

**UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES**

**CONTRIBUTION À LA TRANSMISSION D'ÉNERGIE EN HAUTE TENSION COURANT  
CONTINU : APPLICATIONS AUX PARCS ÉOLIENS EN MER**

**THÈSE PRÉSENTÉE  
COMME EXIGENCE PARTIELLE**

**DU DOCTORAT EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (Ph. D.)**

**PAR  
ALAIN INNOCENT LEKA**

**NOVEMBRE 2022**

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

**UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES**

DOCTORAT EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (Ph.D.)

Programme offert par l'Université du Québec à Trois-Rivières

CONTRIBUTION À LA TRANSMISSION D'ÉNERGIE EN HAUTE TENSION COURANT  
CONTINU : APPLICATIONS AUX PARCS ÉOLIENS EN MERPAR  
LEKA Alain Innocent**Direction de recherche :**

Professeur titulaire Mamadou Lamine Doumbia

Directeur de recherche

Université du Québec à Trois-Rivières

Dr. Joseph Song-Manguelle

Co-Directeur de recherche

**Jury d'évaluation**

Professeur titulaire Adam W. Skorek

Président du jury

Université du Québec à Trois-Rivières

Professeur titulaire Kamwa Innocent

Évaluateur externe

Université de Laval Faculté des sciences et de génie

Professeur titulaire Chériti, Ahmed

Évaluateur

Université du Québec à Trois-Rivières

**Thèse de Doctorat PhD soutenue le 08 novembre 2022**

*Je remercie le Seigneur pour son Esprit-Saint toutes ces années dans ma Famille.  
Je remercie Particulièrement Estelle Fleur mon Épouse et mes enfants Shana Jérémiel et Daniel Macaire*

---

## RÉSUMÉ

---

La transmission d'énergie Multi-Terminale en courant continu est utilisée pour assurer l'interconnexion des réseaux HTCC en mer à ceux sur terre. Ce travail effectue une conception systémique du réseau de transmission MTCC en utilisant une approche intégrée par optimisation des paramètres côté courant alternatif (CA) et côté courant continu (CC). Ce mode de transmission permet de façon autonome à chaque terminal (sous-station) de contrôler les paramètres à optimiser, ceux-ci imposés par le gestionnaire du réseau afin d'assurer une meilleure gestion du système de transmission. Des centrales éoliennes en mer (Offshore) sont ainsi interconnectées par des interfaces (sous-stations) utilisant des convertisseurs modulaires multi-niveau (MMC) à source de tension (VSC). Ceux-ci forment un micro-réseau de collecte de tension en mer (Offshore) qui sera ainsi raccordé à un réseau de distribution sur terre (Onshore). Les distances entre les centrales éoliennes nécessitent le choix d'un transport en courant continu afin de pallier les phénomènes capacitifs des câbles et les pertes en ligne ainsi qu'une connectivité des zones de production. Pour matérialiser cette connectivité, l'optimisation de la puissance et fréquence à travers le contrôle de ces paramètres est assuré par la sous-station de conversion MMC-VSC.

Dans le cadre de la mise en œuvre du réseau Multi-Terminal en courant continu (MTCC), trois centrales éoliennes en mer constituent les sources d'alimentation formées de génératrice asynchrone à double alimentation (DFIG/GADA) couplés en parallèle côté CA. Elles sont modélisées sous MATLAB-Simulink et chacune raccordée à une sous-station MMC-VSC. Le choix de la stratégie de contrôle par statisme de tension du réseau HTCC est défini tout en présentant les limites que constituent les autres stratégies visant à contrôler la tension du bus à courant continu. Dans la partie CA, un contrôle de la fréquence par découplage est adopté comme stratégie afin d'assurer la stabilité du réseau côté CA. Ces contrôles permettent l'analyse de l'écoulement de puissance du réseau MTCC sur PSCAD/EMTDC en prenant en compte les phénomènes électromagnétiques liés aux équipements. Ce système étant non-linéaire, une linéarisation du modèle est effectuée à travers des méthodes basées sur l'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) utilisant la fonction de Lagrange. Compte tenu de l'intégration par optimisation du réseau MTCC au système de transmission global contrôlé par le gestionnaire du réseau de Transmission (GRT), l'analyse de l'estimation de l'état du réseau dans une méthode hiérarchisée décentralisée basée sur l'estimation d'état dynamique a été prise en compte à travers l'usage du filtre de Kalman permettant de corriger et prédire les paramètres à contrôler. Ainsi l'algorithme assurant la prévision et correction des erreurs de mesure dans le processus de transmission des données effectue en plus la mise à jour des données avec un contrôle hiérarchisé décentralisé.

## ABSTRACT

---

Multi-Terminal DC power transmission is used to interconnect HVDC networks at sea to those on land. This work performs a systemic design of the MTCC transmission network using an integrated approach by optimizing the alternating current (AC) side and direct current (DC) side parameters. This mode of transmission allows each terminal (substation) to independently control the parameters to be optimized, these being imposed by the network manager to ensure better management of the transmission system. Wind power plants at sea (Offshore) are thus interconnected by interfaces (substations) using modular multi-level converters (MMC) with voltage source (VSC). These form a voltage collection micro-network at sea (Offshore) which will thus be connected to a distribution network on land (Onshore). The distances between the wind power plants require the choice of direct current transport to overcome the capacitive phenomena of the cables and the line losses as well as connectivity of the production areas. To materialize this connectivity, the optimization of the power and frequency through the control of these parameters is ensured by the MMC-VSC conversion substation.

As part of the implementation of the Multi-Terminal Direct Current (MTCC) network, three offshore wind power plants constitute the power sources formed by double-fed asynchronous generators (DFIG/GADA) coupled in parallel on the AC side. They are modeled under MATLAB-Simulink and each connected to an MMC-VSC substation. The choice of the HTCC network voltage droop control strategy is defined while presenting the limits constituted by the other strategies aimed at controlling the DC bus voltage. In the AC part, frequency control by decoupling is adopted as a strategy to ensure the stability of the network on the AC side. These controls allow the analysis of the power flow of the MTCC network on PSCAD/EMTDC by considering the electromagnetic phenomena related to the equipment. This system being non-linear, a linearization of the model is carried out through methods based on the optimization of the flow of power (OPF) using the function of Lagrange. Considering the optimization integration of the MTCC network to the overall transmission system controlled by the Transmission System Operator (TSO), the analysis of the network state estimation in a decentralized hierarchical method based on the dynamic state estimation was considered using the Kalman filter to correct and predict the parameters to be controlled. Thus, the algorithm ensuring the prediction and correction of measurement errors in the data transmission process also updates the data with a decentralized hierarchical control.

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>RÉSUMÉ</b> .....	<b>iv</b>
<b>ABSTRAT</b> .....	<b>v</b>
<b>TABLE DES MATIÈRES</b> .....	<b>vi</b>
<b>LISTE DES ABRÉVIATIONS</b> .....	<b>viii</b>
<b>LISTE DES SYMBOLES</b> .....	<b>x</b>
<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	<b>xii</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	<b>xiv</b>
<b>Chapitre 1 - INTRODUCTION GÉNÉRALE</b> .....	<b>1</b>
1.1 Contexte et justification de la recherche.....	1
1.2 Objectif de l'étude.....	2
1.3 Intérêt de l'étude.....	2
1.4 Problématique de l'étude.....	3
1.5 Cadre méthodologique.....	4
1.6 Techniques de collecte de données.....	5
1.7 Contributions du travail.....	5
1.8 Plan de la thèse.....	6
<b>Chapitre 2 - ÉTAT DE L'ART DES SYSTÈMES DE TRANSMISSION MTCC EN HTCC</b> .....	<b>8</b>
Introduction.....	8
2.1 Classification des technologies de conversion en mer (Offshore).....	8
2.2 Collecte de tension dans les clusters en mer (Offshore).....	10
2.2.1.1 Transmission Multi-Terminaux HTCC-VSC.....	11
2.2.1.2 Station modulaire HTCC-VSC dans un réseau MTCC.....	12
2.2.1.3 Topologies de connexion de sous-stations dans un réseau MTCC-VSC.....	20
2.2.1.4 Configurations de réseaux dans une transmission MTCC-VSC.....	22
2.3 Transmission haute tension courant alternatif (HVAC) et courant continu (HTCC).....	23
2.4 Méthodes de contrôle du système de transmission MT-HTCC.....	23
Conclusion.....	24
<b>Chapitre 3 - TOPOLOGIES MSDC ET MMC EN MER (OFFSHORE)</b> .....	<b>25</b>
Introduction.....	25
3.1 Convertisseurs modulaires.....	25
3.2 Modularité dans les convertisseurs multiniveaux.....	26
3.3 Transmission par modules empilés en Courant continu (MSDC).....	28
3.3.1 Architecture MSDC unidirectionnelle et bidirectionnelle.....	29
3.3.2 Applications et limites de l'architecture MSDC.....	30
3.4 Topologies MMC et applications dans la transmission HTCC.....	30
3.4.1 Intérêt stratégique du contrôle de la topologie MMC en transmission HTCC.....	31
3.4.1.1 Contrôle classique des MMC-VSC.....	37
3.4.1.2 Contrôle avancé des MMC-VSC.....	49
3.4.2 Transmission HTCC à base de MMC.....	49
Conclusion.....	50
<b>Chapitre 4 - ANALYSE DE LA TRANSMISSION MTCC-MMC-VSC : CAS DU MODÈLE D'ÉTUDE</b> ..	<b>52</b>
Introduction.....	52
4.1 Contribution dans le réseau de transmission MTCC en mer.....	52
4.1.1 Description des sous-stations de convertisseur MMC-VSC.....	54
4.1.2 Mode opérationnel des sous-stations MMC-VSC dans le réseau MTCC.....	56
4.2 Déséquilibre de puissance dans le réseau HTCC-MT-VSC.....	58
4.2.1 Connexion de sous-stations du système MTCC-VSC au réseau CA.....	59
4.2.2 Sous-stations au point commun de couplage d'un réseau CA faible ou fort.....	62

4.2.3	Modèle complet de MMC-VSC sous forme de matrice DQ .....	65
4.3	Stratégie de contrôle hiérarchisée dans du système MTCC-VSC.....	68
4.3.1	Variables de contrôle associées aux types de MMC-VSC .....	69
4.3.2	Stratégies de contrôle de réseaux HTCC-MT-VSC .....	72
4.3.2.1	Stratégie de contrôle centralisée du réseau HTCC-MT-VSC .....	74
4.3.2.2	Stratégie de contrôle décentralisée du réseau HTCC-MT-VSC .....	78
4.3.3	Partage de puissance et régulation de la tension du système MTCC-VSC.....	78
4.3.3.1	Contrôle par marge de tension et technique Maître-Esclave (M/S) .....	79
4.3.3.2	Contrôle par statisme de tension .....	79
4.3.4	Contrôle du réseau de transmission HTCC-MT-VSC.....	82
4.3.4.1	Contrôle optimal de statisme .....	82
4.3.4.2	Contrôle optimal de statisme au système MTCC-VSC bipolaire.....	86
4.4	Conception systémique et simulation du réseau HTCC-MT-VSC .....	89
4.4.1	Contrôle de statisme sans modèle dynamique du MMC-VSC.....	92
4.4.2	Contrôle de statisme avec modèle dynamique de MMC-VSC dans un système MTCC.....	95
4.4.3	Simulation et interprétation des résultats du réseau MTCC à base MMC-VSC.....	102
	Conclusion .....	111
	<b>Chapitre 5 - STABILITÉ DU RÉSEAU DE TRANSMISSION HYBRIDE MAILLÉ MTCC-VSC .....</b>	<b>112</b>
	Introduction .....	112
5.1	Analyse de la stabilité des Centrales éoliennes en mer.....	112
5.2	Contrôle par découplage de fréquence du système MTCC .....	122
5.3	Statisme associé au flux de puissance dans le système de transmission MTCC.....	123
5.4	Contrôle primaire par découplage de fréquence du système MTCC-VSC.....	125
5.4.1	Contrôle de fréquence par zone de production offshore : Contrôle secondaire .....	125
5.4.2	Application du contrôle de découplage de fréquence (DFC).....	129
	Conclusion .....	136
	<b>Chapitre 6 - ANALYSE SYSTÉMIQUE D'ESTIMATION D'ÉTAT DU RÉSEAU MTCC-VSC.....</b>	<b>137</b>
	Introduction .....	137
6.1	Estimation d'état du système de transmission MTCC-VSC.....	137
6.1.1	Processus d'estimation d'état dans le réseau MTCC-VSC.....	138
6.1.2	Méthode d'estimation des moindres carrés pondérée (WLS) .....	143
6.2	Gestion hiérarchisée de l'estimation d'état du système .....	146
6.2.1	Erreurs et mauvaise reconnaissance des données.....	146
6.2.1.1	Estimation d'état généralisé triphasé local des données de sous-station .....	150
6.2.1.2	Traitement local des mauvaises données.....	154
6.2.1.3	Modèle de WLS-SE dans un réseau multi-terminal -HTCC-VSC.....	158
6.3	Résultats de simulation d'algorithme séquentielle de l'estimation d'état.....	158
6.3.1.1	Estimation d'état dynamique par Filtrage décentralisé .....	167
6.3.1.2	Contrôle par estimation hiérarchisée dans le système HTCC-MT .....	170
6.3.1.3	Estimateur local et central dans le réseau MTCC-VSC .....	171
6.4	Placement de PMU pour détection d'erreurs.....	179
	Conclusion .....	183
	<b>CONCLUSION GÉNÉRALE.....</b>	<b>184</b>
	<b>RÉFÉRENCES.....</b>	<b>187</b>
	<b>Annexe A – Architecture MSDC de transmission sur un réseau électrique .....</b>	<b>209</b>
	<b>Annexe B – Matrices de toeplitz des coefficients de fourier des indices d'insertion .....</b>	<b>210</b>
	<b>Annexe C – Transmission multi-terminaux DC quatre terminaux modèle sous PSCAD/EMTDC 4.5.....</b>	<b>212</b>
	<b>Annexe D – Estimation d'état.....</b>	<b>213</b>



---

**LISTE DES ABRÉVIATIONS**


---

<i>Alimentation sans panne (Fault Ride-through)</i>	(FRT)
<i>Architecture HVDC à base d'autotransformateurs</i>	(HVDC-AT)
<i>Boucle à verrouillage de phase</i>	(PLL)
<i>Centrale éolienne en mer</i>	(OWF)
<i>Câbles au Polyéthylène réticulé</i>	(XLPE)
<i>Commutation à courant nul</i>	(ZCS)
<i>Commutation à tension nulle</i>	(ZVS)
<i>Commutation au niveau du sous-module (Submodule-Level Switched)</i>	(SLS)
<i>Condensateur de sous-module</i>	(SM)
<i>Contrôle automatique de génération</i>	(AGC)
<i>Contrôle de découplage de fréquence</i>	(DFC)
<i>Contrôle de supervision et d'acquisition de données</i>	(SCADA)
<i>Contrôleur de suppression du courant de circulation</i>	(CCSC)
<i>Contrôleur d'amortissement (Power Swing )</i>	(PSDC)
<i>Convertisseur à source de tension</i>	(VSC)
<i>Convertisseur de source de courant à commutation de ligne classique</i>	(CSC)
<i>Condensateur de commutation</i>	(CC)
<i>Condensateur de serrage (Flying Capacitor)</i>	(FC)
<i>Convertisseur modulaire multiniveau</i>	(MMC)
<i>Convertisseur résonant séries-parallèle</i>	(CRSP)
<i>Convertisseur à commutations de ligne</i>	(LCC)
<i>Convertisseur de source de tension en haute tension DC</i>	VSC-HVDC
<i>Courant alternatif</i>	(AC)
<i>Courant continu</i>	(DC/CC)
<i>Défaillance de commutation</i>	(CF)
<i>Demi-pont, pont double actif</i>	(DAB)
<i>Densité de probabilité postérieure</i>	(pdf)
<i>Répartition économique dynamique</i>	(DED)
<i>Dynamique d'estimation d'état</i>	(DSE)
<i>Entrée-Série et Sortie-Parallèle</i>	(ESSP)
<i>Extra ou ultra Haute Tension</i>	(UHVDC/EHV)
<i>Écoulement de puissance d'optimisation à contraintes de sécurité</i>	(SCOPF)
<i>Élimination des harmoniques</i>	(SHE)
<i>Émission d'interférence électromagnétique</i>	(EMI)
<i>Engagement d'unité</i>	(UC)
<i>Erreur de contrôle de zone</i>	(ACE)
<i>Estimateur d'état hybride</i>	(HSE)
<i>Estimateur d'état linéaire</i>	(LSE)
<i>Estimation d'état dans un système multizone</i>	(MASE)
<i>Estimation de l'état</i>	(SE)
<i>Estimation de l'état au niveau de la sous-station</i>	(SLSE)
<i>Estimation d'état par les moindres carrés pondérés</i>	(WLSE)
<i>Ferme éolienne en mer (offshore)</i>	(OWF)
<i>Flexible alternating current transmission system</i>	(FACTS)
<i>Filtre non parfumé non étendu de Kalman (Unscented KF)</i>	(UKF)
<i>Gate Turn-Off Thyristor</i>	(GTO)
<i>Générateur synchrone à aimants permanents</i>	(PMSG)
<i>Générateur distribué</i>	(GD)
<i>Génération d'énergie réactive</i>	(RPG)
<i>Gestionnaire de réseau de transport</i>	(GRT/TSO)
<i>Gestionnaire de réseau de Distribution</i>	DSO
<i>Gestionnaire du système d'énergie</i>	(EMS)
<i>Haute tension courant alternatif</i>	HVAC
<i>Haute tension courant continu</i>	HVDC/HTCC
<i>Injection-Enhanced Gate Transistor</i>	(IEGT)
<i>Integrated Gate-Commutated Thyristor</i>	(IGCT)
<i>Isolated Gate Bipolar Transistor</i>	(IGBT)
<i>Filtre de Kalman étendu</i>	(EKF)
<i>Méthode du point interne</i>	(IPM)

<i>Modulation de largeur d'impulsion de la porteuse à décalage de niveau</i>	<i>(LSC PWM)</i>
<i>Modulation de largeur d'impulsion de la porteuse à décalage de niveau</i>	<i>(LSC PWM)</i>
<i>Modèle de contrôleur Prédicatif d'ensemble fini</i>	<i>(FCS-MPC)</i>
<i>Modular Multilevel Converter</i>	<i>(MMC)</i>
<i>Modular stacked DC</i>	<i>(MSDC)</i>
<i>Modulation de largeur d'impulsion</i>	<i>(PWM)</i>
<i>Modulation par déphasage</i>	<i>(PS-PWM)</i>
<i>Modulation par vecteur spatial</i>	<i>(SVM)</i>
<i>Modulation PWM à décalage de niveau</i>	<i>(LS-PWM)</i>
<i>Modulation PWM à disposition de phase</i>	<i>(PD-PWM)</i>
<i>Modulation PWM à disposition d'opposition de phase</i>	<i>(POD-PWM)</i>
<i>Modulation PWM à disposition d'opposition de phase alternée</i>	<i>(APOD-PWM)</i>
<i>Multi-terminaux en courant continu</i>	<i>MTDC/MTCC</i>
<i>Niveau de la jambe moyen (Leg-Level Averaged)</i>	<i>(LLA)</i>
<i>Niveau du sous-modules moyen (Submodule-Level Averaged)</i>	<i>(SLA)</i>
<i>Niveau du bras moyen (Arm-Level Averaged)</i>	<i>(ALA)</i>
<i>Production décentralisée d'électricité</i>	<i>(PDE)</i>
<i>Programmation quadratique</i>	<i>(QP)</i>
<i>Rapport de vitesse de pointe optimal</i>	<i>(OTSR)</i>
<i>Réseau de doublage de niveau</i>	<i>(LDN)</i>
<i>Régulateur de tension automatique</i>	<i>(AVR)</i>
<i>Régulateur linéaire quadratique</i>	<i>(LQR)</i>
<i>Relaxation conique du second ordre</i>	<i>(SOCP)</i>
<i>Répartition économique</i>	<i>(ED)</i>
<i>Schéma de contrôle de niveau le plus proche</i>	<i>(NLC)</i>
<i>Redresseur contrôle au Silicium</i>	<i>(SCR)</i>
<i>Stabilisateurs de système d'alimentation</i>	<i>(PSS)</i>
<i>Stabilité de tension avec contraintes d'écoulement optimal de puissance</i>	<i>(VSCOPF)</i>
<i>Système de contrôle de la fréquence de charge</i>	<i>(LFC)</i>
<i>Système de surveillance étendus (Wide area monitoring systems)</i>	<i>(WAMS)</i>
<i>Système multi-entrées et multi-sorties</i>	<i>(MIMO)</i>
<i>Système de conversion d'énergie éolienne</i>	<i>(WECS)</i>
<i>Thyristors à extinction par la gâchette</i>	<i>(GTO)</i>
<i>Transistor bipolaire à porte isolée</i>	<i>(IGBT)</i>
<i>Thyristor à déclenchement électrique</i>	<i>(ETT)</i>
<i>Transistor bipolaire à grille isolée</i>	<i>(IGBT)</i>
<i>Turbine éolienne</i>	<i>(WTs )</i>
<i>Unité terminale à distance</i>	<i>(RTU)</i>
<i>Unité de mesure de phases</i>	<i>(PMU)</i>

---

**LISTE DES SYMBOLES**


---

$U_s$	Tension entre phases
$v_a, v_b, v_c$	Tension par phase de la ligne AC
$I_g$	Courant de ligne AC côté générateur
$I_{s1}$	Valeur efficace de la composante de fréquence fondamentale du courant de ligne alternatif ;
$I_{sc2}$	Courant de ligne lors d'un court-circuit
$L_d$	Inductance de la ligne AC avant le convertisseur
$L_k$	Réactance inductive sur chaque phase de la source AC
$P_g$	Puissance active en entrée du convertisseur AC-DC
$R_d$	Résistance de la ligne AC avant le convertisseur
$T_s$	Temps d'échantillonnage constant
$V_c(k)$	Tension traversant la capacité de condensateur
$V_d$	Tension en sortie du redresseur contrôlé
$V_{do}$	Tension en sortie du redresseur non contrôlé
$V_s$	Source de tension de la PMSG
$X_d$	Réactance de la ligne AC avant le convertisseur
$f_{cr}$	Fréquence du convertisseur
$f_m$	Fréquence de modulation
$f_{sw,inv}$	Fréquence de commutation de l'onduleur
$i_a, i_b, i_c$	Courants sur chaque phase
$i_c(k)$	Courant traversant la capacité de condensateur
$i_{\alpha\beta}^*$	Prédiction du courant dans un domaine discret
$v_{\alpha\beta}^*$	Tension de référence dans un domaine discret
$\cos\varphi$	Facteur de puissance
$e_a, e_b, e_c$	Force électromotrice
$g(k)$	Fonction de coût
$m$	Nombre de niveaux dans l'onduleur
$v_{an} v_{bn} v_{cn}$	Tension en sortie de l'onduleur multiniveau
$C_Q$	Couple du vent dans un WECS
$C_T$	Coefficient de poussée du vent dans un WECS
$C_P$	Coefficient de puissance par WECS
$P_w = P_{vent}$	La puissance du vent
$P_m$	Puissance mécanique
$\omega_m$	Vitesse de rotation.
$\Delta\beta$	Petites variations de la girouette
$v_{moy}, v_{per}$	Vitesse moyenne du vent pendant un intervalle de temps $t_p$ à celle de la perturbation
$v$	Vitesse du vent
$k$	Paramètre de forme
$c$	Paramètre d'échelle
$v_i, m_i$	Vitesse et la pression du vent au bout de chaque heure
$A$	Surface balayée par les pales de l'éolienne
$E_c$	Énergie cinétique du vent
$\rho$	Densité d'air standard
$C_p$	Coefficient de puissance de turbine
$P_{valable}, P_{turbine}$	Puissance mécanique en sortie de la turbine
$C_{pmax}$	Coefficient de puissance maximale,
$F$	Force appliquée sur les pales
$F_p, F_r$	Projections des vecteurs de sustentation (portance) ou poussée et de résistance
$\alpha$	Angle d'incidence
$\beta$	Angle de tangage
$F_p$	Force de levage
$F_r$	Force de traînée
$v_g$	Tensions du réseau
$i_g$	Courants du réseau
$v_s$	Tensions du générateur
$i_s$	Courants du générateur
$v_{dc}$	Tension du circuit intermédiaire
$\omega_m$	Vitesse angulaire du générateur
$\theta_m$	Angle de position du rotor
$v_w$	Vitesse du vent
$S_f$	Signal d'activation de défaut
$v_{ds}, v_{qs}$	Tensions du stator
$i_{ds}, i_{qs}$	Courants du stator de la machine
$M_{d2}, M_{q2}$	Amplitude requise des signaux de contrôle
$\varphi_{PLL}$	Signal avec boucle de verrouillage de phase
$I_{c0}, I_{cd2}$ et $I_{cq2}$	Courants différentiels mesurés sur chaque phase de MMC

