وأنظمة الطاقة الضوئية) في الشبكة. ولكن هذا غير ممكن بسبب التأثير السلبي أو حتى غير المقبول على تشغيل النظام. للتغلب على هذه القيود، يجب استخدام كل من حلول الأجهزة والحلول الخوارزمية. وهذا يعني ، يجب أن نصمم حلًا فنيًا يمكنه استيعاب أكبر قدر ممكن من هذه الطبيعة المتقطعة / العشوائية والتفكير أيضًا في قوانين السيطرة / القيادة والإشراف القادرة على الحصول على أفضل تناسق بين هذه العناصر . وبالتالي ، فإن الهدف الرئيسي من هذه الرسالة هو تسليط الضوء على أن دمج أنظمة التوليد اللامركزية المبنية على الطاقات المتجددة في الشبكة يمكن تحسينها من خلال وصلة HVDC تقليدية مدعومة من STATCOM متصلة على الجانب العاكس. هذا ما يشار إليه في هذه الأطروحة باسم HVDC Hybrid. يتطلب تطوير مفهوم التكامل الجديد هذا دراسة تفصيلية للتفاعلات التي يمكن أن تحدث داخليًا في الوصلة الهجينة HVDC (بين الوصلة و STATCOM) وبين الوصلة الهجين HVDC والشبكة الرئيسية. تهدف هذه الرسالة إلى تحليل هذه التفاعلات من خلال عمليات محاكاة لبيانات نظام حقيقي ، والذي يسمح بمقارنة الحلول المقترحة لظروف قريبة من الواقع .

## Abstract:

In recent years, there has been a significant increase in the number of decentralized power generation systems around the world. The main scientific objectives assigned to this subject are to control and optimize the processes of conversion, transformation and storage of these renewable energies and to develop the necessary know-how, ranging from the study to the realization of on-site installations. . However, renewable energy systems are not manageable from an integration point of view with the existing alternative grid, since their output power depends on the availability of the primary source (wind, sun) which makes them problematic. participation in the management of the network. These systems are designed and managed to inject all the available and extractable energy (wind, photovoltaic systems) into the grid. A massive production facility of this intermittent and random nature can not continue because of the negative or even unacceptable impact on the operation of the system.

To overcome these limitations, both hardware and algorithmic solutions must be used. That is to say, we must design a technical solution that can absorb as much as it can this intermittent / random nature and also think about the laws of control / command and supervision able to get the best dialogue between the elements of this combination Decentralized Production / Alternative Network.

Thus, the main objective of this thesis is to highlight that the integration of decentralized generation systems based on renewable energies in the network can be improved through a conventional HVDC link supported by a STATCOM connected on the inverter side. This is what is referred to in this thesis as HVDC Hybrid.

The development of this new integration concept requires a detailed study of the interactions that can occur both internally to the Hybrid HVDC link (between link and STATCOM) and between the hybrid HVDC link and the main network. This thesis aims to analyze these interactions through simulations for data of a real system, which allows comparing the proposed solutions to conditions close to the reality of the field.