$W_{a \rightarrow b}, W_{a \rightarrow c}$	Différences d'énergie entre deux jambes
$W_{u \rightarrow l}^a, W_{u \rightarrow l}^b, W_{u \rightarrow l}^c$	Énergie supérieure et inférieure de trois jambes
$W_t$	Énergie totale stockée au niveau d'énergie nominale MMC
$P_{a \rightarrow b}, P_{a \rightarrow c}$	Échanges de puissance DC entre deux jambes
$P_{u \rightarrow l}^a, P_{u \rightarrow l}^b, P_{u \rightarrow l}^c$	Puissance des bras supérieurs et inférieurs
$P_t^*$	Puissance DC totale
$i_{c\alpha\beta 0}^{dc*}, i_{c\alpha\beta 0}^*$	Référence de courant additive
$C_{MMC}$	Capacité équivalente dans un MMC
$C_a^{\Sigma}$	Constante, représentant la capacité totale du bras
$C_1 \dots C_5$	Condensateurs équivalents résultant de l'association en parallèle
$E_1 \dots E_5$	Tensions mesurées aux condensateurs placés en parallèle
$i_{c1} \dots i_{c4}$	Courants circulant dans chacun des condensateurs
$P_1 \dots P_4$	Puissance transmise par chacun des convertisseurs
$\psi$	Angle entre les tensions de réseau positives et négatives
$\gamma, \alpha$	Angles du courant additif de séquence positive et négative,
$E_{DCi}$	Tension continue à un termina
$E_{DC,gl_i}$	Tension minimale côté réseau
$E_{DC,gh_i}$	Tension maximale des terminaux côté réseau
$I_{DC,ref_i}$	Courant de référence pour la boucle interne du MMC-VSC
$PG_i$	Valeur réelle de chaque sortie turbine éolienne de production
$PC_i$	Valeur programmée de puissance au point de consigne
$P_{DFIG}, Q_{DFIG}$	Puissance active et réactive de DFIG sont respectivement
$D_{fw}$	Coefficient de frottement
$\delta_i$	Angle de rotation
$\omega_i$	Écart ou déviation de vitesse de la machine par rapport à la vitesse nominale,
$H_i$	Inertie de la machine
$D_i$	Coefficient d'amortissement
$P_{mi}$	Puissance d'entrée d'origine mécanique
$P_{ei}$	Puissance de sortie
$PC_i$	Point de consigne de contrôle de puissance
$f_k(x_k, u_k)$	Vecteur de variables d'état,
$u_k$	Vecteur de variables de contrôle.
$h_k(x_k, u_k)$	Contraintes d'égalité
$g_k(x_k, u_k)$	Contraintes d'inégalité
$f_0$	Fonction de coût du système d'alimentation d'énergie à base de générateurs
$h_k, g_k$	Fonctions pour les contraintes d'égalités et d'inégalités associées au modèle de système
$f_0(x_0, u_0)$	Fonction de coût au point de fonctionnement du MTDC
$U_i^t$	État de fonctionnement de l'unité pendant la période t
$P_{di}$	Puissance active demandée sur le bus i
$P_{pi}$	Puissance active produite sur le bus i
$P_i, C_i$	Puissances actives produites et consommées aux nœuds (i) sont respectivement
$L_i$	Représente les puissances actives injectées dans le réseau
$R_G$	Statisme de vitesse équivalent
$R_i$	Statisme de vitesse de chaque générateur
$P_{gNi}$	Puissance nominale de sortie du i <sup>ème</sup> générateur
$D_G$	Constante d'amortissement de charge composite
$\Delta P_L$	Variation de charge du système
$\Delta f$	Variation de fréquence du système
$\Delta V_i$	Variation de la tension du bus à la station de conversion i,
$\Delta V_j$	Variation de tension du bus correspondant à la station de convertisseur j,
$S_{ci}$	Capacité de court-circuit au bus AC de la station de conversion i;
$Q_{ci}$	Puissance réactive nominale produite par les filtres AC au poste de conversion i;
$P_{dNi}$	Puissance nominale de la station de conversion i;
$P_{dNj}$	Puissance nominale de la station de conversion j.
$Y_{MTDC}$	Matrice admittance du réseau multi-terminal courant continu MTDC
$Y_{MTDCd}$	Matrice découplée pour le système MTDC

**LISTE DES FIGURES**

Figure 2.1 Conversions d'énergie éolienne en énergie électrique .....	8
Figure 2.2 Niveau de contrôle des WECS[11, 21, 26].....	9
Figure 2.3 : Collecte de tension en mer (offshore) .....	11
Figure 2.4 : Classification des systèmes de transmission MTCC .....	12
Figure 2.5 : Schéma descriptif d'une configuration de réseau modulaire en mer (offshore) .....	13
Figure 2.6 : Éléments constitutifs d'un module de technologie HTCC-VSC .....	13
Figure 2.7 : Schéma équivalent monophasé d'alimentation de station HTCC-VSC.....	14
Figure 2.8 : Contrôleur de courant intérieur(a), Contrôleur intérieur lié au modulateur (b) avec HTCC-VSC.....	15
Figure 2.9 : Modèle d'une station VSC-HTCC deux niveaux.....	15
Figure 2.11 : Réseau bipolaire Multi-Terminaux CC (MTCC) : (a) Parallèle et (b) Série .....	21
Figure 2.12 : Réseau MTCC avec sous-stations HTCC monopolaires connectées en parallèle: (a) maillé; (b) radial (c) anneau.....	22
Figure 3.1 : Phases modulaires de connexion (a) série et (b) parallèle.....	26
Figure 3.2 : Transmission MSDC Point à Point unidirectionnelle pour un réseau électrique .....	28
Figure 3.3 : Schéma complet d'un MMC-VSC.....	32
Figure 3.4 : Variables de contrôle de MMC (a) ; commande de SM d'une phase (b) ; démarrage de SM .....	33
Figure 3.5 : Modèle (ALA) des valeurs moyennes d'une phase de MMC.....	34
Figure 3.6 : Schéma bloque de contrôle de MMC connecté au réseau CA .....	35
Figure 3.7 : Schéma de contrôle de tension moyenne CC de condensateur d'un bras .....	38
Figure 3.8 : Schéma de contrôle de la tension d'équilibrage dans le condensateur CC .....	39
Figure 4.1 : Collecte en CA et transmission en CC dans un réseau maillé.....	53
Figure 4.2 : Schéma équivalent de transmission du modèle moyen dans le temps de HTCC-VSC-MT simplifié .....	56
Figure 4.3 : Représentation du LTC avec éléments du transformateur ramené au primaire .....	60
Figure 4.4 : Terminal en mer (offshore) CA-CC avec LTC.....	60
Figure 4.5 : Terminal MMC-VSC avec LTC.....	61
Figure 4.6 : Échange de puissance entre une source éloignée et le terminal MMC-VSC .....	61
Figure 4.7 : Diagramme PQ pour un convertisseur HTCC-VSC .....	63
Figure 4.8 : Contrôle Maître-Esclave dans un MTCC quatre terminaux.....	76
Figure 4.9 : Contrôle de marge de tension.....	77
Figure 4.10 : Caractéristiques conventionnelles de statisme linéaire de tension: a) limitation de tension et b) limitation de puissance; caractéristique conventionnelle de statisme de limitation de puissance: c) pour un terminal capable de fonctionner uniquement en tant que générateur ( $P > 0$ ) et d) pour un terminal capable de fonctionner uniquement en tant que charge ( $P < 0$ ).....	81
Figure 4.11 : Courbe de contrôle de statisme pour optimisation du courant et tension partagée.....	83
Figure 4.12 : Caractéristique non linéaire de contrôle par courbe cubique de statisme .....	84
Figure 4.13 : Contrôle de statisme non linéaire par méthode de courbe de statisme polynomiale cubique.....	85
Figure 4.14 : Transmission bipolaire MTCC-MT-VSC.....	86
Figure 4.15 : Modèle d'analyse d'écoulement de puissance dans un réseau Quatre Terminaux CC.....	90
Figure 4.16 : Schéma équivalent de transmission MTCC-VSC.....	99
Figure 4.17 : Modélisation sous MATLAB-Simulink du réseau MTCC-VSC .....	103
Figure 4.18 : Courant et tension de centrales éoliennes en mer (offshore).....	104
Figure 4.19 : Puissance fournie par la charge (a), puissance consommée par le redresseur (b), alimentation du bus CC (c), tension du bus CC (d).....	104
Figure 4.20 : Envoi final de puissance active et réactive des centrales éoliennes en mer (Offshore) .....	105
Figure 4.21 : Courant et tension triphasés dans le réseau de distribution en Onshore; Tension et courant de l'onduleur .....	105
Figure 4.22 : Représentation sommaire des signaux dans les bras de MMC de terminaux .....	106
Figure 4.23 : Représentation sommaire des signaux dans les bras de MMC.....	106
Figure 4.24 : Énergie moyenne instantanée dans le convertisseur.....	106
Figure 4.25 : Modèle sous PSCAD de transmission HTCC formé de quatre terminaux à base de MMC-VSC.....	107
Figure 4.26 : Contrôles appliqués aux terminaux dans le réseau HTCC-MMC-VSC .....	107
Figure 4.27 : Résultat de simulation PSCAD/EMTDC de Sous-Station offshore MMC – VSC_1 = mF1 .....	108
Figure 4.28 : Résultat de simulation PSCAD/EMTDC de Sous-Station offshore MMC – VSC_2 = Cm_B2 .....	108
Figure 4.29 : Résultat de simulation PSCAD/EMTDC de Sous-Station offshore MMC – VSC_3 = Cm_B3 .....	108
Figure 4.30 : Résultat du courant dans un bras et commande PWM_NLC des IGBT.....	109
Figure 4.31 : Tension en sortie du pôle positif et négatif d'une branche de VSC-MMC.....	109
Figure 4.32 : Résultat de simulation PSCAD/EMTDC de Sous-Station offshore MMC – VSC_4 = Cm_E1 .....	110
Figure 4.33 : Résultat de simulation PSCAD/EMTDC de la puissance et courant dans le réseau CC .....	110
Figure 4.34 : Contrôle d'un terminal VSC-MMC en pu.....	111
Figure 5.1a : Modèle de DFIG sous PSCAD/EMTDC.....	118
Figure 5.2b : Modèle de centrale éolienne en mer (OWF) sous PSCAD/EMTDC .....	119

Figure 5.3 : Simulation d'une DFIG de centrale éolienne (WPP) dans une collecte CA sous PSCAD/EMTDC .....	122
Figure 5.4 : Résultat de simulation de NG = 140 turbine éolienne d'une WPP en mer sous PSCAD/EMTDC .....	122
Figure 5.5 : Contrôle du système hybride CA/CC .....	126
Figure 5.6 : Régulation de la déviation de fréquence pour deux zones .....	128
Figure 5.7 : Contrôle de fréquence dans un système multizone .....	129
Figure 6.1 : Processus d'estimation d'état dans un réseau électrique .....	139
Figure 6.2 : Processeur de la topologie du réseau maillé MTCC .....	148
Figure 6.3 : Configuration d'estimation locale de sous-station en Offshore .....	152
Figure 6.4 : Configuration d'estimation locale de sous-station en Onshore .....	153
Figure 6.5 : Éléments de mesure et protection pour SE dans le réseau maillé MTCC .....	155
Figure 6.6 : Résidu de la tension de phases et puissance injectée et mesurée par méthode conventionnelle .....	156
Figure 6.7 : Résidu de la puissance injectée de phases et puissance écoulée mesurée par méthode HSE .....	157
Figure 6.8 : Résidu de la tension de phases et courant mesuré par méthode estimateur d'état hybride (HSE) .....	157
Figure 6.9 : Estimation d'état par la méthode de vraisemblance pour 04 Terminaux sans bruit .....	162
Figure 6.10 : Estimation hiérarchisée dans le système MTCC-MMC-VSC .....	169
Figure 6.11 : Valeurs estimées par rapport aux valeurs simulées pour $\delta$ , et $\omega$ des trois OWF avec UKF .....	176
Figure 6.12 : Valeurs estimées par rapport aux valeurs simulées pour $\delta$ , et $\omega$ des trois OWF avec EKF .....	179
Figure 6.13 : Système d'alimentation à neuf bus avec réseau MTCC .....	180
Figure 6.14 : Éléments de mesure sur les bus : fréquence, tension et angle .....	181
Figure 6.15 : Emplacements PMU et nombre total .....	182

## LISTE DES TABLEAUX

---

<i>Tableau 3.1 : Comparaison de modularité des convertisseurs en parallèle et série .....</i>	<i>27</i>
<i>Tableau 3.2 : Mode de fonctionnement de sous-module.....</i>	<i>31</i>
<i>Tableau 4.1 Classification des types convertisseurs VSC.....</i>	<i>72</i>
<i>Tableau 4.2 : Paramètres du système à quatre terminaux étudiés côté CA.....</i>	<i>91</i>
<i>Tableau 4.3 : Paramètre du MMC-VSC .....</i>	<i>91</i>
<i>Tableau 4.4 : Réglage de la valeur de référence pour le réseau de transmission du contrôleur CC en p.u.....</i>	<i>91</i>
<i>Tableau 4.5 : valeurs de branches dans le réseau CC.....</i>	<i>92</i>
<i>Tableau 4.6 : Résultats des puissances et tensions dans chaque terminal sous MATLAB.....</i>	<i>104</i>
<i>Tableau 5.1 : Données individuelles d'une Turbine éolienne (WT).....</i>	<i>119</i>
<i>Tableau 5.2 : Type de bus dans l'écoulement de puissance.....</i>	<i>119</i>
<i>Tableau 6.1 : Résultats de simulation d'un système 04 bus.....</i>	<i>162</i>
<i>Tableau 6.2 : Données de bus.....</i>	<i>176</i>
<i>Tableau 6.3 : Écoulement de puissance dans les branches .....</i>	<i>181</i>

# CHAPITRE 1 - INTRODUCTION GÉNÉRALE

---

Nous proposons la mise en œuvre d'un réseau maillé pouvant accroître la production à partir des micro-réseaux conçus à base de sources intermittentes. Ces microréseaux pourraient augmenter les capacités de production des systèmes de production en mer (Offshore) ou sur terre (Onshore) en utilisant les technologies à base de la topologie de modularité des systèmes. L'approche intégrée par optimisation de transmission en Haute Tension côté CA et CC à travers le choix de technologies de commande des systèmes de conversion du réseau MTCC permettra au gestionnaire du réseau d'exploiter les paramètres de contrôle du système de stockage électrique. Le contrôle hiérarchisé du réseau MTCC par la méthode décentralisée ou distribuée permet ainsi un suivi de la capacité de production électrique et une flexibilité de l'estimation dynamique du réseau par un contrôle de la tension des bus CC ainsi que le contrôle de la fréquence côté CA.

## *1.1 Contexte et justification de la recherche*

Les systèmes de conversion d'énergie éolienne constituent des sources intermittentes et connaissent une prolifération en mer et sont à des distances importantes de la côte compte tenu des grandes vitesses de vent. La collecte en courant alternatif (CA) appliquée dans certaines centrales éoliennes offshore (WPP) permet d'effectuer une transmission Point-à-Point de la production en mer vers le réseau de transmission terrestre. Les gestionnaires de réseaux de transmission exploitant ce type transmission pour la centrale éolienne sont souvent obligés d'associer un équipement de compensation de puissance ce qui alourdit le réseau et la réponse à certains problèmes pouvant survenir telle que les creux de tension, les démarrages noirs, etc.

Compte tenu de l'essor des centrales éoliennes en mer, et dans la perspective de pouvoir maximiser l'exploitation des ressources de vent dans ces zones géographiques, l'usage des réseaux électriques intelligents ou modernes exploitant des systèmes de stockage électrique à travers une collecte des puissances de plusieurs centrales éoliennes situées dans une même zone géographique, permettrait d'accroître la capacité de production des centrales dans cette zone, et de surpasser les difficultés de la transmission Point-à-Point et la nature intermittente de ces centrales éoliennes. Le fonctionnement d'un tel micro-réseau devient plus basé sur la technique de contrôle de chaque bus à courant continu (CC) de sous-station et la connectivité de celle-ci afin de mieux le gérer. Ce qui permet de mettre en valeur par cette configuration un micro-réseau de stockage électrique. Ainsi le gestionnaire du réseau pourrait disposer à tout instant de la puissance nécessaire à injecter dans le système de distribution sans construction de nouvelles centrales éoliennes en mer (Offshore) dans cette même zone. Il importe de préciser que le réseau est maillé et que toutes les centrales éoliennes en mer disposent de leur interface (sous-station de conversion).



## 1.2 *Objectif de l'étude*

Cette étude comporte un objectif principal et des objectifs secondaires.

**Objectif principal** Cette étude est une contribution à l'analyse de la transmission des réseaux Multi-Terminaux en CC maillés à base de Convertisseurs Modulaire Multiniveau (MMC) installée dans les sous-stations. Ceux-ci sont connectés au réseau de transmission à grande échelle dans le but de former un micro-réseau interconnectant des centrales éoliennes en mer (Offshore) au réseau de distribution (Annexe B12) afin de répondre aux besoins du gestionnaire du réseau de transmission.

**Objectifs secondaires** : Dans le but d'apporter une réflexion dans la mise en œuvre d'un système de stockage électrique en haute tension à partir de l'interconnexion des sources d'énergies intermittentes (centrales éoliennes en mer), il importe :

- de réaliser le modèle théorique et le simuler afin de dégager les éléments pertinents basés sur le choix de topologie adéquate à une transmission bidirectionnelle d'énergie dans un réseau MTCC;
- désigner et décrire le type de contrôle à associer au réseau multiterminal;
- identifier l'algorithme d'optimisation adaptée à l'écoulement de puissance côté CA et CC et;
- effectuer une analyse sur l'estimation d'état dynamique du réseau MTCC qui permettra aux futurs travaux d'approfondir l'aspect de la stabilité du réseau MTCC.

Ce travail très vaste vu les composantes des sous-systèmes qui le forme me permet de porter ma vision ainsi que celle des travaux consultés à la compréhension du processus de transmission MTCC qui de prime à bord ne semble pas facile à cerner vu l'interdépendance des systèmes.

## 1.3 *Intérêt de l'étude*

Le besoin de promouvoir le système MTCC stockage d'énergie en haute tension afin de développer des réseaux modernes ou intelligents marque les chercheurs et ingénieurs. La course vers le développement de nouveaux modèles économiques et réalisables de transmission d'énergie passe par de longs tests sur des bancs d'essai et au sein des simulateurs dotés d'algorithmes en vue de mettre un processus de conception par optimisation. Le travail de recherche est basé sur une conception systémique du réseau de transmission MTCC avec pour source de production des centrales éoliennes en mer raccordées à une charge passive qu'est le réseau de distribution terrestre. La production décentralisée d'énergie électrique ne sera plus présentée comme un système isolé, mais comme celui qui est intégré au réseau de transmission à travers un ensemble de micro-réseau formant un système de stockage d'énergie électrique contrôlé par le gestionnaire du réseau de transmission. Ces unités décentralisées en mer ne sont plus vues comme des sources d'appoint, mais agissantes activement dans le réseau tout en assurant le travail qui leur a été assigné.

### 1.4 Problématique de l'étude

L'intégration des sources intermittentes au système de production, transmission et distribution est très limitée à cause de leur nature. Elles sont souvent utilisées comme alimentation de secours afin de couvrir un besoin du gestionnaire du réseau. *Comment surmonter la nature intermittente de ces sources tout en modernisant le réseau électrique?* La modélisation d'un cas de référence intégrant les sources intermittentes dans le cadre d'un micro-réseau équipé d'interfaces interconnectés pour former un réseau multi-terminal nous offre une réponse. Un cadre de conception systémique est trouvé pour la réalisation de ce cas de référence qui consiste à utiliser des outils de simulation pour valider les différents concepts théoriques développés tout au long de la thèse. Deux points principaux sont privilégiés dans le modèle de réseau MTCC-VSC raccordés aux centrales éoliennes pour former un micro-réseau en mer :

- *La prise en charge du réseau CA basée sur la mise en œuvre des stratégies de contrôle pour la fourniture de services auxiliaires;*
- *La capacité de démarrage noir d'un réseau multi-terminal comportant des redresseurs considérés comme interface.*

Il importe de préciser que des points très pertinents pouvant éprouver le cas de référence étudié ne seront pas analysés, mais pourront être effectifs dans un démonstrateur de banc de test MMC : *L'analyse de la résonance harmonique du parc éolien en mer (Offshore) avec connexion HTCC-MMC-VSC; la gestion des défauts CC dans les réseaux CC.*

Le regard global du réseau MTCC montre sa complexité pour le choix du processus de contrôle applicable au système à grande échelle. Les éléments du cas de référence porté sur le réseau multi-terminal nécessitent un choix de contrôle hiérarchisé du système à grande échelle d'où la nécessité de la définition du thème « *Contribution à la transmission d'énergie en haute tension courant continu : appliquée aux parcs éoliens en mer* ». Une modélisation sous MATLAB-Simulink d'un cas pareil prenant en compte tous les éléments du cas de référence n'a pas fait l'objet de travaux de recherches. Également, le domaine d'estimation de l'état de FACTS et HTCC étant toujours en cours de recherche et aucun modèle ou méthode de simulation définitive n'a encore émergé. La contribution principale est alors la conception systémique du modèle comme indiqué par les deux points principaux ci-dessus et la proposition d'outils visant l'optimisation des paramètres d'écoulement de puissance, stabilité en fréquence côté CA et stabilité de tension côté CC.

**Hypothèses de recherche :** modification de la configuration de réseaux électriques offre un réseau maillé permettant de constituer un micro-réseau qui assure le stockage d'énergie électrique en utilisant une configuration de réseaux multi-terminaux à courant continu (MTCC). Les terminaux intégrés au réseau CA, permettent d'améliorer la stabilité, la fiabilité et l'efficacité du réseau électrique grâce au contrôle appliqué. Dans l'optimisme entourant les réseaux MTCC, la question de recherche fondamentale conduit à une question principale : *quelle stratégie de contrôle pourrait assurer une stabilité côté CA et CC d'une collecte de tension à*

*partir des centrales éoliennes associées à des interfaces (sous-stations) interconnectées ?* À cet effet, des questions secondaires proviendront d'un ensemble d'effort de recherche porté sur les différents aspects :

- Développement de modèles dynamiques appropriés des systèmes MTCC, qui peuvent être résolus efficacement avec les systèmes CA ;
- Conception de stratégies de contrôle avancées permettant aux systèmes MTCC de supporter les systèmes hybrides CA / CC résultants ;
- Développement de stratégies pour la détection, l'identification et la protection des défauts CC des systèmes MTCC.

Au regard de cette problématique, il en ressort un certain nombre d'hypothèses : une hypothèse principale et plusieurs hypothèses secondaires.

**Hypothèse principale :** Le réseau MTCC maillé alimenté par trois centrales éoliennes en mer est géré comme unité d'engagement connecté à un réseau de distribution sur terre.

**Hypothèses secondaires :** L'estimation dynamique d'état du processus de collecte offshore et la Transmission HTCC permettent une estimation des paramètres à chaque niveau hiérarchisé de contrôle.

### ***1.5 Cadre méthodologique***

Notre méthodologie est basée sur l'approche inductive, aussi appelée "approche empirique inductive" ou "inductivisme". C'est une méthode de travail scientifique qui part d'un fait (avec des données brutes, réelles, et observables) pour expliquer un phénomène. Pour le chercheur, l'intérêt de cette méthode est de trouver des explications grâce à des observations concrètes. Cette méthode de travail scientifique part d'un fait qu'est l'augmentation de la demande en électricité et la capacité de production d'énergie électrique dans le monde à partir des centrales éoliennes en mer (avec des données statistiques brutes, réelles, et observables). Le mode inductif consistera à aborder concrètement le sujet et présenter les faits, suggérer les variables importantes dans la transmission HTCC, les lois associées à l'application des algorithmes d'optimisation et configuration topologique lors de la transmission et, éventuellement, les théories unificatrices entre les algorithmes visant le contrôle du système de transmission. La méthode utilisera le mode de conception systémique dans le cas de référence. Elle consiste à ne pas réaliser le modèle physique du système à grande échelle de transmission HTCC, mais effectuer une modélisation logicielle en utilisant l'approche intégrée par optimisation du cas de référence. Celle-ci se base sur des faits connus (travaux actuellement menés en mer du nord pour l'interconnexion des centrales éoliennes en mer) visant une transition énergétique en vue de répondre aux objectifs de réduction des gaz à effet de serre. Cette méthode de travail cherche la compréhension des causes de l'usage des topologies des convertisseurs multi-niveaux dans les réseaux MTCC à travers ses effets sur les systèmes modulaires de conversion à source de tension comme les MMC-VSC.

## ***1.6 Techniques de collecte de données***

La collecte de données a consisté à rassembler la documentation associée au modèle, effectuer des observations, rencontrer les acteurs susceptibles de nous apporter des réponses et rechercher les outils logiciels susceptibles de résoudre les problèmes. L'analyse des informations collectées nous a permis de faire émerger les causes de l'usage de la transmission MTCC à base de convertisseurs modulaire multi-niveau à source de tension (MMC - VSC). Outils de collecte de données : La collecte d'informations s'est basée sur les tableaux statistiques : des projets de développement dans la transmission Point à Point et MTCC, des configurations dans la collecte de tension en mer (Offshore), enfin les topologies de convertisseurs multi-niveaux employés dans la transmission en HTCC. La modélisation réalisée sur MATLAB-Simulink est constituée du réseau de collecte de tension en CA au sein des centrales éoliennes dans une configuration maillée. Elle est faite par l'interconnexion en série côté (CC) des interfaces aux centrales éoliennes pour former un réseau HTCC. Cette simulation nous permet de collecter les données sur les paramètres (puissance, tension ...etc.) à différents niveaux du processus de transmission. L'écoulement optimal de puissance et la prise en compte des contingences dans le réseau de transmission sont analysés à partir d'outils : MATPOWER, GAMS, PSAT, PST intégrées dans MATLAB-Simulink. Ces outils utilisés ont permis d'atteindre les objectifs de mesures des paramètres et simulations de modèles.

Résultats obtenus : Les résultats recueillis nous permettent de cerner l'intérêt et l'importance portés dans l'usage de la topologie MMC en transmission HTCC-VSC dans un réseau MTCC et la possibilité d'augmenter l'interconnexion en série de sous-stations en mer (Offshore). Limites d'utilisation de la topologie MMC-VSC : Notre travail présente l'impact de l'application de la transmission HTCC à base de la topologie MMC-VSC dans les systèmes MTCC. Cette topologie fait paraître sa grande complexité dans l'implantation du processus de contrôle de MMC-VSC. Les performances du contrôle prédictif du système MTCC-VSC permettent d'être privilégiées pour des raisons de vitesse de communication entre niveaux d'agents comparativement au contrôle basé sur l'affaiblissement de tension très employée dans le contrôle des convertisseurs côté CA et CC. Certains travaux en cours préconisent déjà l'élaboration des normes d'installation des MMC-VSC dans les sous-stations en mer.

## ***1.7 Contributions du travail***

La contribution générale est portée sur la réalisation d'un cas de référence de conception systémique de la transmission d'énergie en mer tout en assurant le stockage électrique pour une continuité de service. Le cas de référence de cette transmission est un réseau maillé assurant l'interconnexion de différentes zones géographiques de production par interfaces (sous-stations) et un stockage électrique haute tension constituant un système micro-réseau. De manière spécifique :

- Développement d'une méthode d'optimisation adaptées au système MTCC-VSC afin d'effectuer

le contrôle des sources de production par générateurs distribués (centrales éoliennes en mer) dans un contexte de production décentralisée résolvant la nature intermittente de ces sources. Ainsi nous avons proposé une matrice d'optimisation de sous-stations côtés CC basée sur le contrôle de statisme des bus.

- Définition d'une matrice d'optimisation des sous-stations côté CA. Elle est basée sur le contrôle de fréquence secondaire dans chaque zone géographique du système électrique interconnecté.
- L'estimation dynamique d'état du système MTCC-VSC effectuée à travers la proposition d'une méthode d'optimisation par gestion hiérarchisée lorsque le réseau interconnecté est raccordé à la charge sur terre pour constituer un système multizone HTCC.

### **1.8 Plan de la thèse**

Nous avons organisé notre travail autour de plusieurs chapitres comme suit :

- *Le chapitre I.* Présente l'introduction générale et décrit la méthodologie de travail.
- *Le chapitre II.* Présente l'état de l'art de la transmission multi-terminal à source de tension dans une configuration topologique. Le modèle de sous-station ainsi que son contrôle sont décrits avec une comparaison entre les configurations de réseaux multi-terminaux. Des techniques de commandes de sous-stations sont présentées avec la spécification du choix correspondant au modèle MTCC-VSC. Ici nous présentons les outils ainsi que leurs limites dans la conception systémique du réseau MTCC-VSC.
- *Le chapitre III.* Présente deux architectures de transmission décrites et comparées. La première est l'architecture de convertisseurs modulaires empilé (MSDC) et l'autre est l'architecture de transmission HTCC à base de MMC-VSC. Les configurations topologiques sont décrites ainsi que leurs limites. Pour le convertisseur modulaire empilé à courant continu (MSDC), ses lacunes lors du changement de sens du flux de puissances sont mises en exergue afin de démontrer l'intérêt porté sur la seconde architecture pour une configuration maillée multi-terminale à base de MMC-VSC dans le réseau de transmission HTCC. Ensuite une description de différentes techniques de contrôle et commande de MMC-VSC sont présentées et justifiées dans ce chapitre conduisant au choix de celui qui correspondra au modèle à mettre en œuvre dans la conception systémique du réseau MTCC-VSC.
- *Le chapitre IV.* Présente le schéma de principe du cas de référence formé de générateurs distribués (DG) connecté sous forme de micro-réseau pour constituer un système de transmission HTCC tout en assurant un stockage électrique. Ce modèle décrit la vision portée vers le déploiement des énergies intermittentes sans associer un compensateur statique. Il apparait ainsi que différentes techniques de contrôle peuvent être écrites

sous forme mathématiques et implémentées afin d'assurer une stabilité côté CC. Celle-ci sont présentées et comparées afin d'aboutir au contrôle de statisme de tension. L'analyse de la stabilité de tension côté CC basé sur le contrôle de statisme est faite à travers le modèle mathématique du réseau MTCC qui ressort que les coefficients de statisme sont les paramètres à contrôler pour contrôler la tension côté CC. Le modèle de réseau synthétique est simulé sous MATLAB-Simulink en premier puis les résultats obtenus sur MATLAB-Simulink sont reportés sur un modèle sous PSCAD/EMTDC en exploitant un réseau offert sur CIGRE et correspondant à la configuration maillée afin de considérer les temps de réponses appartenant à chaque niveau du système à grand échelle et résolvant les problèmes pouvant paraître pour donner suite aux phénomènes électromagnétiques des semi-conducteurs.

- *Le Chapitre V.* Analyse le contrôle de la stabilité du réseau maillé MTCC côté CA. Celle-ci vise à interconnecter des zones géographiques de production électrique comportant des centrales éoliennes en mer tout en garantissant une synchronisation du micro-réseau par rapport au générateurs distribuées. Le micro-réseau MTCC dispose d'un nombre faible de sous-stations de conversion en mer (03) dans une configuration maillée. Il constitue un système interconnecté de générateurs distribués assurant une transmission HTCC ainsi qu'un stockage électrique pour former une capacité de réserve requise de chaque sous-station de conversion en cas de défaut. L'analyse du déséquilibre de la puissance est décrite à travers un partage de puissance auprès des autres sous-stations. Notre approche méthodologique dite inductive permet de proposer un regard d'analyse par contrôle séquentiel d'écoulement de puissance dans le système à grande échelle avec contrainte. Nous procédons par la méthode hiérarchisée pour assurer une réparation économique de puissance.

- *Le Chapitre VI.* Le chapitre définit les agents de chaque niveau. Ensuite, nous aborderons les problèmes d'optimisation, dont les modèles mathématiques sont caractérisés par des équations non linéaires appelées problèmes de programmation non linéaire. Plusieurs outils sont décrits afin de résoudre ces problèmes puis comparés dans le but d'avoir un algorithme proche des attentes recherchées. Le contrôle hiérarchique multi-agent est ainsi proposé dans le cas de la transmission MTCC-MMC-VSC en tenant compte des contraintes de sécurité de ces paramètres. L'état dynamique du réseau nous amène ici au choix d'un algorithme d'estimation d'état du réseau. L'estimation dynamique d'état à chaque niveau hiérarchique est analysée ainsi que l'estimation sur les valeurs optimales des paramètres à communiquer par niveau selon les observations et les faits des mesures.

***Le travail s'achève par une conclusion générale qui présente une synthèse générale :*** Des perspectives d'analyse du réseau MTCC-VSC sont suggérées dans l'optique d'une prise en compte de l'optimisation des paramètres à base d'algorithmes afin de répondre aux exigences de gestion et contrôle de micro-réseaux lors de la transmission et de distribution.

# CHAPITRE 2 - ÉTAT DE L'ART DES SYSTÈMES DE TRANSMISSION MTCC EN HTCC

## Introduction

Le contrôle et la gestion des sources de production est une préoccupation actuelle. Elle cerne l'approche de transmission en haute tension centralisée et décentralisée. Dans ce chapitre nous allons présenter les technologies de conversion d'énergie éolienne adaptées à la HTCC, les techniques de collecte de tension en mer, les configurations de transmission multi-terminaux en vue d'adapter la mise en œuvre d'un système de stockage électrique haute tension à partir du déploiement de réseaux modernes par le développement de micro-réseaux. Compte tenu de la dispersion des ressources, elles peuvent être organisées dans un système distribué ou centralisé. De nombreuses initiatives visent à valoriser les sources de production intermittentes qui sont encore associées à des compensateurs statiques pour pallier leur intermittence. Les sources distribuées en mer sont presque exclusivement déployées et exploitées dans le cadre d'un processus décisionnel décentralisé [6]. Cette pensée est ainsi exploitée pour définir une configuration capable de mettre en œuvre l'interconnexion des sources de production intermittente pour constituer un micro-réseau.

## 2.1 Classification des technologies de conversion en mer (Offshore)

De nombreuses technologies de systèmes de conversion d'énergie éolienne (WECS) comportent différentes composantes permettant la conversion d'énergie (Figure 2.1). Les fermes éoliennes (WFs) utilisent ces WECS classés en cinq types : type 1 : WECS à vitesse fixe avec SCIG ; type 2 : WECS à vitesse variable limitée ; type 3 : WECS à vitesse variable limitée ; Type 4 : WECS à pleine vitesse variable ; type 5 : WECS à pleine vitesse variable avec WRSG et convertisseur mécanique. Ces technologies de WECS installées dans les WF collectent une tension moyenne connectée au réseau ou des interfaces (sous-station) pour délivrer une haute tension [16].

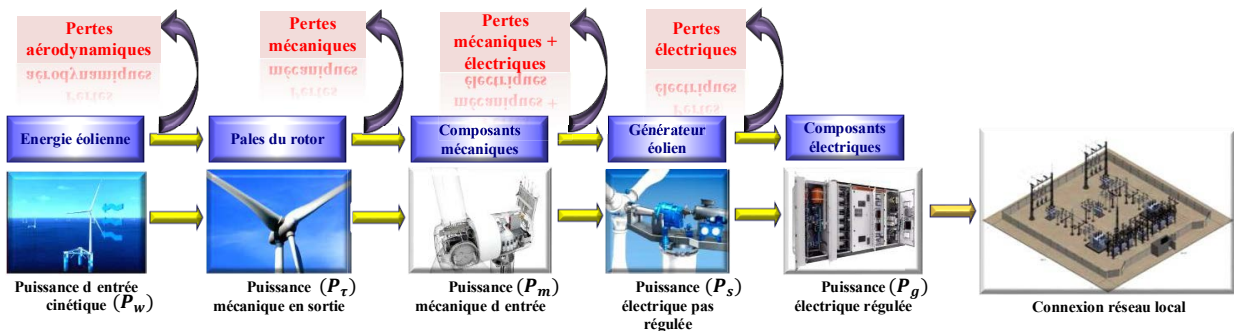


Figure 2.1 Conversions d'énergie éolienne en énergie électrique

Parmi les cinq configurations citées, le générateur associé au convertisseur sont les principaux composants électriques du WECS[14]. Les WECS permettent de décrire les différents niveaux de contrôle afin de convertir la tension/fréquence variable de l'éolienne en une tension/fréquence fixe pour le réseau. Ce processus permet de donner un aperçu des niveaux de contrôle et la complexité à venir dans un système à grande échelle (Figure 2.2).

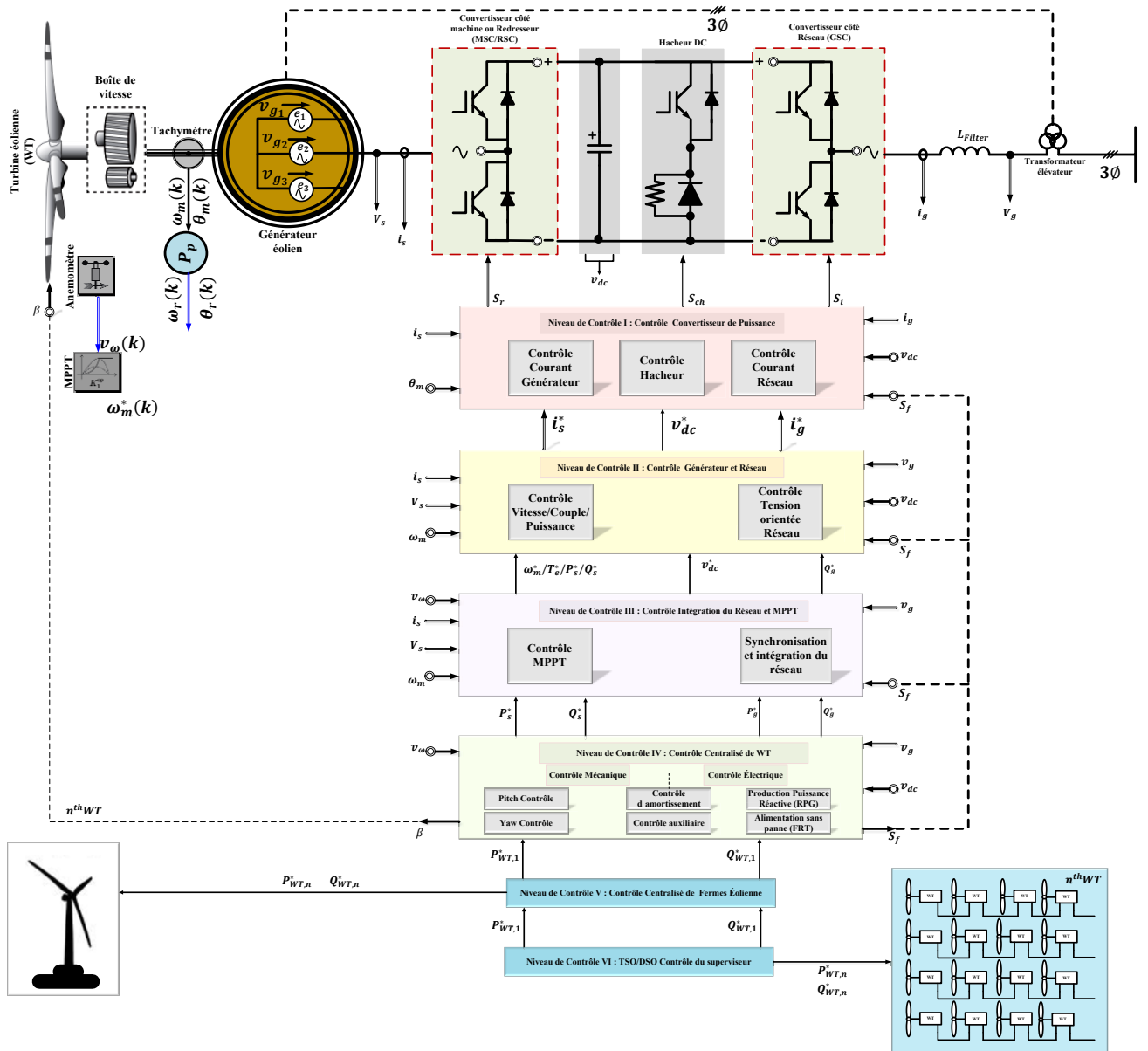


Figure 2.2 Niveau de contrôle des WECS[11, 21, 26]

La puissance du vent  $P_w = P_{vent}$  est convertie en puissance mécanique  $P_m$  à une vitesse de rotation  $\omega_m$ . Cette puissance est ensuite transmise avec un rapport d'efficacité à la transmission  $\eta_m$  pour obtenir une puissance de la turbine  $P_{turb} = P_t$  à une vitesse  $\omega_t$ . Celle-ci est transformée en puissance électromécanique  $P_e$  à la vitesse  $\omega_g$  avec un rapport d'efficacité du générateur  $\eta_g$ , le comportement aérodynamique des pales permet de définir le rapport de vitesse de pointe nominale (Tip Speed Ratio (TSR)) identifié par  $\lambda$ . Il définit le rapport entre la vitesse tangentielle des pointes des pales  $v_t$  et la vitesse du vent à l'entrée du tube  $v_1$  ( $\lambda = v_t/v_1$ ). Ainsi on trace la caractéristique du coefficient de performance d'une turbine  $C_p$  en fonction de  $\lambda$ , pour donner les caractéristiques  $C_p(\lambda)$  correspondant à plusieurs valeurs de l'angle de tangage  $\beta$ . Le couple rotorique est obtenu



par la relation (2.1) et la puissance en sortie de chaque turbine sera définie en fonction de la vitesse maximale de vent (2.2).

$$T_w = \frac{P_{méca}}{\omega_t} = \frac{C_p \rho A R_{rotor} V_{turb}^2}{2\lambda} \text{ avec } \lambda = \frac{\omega_m R_{rotor}}{V_{turb}} \quad (2.1)$$

$$P_{turbine\_max} = \frac{1}{2} C_p \rho A V_{turb\_max}^3 \quad (2.2)$$

La turbine éolienne  $WT_1$  est contrôlée par  $P_{WT_1}^*$  et  $Q_{WT_1}^*$ , et les autres turbines désignées par  $WT_{n+1}$  sont contrôlées par  $P_{WT_{n+1}}^*$  et  $Q_{WT_{n+1}}^*$ . Ces références de puissance active et réactive sont calculées de telle sorte que la fréquence et la tension au point de couplage commun (PCC) sont maintenues aux valeurs souhaitées. Si le contrôle centralisé de la ferme éolienne  $WF_1$  constate que les  $WT_{n+1}$  ne peuvent pas répondre aux exigences du système d'alimentation de puissance réactive (RPG), les compensateurs statiques du parc éolien telles que *STATCOM* ou *SVC* sont lancés pour prendre en charge les  $WT_{n+1}$ . Le contrôle centralisé de  $WT_1$  fait tous les efforts possibles pour contrôler les  $WT_{n+1}$  de telle sorte que les références de  $P_{WT_{n+1}}^*$  et  $Q_{WT_{n+1}}^*$  imposées par la boucle de contrôle supérieur de *niveau VI* soit satisfait à tout moment. Le contrôle centralisé niveau IV gère les parties mécaniques et électriques de WT. Ainsi, l'amplitude de la tension du réseau est surveillée en permanence par le sous-système d'alimentation sans panne (FRT). Lorsque la tension du réseau tombe en dessous ou au-dessus de l'amplitude prédéfinie, il envoie un signal d'activation de défaut  $s_f$ . Ce signal de défaut est envoyé aux autres boucles de contrôle et autres fonctions à l'intérieur de la boucle de contrôle de niveau IV. Les exigences de contrôle sont satisfaites en générant des signaux de déclenchement optimal  $s_r$ ,  $s_i$  et  $s_{ch}$  (hacheur CC) pour le convertisseur connecté côté machine ou redresseur (MSC/RSC) et le convertisseur côté réseau (GSC) respectivement. En coordonnant divers systèmes de contrôle mécaniques et électriques, le contrôle centralisé de WT fournit la référence de puissance active  $P_s^*$  et la référence de puissance réactive  $Q_s^*$  pour WT du MSC/RSC, ainsi que  $P_g^*$  et  $Q_g^*$  au convertisseur côté réseau (GSC). Dans des conditions de réseau normal,  $Q_g^*$  est mis à zéro pour maintenir le facteur de puissance unitaire dans le type 4 de WECS. Le WECS de la DFIG a un facteur de puissance du réseau ajusté via le contrôle  $Q_s^*$  tout en mettant  $Q_g^*$  à zéro.

## 2.2 Collecte de tension dans les clusters en mer (Offshore)

La théorie économique du marché de l'énergie suggère la concurrence dans le secteur de l'électricité, afin de réduire le prix et offrir une grande efficacité énergétique dans un secteur à fort développement [32-34]. Les nombreuses réformes dans l'ouverture du marché de l'énergie électrique à savoir l'accès au réseau électrique et le choix des fournisseurs par les clients ont entraîné des changements importants dans l'exploitation et la planification des systèmes électriques [35]. Le développement de grappe (clusters) d'éoliennes optimisées fonctionnant dans les conditions difficiles est mis en œuvre en vue de leur connexion au réseau (*Figure 2.3*). La présence d'un transformateur élévateur dans chaque WECS ou pour l'ensemble du système de collecte est

fonction du choix de topologie. La collecte en CA ou CC en mer ( Offshore) ou sur terre ( Onshore) se fait avec des turbines à vitesse fixe ou variable [35, 36]. Le niveau de tension généralement collecté dans un cluster ou ferme éolienne a une valeur maximale ayant la valeur de 33 kV.

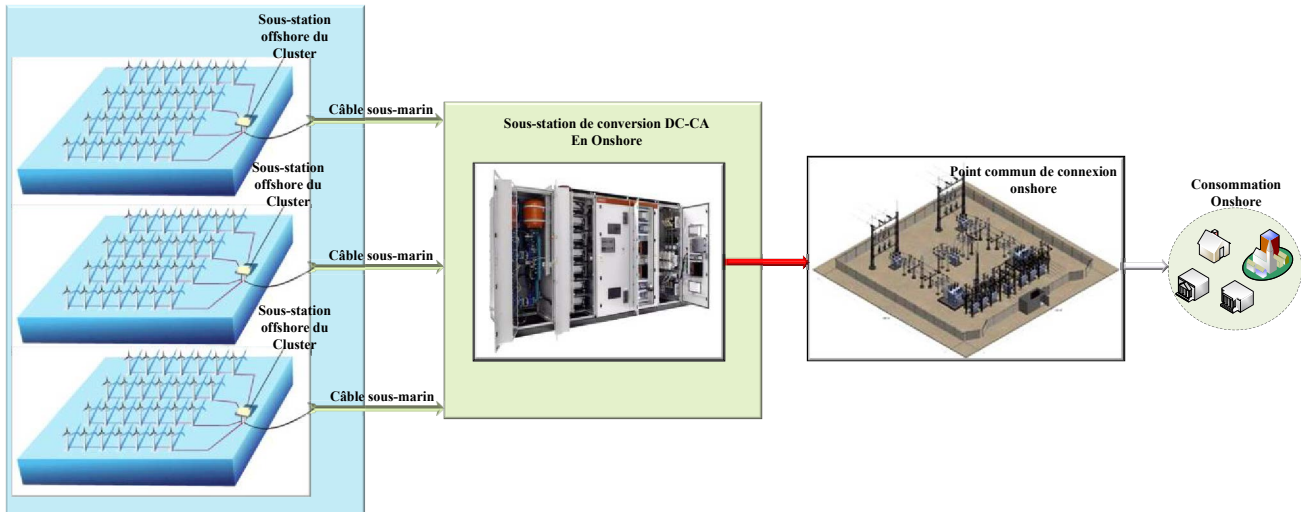


Figure 2.3 : Collecte de tension en mer (offshore)

### 2.2.1.1 Transmission Multi-Terminaux HTCC-VSC

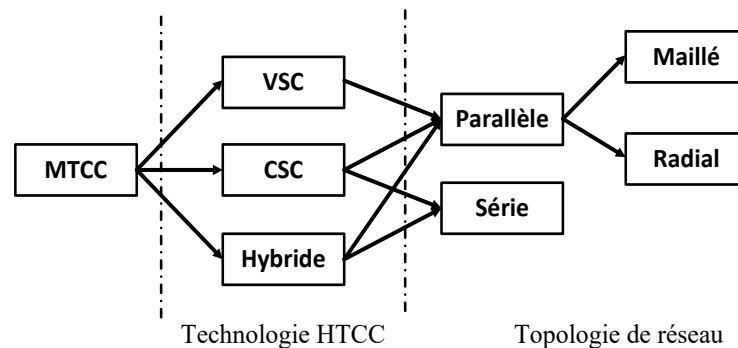
L'intérêt de la mise en œuvre d'un micro-réseau susceptible de moderniser le système de transmission vise à combler le déficit en énergie et résorber le phénomène d'intermittence des centrales éoliennes grâce aux interfaces d'un réseau MTCC-VSC. Les réseaux MTCC sont caractérisés par au moins trois terminaux connectés d'une manière ou d'une autre par des câbles à courant continu (CC) [165, 211]. Le terme multi-terminal est ainsi généralement utilisé pour décrire cette configuration. Les transmissions en mer (Offshore) de type Point-à-Point sont souvent utilisées aussi dans la connexion des sites de production. Mais ceux-ci ont des inconvénients importants liés à leur fiabilité et leur flexibilité d'exploitation. Différents critères comme celui d'une flexibilité plus élevée, une redondance accrue et une réduction de la puissance maximale non fournie aux réseaux sur terre (Onshore) en cas de perturbations CC sont les principaux facteurs du développement du concept de réseau multi-terminal CC (MTCC) [213].

L'usage d'un micro-réseau dans la modernisation des systèmes de transmission a pour objectif de résoudre certains types de contingences, produire l'électricité de manière décentralisée et constituer un réseau ayant une capacité de démarrage automatique. Cependant, il a un niveau de puissance relativement faible et sa mise en œuvre s'effectue à des emplacements spécifiques dans le but d'assurer le démarrage noir (sans générateur d'alimentation) [217, 219]. Les limites des solutions proposées ci-dessus en haute tension dans la résolution de ces quelques problèmes que rencontre le gestionnaire du réseau de transmission ont connu une évolution dans leur résolution en HTCC grâce à la technologie de convertisseurs à source de tension en CC (HTCC-VSC). Ainsi, à partir de HTCC-VSC, une amélioration progressive des performances de transmission d'énergie (réduction

des pertes et des harmoniques) et des réponses aux contingences à partir des convertisseurs multi-niveaux ou modulaires multiniveaux se sont plus répandus [179]. Un module étant défini comme une partie d'un système qui n'est pas si fortement couplé à d'autres éléments à l'intérieur du système. Il apparaît le concept de modularité dans l'architecture (la modularité est la pratique de construire des systèmes complexes ou des processus à base de sous-systèmes plus petits qui peuvent être conçus indépendamment tout en fonctionnant ensemble comme un tout). L'approche d'architecture dite modulaire est un choix convenable à la conception du réseau MTCC-VSC [222]. Une architecture modulaire permet de modifier un module sans affecter généralement les autres modules. Chaque module peut également être conçu de manière assez indépendante les uns des autres [223]. Celle-ci se classe (*Figure 2.4*) en fonction du type de technologie HTCC implémentée dans les sous-stations :

- MTCC-CSC : les sous-stations utilisent la technologie de convertisseur de source de courant ;
- MTCC-VSC : les sous-stations utilisent la technologie de convertisseur source de tension ;
- MTCC-Hybride : lorsque les deux technologies HTCC (CSC et VSC) sont utilisées ensemble.

La formation du système MTCC comporte ainsi des sous-stations de conversion pouvant être connectées en série (les courants partagés sont entre elles sont identiques) ou en parallèle (les tensions partagées lors de la transmission CC elles sont identiques).



*Figure 2.4 : Classification des systèmes de transmission MTCC*

### **2.2.1.2 Station modulaire HTCC-VSC dans un réseau MTCC**

La Flexibilité de l'inversion du flux ou écoulement de puissance dans le système multi-terminal constitue un point pertinent dans le choix technologique des sous-stations. Pour inverser le flux de puissance, un changement de polarité de la tension du système CC est nécessaire. Pour le cas de la transmission Point-à-Point, la nécessité d'une inversion de tension permettant de changer la direction de l'alimentation signifie que certaines stations de conception à base de câbles polymères extrudés à faible coût ne peuvent pas être utilisées avec la technologie HTCC-CSC. Il n'est donc pas possible de changer la direction du courant continu dans le schéma avec la technologie HTCC-CSC. La technologie HTCC-VSC apporte une solution à cette difficulté. Mais il importe que le changement de la direction de l'écoulement de puissance n'entraîne pas un changement de la polarité au sein des sous-stations dans le réseau MTCC. Sachant qu'un changement de polarité de la tension du système CC

signifierait une inversion du flux de puissance à toutes les bornes, le choix de la topologie de convertisseurs (multiniveau ou modulaire multiniveau) s'avère nécessaire afin que le flux de puissance inversé n'entraîne pas un changement de polarité. Dans le cas de la topologie des convertisseurs multiniveaux (deux ou trois niveaux) il est souvent recommandé des interrupteurs mécaniques pour inverser les bornes CC et les convertisseurs doivent être entièrement isolés aux deux bornes[224] ce qui constitue un équipement additionnel. Cependant, dans le cadre des convertisseurs modulaires multiniveaux en VSC (MMC-VSC), cela n'est pas utile.

La connaissance des tensions CC de toutes les sous-stations HTCC et l'analyse mathématique du système MTCC basée sur l'approche modulaire consistent à dériver les équations différentielles. Les modèles dynamiques obtenus des modules à partir de ces équations différentielles d'intérieur du système permettent d'analyser le comportement dynamique des réseaux MTCC quelle que soit sa topologie. Le schéma de principe du réseau MTCC (Figure 2.5) formé de nœuds assure la transmission du courant CC ( $I_L$ ). Le réseau MTCC dépend de la matrice admittance ( $Y(s)$ ). Le flux de puissance dans le réseau MTCC est lié aux nombres de sous-stations ( $n$ ) connectées à des zones géographiques différentes.

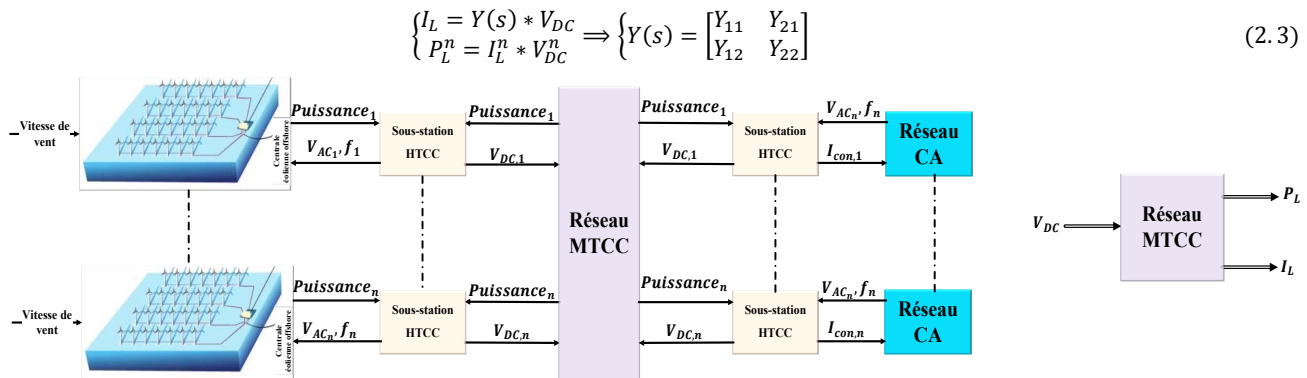


Figure 2.5 : Schéma descriptif d'une configuration de réseau modulaire en mer (offshore)

Le modèle de sous-station modulaire basé sur la technologie VSC-HTCC (Figure 2.6) se compose de plusieurs modules formés : d'une inductance de phase, un contrôleur de courant interne, le modèle de convertisseur en transmission (MMC-VSC), les contrôleurs externes et le condensateur de la sous-station.

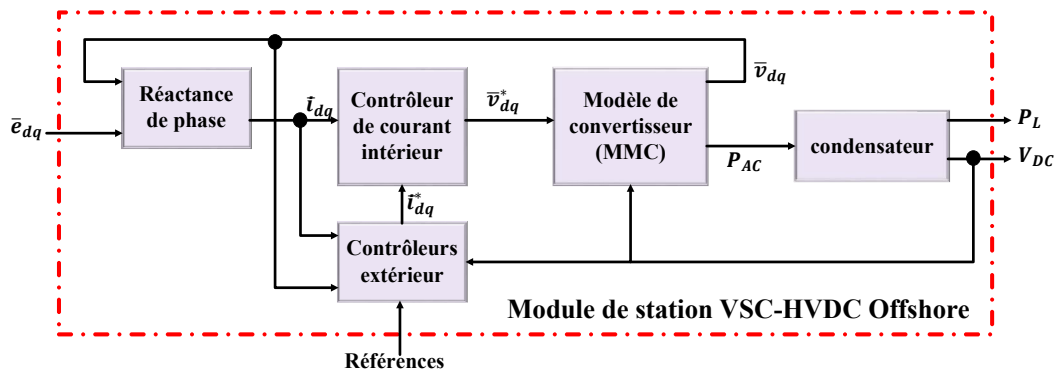


Figure 2.6 : Éléments constitutifs d'un module de technologie HTCC-VSC

Les sources d'énergie des systèmes d'alimentation conventionnels des centrales éoliennes en mer (WPP) doivent fonctionner exactement à la même fréquence et en parfait synchronisme. Chaque générateur dans la WPP contrôle l'amplitude de sa tension à ses bornes par le courant d'excitation et l'angle de phase de cette tension au moyen du couple mécanique développé par la turbine éolienne. Les générateurs sont conçus pour produire des tensions relativement faibles, et donc la puissance générée subit un certain nombre de transformations de tension réalisées dans la sous-station. Afin de constituer le réseau entièrement interconnecté en mer (Offshore), des lignes de transmission inductive interconnectent ainsi deux sources de tension ( $e(t)$  et  $v(t)$ ) respectivement la sous-station et la WPP pour former un système synchrone (Figure 2.7). Il importe d'observer que l'utilisation de caractères majuscule dans les expressions dénote des vecteurs spatiaux complexes, tandis que la notation surlignée désigne un vecteur spatial réel et la présence de l'indice (\*) est la valeur de référence.

La sous-station HTCC-VSC est soumise à une tension  $v(t)$  provenant de la collecte en mer de la tension  $e(t)$  triphasée. Ces convertisseurs offrent des performances et rendements élevés etc. grâce à l'utilisation du fonctionnement en mode de commutation. Cette technique de commande des interrupteurs offre différents types de modulations de largeurs d'impulsion (PWM) permettant un traitement à grande vitesse de données en fonction de la puissance nominale et à des fréquences allant jusqu'aux mégahertz. Les équations différentielles de raccordement de la WPP à la sous-station sont données par (2.4) avec une pulsation  $\omega = 2\pi f$ .

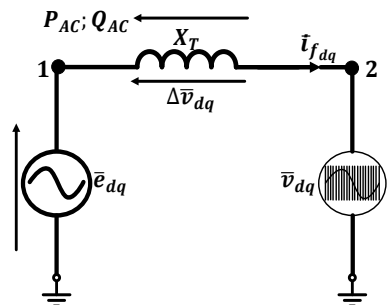


Figure 2.7 : Schéma équivalent monophasé d'alimentation de station HTCC-VSC

$$\begin{cases} L_T \frac{d(I_{fd})}{dt} = E_d - V_d - R_T I_d + \omega L_T I_{fq} \\ L_T \frac{d(I_{fq})}{dt} = E_q - V_q - R_T I_q + \omega L_T I_{fd} \end{cases} \quad (2.4)$$

Ces convertisseurs contrôlent leur interrupteur à partir d'une PWM à source de tension triphasée disposant d'une structure de contrôle de courant interne à travers une boucle de retour des courants de convertisseurs. Celle-ci permet d'amortir les oscillations et améliorer les performances dynamiques du système. La tâche principale du contrôle de courant interne PWM (CCI-PWM) sera de forcer les courants triphasés à suivre les signaux de référence devant commander le convertisseur modulaire multiniveau (MMC) en comparant les courants de référence à ceux de valeurs instantanées des courants de phase mesurée. Le CCI-PWM exécutera la tâche de compensation d'erreur (leur décroissance) et la modulation (détermination des états de commutation des dispositifs de puissance). Différentes méthodes de CCI-PWM existe, mais les principales (Contrôleurs avec bloc

PWM séparé et Contrôleurs marche-arrêt) exploitent les variantes telles que : PWM sinusoïdal (SPWM), modulateur vectoriel spatial (SVM) et PWM optimal [208].

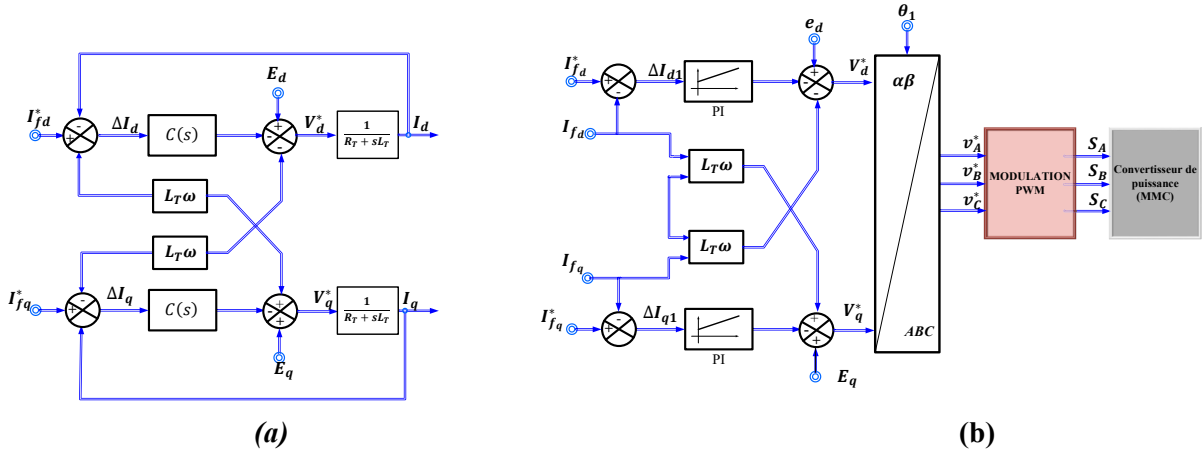


Figure 2.8 : Contrôleur de courant intérieur(a), Contrôleur intérieur lié au modulateur (b) avec HTCC-VSC

En considérant juste le contrôleur intérieur de courant défini par (2.4), qui offre néanmoins un gain proportionnel et intégral limité à partir de sa fonction de transfert  $C(s)$  et ne peut pas être augmenté en raison de la limitation de la fréquence de commutation, ce qui entraîne par conséquent une petite erreur dans le contrôleur de courant interne (Figure 2.8(a)), l'annulation de cette erreur en régime permanent consiste à utiliser un contrôleur de courant PI correspondant à  $(K_p + \frac{K_i}{s})$  qui contrôle le courant interne (Figure 2.8(b)) et génère les tensions de référence ( $dq$ ) pour le modulateur HTCC-VSC comme (2.5) [222, 225].

$$\begin{cases} V_d^* = E_d - (K_p + \frac{K_i}{s})(I_{f_d}^* - I_{f_d}) - \omega L_T I_{f_q} \\ V_q^* = E_q - (K_p + \frac{K_i}{s})(I_{f_q}^* - I_{f_q}) + \omega L_T I_{f_d} \end{cases} \quad (2.5)$$

Ainsi, on observe que le système décrit un comportement dynamique qui peut être négligé lors de l'évaluation de la réponse dynamique du réseau MTCC. La considération de cet aspect nous permet de considérer un modèle moyen du convertisseur MMC-VSC en tenant en compte un retard de pas de temps (2.6) introduit en raison du temps de calcul du contrôleur et également en raison du temps de suppression du convertisseur [222, 226].

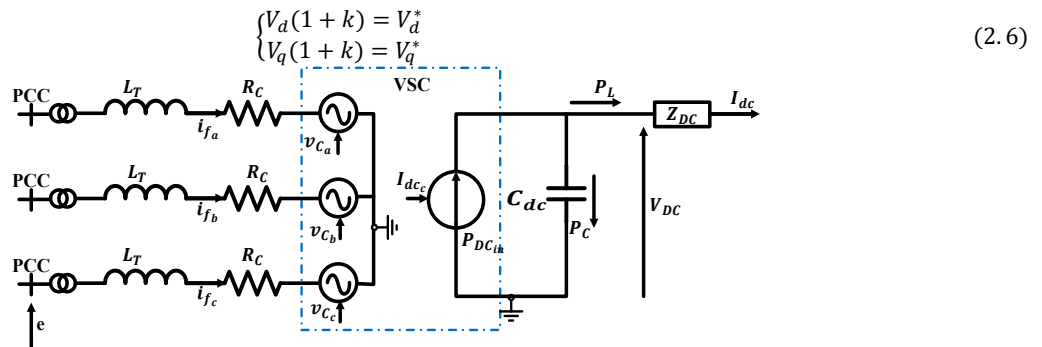


Figure 2.9 : Modèle d'une station VSC-HTCC deux niveaux

La tension CC de la sous-station VSC et la puissance circulant dans le réseau HTCC sont donnés par (2.7).  $P_{DCin}^n$  : puissance délivrée par le convertisseur de puissance côté CC sur le réseau HTCC et  $P_L^n$  Puissance côté ligne.

$$\begin{cases} W_{DC}^n = \int (P_{DCin}^n - P_L^n) dt \\ V_{DC}^n = \left( \frac{2}{C_n} * W_{DC}^n \right)^{\frac{1}{2}} \end{cases} \quad (2.7)$$

Le modèle d'une sous-station HTCC-VSC monopôle symétrique (*Figure 2.9*) décrit  $R_c$  comme toutes les pertes dépendant du courant dans le convertisseur et le transformateur (perte de conduction et de commutation). La perte dépendant de la tension (fuite et condensateurs CC) est désignée par  $R_e$ , le courant dans le convertisseur VSC sera  $I_{dc}$  et celui dans la ligne de transmission est  $I_{dc}$ .

Les sous-stations HTCC-VSC disposent de contrôleurs externes qui sont chargés de fournir des signaux de référence de courant pour le contrôleur de courant interne. Deux catégories de contrôleurs externes essentiels existent : ceux liés à la puissance active et ceux liés à la puissance réactive. Ainsi il importe d'effectuer l'évaluation de ces puissances qui traversent le convertisseur dans le cadre ( $dq$ ). Elles permettent de définir les valeurs de référence pour les contrôleurs externes à canal réactif et actif (2.8). Le côté triphasé comporte : une réactance inductive et est défini dans un référentiel ( $dq$ ) conduisant à une fréquence synchrone angulaire ( $\omega_1 = d\theta_1/dt$ ) d'angle  $\theta_1$ , un point commun de couplage (PCC) de la tension de source en mer  $e(t)$  enfin du courant d'entrée ( $i_f$ ) et la tension du convertisseur  $v(t)$ . La boucle de verrouillage de phase (PLL) permettra de définir l'angle  $\theta_1$  qui en régime permanent du réseau dans le référentiel  $dq$  correspondra à celui du convertisseur dans ce même référentiel. Le contrôleur de courant alternatif (ACC) aura en entrée la mesure du courant ( $i_f$ ) et la tension au PCC en plus des entrées de courants de références ( $I_{fd}^*$  et  $I_{fq}^*$ ) provenant respectivement du contrôleur de tension continue (DVC) et de tension alternative (AVC) qui auront pour rôle de produire les tensions de référence  $V_{cdq}^*$  nécessaire pour la transformation triphasée du signal afin de créer une modulation PWM appropriée pour le convertisseur de puissance [227]. Le signal de tension de modulation vers le PWM est intérieurement normalisé par la valeur de la tension continue du condensateur côté courant continu dans le HTCC VSC.  $W_c$  : l'énergie stockée dans le condensateur et ( $P_L$ ) la puissance transmise sur la ligne CC.

$$\begin{cases} P_{AC} = P_g = E_d \cdot I_{fd} + E_q \cdot I_{fq} \\ Q_{AC} = Q_g = E_q \cdot I_{fd} - E_d \cdot I_{fq} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} I_{fd}^* = (Q_g^* - Q_g) \cdot (K_{pq} + \frac{K_{iq}}{s}) \\ I_{fq}^* = (|E_{dq}^*| - |E_{dq}|) \cdot (K_{pv} + \frac{K_{iw}}{s}) \end{cases} \begin{cases} I_{fd}^* = (P_g^* - P_g) \cdot (K_{pp} + \frac{K_{ip}}{s}) \\ I_{fq}^* = (|W_c^*| - |W_c|) \cdot (K_{pw} + \frac{K_{iw}}{s}) \end{cases} \quad (2.8)$$

Le contrôle de tension CA dans le convertisseur (*Figure 2.10*) est décrit dans un référentiel stationnaire ( $\alpha\beta$ ) différent de celui du réseau qui est tournant ( $dq$ ) où respectivement ces tensions sous la forme complexe on aura  $E_s = e^{j\theta_1} * e$  et  $E_s = e^{j\theta} * e^c$ , l'indice ( $c$ ) indique les paramètres dans le convertisseur MMC d'où la relation vectorielle de tension entre celle du réseau et le convertisseur dans le référentiel ( $dq$ ) est définie par :  $E_c = e^{-j\Delta\theta} * e$  avec  $\Delta\theta = \theta - \theta_1$ . En régime permanent,  $\Delta\theta = 0$  et est pris en compte dans le modèle dynamique du système

PLL qui permet de maintenir la synchronisation entre la sous-station HTCC-VSC et le réseau CA (courant alternatif). Pour cela l'erreur de contrôle de puissance active est convertie en un écart de fréquence qui est ensuite intégré à un incrément d'angle. La sortie de la boucle de contrôle de synchronisation de puissance est utilisée pour transformer la référence de tension ( $dq$ ) en celle stationnaire ( $\alpha\beta$ )[227-229].

$$\frac{d\Delta\theta}{dt} = k_p(P_g^* - P_g) \Rightarrow \theta = \frac{k_p}{s}(P_g^* - P_g) \quad (2.9)$$

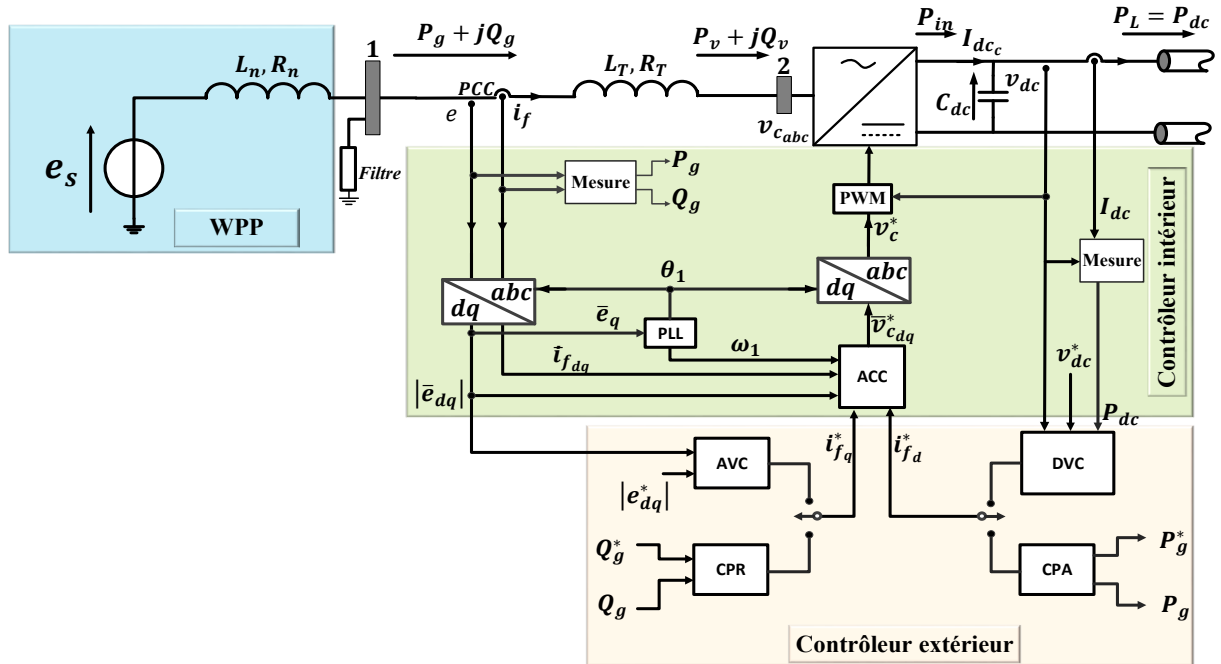


Figure 2.10 : Schéma de contrôle de station HTCC-VSC avec PLL

Ces différents régulateurs PI dans le contrôleur extérieur permettent d'offrir une meilleure contrôlabilité et une amélioration de la stabilité globale du système d'alimentation, car il existe un risque accru d'instabilités locales, qui commencent par des oscillations parasites de petits signaux [222, 227]. La forme d'onde CA à partir de la tension alternative soumise aux convertisseurs d'électronique de puissance (deux niveaux, multiniveaux, MMC) génère une tension continue dans la partie CC qui demeure modulable tant que la tension CA admise ne dépasse pas la tension du pôle positif ou négatif. En assumant que les phases ( $abc$ ) dans les convertisseurs sont contrôlées par exemple  $m_a = M_a \cos(\omega t + \varphi_m)$ , la composante fondamentale de la tension alternative phase neutre ( $v_{c_a}, v_{c_b}, v_{c_c}$ ) est écrite en considérant  $v_{c_a} = \frac{1}{2}V_{dc}m_a = V_{c_a} \cos(\omega t + \varphi_m) = \frac{1}{2}V_{dc}M_a \cos(\omega t + \varphi_m)$ . La modulation du signal décrite sur trois phases ( $M_a, M_b, M_c$ ) peut être transformé sur un référentiel tournant  $dq$  tel que  $M_d$  et  $M_q$  avec la possibilité d'un développement en série de Fourier de la modulation ( $M_a, M_b, M_c$ ).

$$\begin{cases} v_{c_d} = \frac{V_{dc}}{2}M_d; v_{c_q} = \frac{V_{dc}}{2}M_q; i_f = \frac{2}{3}I_{dc} \Rightarrow P_g = P_{dcin} = V_{dc} I_{dc} = \frac{3}{4}(v_{c_d}I_{f_d} + v_{c_q}I_{f_q}) \\ M = \sqrt{M_d^2 + M_q^2} \leq 1 \Leftrightarrow \begin{cases} M_d = M \cos(\varphi_m) \\ M_q = M \sin(\varphi_m) \end{cases} \text{ avec } \underline{m} = \frac{M\sqrt{3}}{\sqrt{2}} e^{j\varphi_m} \end{cases} \quad (2.10)$$



$e$  : tension au PCC,  $V_{cdq}$  : tension triphasée ( $v = v_{c_{abc}}$ ) en entrée du convertisseur dans le référentiel ( $dq$ ),  $\varphi_m$  : l'angle de phase pour la modulation du signal,  $m$  : l'amplitude de modulation du signal,  $v_{dc} = V_{dc}$  : tension entre pôles côté CC,  $P_g, Q_g$  : puissances au PCC,  $P_v, Q_v$  : puissances au point du convertisseur de puissance.

$$\begin{cases} v_{c_a} = m_a \frac{V_{dc}}{2} \\ v_{c_b} = m_b \frac{V_{dc}}{2} \\ v_{c_c} = m_c \frac{V_{dc}}{2} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} m_a = M_a \cos(\omega t + \varphi_m) \\ m_b = M_b \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi_m) \\ m_c = M_c \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi_m) \end{cases} \begin{cases} e_{s_a} = v_{c_a} + R_s i_{f_a} + (L_n + L_T) \frac{di_{f_a}}{dt} \\ e_{s_b} = v_{c_b} + R_s i_{f_b} + (L_n + L_T) \frac{di_{f_b}}{dt} \\ e_{s_c} = v_{c_c} + R_s i_{f_c} + (L_n + L_T) \frac{di_{f_c}}{dt} \end{cases} \quad (2.11)$$

$$I_{dc_c} = \frac{1}{2}(i_{f_a} m_a + i_{f_b} m_b + i_{f_c} m_c) = \frac{3}{4}(I_{f_d} M_d + I_{f_q} M_q) \text{ et } I_{dc} = C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} + I_{dc_c}$$

En supposant que le réseau CA est équilibré et que le convertisseur a des pertes faibles, la puissance active en entrée du convertisseur  $P_v = P_{dc}$  et la puissance PCC est ( $S_e$ ). Les équations dynamiques pour chacune des phases dans les coordonnées du référentiel (2.11) permettent de déduire l'expression de contrôle du courant dans le convertisseur en fonction de la valeur du gain PI et la puissance transmise par la source CA (2.12).

$$\begin{cases} S_g = P_g + jQ_g = \underline{e} * \underline{i}_f^* = \frac{3}{4}(E_d + jE_q)(I_{f_d} - jI_{f_q}) \Rightarrow \begin{cases} P_g = 3 * \frac{|v_{c_{abc}}| * |e| \sin \delta_{12}}{X_T} \\ Q_g = 3 * \frac{|v_{c_{abc}}| * |e| \cos \delta_{12} - |e|^2}{X_T} \end{cases} \\ \bar{v}_{c_{dq}} = \bar{e}_{s_{dq}} - R_s \bar{i}_{f_{dq}} - \omega L_T \bar{i}_{f_{dq}} - L_T \frac{d\bar{i}_{f_{dq}}}{dt} \Rightarrow \bar{v}_{c_{dq}}^* = \bar{e}_{s_{dq}} - \left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)(\bar{i}_{f_{dq}}^* - \bar{i}_{f_{dq}}) - j\omega L_T \bar{i}_{f_{dq}} \end{cases} \quad (2.12)$$

La transformation du modèle HTCC-VSC dans les coordonnées référentielles tournant  $dq$  est (2.13) avec pour résistance équivalente du réseau  $R_s = R_n$  et  $R_T = 0$  la résistance dans l'inductance de liaison. La puissance active peut donc être largement contrôlée en utilisant  $\delta_{12}$  comme variable de contrôle, tandis que la puissance de sortie réactive peut être contrôlée en utilisant  $|v_{c_{abc}}|$  comme variable de contrôle. Cela permet d'effectuer un ajustement de la sous-station HTCC-VSC équipée de commutateurs forcés.

$$\begin{cases} E_{s_d} = V_{c_d} + R_s I_{f_d} - \omega(L_n + L_T)I_{f_q} + (L_n + L_T) \frac{dI_{f_d}}{dt} \\ E_{s_q} = V_{c_q} + R_s I_{f_q} + \omega(L_n + L_T)I_{f_d} + (L_n + L_T) \frac{dI_{f_q}}{dt} \\ S_e = P_g = e_a i_{f_a} + e_b i_{f_b} + e_c i_{f_c} \Rightarrow \begin{cases} P_g = \frac{3}{4}(E_d I_{f_d} + E_q I_{f_q}) \\ Q_g = \frac{3}{4}(E_q I_{f_d} - E_d I_{f_q}) \end{cases} \end{cases} \quad (2.13)$$

Le contrôle de l'indice de modulation  $M$  et de l'angle de phase  $\varphi_m$  dans la transmission VSC est généralement réalisé au moyen de deux stratégies de contrôle: Le contrôle directe signifie que l'indice de modulation  $M$  ou l'angle de phase  $\varphi_m$  sont directement ajustés par les paramètres contrôlés. Le contrôle vectoriel est une stratégie de contrôle de courant qui permet le contrôle indépendant de la puissance active et réactive par l'action d'ajustement de l'indice de modulation  $M$  à partir de l'angle de phase  $\varphi_m$ . Celui-ci a l'avantage de réguler le courant inhérente ce qui permet de limiter la surcharge des semi-conducteurs[224]. Mais Son inconvénient repose sur la boucle de contrôle de courant supplémentaire qui va ralentir la vitesse de réponse. Le contrôle vectoriel de tension est appliqué aux HTCC-VSC connectés à des systèmes d'alimentation faibles ou en îlot. (C'est-à-dire le

Contrôle de synchronisation de puissance). L'énergie électrostatique ( $W_c$ ) stockée dans le condensateur situé en entrée du système HTCC est appliquée en tant que variable de contrôle [164]. Ainsi trois principales méthodes sont très employées pour contrôler les sous-stations HTCC-VSC : le contrôle d'angle de puissance, le contrôle de courant vectoriel et la méthode de contrôle dite de synchronisation de puissance.

Le MMC-VSC utilisé dans la sous-station est caractérisé par : les techniques de modulation, les exigences de filtrage, la protection du convertisseur et l'approche de commande. Des hypothèses devant correspondre aux caractéristiques du modèle de convertisseurs de puissance CA-CC (*Figure 2.10*) doivent être énoncées : génération d'harmonique par la ligne triphasée CA : le contrôleur extérieur dicte la tension de référence ( $v_{dq}^*$ ) destinée à commander le MMC installé dans la sous-station HTCC-VSC à partir d'une source triphasée équilibrée qui génère uniquement des tensions sinusoïdales à fréquence fondamentale; utilisation d'un SVM pour contrôler le courant à traversant l'inductance à travers une région de fonctionnement définissant une limite de courant du HTCC-VSC et sa tension CC; protection du convertisseur de puissance contre les surintensités; la connexion au réseau côté CA du HTCC-VSC recommande un contrôle qui peut être réalisé principalement soit par contrôle vectoriel ou contrôle direct, mais le contrôle vectoriel sera préconisé, car il a l'avantage d'effectuer la contrôlabilité de puissance de sortie du HTCC-VSC (La puissance active et réactive peut être contrôlée indépendamment, ce qui permet éventuellement la mise en œuvre de nombreuses stratégies de contrôle, allant du contrôle de la tension du terminal par exemple à l'émulation de fréquence/inertie.) enfin une inductance considérablement grandie qui par la borne de tension au PCC et à la borne du HTCC-VSC génère une différence angulaire ( $\delta_{12}$ ).

Le système à courant alternatif sur lequel la sous-station HTCC-VSC est connectée par l'intermédiaire d'une inductance peut être considéré comme faible si l'impédance du système à courant alternatif est élevée ou bien lorsque l'inertie du système CA est faible. L'un ou l'autre de ces deux aspects constitue ainsi deux conditions du système pouvant devenir un obstacle pour les applications HTCC-VSC [232]. Si une liaison HTCC est connectée au point faible d'un grand système à courant alternatif à partir de l'interface, c'est-à-dire que l'impédance équivalente du système à courant alternatif est élevée, la tension alternative au niveau du bus de filtre deviendra sensible aux variations de puissance de la liaison HTCC. Cette difficulté est généralement mesurée par le rapport de court-circuit (SCR) décrit par (2.14). C'est le rapport de la capacité de court-circuit du système CA par rapport à la puissance nominale de la liaison HTCC. La capacité de court-circuit du système CA ( $S_{ac}$ ) au niveau du bus de filtre et la puissance CC nominal de la liaison HTCC ( $P_{ac}$ ) définissent le SCR classifiant le système CA [230]. En définitive, la classification de la résistance d'un système CA est basée sur :

- Le système est fort, si le SCR du système CA est supérieur à 3,0.
- Le système est faible, si le SCR du système CA est compris entre 2,0 et 3,0.
- Le système est très faible, si le SCR du système CA est inférieur à 2,0.

La méthode de contrôle vectoriel employée pour les stations HTCC-VSC et décrite pour VSC deux niveaux sera dans la suite approfondie pour un convertisseur modulaire multiniveau dans le cadre d'une transmission MTCC.

$$\begin{cases} SCR = \frac{S_{ac}}{P_{dc}} \\ S_{ac} = \frac{e^2}{Z_{WPP}} \approx \frac{e^2}{\omega L_n} \text{ en valeurs relatives } SCR = \frac{1}{\omega L_n} \\ f_{res} = f_1 \sqrt{2 * SCR} \end{cases} \quad (2.15)$$

### 2.2.1.3 Topologies de connexion de sous-stations dans un réseau MTCC-VSC

La connexion d'un réseau CA à une sous-station VSC se déroulant en un point de couplage commun (PCC) est exécutée sur deux types de réseaux de connexion: connexion sur un réseau actif et connexion sur un réseau passif [250, 251]. Lors de la connexion sur un réseau active, la sous-station VSC doit se synchroniser sur une fréquence du système, elle ne peut influencer la fréquence que partiellement. Les réseaux de source active sont tels que des générateurs synchrones et/ou d'autres composants qui injectent de l'énergie dans le réseau CA. La sous-station VSC connectée au réseau actif a un schéma de contrôle de la tension alternative très sophistiqué. La connexion sur un réseau passif est opposée à celui d'une connexion sur un réseau actif. La disposition de sous-stations VSC équipées d'auto-commutation ayant un contrôle dynamique de la tension et avec une capacité de démarrage noir favorise une transmission HTCC-VSC compacte pour servir des charges isolées sur des îles ou des plates-formes de production en mer (offshore). Lorsqu'un schéma de transmission HTCC-VSC connecte au moins deux systèmes CA ou plusieurs, qui peuvent être synchrones ou asynchrones, il y a un certain choix dans les modes de contrôle pouvant être appliqué. Chaque convertisseur peut contrôler la tension alternative, mais si le système alternatif dans lequel il alimente en sort un rapport de court-circuit (SCR) très élevé, il est préférable de contrôler la puissance réactive, éventuellement à zéro [224].

- **Principe fonctionnement des réseaux MTCC-VSC**

Les grands réseaux de production d'énergie éolienne à distance nécessitent un système de capteurs, une prise en charge de la puissance réactive et une transmission de sortie [252]. Pour cette raison, la tension alternative devrait être contrôlée par chaque convertisseur de sous-station. Parmi ceux fonctionnant en redresseur, l'un des convertisseurs redresseurs peut inclure les contrôles suivants : *Contrôle de la tension continue; envoi de contrôle de tension alternative*. Puis les autres redresseurs assureront : *Le contrôle de puissance; le contrôle de la tension alternative à l'extrémité de réception*. Les paramètres de contrôle tels que le contrôle de la tension continu et le contrôle de puissance entre les convertisseurs sont interchangeables dans le réseau MTCC avec une règle de base pour les systèmes à deux ou plusieurs convertisseurs connectés en parallèle (Système de contrôle de la fréquence dans la station VSC) : le contrôle de la tension CC (Diagramme bloqué des contrôles de courant sur l'axe  $dq$ ) sera assuré par une seule sous-station VSC et le contrôle de la puissance active (diagramme de contrôle de puissance réactive) sera assuré par toutes les autres sous-stations VSC. Cependant, si un amortissement

électromécanique dans le système à courant alternatif est requis, le contrôle de puissance doit être réalisé sur des convertisseurs avec le contrôle d'amortissement[224].

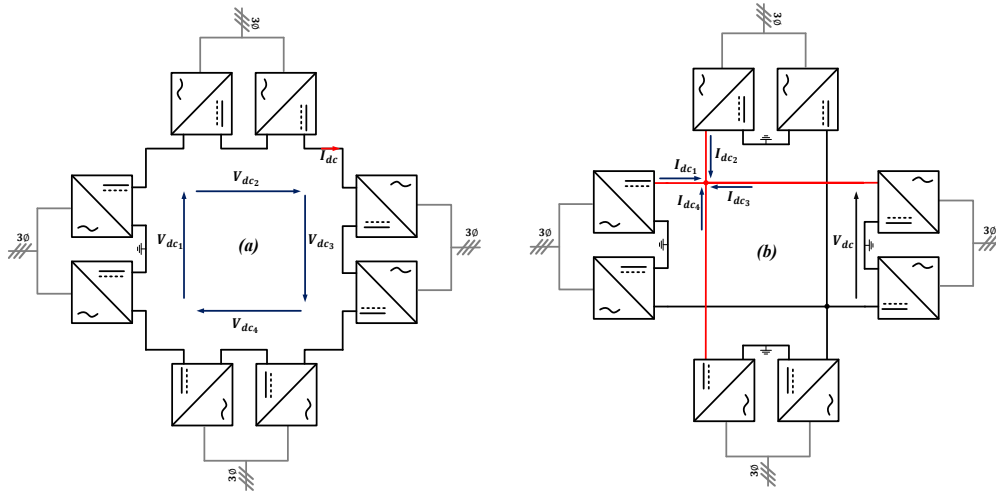


Figure 2.11 : Réseau bipolaire Multi-Terminaux CC (MTCC) : (a) Parallèle et (b) Série

Pour former un système de transmission à courant continu multi-terminal, les sous-stations de conversion peuvent être connectées de deux manières: en série ou en parallèle (*Figure 2.11(a)*). Plusieurs systèmes HTCC actuellement fonctionnels ont une conception basée sur la transmission Point-à-Point[165]. Des agencements spéciaux de commutation côté CC sont toutefois nécessaires pour l'inversion de polarité dans un système multi-terminal. Cependant à certains points, il peut être souhaité d'inverser le sens d'alimentation à une prise tout en conservant le même sens d'alimentation sur les terminaux restants. Pour un système bipolaire, cela peut être fait en connectant le convertisseur au pôle opposé. Dans ce cas, la transmission MTCC-VSC, inverse la puissance en inversant la direction du courant plutôt que la polarité de la tension. Ainsi, la puissance peut être inversée au niveau d'une prise intermédiaire indépendamment de la direction principale du flux de puissance sans passer par l'inversion de polarité de tension. Différentes configurations de système utilisées pour la transmission HTCC sont ainsi présentées dans [252]. Le changement de la direction de puissance active entraîne la réversibilité de la polarité dans le système d'où la limite de la technologie HTCC-CSC. La tension ( $v_{dc}$ ) côté CC et la puissance active ( $P_{dc}$ ) peuvent conventionnellement être régulées à travers une caractéristique ( $(P_{dc} = f(v_{dc}))$ ) à condition qu'un mécanisme d'équilibrage adéquat soit pris en compte. Ainsi les lignes de transmission HTCC multi-terminales ont deux configurations principales : monopolaire (2 bornes) ou bipolaire (trois bornes)[138]. Ces configurations sont employées dans différentes topologies telles que les topologies radiales, en anneau ou maillées (*Figure 2.12*). Le choix de la topologie dépend d'un certain nombre de facteurs avec un accent porté actuellement sur les topologies radiales et maillées. Dans un réseau MTCC connecté en série (*Figure 2.11(b)*), toutes les sous-stations de conversion partagent le même courant continu, tandis que leurs tensions varieront en fonction de la puissance à extraire ou à fournir à son réseau alternatif. Le MTCC est mis à la terre en un seul point, qui peut être choisi arbitrairement, mais affectera les besoins d'isolation des différentes sous-stations de

conversion. Dans un réseau MTCC connecté en parallèle (Figure 2.11(a)), toutes les bornes du convertisseur partagent la tension continue du système de transmission.

#### 2.2.1.4 Configurations de réseaux dans une transmission MTCC-VSC

Les systèmes de transmission MTCC utilisant des connexions parallèles peuvent encore être regroupés en deux catégories (Figure 2.12) : les réseaux radiaux (Figure 2.12(b)) et maillés (Figure 2.12(a)).

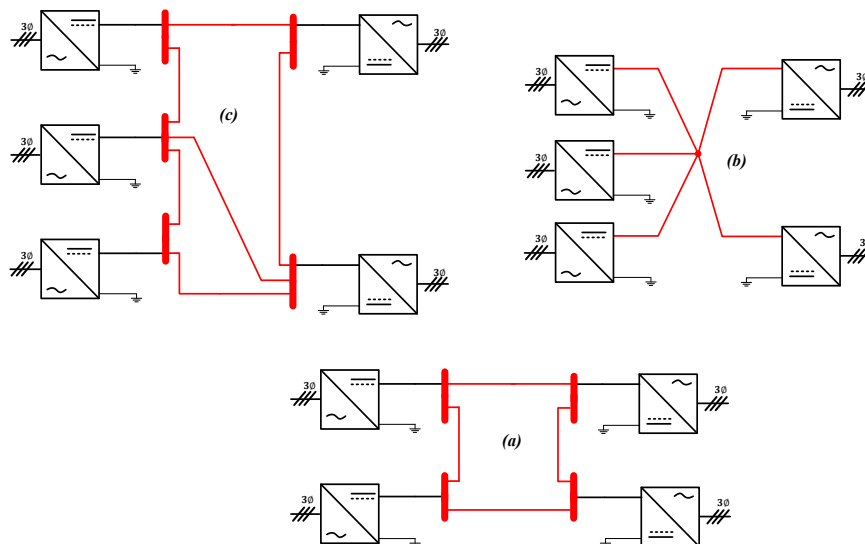


Figure 2.12 : Réseau MTCC avec sous-stations HTCC monopolaires connectées en parallèle: (a) maillé; (b) radial (c) anneau

Dans les réseaux radiaux (Figure 2.12(b)), la perte d'une section de ligne de transmission en courant continu entraînerait une interruption totale du service du terminal de conversion intéressé. Les réseaux MTCC-VSC maillés sont sollicités pour réaliser un système de stockage électrique en haute tension (Figure 2.12(a)). Ils ont un fonctionnement en régime nominal presque permanent à cause de la structure de contrôle appliquée dans les sous-stations. Malgré qu'ils disposent des pertes de transmission plus élevées, les éléments restants du réseau devraient être capable de transporter la puissance supplémentaire [165]. Trois configurations principales de transmission HTCC sont développées : configuration Monopolaire, homopolaire et bipolaire.

*Configuration monopolaire* : Elle utilise un seul pôle principalement de polarité négative pour réduire les effets de couronne [225]. Qui représente un phénomène de décharge électrique partielle entraînée par l'ionisation du milieu entourant un conducteur.

*Configuration homopolaire* : Elle utilise deux câbles HTCC de même polarité comme indiqué pour la configuration monopolaire. Cette polarité de type négative est généralement choisie en raison des pertes par effet de couronne plus petite etc. La configuration homopolaire n'est généralement pas réalisable en raison des restrictions environnementales liées aux courants de terre élevés [260].

*Configuration bipolaire* : Utilisée pour une certaine puissance, elle est plus chère que les précédentes configurations. Elle est généralement utilisée lorsque la puissance à transmettre est supérieure à la capacité d'un seul pôle dans une configuration monopolaire. Cependant, différemment de la configuration homopolaire, celle-

ci utilise deux câbles HTCC avec des polarités différentes transportant le CC dans des directions opposées. La mise à la terre souvent fournie est nécessaire et son absence pourrait réduire les investissements initiaux, mais annulerait l'un de ses principaux avantages basés sur sa capacité à résister aux pannes de (redondance). La configuration HTCC monopolaire est illustrée (*Figure 2.12*) par souci de simplicité du modèle de réseau. Mais pour des puissances très importantes, la transmission utiliserait une configuration HTCC bipolaire [254]. Mais actuellement la majorité de systèmes MTCC a une configuration parallèle.

### ***2.3 Transmission haute tension courant alternatif (HVAC) et courant continu (HTCC)***

La comparaison de la transmission HVAC et HTCC à travers des facteurs prédominants, le déploiement de l'une ou l'autre méthode couvre de nombreuses applications en particulier pour la transmission HTCC en mer. Parmi ces applications, on citerait la transmission des puissances importantes sur de longues distances, l'usage des câbles sous-marins ou sous terre, l'interconnexion de systèmes asynchrones en CA fonctionnant à différentes fréquences ou pour lesquels un contrôle indépendant des systèmes est souhaité, contrôle et stabilisation de l'écoulement de puissance dans un raccordement CA et dans un système d'alimentation intégré. Ces applications portent un regard fondamental sur la distance et le seuil de rentabilité afin de juger si le choix de la technologie (HVAC ou HTCC) employée posera des problèmes dans leur évaluation et les bénéfices économiques avant de faire intervenir d'autres systèmes comme les compensateurs statique, les déphaseurs...etc. Dans les grands systèmes interconnectés, principalement en mer, l'écoulement de puissance dans les raccordements CA peut être incontrôlé et entraîner des surcharges et des problèmes de stabilité, mettant ainsi en danger la sécurité du système. Des lignes CC stratégiquement placées peuvent surmonter ce problème en raison de la contrôlabilité de l'alimentation [254]. La vision d'accroître la technologie de transmission CC permet d'augmenter le nombre de lignes avec l'introduction des systèmes MTCC dans la perspective de remplacer la transmission CA par CC.

La transmission HVAC présente des défis techniques pour les applications où la puissance en masse est transmise sur de longs câbles. La capacité parasite du câble fait circuler le courant de charge sur la longueur du câble CA. Étant donné que le câble doit transporter ce courant ainsi que le courant de charge utile, cette limitation physique réduit la capacité de transport de courant du câble. Cette capacité est répartie sur toute la longueur du câble, des longueurs plus grandes produisent des capacités plus élevées, entraînant ainsi des courants de charge plus élevés.

### ***2.4 Méthodes de contrôle du système de transmission MT-HTCC***

L'utilisation de systèmes de transmission HTCC utilisant des VSC offre des fonctionnalités très avantageuses comme décrites plus haut parmi lesquels on citerait : Contrôle indépendant de la puissance active et réactive; capacité de puissance réactive sans frais supplémentaires; capacité de démarrage noir et Flux de puissance bidirectionnel avec tension de liaison CC unipolaire [272]. Ces multiples fonctionnalités dans un

environnement en mer jouent un rôle important dans la méthode de contrôle des centrales éoliennes en mer (WPP). Compte tenu des exigences liées au milieu, les meilleures conceptions de systèmes électriques en mer (offshore) de collecte et transmission requièrent de meilleurs contrôles pour améliorer la fiabilité et les performances tout en minimisant les coûts. Car en mer, la fiabilité devient essentielle, il est donc très important de développer de nouveaux schémas de contrôle pour l'atténuation de la charge et la minimisation des oscillations et mouvements indésirables, qui sont essentiels pour les grandes fermes éoliennes en mer [35]. Trois modèles de contrôle du système à grande échelle seront décrits et analysés afin de choisir le modèle adéquat au contrôle global du réseau MTCC. Ainsi on distingue le contrôle centralisé, décentralisé/distribué enfin le contrôle hiérarchisé. Réaliser un système modulaire de parcs éoliens en mer (offshore) nécessite une planification approfondie de l'interfaçage des différentes WPP à travers la mise en œuvre de sous-stations en mer, une connectivité des sous-stations connectées aux WPP réparties en mer et reliées respectivement par câble sous-marin avant la transmission au réseau sur terre (onshore) [262].

### ***Conclusion***

En résumé, nous pouvons dire que les systèmes de transmission disposent des convertisseurs connectés en parallèle, série ou installations multi-terminales. Les convertisseurs branchés en parallèle constituent une réponse à la demande croissante de gros transferts d'énergie en offrant une transmission de puissance, une disponibilité et une fiabilité très élevées en raison de sa conception redondante. Son fonctionnement est également très flexible, avec une option pour augmenter le courant nominal. Grâce à ses courants très élevés, ces installations bénéficient également d'une meilleure acceptation publique; des convertisseurs branchés en série offrent une redondance et une disponibilité améliorées lors de pannes de convertisseur grâce aux stratégies de contrôle déployées depuis la collecte jusqu'aux terminaux. Cette conception permet aux exploitants de réseau de réaliser des tensions de transmission et un transfert de puissance très élevés, mais il est construit à l'aide de composants standardisés et conçu pour faciliter les faibles investissements et les avantages de coût élevé pendant le fonctionnement. Ceci est réalisé en réduisant les pertes et en simplifiant le fonctionnement. Enfin l'installation multi-terminale constitue un système modulaire composé au moins de trois terminaux pouvant être construits à différents endroits. En conséquence, un système multi-terminal offre un fonctionnement très flexible et une adaptation aux besoins changeants de flux d'énergie. C'est donc la solution idéale pour connecter des réseaux CA, car elle offre un contrôle et une prise en charge rapides pour la stabilité du réseau CA et une efficacité accrue. De plus, un projet peut être développé par étapes, permettant un démarrage précoce de la transmission d'énergie et des revenus pour le client [135, 293]. Les deux technologies HTCC peuvent être considérées comme très similaires principalement sur leur base à travers les mêmes sous-systèmes auxiliaires. C'est-à-dire le HTCC-VSC permet une approche flexible des systèmes de production dispersés géographiquement et la construction de réseaux, tandis que HTCC-CSC a une capacité de transmission d'énergie très élevée, alimentant de grandes distances depuis les grandes centrales électriques jusqu'aux centres de consommation domestique et industrielle.

## CHAPITRE 3 - TOPOLOGIES MSDC ET MMC EN MER (OFFSHORE)

---

### *Introduction*

L'alimentation électrique vers ou depuis des installations distribuées distantes ou mal situées depuis ou vers un réseau électrique existant induit des défis légèrement différents par rapport aux installations normales. Cela est particulièrement vrai pour les installations avec plusieurs sources ou charges de forte puissance. L'alimentation en énergie de charges comme les plates-formes actuelles est assurée soit par une connexion au réseau terrestre ou par l'énergie des groupes électrogènes. Ces techniques d'alimentation peuvent évoluer à travers des sources éoliennes installées en mer. Ainsi dans ce chapitre nous allons présenter l'architecture de transmission en HTCC à base de convertisseurs modulaires ensuite la transmission HTCC à base de convertisseur modulaire multiniveau puis effectuer la comparaison de ces deux configurations de topologie dans le l'amélioration de la fiabilité et la qualité de la transmission en HTCC-VSC.

### *3.1 Convertisseurs modulaires*

Les convertisseurs modulaires de systèmes de transmission HTCC-VSC, conçus particulièrement pour des applications de transmission et distribution (T&D) sous-marine en vue d'effectuer un transfert d'énergie entre un réseau CA et un équipement mécanique rotatif comprennent : une liaison HTCC, au moins deux convertisseurs CC-CA à source de tension connectés en série sur le réseau HTCC chargé de transférer l'énergie entre la liaison HTCC et l'équipement mécanique rotatif, un convertisseur de source de tension pour le transfert d'énergie entre le réseau CA et la liaison HTCC. [294, 295]. Le facteur clé permettant aux convertisseurs VSC d'être connectés à des réseaux ayant des niveaux de tension jusqu'alors inaccessibles est la connexion en série de semi-conducteurs de puissance c'est le cas des IGBT d'ABB [295].

Ainsi des topologies de convertisseurs modulaires formées de cellules individuelles de pont en H en cascade (CHB) dans un boîtier ou la topologie de convertisseur modulaire multiniveaux (MMC) sont de plus en plus développées afin de répondre à ces contraintes d'exploitation dans un processus de transmission HTCC-VSC [296]. Chacun des convertisseurs modulaires (MMC) est de taille réduite et légère avec une manipulation plus simple lors de la maintenance et les réparations; les MMC offrent une redondance meilleure, car la défaillance d'un convertisseur n'entraînera pas une perte totale de puissance électrique et les charges connectées à d'autres convertisseurs ne seront pas affectées; ils peuvent fournir une alimentation en CA à fréquence variable et sont donc capables de fonctionner comme des unités d'entraînement pour des moteurs électriques, etc. Ces enjeux importants pour les installations en mer contribuent fortement à leur intégration dans un système de transmission HTCC à grande échelle tout en recommandant une reconfiguration à travers la mise en œuvre de micro-réseaux dans une configuration MTCC maillée.



### 3.2 Modularité dans les convertisseurs multiniveaux

La modularité, en général, fait référence à une technique permettant de développer des systèmes de taille comparable en combinant des sous-systèmes plus petits. Pour les topologies de convertisseur de puissance, cela signifie une connexion en cascade de cellules ou des modules empilés en série ou parallèle de convertisseurs appelés maillons de chaîne, ce qui semble être une solution intéressante pour atteindre des formes d'onde haute tension et de haute qualité [151, 297]. Dans les systèmes de transmission HTCC, le convertisseur triphasé est normalement connecté au système CA via le transformateur, car il peut offrir plusieurs avantages tels que l'isolation galvanique, l'annulation des harmoniques homopolaires et la fonctionnalité de changeur de prises. Par conséquent, en utilisant un VSC modulaire monophasé, une tension/courant plus élevée peut être obtenue par une connexion en série ou en parallèle de phases. Deux structures générales de convertisseur multi phase pour convertir la tension continue en une tension alternative à l'aide d'une connexion en série ou en parallèle de convertisseurs monophasés sont illustrées à la *Figure 3.1*.

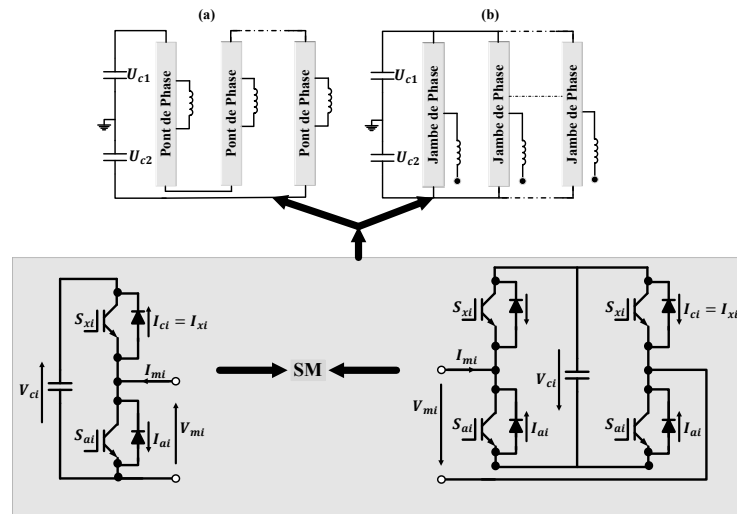


Figure 3.1 : Phases modulaires de connexion (a) série et (b) parallèle

La connexion des configurations MMC monophasées ou de structures hybrides (VSC/CSC) en parallèle aux pôles CC permet de mettre en œuvre un convertisseur modulaire pouvant gérer la haute puissance. Dans ces structures, toutes les phases sont connectées en parallèle à la liaison continue. Le côté CA des phases peut être connecté au réseau CA via un transformateur (*Figure 3.1 (b)*). D'autres alternatives de convertisseurs parallèles sont les bras de convertisseur parallèles ou les convertisseurs parallèles biphasés ou triphasés. Un bon contrôle du courant est essentiel pour assurer le partage du courant entre les jambes formées de bras et/ou les phases du convertisseur. À la même puissance, une connexion en parallèle des phases offre un courant considérablement faible et une tension nominale plus élevée dans les semi-conducteurs du convertisseur. Par conséquent, il s'agit d'une solution efficace pour transférer plus d'énergie lorsque le courant nominal de l'appareil et la tension nominale du câble CC sont limités [159, 160].

Les topologies de convertisseur modulaire ayant les configurations MMC ou les structures de technologie hybrides peuvent également être connectées en série (*Figure 3.1(a)*) avec un système triphasé pour constituer une architecture de convertisseurs modulaires empilés (MSDC). La mise en série de convertisseurs vise à diviser la tension totale de la liaison CC entre les phases de manière égale, tandis que chaque phase est connectée indépendamment du côté alternatif par les connexions du transformateur. Par conséquent, en supposant le même transfert de puissance, la connexion en série nécessite une tension plus faible et un courant nominal plus élevé dans les semi-conducteurs du convertisseur. La connexion en série offre actuellement une solution de convertisseur compact; cependant, avec le coût d'un contrôleur plus complexe lors de la gestion des transitoires [159].

Tableau 3.1 : Comparaison de modularité des convertisseurs en parallèle et série

Modularité au niveau du système	Phases connectées en série	Phases connectées en parallèle
Tension nominale de composants de puissance	Faible	Élevée
Courant nominal de composants de puissance	Élevée	Faible
Nombre de composants (N)	Faible (2N/3 pour pont H avec phases en séries)	Élevée (N)
Complexité au niveau du transformateur	Complexe (isolation CC)	Simple (conception normale)
Contrôle indépendant de puissance PQ	Oui	Oui
Complexité de contrôleurs	Complexe	Moins complexe
Résilience à une faute CA	Pas très bon	Bon

Le déploiement des configurations de convertisseurs modulaires multiniveau (MMC) a permis de concevoir des systèmes de transmission hybrides et réduire fortement la fréquence de commutation tout en favorisant une régulation du processus de commutation à travers le contrôle de la capacité du bus CC. Cependant le besoin d'améliorer l'offre en énergie mène à des activités de recherche qui visent à associer les MMC aux applications hautes et moyenne tension telles que HTCC, STATCOM et variateurs haute/moyenne puissance, aussi à l'usage de différents types de systèmes de stockage d'énergie (ESS). La production, la transmission et l'utilisation de l'énergie sont optimisées à l'aide de technologies de stockage qui permettent ainsi une meilleure efficacité dans l'ensemble du système. Les dispositifs de stockage d'énergie consistent à stocker l'énergie excédentaire pendant les heures creuses et la déchargent pour alimenter le réseau lorsque la puissance est en déficit. Dans ce cadre, le stockage électrique haute tension mis en œuvre à partir des micro-réseaux exploitant une configuration maillée de réseau MTCC réalise cette fonction tout en offrant la continuité de services qu'importe les contingences. Ces dispositifs de stockage assurent la transmission HTCC-VSC en utilisant des convertisseurs modulaires multiniveaux (MMC). La configuration maillée du réseau MTCC offre au gestionnaire de combler le déficit dans l'exploitation du réseau de transmission à travers la mise en œuvre d'une stratégie d'intégration des systèmes de stockage à base des centrales d'énergies éoliennes. Cette stratégie de contrôle adapté au micro-réseau permettra d'anticiper sur les défaillances en effectuant une estimation d'état du réseau en fonction des paramètres optimisés. Elle requiert un contrôle permanent de côtés CA/CC de sous-stations et une prise en compte de la configuration du réseau afin de choisir le type de contrôle à adapter au système. Afin de répondre à cette préoccupation basée sur le contrôle de sous-stations, un contrôle de la variation d'énergie dans chaque bras de convertisseur modulaire

multiniveau (MMC) occasionnant un courant de circulation et une tolérance aux pannes interne et externe du système doivent être considérés lors de l'estimation d'état dynamique.

### 3.3 Transmission par modules empilés en Courant continu (MSDC)

Les procédés et systèmes de transmission de puissance en courant continu se sont assez améliorés grâce à des topologies innovantes comme l'architecture MSDC. Celle-ci offre une solution de transmission de puissance Point-à-Point en courant continu à partir d'un point d'alimentation de la tension CC collectée en série vers un point de consommation recevant la tension CC collectée. La transmission de puissance en courant continu vers des modules de convertisseurs formant un système d'entrée en série et sortie en série (ES/SP) permet d'alimenter le système de distribution sur terre (Onshore) avec également la possibilité de fonctionnement indépendant des modules convertisseurs en cas de court-circuit (Figure 3.2).

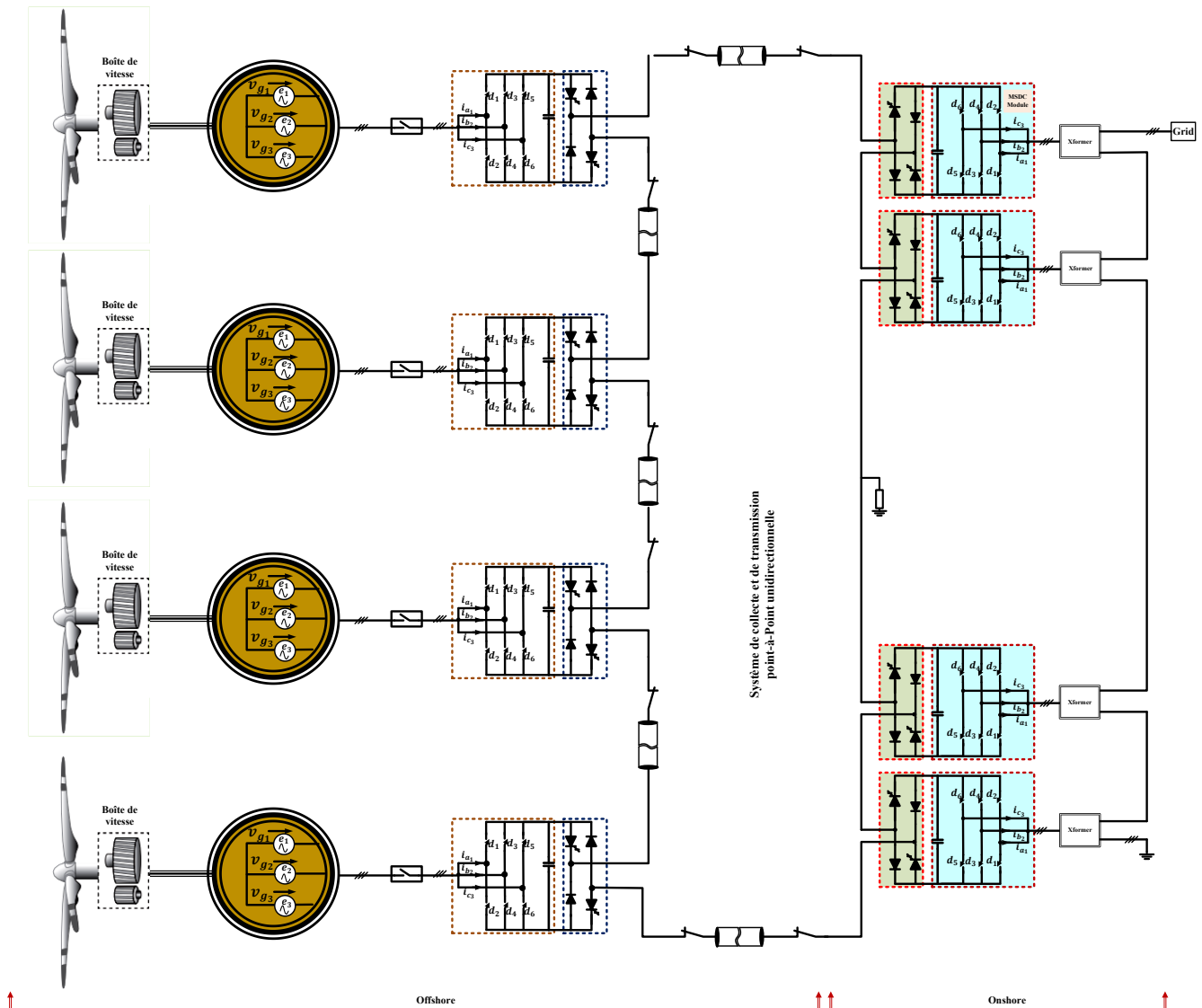


Figure 3.2 : Transmission MSDC Point à Point unidirectionnelle pour un réseau électrique

### 3.3.1 Architecture MSDC unidirectionnelle et bidirectionnelle

L'architecture MSDC est destinée à l'alimentation d'un réseau électrique à partir d'une collecte en CC dans une centrale éolienne en mer (WPP). Elle correspond à une connexion modulaire en série (*Figure 3.1(a)*). Les ponts de phases des convertisseurs sont construits comme une connexion modulaire multi-niveaux. Plusieurs sous-stations de conversion sont connectées en série à la même boucle. Chaque sous-station de conversion contient des sous-modules de packs de conversion identiques. La fonctionnalité unidirectionnelle s'appliquera lorsque l'inversion d'écoulement de puissance n'est généralement pas requise pour des charges comme les pompes et compresseurs, etc. dans un système. Ceux-ci ne changeront généralement pas la direction du couple ou de la vitesse angulaire. Ainsi le convertisseur n'a pas besoin d'être conçu pour un écoulement de puissance réversible, ce qui implique que le convertisseur CC-CC après le pont peut être simplifié à travers une réduction du nombre de composants par sous-module (deux commutateurs (IGBT, thyristors) contrôlés et deux diodes) pour deux composants (*Figure 3.2*) au total [106, 306]. La conception de l'architecture MSDC unidirectionnelle comporte dans la partie hacheur un interrupteur commandé et une diode. Pendant que l'interrupteur est ouvert, le condensateur est en charge et tandis que l'interrupteur est fermé, le courant est contourné. La complexité des composants se réduit de moitié avec une topologie en demi-pont suivi d'une perte de redondance. La redondance doit être fréquemment mise en évidence afin d'éviter tout arrêt d'alimentation électrique.

L'obtention d'un modèle MSDC bidirectionnel est possible en remplaçant la diode dans la partie CC-CC par un interrupteur commandé. Une telle modification du modèle conduit à disposer des sous-module (SM) dans les ponts de phases amenant à un convertisseur multi-niveau et pouvant être amélioré encore vers le MMC. Cela transforme ainsi le modèle MSDC unidirectionnel en un modèle bidirectionnel. Tout de même, un élément notable de la conception du système MSDC dans les deux configurations demeure. Il s'agit du fait que les convertisseurs de source et les convertisseurs de charge partagent une topologie très similaire, même s'ils ont des exigences et des stratégies de contrôle différentes. Une autre alternative proposée dans [307] de sous-stations de conversion est celle à base de convertisseurs multi-niveau (deux, trois niveaux) employant des redresseurs à douze impulsions dans les convertisseurs de source et des onduleurs à point neutre (NPC) dans les convertisseurs de charge. Ces avancées visent à maîtriser la tension du bus CC afin de garantir un meilleur transfert de puissance. Dans les convertisseurs multi-niveaux, un seul bus CC côté HTCC accumule l'énergie venant du convertisseur connecté au WPP. Le contrôle du bus CC dans le convertisseur multi-niveau des MSDC nécessite assez de ressources pour son contrôle et une maintenance plus complexe. Cependant, un convertisseur de source ou de charge ayant des bus CC repartis sur une chaîne de sous-module (MMC) mène vers un contrôle flexible considéré distribué ainsi qu'une somme des capacités par sous-module donnant un meilleur transfert de puissance [307].

### ***3.3.2 Applications et limites de l'architecture MSDC***

L'utilisation d'une topologie ayant des convertisseurs connectés en série décrit un MSDC vulnérable aux pannes, aux défauts des câbles et des connecteurs : tout travail d'entretien ou de modification sur un équipement qui ne peut pas être isolé du système par un appareillage nécessitera l'arrêt complet du système de transmission pendant la durée des travaux. La principale technologie concurrente à l'architecture MSDC est la transmission HTCC avec un réseau de distribution CA. Si le MSDC comme décrit dans les publications doit être plus rentable que les technologies concurrentes, un certain nombre de critères doivent être remplis. Premièrement, la distance de transmission du rivage doit être suffisamment longue pour justifier l'utilisation d'un CC, mais en même temps suffisamment courte pour accepter tout coût supplémentaire lié à l'augmentation de la section des câbles et les coûts d'exploitation du courant maximal. Deuxièmement, le nombre de charges séparées et les distances entre elles doivent être suffisamment importants pour que les économies d'utilisation du câblage soit faite le MSDC. Lors du calcul et de la comparaison du coût total des câbles de différentes technologies, il est avantageux pour le MSDC si les charges multiples sont quelque peu égales en matière d'alimentation, plutôt que d'avoir une grande charge et de nombreuses petites [306]. Cela démontre un contrôle efficace de la tension de bus CC dans le MSDC.

Des options d'amélioration de la transmission MSDC pour répondre à la fonctionnalité d'inversion d'écoulement de puissance sont proposées dans le brevet [306, 309] à travers un schéma alternatif simplifiant le modèle unidirectionnel par un interrupteur commandé pour un fonctionnement réversible (bidirectionnel). Le circuit devient identique à celui trouvé d'un MMC [4, 309]. La technique de la redondance modulaire est utilisée pour augmenter la fiabilité du système et satisfaire au défaut de fonctionnement comme les pertes d'énergie.

### ***3.4 Topologies MMC et applications dans la transmission HTCC***

La topologie MMC consiste dans sa conception à disposer des ponts en H ou demi-pont constitué de deux commutateurs contrôlés dans les chaînes de sous-modules équipés de bus CC respectivement formant ainsi un ensemble de sources distribuées facilement contrôlable. Cette chaîne de sous-modules permet un meilleur transfert de puissance. La raison pour laquelle le MMC nécessite deux commutateurs contrôlés est la direction du courant dans le SM qui alternera pendant le fonctionnement. Pour des systèmes de transmission MTCC, cette contrainte de réversibilité sans changement de polarité est primordiale pour maintenir un meilleur transfert de puissance et une continuité de service dans le réseau électrique.

La transmission HTCC à base de MMC décrit dans [314] présente des modèles de contrôle classique et avancé ainsi que des configurations de MMC visant à traiter l'ondulation de tension des condensateurs du sous-module. La configuration appelée « convertisseur multiniveau modulaire interconnecté passif » (PC-MMC), utilise une connexion de condensateur à travers le point médian des bras supérieurs et inférieurs. Mais, le condensateur interconnecté dans PC-MMC ne peut pas façonner le composant de courant haute fréquence. C'est ainsi que le condensateur interconnecté est remplacé par une branche active, appelée « convertisseur multiniveau modulaire interconnecté actif (AC-MMC) ». Dans le AC-MMC, la tension nominale de la branche interconnectée

peut être augmentée en ajoutant les dispositifs actifs en cascade contrairement à PC-MMC. À cet effet, l'AC-MMC peut être utilisé dans des applications haute tension et haute puissance telles que les variateurs de vitesse moyenne à haute tension et systèmes de conversion CC-CC haute tension [315, 316]. Les PC-MMC) et AC-MMC ont été introduits pour surmonter les problèmes techniques du convertisseur modulaire multiniveau (MMC) conventionnel en fonctionnement basse/zéro fréquence. [317, 318].

### 3.4.1 Intérêt stratégique du contrôle de la topologie MMC en transmission HTCC

L'intégration des sources d'énergie renouvelables afin de surmonter l'impact des énergies traditionnelles a conduit à la mise en œuvre des topologies de convertisseurs jouant le rôle d'interfaces. Comparativement aux convertisseurs deux niveaux ayant des valves (IGBT) dans les bras de phases de la transmission MSDC-VSC [306, 309], le convertisseur modulaire multiniveau qui sera utilisé dispose des chaînes de sous-modules placées sur le bras supérieur et inférieur des phases pour former une jambe. Par conséquent, le mode de fonctionnement est fondamentalement différent. Le circuit a également de petites inductances dans chaque bras de phase, ce qui implique également une différence importante par rapport au convertisseur à deux niveaux, où l'inductance des jambes de phase doit être maintenue faible pour permettre des changements de courant rapides pendant les commutations dans les jambes de phase. Ces inductances ne sont pas nécessaires dans le MMC, car les commutations sont internes aux SM et il ne devrait pas y avoir de tels changements rapides des courants de bras de phase. Au lieu de cela, des réactances sont nécessaires dans les bras de phase, car la connexion parallèle directe des sources de tension mises en œuvre par les chaînes de SM doit être évitée. Leur absence entraîne, des courants transitoires potentiellement élevés pouvant se produire entre les jambes de phase. Ces inductances devraient être faibles en raison de la grande précision de contrôle des tensions des chaînes de SM [310].

Les MMC constituent une structure qui combinent un grand nombre de sous-modules (cellules) contrôlés individuellement décrits en *Figure 3.4(a)* et l'état des interrupteurs de SM *Figure 3.4(b)*.

Tableau 3.2 : Mode de fonctionnement de sous-module

Mode	$S_{xi}$	$S_{ai}$	$D_{xi}$	$D_{ai}$	Direction du courant	$V_{mi}$	Description
1	OFF	OFF	ON	OFF	$A \rightarrow B$	$V_{ci}$	Charger
2	OFF	ON	OFF	OFF	$A \rightarrow B$	0	Bypass
3	ON	OFF	ON	OFF	$A \rightarrow B$	$V_{ci}$	Charger
4	OFF	OFF	OFF	ON	$B \rightarrow A$	0	Bypass
5	OFF	ON	OFF	ON	$B \rightarrow A$	0	Bypass
6	ON	OFF	OFF	OFF	$B \rightarrow A$	$V_{ci}$	Décharger

Chaque MMC correspond à la représentation *Figure 3.1 (b)* formant des phases modulaires de connexion composée de trois unités de phase connectées en parallèle et où chaque unité de phase comprend à deux bras. Les inductances de chaque bras sont identiques et connectées en série, permettent un contrôle du courant et limité le courant de circulation dans le bras afin de limiter les courants de défaut. Trois états de commutation correspondent à un SM (Bloqué, activé (ON) et désactivé (OFF)). Le SM est bloqué soit en mode veille, soit en cas de défaut. Dans des conditions nominales, chaque SM est activé ou désactivé. Dans l'état ON, l'IGBT

supérieur ( $S_{xi}$ ) est activé et celui inférieur ( $S_{ai}$ ) est désactivé, la tension du SM est égale à la tension du condensateur ( $V_{ci}$ ). Dans l'état OFF,  $S_{xi}$  est désactivé et  $S_{ai}$  est activé, le condensateur est contourné (Tableau 3.3). À l'état initial, le MMC est en mode veille avec tous les SM bloqués. Avant d'analyser la stratégie de contrôle de MMC, il importe de décrire son processus de démarrage lorsque qu'il est considéré comme terminal dans un réseau MTCC et préciser qu'un contrôle découplé est appliqué au système MTCC-MMC.

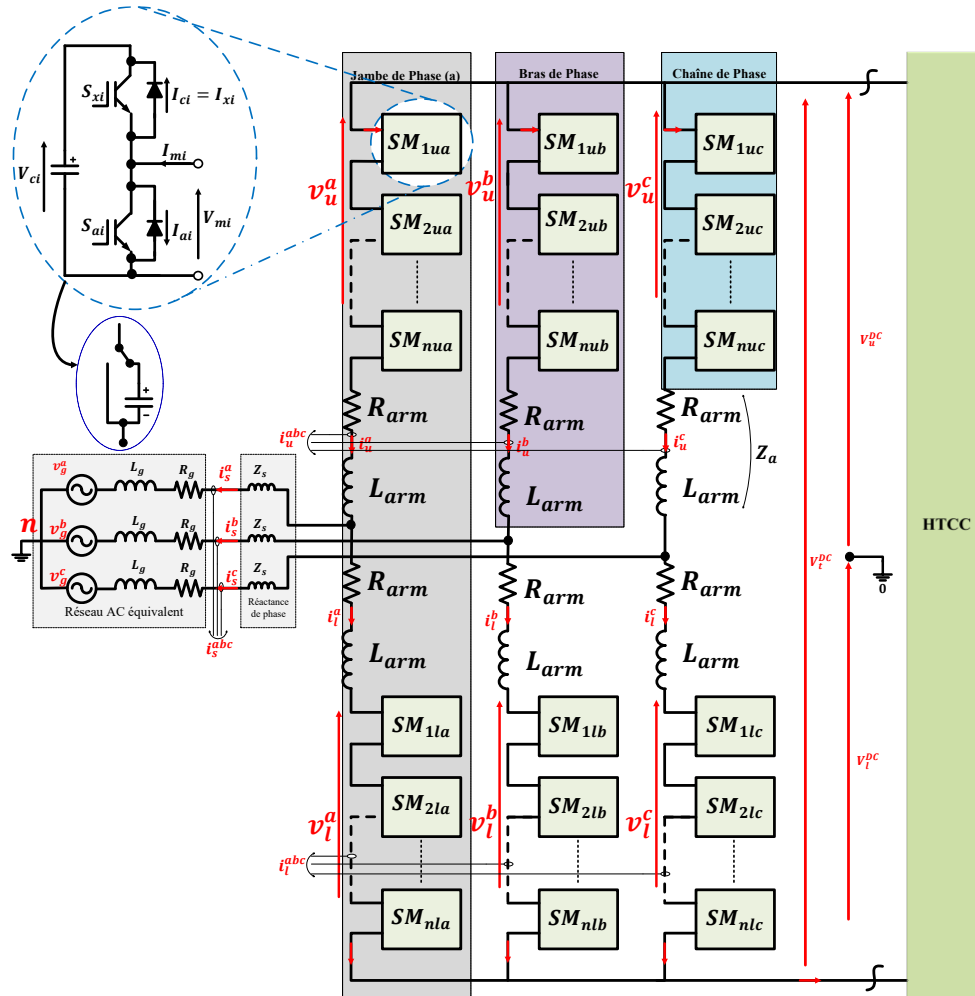


Figure 3.3 : Schéma complet d'un MMC-VSC

Pour les terminaux connectés au réseau alternatif en mer, avant de débloquent le MMC, le disjoncteur alternatif (Circuit Breaker (CB)) est fermé pour fournir la charge initiale des condensateurs de SM. À l'état bloqué (BLK), le terminal effectue une précharge [323] du SM de MMC et il fonctionne sous des diodes de roue libre comme montré dans [319, 324] et forme un circuit RLC du second ordre. Par conséquent, sa réponse à l'état zéro peut être dérivée après la fermeture du disjoncteur CA selon la loi de tension de Kirchhoff (KVL). Après avoir débloquent le MMC, les SM sur le bras de convertisseur peuvent être considérés comme une source de tension alternative contrôlable [325]. Lorsque le système atteint l'état d'équilibre, la tension nominale de chaque condensateur de SM est  $V_{ci}/N$  Avec N le nombre de SM. Ainsi la tension de chaque SM change de l'état initial à l'état stationnaire [319]. Pendant le processus de démarrage, les pics de tension et les surtensions de courant les

plus importants sont générés à un certain instant noté ( $t_2$ ), qui est l'instant du déblocage du MMC. C'est à cause de la différence de tension  $t_2(0_-)$  à et  $t_2(0_+)$ . Afin d'atténuer cet impact, la référence de tension continue est initialement fixée  $U_0$  à  $t_2$ , de sorte que le système de contrôle du MMC contrôlera la tension de chaque SM égale à  $U_0/N$ , qui est égale à la tension finale du SM avant le déblocage, et réalisera ainsi une différence de tension nulle à  $t_2$  (Figure 3.4(c)). Après le déblocage du MMC, la référence de tension continue peut-être[323] progressivement augmentée jusqu'à la valeur nominale.

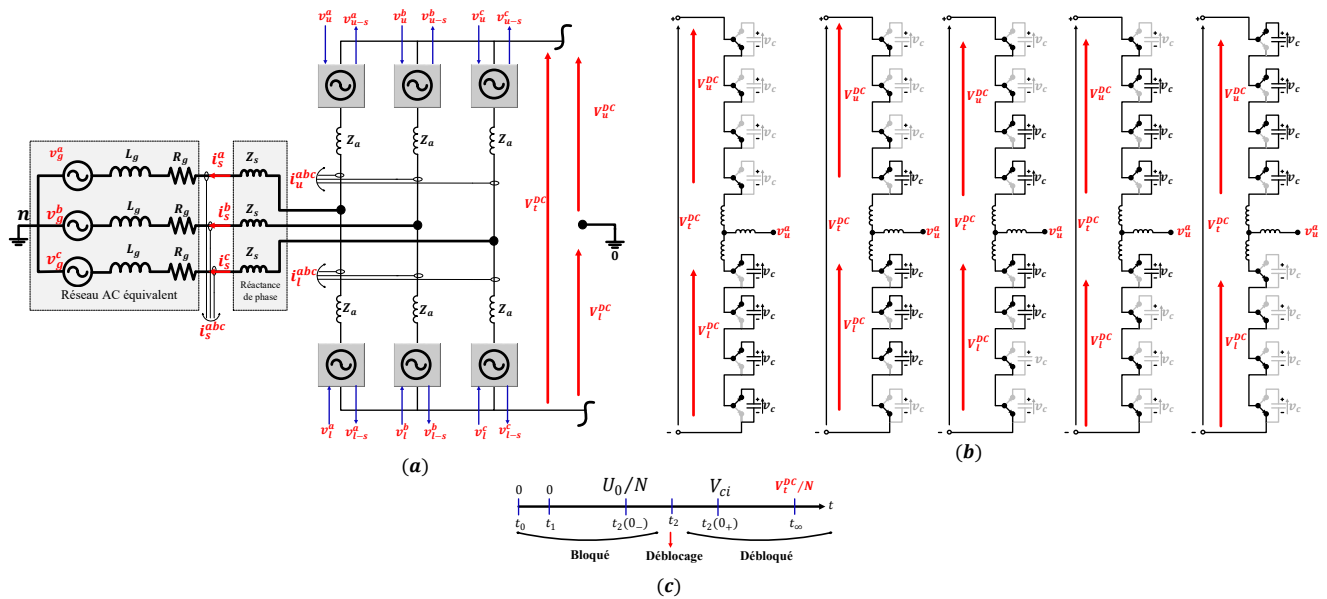


Figure 3.4 : Variables de contrôle de MMC (a) ; commande de SM d'une phase (b) ; démarrage de SM

Des technologies de contrôle de modulation visant à satisfaire certains objectifs de contrôle des MMC sont conçues. Ainsi, sur la base de la fréquence de commutation, les schémas PWM pour un convertisseur modulaire à plusieurs niveaux sont classés en schémas de modulation de fréquence de commutation haute, basse fréquence de commutation et de fréquence de commutation fondamentale [314] et peuvent être classés en deux groupes tels que les algorithmes basés sur le vecteur spatial et les algorithmes basés sur le niveau de tension [326]. Parmi les schémas de modulation, les plus largement utilisés pour l'application haute tension et haute puissance, on note la modulation de largeur d'impulsion (PWM) de la porteuse à décalage de niveau (LSC), la porteuse à décalage de phase (PSC) PWM, l'élimination des harmoniques (SHE) et le schéma de contrôle de niveau le plus proche (NLC)[326]. Des technologies de modulation PWM parmi celles citées présentent des inconvénients tels que les LSC PWM et SHE présentent de meilleures caractéristiques en matière de THD. Cependant, le PSC PWM présente des caractéristiques harmoniques supérieures dans la région des basses fréquences. Cela signifie que le PSC PWM peut être utilisé simplement avec un filtre passe-haut plutôt qu'un filtre passe-bas qui est encombrant et coûteux. Le MMC nécessite inévitablement un algorithme pour équilibrer la tension continue des SM dans chaque bras [326].

À cause de l'importance de niveaux de tension (environ 199 ou plus de niveaux), la technologie de modulation SVPWM traditionnelle ou améliorée sera irréalisable, car le nombre de vecteurs spatiaux est



proportionnel à la cubique des niveaux de tension. Comment les calculer et comment sélectionner les bons vecteurs au moment précis est vraiment trop difficile à réaliser, même pour un super ordinateur, l'augmentation des niveaux de tension, les degrés de polynômes deviennent de plus en plus grands. Par conséquent, la charge de calcul sera plus difficile, voire impossible. Une technologie de contrôle de modulation de MMC distincte de la modulation de porteuse (PWM) citée ci-dessus est le contrôle de niveau le plus proche (Nearest Level Contrôle (NLC)). C'est une méthode alternative au PWM basé sur la porteuse pour la modulation des convertisseurs multiniveaux, avec l'avantage d'être simple à mettre en œuvre [310, 328].

La modélisation de systèmes ayant connu d'importants efforts de recherche a été menée à celle d'ordre réduit et de la gestion du blocage et du déblocage de ceux-ci. Ainsi différents modèles peuvent être mis en œuvre lors de la simulation.

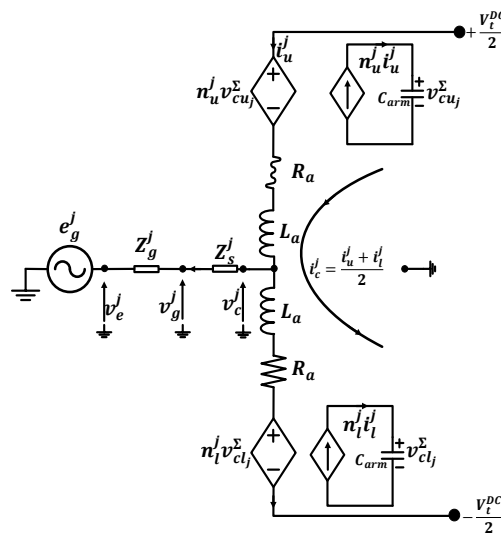


Figure 3.5 : Modèle (ALA) des valeurs moyennes d'une phase de MMC

Différents types de modèles avec des degrés de complexité sont pris en compte à savoir : modèle moyen au niveau des jambes (LLA); modèle moyen au niveau du bras (ALA); modèle moyen au niveau des sous-modules (SLA); modèle de Commutation au niveau du sous-module (SLS). La mise en œuvre du schéma NLC-PWM pour un convertisseur modulaire à plusieurs niveaux décrit à travers le fonctionnement d'une jambe de phase *Figure 3.4 (a) et (b)* passe par une représentation des valeurs moyennes du modèle au niveau du bras (ALA) afin d'assurer la simulation du circuit équivalent à travers la mise en œuvre d'équation d'état permettant la modélisation des Harmoniques dans le MMC (Harmonic State Space (HSS)), l'écoulement de puissance dans un terminal, l'analyse en régime transitoire et permanent, le choix de contrôleur en boucle fermée enfin la génération des signaux de modulation devant d'être appliquée aux N sous-modules (SM) que forme le MMC.

Un modèle parfait n'existant pas, des compromis sont faits d'où la *Figure 3.5* [329]. La modélisation dynamique à petit signal de la MMC triphasée et les résultats de la simulation donnés dans un domaine temporel sont vérifiés par un modèle représenté par l'équation d'espace d'états d'un système périodique de temps linéaire (LTP) pouvant être exprimé par l'expression (3.1).

$$\dot{x}(t) = A(t)x(t) + B(t)u(t) \quad (3.1)$$

L'équation d'état dans un domaine temporel peut être transformée en équation d'état dans le domaine fréquentiel avec  $A$  et  $B$  sont des matrices Toeplitz afin d'effectuer l'opération de convolution dans le domaine fréquentiel,  $Q$  est une matrice diagonale qui représente les informations de fréquence, et  $I$  est une matrice d'identité.

$$sX = (A - Q)X + BU \quad (3.2)$$

Chaque bras est composé de  $N$  sous-modules (SM) identiques connectés en série à une inductance de bras  $L_a$  et d'une résistance en série équivalente de bras  $R_a$ . Dans les applications haute tension et haute puissance, le MMC compte un nombre  $N$  de SM équipé de condensateurs de stockage CC ( $C_{SM}$ ) pouvant atteindre de centaines. La capacité d'un sous-module est  $C_{arm} = C_{SM}/N$ . La somme de tensions de condensateur des bras de phase ( $j = abc$ ) supérieurs et inférieur est  $v_{cu_j}^\Sigma$  et  $v_{cl_j}^\Sigma$ , le courant de circulation  $i_c^j$  est celui de jambe,  $n_u^j$  et  $n_l^j$  sont les indices d'insertion des bras supérieurs et inférieurs.

$$\frac{di_c^j}{dt} = -\frac{R_a}{L_a}i_c^j - \frac{n_u^j}{2L_a}v_{cu_j}^\Sigma - \frac{n_l^j}{2L_a}v_{cl_j}^\Sigma + \frac{V_t^{DC}}{2L_a} \quad (3.3)$$

$$\frac{dv_{cu_j}^\Sigma}{dt} = \frac{n_u^j}{C_{arm}}i_c^j + \frac{n_l^j}{2C_{arm}}i_s^j \quad (3.4)$$

$$\frac{dv_{cl_j}^\Sigma}{dt} = \frac{n_l^j}{C_{arm}}i_c^j + \frac{n_u^j}{2C_{arm}}i_s^j \quad (3.5)$$

$$\frac{di_s^j}{dt} = -\frac{n_u^j}{L_a}v_{cu_j}^\Sigma + \frac{n_l^j}{L_a}v_{cl_j}^\Sigma - \frac{R_a}{L_a}i_s^j - \frac{2v_g^j}{L_a} \quad (3.6)$$

$$v_g^j = Z_g^j i_s^j \quad (3.7)$$

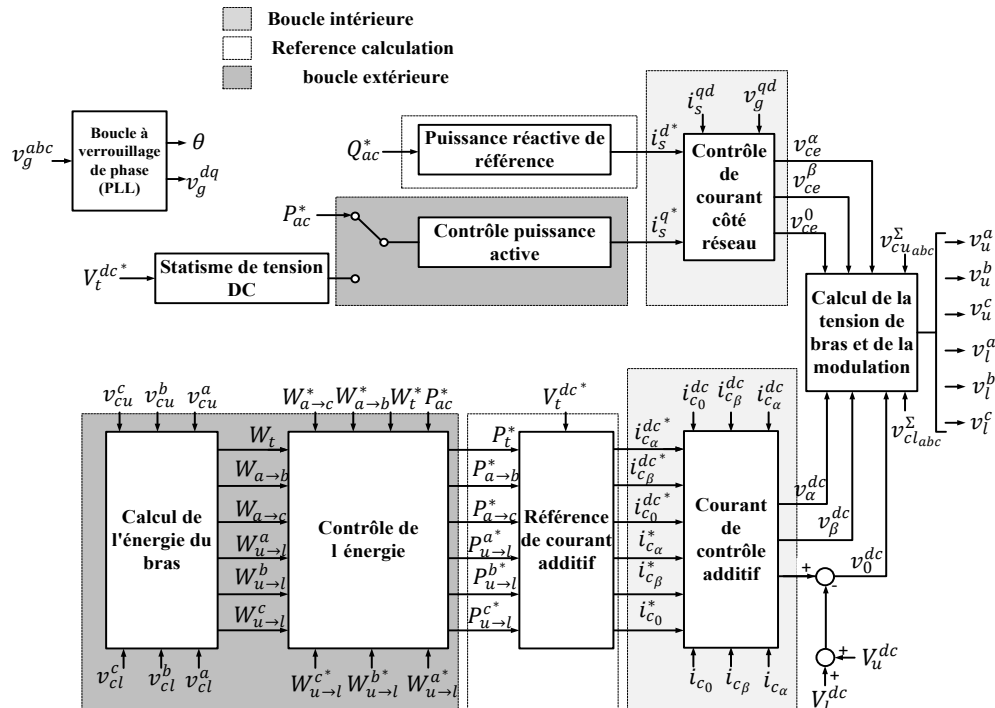


Figure 3.6 : Schéma bloqué de contrôle de MMC connecté au réseau CA

Les équations différentielles ci-dessus peuvent être exprimées sous une forme d'équation d'espace d'état du domaine temporel dans (3.1) où nous avons (3.8).

$$\begin{cases} x(t) = [i_c^a, i_c^b, i_c^c, v_{cu_a}^\Sigma, v_{cu_b}^\Sigma, v_{cu_c}^\Sigma, v_{cl_a}^\Sigma, v_{cl_b}^\Sigma, v_{cl_c}^\Sigma, i_s^a, i_s^b, i_s^c]^T \\ u(t) = [v_t^{DC}]^T \end{cases} \quad (3.8)$$

$$B = \left[ \frac{1}{2L_a}, \frac{1}{2L_a}, \frac{1}{2L_a}, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0 \right]^T \quad (3.9)$$

Le schéma de principe (*Figure 3.6*) du contrôle en boucle fermée de tension alternative dans le cadre stationnaire triphasé, où  $H_v(s)$  est un contrôleur à résonance proportionnelle (*PR*) visant à atteindre zéro erreur en régime permanent pour des quantités sinusoïdales, et  $K_f$  le gain de la boucle de retour pour améliorer la réponse dynamique sera décrit par les équations. Cependant, pour le contrôleur extérieur, un contrôleur PI est nécessaire[201].

$$H_v(s) = K_p + \frac{K_r s}{s^2 + \omega_1^2} \quad (3.10)$$

Nous avons souscrit « $\alpha$ » et « $\beta$ » des indices insérés aux variables d'état représentant les composantes de l'état stationnaire du cadre référentiel, et le symbole « $\Delta$ » signifie les composantes de petit signal.

$$\frac{d\Delta i_c^j}{dt} = -\frac{R_a}{L_a} \Delta i_c^j - \frac{n_{u_\alpha}^j}{2L_a} \Delta v_{cu_j}^\Sigma - \frac{v_{cu_j\beta}^\Sigma}{2L_a} \Delta n_u^j - \frac{n_{l_\alpha}^j}{2L_a} \Delta v_{cl_j}^\Sigma - \frac{v_{cl_j\beta}^\Sigma}{2L_a} \Delta n_l^j + \frac{1}{2L_a} \Delta v_t^{DC} \quad (3.11)$$

$$\frac{d\Delta v_{cu_j}^\Sigma}{dt} = \frac{n_{u_\alpha}^j}{C_{arm}} \Delta i_c^j + \frac{n_{u_\alpha}^j}{2C_{arm}} \Delta i_s^j + \frac{1}{C_{arm}} \left( i_{c\beta}^j + \frac{i_s^\beta}{2} \right) \Delta n_u^j \quad (3.12)$$

$$\frac{d\Delta v_{cl_j}^\Sigma}{dt} = \frac{n_{l_\alpha}^j}{C_{arm}} \Delta i_c^j + \frac{n_{l_\alpha}^j}{2C_{arm}} \Delta i_s^j + \frac{1}{C_{arm}} \left( i_{c\beta}^j + \frac{i_s^\beta}{2} \right) \Delta n_l^j \quad (3.13)$$

$$\frac{d\Delta i_s^j}{dt} = -\frac{n_{u_\alpha}^j}{L_a} \Delta v_{cu_j}^\Sigma - \frac{v_{cu_j\beta}^\Sigma}{L_a} \Delta n_u^j + \frac{n_{l_\alpha}^j}{L_a} \Delta v_{cl_j}^\Sigma + \frac{v_{cl_j\beta}^\Sigma}{L_a} \Delta n_l^j - \frac{R_a + 2Z_g^j}{L_a} \Delta i_s^j \quad (3.14)$$

De plus, les équations différentielles à petit signal du contrôleur utilisé dans la MMC sont :

$$\frac{d\Delta j_{PRj_1}}{dt} = -\omega_1^2 \Delta j_{PRj_2} + K_r \Delta v_g^{*j} - K_r Z_g^j \Delta i_g^j \quad (3.15)$$

$$\frac{d\Delta j_{PRj_2}}{dt} = \Delta j_{PRj_1} \quad (3.16)$$

$$\Delta n_u^j = \frac{1}{V_t^{DC}} \Delta j_{PRj_1} - \frac{K_p}{V_t^{DC}} \Delta v_g^{*j} + \frac{K_p - K_f}{V_t^{DC}} Z_g^j \Delta i_g^j \quad (3.17)$$

$$\Delta n_l^j = \frac{1}{V_t^{DC}} \Delta j_{PRj_1} + \frac{K_p}{V_t^{DC}} \Delta v_g^{*j} - \frac{K_p - K_f}{V_t^{DC}} Z_g^j \Delta i_g^j \quad (3.18)$$

Où  $\Delta j_{PRj_1}$  et  $\Delta j_{PRj_2}$  sont des variables d'état utilisées dans le contrôleur (PR) de phase ( $j = a, b, c$ ). Ainsi l'équation d'état sous forme de modèle à petits signaux du MMC triphasé avec boucle de contrôle peut être écrit sous forme (3.19) à (3.21) avec les matrices A(t) et B(t) en annexe B (7) et B (8).

$$\Delta \dot{x}(t) = A(t) \Delta x(t) + B(t) u(t) \quad (3.19)$$

$$\Delta x(t) = [\Delta i_c^a, \Delta i_c^b, \Delta i_c^c, \Delta v_{cu_a}^\Sigma, \Delta v_{cu_b}^\Sigma, \Delta v_{cu_c}^\Sigma, \Delta v_{cl_a}^\Sigma, \Delta v_{cl_b}^\Sigma, \Delta v_{cl_c}^\Sigma, \Delta i_s^a, \Delta i_s^b, \Delta i_s^c, \dots] \quad (3.20)$$

$$\begin{aligned} & [\Delta j_{PRa_1}, \Delta j_{PRa_2}, \Delta j_{PRb_1}, \Delta j_{PRb_2}, \Delta j_{PRc_1}, \Delta j_{PRc_2}]^T \\ \Delta u(t) &= [\Delta v_t^{DC}, \Delta v_g^{*a}, \Delta v_g^{*b}, \Delta v_g^{*c}]^T \end{aligned} \quad (3.21)$$

Dans ces matrices A(t) et B(t) en Annexe B, les paramètres qui forment leur contenu sont représentés par les expressions (3.22) à (3.25).

$$F_{c1}^j = \frac{(K_f - K_p)(\Delta v_{cu_{j\beta}}^\Sigma - \Delta v_{cl_{j\beta}}^\Sigma)}{2L_a V_t^{DC}} Z_g^j, F_{c2}^j = \frac{\Delta v_{cu_{j\beta}}^\Sigma - \Delta v_{cl_{j\beta}}^\Sigma}{2L_a V_t^{DC}}, F_{c3}^j = \frac{K_p(\Delta v_{cu_{j\beta}}^\Sigma - \Delta v_{cl_{j\beta}}^\Sigma)}{2L_a V_t^{DC}}, \quad (3.22)$$

$$F_{v_{u1}}^j = \frac{n_{u\alpha}^j}{2C_{arm}} - \frac{(K_f - K_p)}{C_{arm} V_t^{DC}} \left( i_{c\beta}^j + \frac{i_{g\beta}^j}{2} \right) Z_g^j, F_{v_{u2}}^j = \frac{1}{C_{arm} V_t^{DC}} \left( i_{c\beta}^j + \frac{i_{g\beta}^j}{2} \right), F_{v_{u3}}^j = -\frac{K_p}{C_{arm} V_t^{DC}} \left( i_{c\beta}^j + \frac{i_{g\beta}^j}{2} \right) \quad (3.23)$$

$$F_{v_{l1}}^j = \frac{n_{l\alpha}^j}{2C_{arm}} - \frac{(K_f - K_p)}{C_{arm} V_t^{DC}} \left( i_{c\beta}^j + \frac{i_{g\beta}^j}{2} \right) Z_g^j, F_{v_{l2}}^j = \frac{1}{C_{arm} V_t^{DC}} \left( i_{c\beta}^j - \frac{i_{g\beta}^j}{2} \right), F_{v_{l3}}^j = \frac{K_p}{C_{arm} V_t^{DC}} \left( i_{c\beta}^j - \frac{i_{g\beta}^j}{2} \right) \quad (3.24)$$

$$F_{i1}^j = \frac{R_a + 2R_g}{L_a} + \frac{(K_f - K_p)(\Delta v_{cu_{j\beta}}^\Sigma - \Delta v_{cl_{j\beta}}^\Sigma)}{L_a V_t^{DC}} Z_g^j, F_{i2}^j = \frac{(\Delta v_{cu_{j\beta}}^\Sigma - \Delta v_{cl_{j\beta}}^\Sigma)}{L_a V_t^{DC}}, F_{i3}^j = \frac{K_p(\Delta v_{cu_{j\beta}}^\Sigma - \Delta v_{cl_{j\beta}}^\Sigma)}{L_a V_t^{DC}} \quad (3.25)$$

À partir de ces expressions nous utilisons la méthodologie de modélisation d'équation d'état des harmoniques par le modèle dynamique à petit signal de la MMC triphasée avec contrôle en boucle fermée de tension alternative pour réaliser le contrôle de la sous-station HTCC-VSC comme (3.26).

$$\begin{cases} s\Delta X = A\Delta X + B\Delta U \\ \Delta X = [\Delta I_c^a, \Delta I_c^b, \Delta I_c^c, \Delta V_{cu_a}^\Sigma, \Delta V_{cu_b}^\Sigma, \Delta V_{cu_c}^\Sigma, \Delta V_{cl_a}^\Sigma, \Delta V_{cl_b}^\Sigma, \Delta V_{cl_c}^\Sigma, \Delta I_s^a, \Delta I_s^b, \Delta I_s^c, \\ \Delta X_{PR_{a1}}, \Delta X_{PR_{a2}}, \Delta X_{PR_{b1}}, \Delta X_{PR_{b2}}, \Delta X_{PR_{c1}}, \Delta X_{PR_{c2}}]^T \\ \Delta U = [\Delta V_t^{DC}, \Delta V_g^{*a}, \Delta V_g^{*b}, \Delta V_g^{*c}]^T \end{cases} \quad (3.26)$$

Les schémas de contrôle numérique envisagés pour le contrôle de la MMC est assez complexe, car implique plusieurs objectifs. Ceux-ci offrent une fonctionnalité sûre, fiable et efficace à cause des performances dynamiques en régime permanent supérieur. Un modèle de contrôle de la MMC décrivant les différents objectifs est montré sur la *Figure 3.6*. Ainsi, deux méthodes de contrôle sont habituellement implémentées pour les MMC. Les méthodes de contrôle classiques nécessitent un contrôleur indépendant pour contrôler la tension du condensateur du sous-module, le courant de sortie et les courants de circulation. Le contrôle de tension de condensateur de sous-module implique le contrôle de tension de jambe et l'équilibre de tension entre les sous-modules de bras. Ceux-ci utilisent des schémas de modulation de largeur d'impulsion (PWM), des régulateurs PI en boucle fermée et des algorithmes simples basés sur des fonctions logiques pour contrôler les tensions des condensateurs du sous-module, les courants de sortie et les courants de circulation. Les méthodes de contrôle classiques sont faciles à mettre en œuvre dans les contrôleurs numériques. Cependant, la réponse dynamique est grandement limitée par les gains du régulateur PI, la bande passante du contrôleur de courant, la fréquence de commutation du convertisseur et le type de schéma PWM [314].

#### 3.4.1.1 Contrôle classique des MMC-VSC

Le contrôle de la tension de jambe régule la tension moyenne des condensateurs de sous-module 2N à une valeur constante de  $v_c$ . Ainsi nous avons un objectif primaire basé sur le contrôle du courant sur la ligne triphasée et le contrôle de la tension de la capacité des bras de SM. Ensuite un objectif secondaire visant le contrôle de la circulation du courant dans le MMC.

- **Contrôle de la tension du condensateur de sous-module**

La Figure 3.6 comporte sur chaque branche du circuit une pile de SM bidirectionnelles avec deux inductances tampons non couplées. Chaque SM composée d'un condensateur à courant continu flottant et de deux transistors bipolaires à grille isolée forme un hacheur bidirectionnel.

$$\begin{cases} E = \sum_{k=1}^z v_{mi}^k + L_a \frac{d}{dt} (i_u^j + i_l^j) \\ i_s^j = i_u^j + i_l^j \\ i_u^j = \frac{i_s^j}{2} + i_c^j ; i_l^j = -\frac{i_s^j}{2} + i_c^j \end{cases} \quad (3.27)$$

Chaque phase comporte un principe de fonctionnement identique entre les trois branches. La tension totale en CC est  $V_t^{DC} = E$ . La tension en sortie de chaque SM dans le MMC étant  $(v_{mi}^k)$ , le schéma fonctionnel du contrôle de tension de jambe illustrée (Figure 3.7) dispose d'un contrôle de tension externe et d'une boucle de contrôle de courant interne.  $v_{sA}^*$  est la tension moyenne de contrôle d'un bras de MMC sur une phase. La tension moyenne de phase  $(v_c^j)$  est forcée à suivre la tension de référence  $(V_c^*)$ .

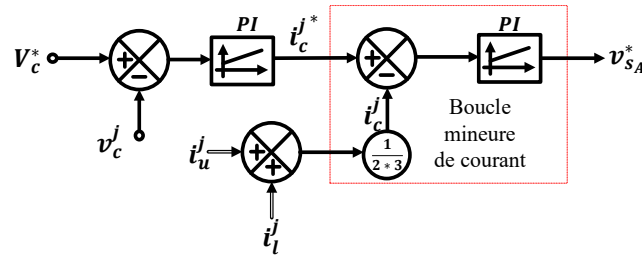


Figure 3.7 : Schéma de contrôle de tension moyenne CC de condensateur d'un bras

La clé pour obtenir un modèle dynamique de simplicité relative pour la MMC réside dans le calcul de la moyenne.

$$\begin{cases} v_{u,l}^j = \sum_{k=1}^N [n_{u,l}^j]^k [v_{cu,l}^j]^k \\ n_{u,l}^j = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N [n_{u,l}^j]^k \\ v_{u,l}^j = n_{u,l}^j v_{cu,l}^j = \frac{n_{u,l}^j}{2} \left[ \sum_{k=1}^N [v_{cu}^j]^k + \sum_{k=1}^N [v_{cl}^j]^k \right] \\ i_c^j = \frac{i_u^j + i_l^j}{2} \\ I_{dc} = i_c^a + i_c^b + i_c^c = \frac{i_c}{3} \end{cases} \quad (3.28)$$

Notons tout d'abord que les indices d'insertion des sous-modules ne peuvent atteindre que deux valeurs:  $n_{u,l}^j = 0$  implique que le  $i$ ème condensateur du bras supérieur / inférieur est contourné, alors que  $n_{u,l}^j = 1$  implique que le condensateur est inséré. Par conséquent, les tensions insérées peuvent être exprimées comme (3.28).  $n_{u,l}^j$  Représente les moyennes des indices d'insertion des sous-modules,  $v_{u,l}^j$  est la tension moyenne par

phase du bras supérieur et inférieur. La commande de tension ( $v_{s_A}^*$ ) est obtenue à partir du contrôle moyen qui sera donné ci-dessous par (3.29).

$$\begin{cases} i_c^{j*} = k_{p_1}(V_c^* - v_c^j) + k_{i_1} \int (V_c^* - v_c^j) dt \\ v_{s_A}^* = k_{p_2}(i_c^j - i_c^{j*}) + k_{i_2} \int (i_c^j - i_c^{j*}) dt \end{cases} \quad (3.29)$$

Lorsque  $V_c^* \geq v_c^j$ ,  $i_c^{j*}$  Augmente. La fonction de la boucle mineure de courant sur la *Figure 3.8* force le courant de boucle à courant continu  $i_c^j$  à suivre sa commande  $i_c^{j*}$ . De ce fait, ce contrôle de rétroaction de  $i_c^j$  permet à  $v_c^j$  de suivre sa commande  $V_c^*$  sans être affecté par le courant du réseau  $i_s^j$  [330, 331]. L'estimation du courant de circulation dans le bus CC de chacun des bras est  $i_c^j/3$ . Les courants de sortie et de circulation sont deux variables d'état dans le modèle dynamique par phase du MMC. De plus, les condensateurs du sous-module ajoutent  $2N$  variables d'état supplémentaires par phase, à savoir les tensions des condensateurs  $v_{cu}^j$  et  $v_{cl}^j$  pour  $k = 1, 2, \dots, N$ . Cela porte l'ordre total du système à  $2(N + 1)$  par phase. Comme il peut y avoir des centaines de sous-modules par bras, la complexité d'un modèle dynamique où les tensions de condensateur de sous-module sont explicitement incluses serait immense. La complexité peut être réduite à un niveau gérable en étendant le principe de moyennage aux tensions des condensateurs. Cela peut être fait sans faire d'autre approximation que de considérer  $n_{u,l}^j$  comme continu. Avec  $i_{u,l}^j$  courant du bras supérieur/inférieur, chaque tension de condensateur est gérée par (3.30).

$$n_{u,l}^j i_{u,l}^j = C \frac{dv_{cu,l}^j}{dt} \Rightarrow C \sum_{k=1}^N \frac{dv_{cu,l}^j}{dt} = C \frac{dv_{cu,l}^{\Sigma}}{dt} = i_{u,l}^j \sum_{k=1}^N n_{cu,l}^j \quad (3.30)$$

L'équilibrage de la tension entre les sous-modules ( $[v_{cu,l}^j]^k$ ) est un facteur essentiel pour le fonctionnement fiable des MMC. Il a un principe basé sur le contrôle de la charge et la décharge des condensateurs de sous-module, sur la direction du courant du bras et enfin sur la valeur instantanée de la tension des condensateurs. Pour le sens positif ( $A_d = 1$ ) du courant ( $i_{cu,l}^j$ ), des condensateurs avec la tension la plus basse sont insérés dans le bras pour réaliser l'équilibrage de tension et vice versa pour le sens négatif ( $A_d = 0$ ). L'équilibrage de tension peut être réalisé au niveau du contrôle en utilisant un contrôleur PI en boucle fermée pour contrôler la tension de chaque condensateur de sous-module indépendamment. La sortie du contrôleur PI est ajoutée au signal de modulation du sous-module correspondant. Cette approche convient uniquement pour la mise en œuvre avec PSC-PWM. D'autre part, l'équilibrage de tension peut être réalisé à un étage de modulation en utilisant un algorithme basé sur une fonction logique[314].

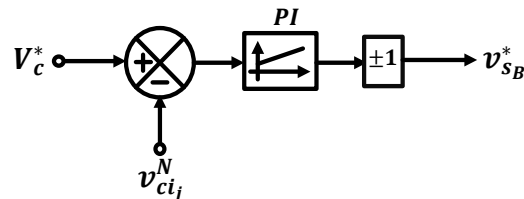


Figure 3.8 : Schéma de contrôle de la tension d'équilibrage dans le condensateur CC

Le contrôle d'équilibrage (*Figure 3.7*) est basé sur  $i_u^j$  ou  $i_l^j$ , la polarité de  $v_{s_B}^*$  doit être modifiée en fonction de ces courants de bras. Lorsque  $V_c^* \geq v_{cl_j}^N$  (bras supérieur), dans le bras positif (*Figure 3.5*), une puissance active positive doit être prélevée de l'alimentation en courant continu dans les sous-modules ( $N/2$ ). Lorsque  $i_u^j$  est positif, le produit de  $v_{s_B}^* i_u^j$  forme la puissance active positive. Lorsque  $i_u^j$  est négatif, la polarité de  $v_{s_B}^*$  doit s'inverser pour prendre la puissance active positive (3.31) [330].

$$\begin{cases} \left( \begin{array}{l} v_{s_B}^* = k_{PI} (V_c^* - v_{cl_j}^N) \\ v_{s_B}^* = -k_{PI} (V_c^* - v_{cl_j}^N) \end{array} \right. & \begin{array}{l} (i_u^j > 0 \Rightarrow +1) \\ (i_u^j < 0 \Rightarrow -1) \end{array} \\ \left( \begin{array}{l} v_{s_B}^* = k_{PI} (V_c^* - v_{cl_j}^N) \\ v_{s_B}^* = -k_{PI} (V_c^* - v_{cl_j}^N) \end{array} \right. & \begin{array}{l} (i_l^j > 0 \Rightarrow +1) \\ (i_l^j < 0 \Rightarrow -1) \end{array} \end{cases} \quad (3.31)$$

- **Contrôle de sortie du courant**

La gamme de contrôle linéaire à savoir les flux orientés (FOC) et le contrôle orienté tension (VOC) pour les convertisseurs connectés au réseau peuvent être implémentés dans un cadre référentiel stationnaire et synchrone. La dynamique de la MMC à travers le modèle moyen par phase est ici employée pour analyser le contrôle du courant de sortie. La boucle de contrôle du courant de sortie peut être considérée comme l'élément essentiel du système de contrôle du convertisseur. Car sa bonne conception est primordiale pour obtenir des performances meilleures sinon l'ensemble du convertisseur pourrait se détériorer. L'utilisation de contrôleurs PI semble plus appropriée, car le contrôle du courant traversant une inductance (d'inductance  $L$  et de résistance interne négligeable) est un processus de premier ordre. Le signal de sortie du contrôleur est la référence pour la tension  $v$  aux bornes de l'inducteur, qui à son tour est créé par un convertisseur. En considérant l'équation (2.11) l'amplitude de modulation ainsi que les expressions de la tension triphasée au point de couplage, le contrôle des signaux dans chaque bras est délivrée de la manière suivante en fonction de l'amplitude de modulation (3.32).

$$\begin{cases} m_u = \frac{1}{2} (1 - M \cos(\omega t + \theta_m)), & 0 < m_u < 1 \\ m_l = \frac{1}{2} (1 + M \cos(\omega t + \theta_m)), & 0 < m_l < 1 \end{cases} \quad (3.32)$$

Les valeurs instantanées de la tension (3.33) dans chaque bras sont déterminées en tenant compte de l'indice de modulation  $n_{u,l}^j$ .

$$\begin{cases} v_u^j = n_u^j v_{cu_j}^\Sigma \Rightarrow v_u^j = m_u v_{cu_j}^{Max} \\ v_l^j = n_l^j v_{cl_j}^\Sigma \Rightarrow v_l^j = m_l v_{cl_j}^{Max} \end{cases} \quad (3.33)$$

En négligeant la résistance de l'inductance dans les bras, la tension CC d'une jambe sera considérée égale  $v_u^j = v_l^j \approx V_t^{DC} = E$  avec la tension  $v_{cu,l}^j = V_t^{DC}/N$  la tension dans chaque cellule de MMC. Ainsi nous introduisons une tension de source AC-MMC équivalente ( $v_{ce}^j$ ) de jambe telle que (3.34).

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{diff}^j = v_{ce}^j = \frac{v_u^j - v_l^j}{2}, \left\{ -\frac{1}{2}E < v_{ce}^j < \frac{1}{2}E \right\} \\ v_j^{dc} \triangleq v_u^j + v_l^j \\ E_0 = V_0^{dc} \triangleq \frac{V_u^{dc} - V_l^{dc}}{2} \\ E = V_t^{dc} \triangleq V_u^{dc} + V_l^{dc} \\ v_{ce}^j = \frac{1}{2}mE \Rightarrow \begin{cases} v_l^j = v_{ce}^j + \frac{1}{2}E \\ v_u^j = -v_{ce}^j + \frac{1}{2}E \end{cases} \end{array} \right. \quad (3.34)$$

Le courant du réseau ( $i_s^j = i_u^j - i_l^j$ ) et Le courant différentiel ou de circulation ( $i_{diff}^j = i_c^j = \frac{i_u^j + i_l^j}{2}$ ) Traverse les deux inducteurs de bras de chaque phase, est exploité pour définir la puissance active.

$$\sqrt{3}V_{ce}i_s \cos \varphi = I_{dc}E \quad (3.35)$$

En exploitant la relation (3.27), nous pouvons exprimer les expressions de courant dans chaque bras par la relation (3.36).

$$\left\{ \begin{array}{l} \hat{I}_s = \frac{4I_{dc}}{3M \cos \varphi} \\ \hat{I}_{su} = \hat{I}_{sl} = \frac{4I_{dc}}{3M \cos \varphi} + \frac{I_{dc}}{3} \end{array} \right. \quad (3.36)$$

Le HTCC-MMC-VSC est modélisé à l'aide des principes de calcul de la moyenne dans le but de développer des modèles dynamiques non linéaires précis dans des cadres abc et  $dq$  adaptés à la conception des contrôles et aux études de stabilité.

$$\left\{ \begin{array}{l} v_g = \frac{E}{2} + \left( R_a + L_a \frac{d}{dt} \right) i_u - v_u \\ v_g = -\frac{E}{2} + \left( R_a + L_a \frac{d}{dt} \right) i_l + v_l \end{array} \right. \quad (3.37)$$

En considérant la boucle de courant entraînée par la tension continue exprimée par (3.38).  $C_a^\Sigma$  est une constante, représentant la capacité totale du bras lorsque tous les condensateurs sont allumés avec  $C_a^\Sigma = C_{arm}/N$  ainsi nous aurons  $C_{arm}/n_u$  et  $C_{arm}/n_l$  avec ( $N = n_u + n_l$ ) les valeurs de capacité instantanée dans les bras supérieurs et inférieurs.

$$\left\{ \begin{array}{l} v_u + v_l - 2 \left( R_a + L_a \frac{d}{dt} \right) i_c - E = 0 \\ i_{diff} = i_c = \frac{i_u + i_l}{2} \\ \frac{dv_u^{Max}}{dt} = \frac{i_u}{C_a^\Sigma/n_u} = \frac{n_u}{C_a^\Sigma} \left( i_c + \frac{i_s}{2} \right) \\ \frac{dv_l^{Max}}{dt} = -\frac{i_l}{C_a^\Sigma/n_l} = \frac{n_l}{C_a^\Sigma} \left( i_c - \frac{i_s}{2} \right) \end{array} \right. \quad (3.38)$$

L'équation dynamique de tension AC-MMC peut être dérivée en utilisant le modèle CA équivalent de la Figure 3.6, et en mettant en parallèle les parties passives des bras positifs et négatifs.

$$v_g = v_{ce} + \frac{R_a}{2}i_s + \frac{L_a}{2}\frac{di_s}{dt} \quad (3.39)$$

L'objectif de mettre en œuvre un modèle dynamique précis d'étude de flux de puissance capable de surmonter les contraintes de fonctionnement ainsi que la circulation du second harmonique est correctement présenté dans le modèle dynamique moyen non linéaire MMC à demi-pont. Mais celui-ci offre des limites : les



harmoniques d'ordre très élevé causées par la commutation de cellules individuelles ne sont pas représentées; les événements au niveau de la cellule (défauts) ne peuvent pas être représentés; l'équilibrage des condensateurs n'est pas représenté; comme avec tous les modèles de cadre de référence  $abc$ , il utilise des variables CA oscillantes et ne prend en charge que les simulations dans le domaine temporel, les études avec de multiples variations de paramètres/gains sont difficiles; la modélisation du phaseur n'est pas possible; la linéarisation n'est pas possible avec des signaux oscillants en trame  $abc$ . [230]

Modèle de valeur moyenne non linéaire, tenant compte de l'état bloqué du MMC est un modèle de fonctionnement qui se produit sous des courants élevés (défauts CC par exemple) ou dans d'autres conditions telles que le démarrage et la charge de la cellule[179] enfin le modèle de demi pont MMC dynamique avec cadre de référence DQ et modèle Phaseur. Ce dernier modèle recommande un certain nombre d'hypothèses de modélisation. De ces hypothèses, la modélisation dans le cadre  $dq$  est essentielle pour l'écoulement de puissance ainsi que les contrôles et les études dynamiques[179]. Le signal de contrôle (3.40) est supposé ne contenir que la composante fondamentale.  $M_{u_d} = -M_d/2$ ,  $M_{u_q} = -M_q/2$ ,  $M_{l_d} = M_d/2$ ,  $M_{l_q} = M_q/2$ ,  $M_{u_0} = 1/2$

$$\begin{cases} m = M \cos(\omega t + \varphi_m) = M_d \cos(\omega t) + M_q \sin(\omega t) \\ m_u = \frac{1}{2}(1 - M \cos(\omega t + \varphi_m)) = M_{u_0} + M_{u_d} \cos(\omega t) - M_{u_q} \sin(\omega t) \\ m_l = \frac{1}{2}(1 + M \cos(\omega t + \varphi_m)) = M_{u_0} + M_{l_d} \cos(\omega t) - M_{l_q} \sin(\omega t) \end{cases} \quad (3.40)$$

L'expression de courant du réseau (3.41) avec la valeur fondamentale ainsi que circulant dans la partie CC tenant compte de la séquence zéro et du second harmonique devient le fondamental.

$$\begin{cases} i_s = I_s \cos(\omega t + \varphi_i) = I_{s_d} \cos(\omega t) + I_{s_q} \sin(\omega t) \\ i_c = I_{c_0} + I_{c_2} \cos(2\omega t + \varphi_{c_2}) = I_{c_0} + I_{c_{d_2}} \cos(2\omega t) - I_{c_{q_2}} \cos(2\omega t) \end{cases} \quad (3.41)$$

Les tensions maximales de bras sont supposées contenir des harmoniques homopolaires de première et seconde harmonique (3.42).

$$\begin{cases} \begin{cases} v_u = V_{u_0} + V_{u_d} \cos(\omega t) - V_{u_q} \sin(\omega t) + V_{u_{d_2}} \cos(2\omega t) - V_{u_{q_2}} \sin(2\omega t) \\ v_l = V_{l_0} + V_{l_d} \cos(\omega t) - V_{l_q} \sin(\omega t) + V_{l_{d_2}} \cos(2\omega t) - V_{l_{q_2}} \sin(2\omega t) \end{cases} \\ \begin{cases} v_u^{max} = V_{u_0}^{max} + V_{u_d}^{max} \cos(\omega t) - V_{u_q}^{max} \sin(\omega t) + V_{u_{d_2}}^{max} \cos(2\omega t) - V_{u_{q_2}}^{max} \sin(2\omega t) \\ v_l^{max} = V_{l_0}^{max} + V_{l_d}^{max} \cos(\omega t) - V_{l_q}^{max} \sin(\omega t) + V_{l_{d_2}}^{max} \cos(2\omega t) - V_{l_{q_2}}^{max} \sin(2\omega t) \end{cases} \end{cases} \quad (3.42)$$

La tension CC (3.43) sera considérée pure sans composants oscillants. Il ressort l'analyse ci-dessus que la modélisation du circuit CA du convertisseur MMC nécessite des équations dans trois cadres de référence de coordonnées: séquence zéro, cadre  $dq$  à la fréquence fondamentale et le cadre  $d_2q_2$  à la deuxième harmonique. Les cadres de coordonnées sont étroitement interconnectés et chaque cadre de coordonnées joue un rôle important à la fois dans la solution de l'écoulement de puissance et dans la dynamique du système[179, 310].

$$\begin{cases} V_{u_0} = V_{l_0} = R_a I_{c_0} + \frac{1}{2} E \\ I_{c_0} = \frac{1}{4} M_d I_{s_d} + \frac{1}{4} M_q I_{s_q} \\ I_{dc} = 3I_{c_0} = \frac{3}{4} M_d I_{s_d} + \frac{3}{4} M_q I_{s_q} \end{cases} \quad (3.43)$$

$$\left\{ \begin{array}{l}
\left( C_{arm} \frac{dV_u^{max}}{dt} \right)_d = (m_u i_c)_d + \left( m_u \frac{i_s}{2} \right)_d ; \left( C_{arm} \frac{dV_u^{max}}{dt} \right)_q = (m_u i_c)_q + \left( m_u \frac{i_s}{2} \right)_q \\
V_{u_0} = (m_u v_u^{max})_0 = M_{u_0} V_{u_0}^{max} + \frac{M_{u_d} V_{u_d}^{max}}{2} + \frac{M_{u_q} V_{u_q}^{max}}{2} \\
\left\{ \begin{array}{l}
V_{u_q}^{max} = \frac{1}{C_{arm} \omega} \left( -\frac{M_d}{2} I_{c_0} - \frac{M_d}{4} I_{cd_2} - \frac{M_q}{4} I_{cq_2} + \frac{I_{s_d}}{4} \right) \\
V_{u_d}^{max} = \frac{1}{C_{arm} \omega} \left( \frac{M_q}{2} I_{c_0} - \frac{M_q}{4} I_{cd_2} + \frac{M_d}{4} I_{cq_2} - \frac{I_{s_q}}{4} \right)
\end{array} \right. \\
\left\{ \begin{array}{l}
V_{u_0} = \frac{V_{u_0}^{max}}{2} + \frac{1}{\omega C_{arm}} \left( \frac{M_d I_{s_q}}{16} - \frac{M_q I_{s_d}}{16} + \frac{M_d M_q I_{cd_2}}{8} + \frac{(-M_d^2 + M_q^2) I_{cq_2}}{16} \right) \\
V_{u_0}^{max} = 2R_a I_{cd_0} + E - \frac{1}{\omega C_{arm}} \left( \frac{M_d I_{s_q}}{8} - \frac{M_q I_{s_d}}{8} + \frac{M_d M_q}{4} I_{cd_2} + \frac{(-M_d^2 + M_q^2)}{8} I_{cq_2} \right)
\end{array} \right.
\end{array} \right. \quad (3.44)$$

Les variables de contrôle dans les MMC seront ainsi traduites dans chaque équation par de multiples autres équations représentées dans les trois cadres de coordonnées différentes ci-dessus et parfaitement décrites dans [179, 310]. La description à la séquence (0) est l'équation (3.43). La description des variables dans le cadre  $dq$  comprenant dans le MMC la fréquence fondamentale et exprimant la séquence zéro de la tension positive du bras devient (3.44).

- **Contrôle de suppression de la circulation du courant dans le MMC**

Les grandeurs plus importantes de circulation de courant dans les bras de convertisseur avec deuxième harmonique entraînent des contraintes plus élevées sur les semi-conducteurs et une augmentation des pertes et l'échauffement de ceux-ci. Ce courant de circulation entre les jambes provient de la différence de tension entre bras supérieur et inférieur des jambes du convertisseur. Leur mauvais contrôle augmente la valeur crête/ efficace du courant de bras, ce qui augmente par conséquent la valeur nominale des dispositifs, les pertes de puissance des dispositifs et l'ondulation des tensions des condensateurs des sous-modules. Un meilleur dimensionnement des inductances de bras pourrait supprimer dans une certaine mesure l'amplitude des courants de circulation. Dans certains cas, on peut constater que l'inductance du bras affecte directement le courant de circulation, mais souvent même avec des inductances de bras très grandes, la deuxième harmonique est toujours significative avec d'autres conséquences négatives sur la puissance et le contrôle du convertisseur. Cependant, une technique de contrôle en boucle fermée est nécessaire pour éliminer complètement les courants de circulation [179, 314]. La recherche de suppression du second harmonique du courant ( $i_c$ ) de l'équation (3.41) pourrait être en utilisant une injection de signal de commande au niveau du second harmonique. Cette contrôlabilité est possible en supposant que le signal de contrôle comprend une seconde composante harmonique de grandeur  $M_2$ , de composantes  $dq$  données par  $M_{d_2}$  et  $M_{q_2}$  ajoutée sur le signal de contrôle  $m$  de (3.40). Avec  $M_{u_{d1}} = -M_{d1}/2$ ,  $M_{u_{q1}} = -M_{q1}/2$ ,  $M_{u_{d2}} = -M_{d2}/2$ ,  $M_{u_{q2}} = -M_{q2}/2$ ,  $M_{l_{d1}} = M_{d1}/2$ ,  $M_{l_{q1}} = M_{q1}/2$ ,  $M_{l_{d2}} = M_{d2}/2$ ,  $M_{l_{q2}} = M_{q2}/2$ ,  $M_{u_0} = 1/2$ .

$$\left\{ \begin{array}{l}
m = M_1 \cos(\omega t + \varphi_m) + M_2 \cos(2\omega t + \varphi_{m_2}) \\
M_{d_1} \cos(\omega t) - M_{q_1} \sin(\omega t) + M_{d_2} \cos(2\omega t) + M_{q_2} \sin(2\omega t)
\end{array} \right. \quad (3.45)$$

$$\begin{cases} m_u = \frac{1}{2}(1 - m) = M_{u_0} + M_{u_{d_1}} \cos(\omega t) - M_{u_{q_1}} \sin(\omega t) + M_{u_{d_2}} \cos(2\omega t) - M_{u_{q_2}} \sin(2\omega t) \\ m_l = \frac{1}{2}(1 + m) = M_{l_0} + M_{l_{d_1}} \cos(\omega t) - M_{l_{q_1}} \sin(\omega t) + M_{l_{d_2}} \cos(2\omega t) - M_{l_{q_2}} \sin(2\omega t) \end{cases} \quad (3.46)$$

Ainsi l'équation des valeurs de tensions maximale de chaque bras devient (3.47)

$$\begin{cases} V_{u_{q_2}}^{max} = \frac{1}{2C_{arm}\omega} \left( \frac{1}{2} I_{c_{d_2}} - \frac{M_{d_2}}{2} I_{c_0} - \frac{M_{d_1}}{8} I_{s_d} + \frac{M_{q_1}}{8} I_{s_q} \right) \\ V_{u_{d_2}}^{max} = \frac{1}{2C_{arm}\omega} \left( -\frac{1}{2} I_{c_{q_2}} + \frac{M_{q_2}}{2} I_{c_0} + \frac{M_{q_1}}{8} I_{s_d} + \frac{M_{d_1}}{8} I_{s_q} \right) \end{cases} \quad (3.47)$$

Le contrôle du signal ( $M_{d_2}$  et  $M_{q_2}$ ) démontre sur les tensions de bras, la contrôlabilité en régime permanent, et par conséquent, la réduction du courant de circulation de la deuxième harmonique. Le gain de la boucle de contrôle avec cette méthode est le courant différentiel homopolaire  $I_{c_0}$ , qui a une valeur significative. Il est bon que cette approche de contrôle ait un gain important, car de petites entrées de contrôle peuvent être très efficaces pour réduire les harmoniques de courant de circulation.

En suivant la dérivation ci-dessus pour les tensions de bras sur les deux pôles et le courant de circulation, et en assimilant le deuxième harmonique du courant de circulation à zéro ( $I_{c_{d_2}} = 0$ ,  $I_{c_{q_2}} = 0$ ), il est possible d'obtenir l'amplitude requise des signaux de contrôle  $M_{d_2}$  et  $M_{q_2}$  pour éliminer le courant de deuxième harmonique. Les expressions (3.47) pour les signaux de contrôle de deuxième harmonique peuvent être utilisées pour développer un contrôleur de deuxième harmonique à anticipation (boucle ouverte). En partant de cette méthode de contrôle qui est en boucle ouverte, une méthode alternative greffée à la précédente visant à éliminer le courant différentiel de deuxième harmonique, consiste à utiliser un contrôleur de rétroaction. Le contrôleur de suppression du courant de circulation (CCSC) utilise un signal avec boucle de verrouillage de phase ( $\varphi_{PLL}$ ) identique à celui utilisé pour les boucles de contrôle principales, mais en entrée du contrôle du signal  $M_{d_2}$  et  $M_{q_2}$  la  $\varphi_{PLL}$  est multiplié par  $-2$  pour obtenir une référence dans le cadre de coordonnées de séquence négative tournante à  $2\omega$ . Les courants différentiels ( $I_{c_0}$ ,  $I_{c_{d_2}}$  et  $I_{c_{q_2}}$ ) sont mesurés sur chaque phase de MMC à l'aide de la transformation  $abc/dq0$  commune. Ils sont traités séparément via un contrôleur intégral proportionnel sur chaque canal. Les sorties sont converties en un cadre statique ( $m_{a_2}$ ,  $m_{b_2}$ ,  $m_{c_2}$ ) et ajoutées aux signaux de contrôle des boucles de contrôle principales à la fréquence fondamentale ( $m_{a_1}$ ,  $m_{b_1}$ ,  $m_{c_1}$ ). Les équations (2.4) associées à la Figure 2.7 présentée ci-dessus permettent dans le cadre du MMC d'effectuer un contrôle du découplage de courant à l'aide des composants de tension alternative du convertisseur, mais la complexité de cette relation démontrée à travers l'analyse faite à base des HTCC-VSC deux niveau a conduit à utiliser le contrôle des signaux de modulations  $M_d$  et  $M_q$  qui permettent de manipuler les courants au point de couplage commun (PCC) des MMC. Les signaux de contrôle  $M_{d_2}$  et  $M_{q_2}$  se composent de deux termes de signaux de contrôle provenant des principales boucles de courant de rétroaction et les termes de découplage pour constituer un contrôleur PI. Ainsi le CCSC peut éliminer complètement le courant du second harmonique en peu de temps et l'effort de contrôle (amplitude de  $M_{d_2}$  et  $M_{q_2}$ ) est faible et généralement inférieur à 5% par rapport aux principaux signaux de contrôle ( $M_{d_1}$  et

$M_{q_1}$ ). Cependant, il convient de noter que l'écoulement de puissance change de manière significative après l'activation du CCSC à travers une réduction des courants  $I_{s_d}$  et  $I_{s_q}$  malgré le fait que  $M_{d_1}$  et  $M_{q_1}$  Soient inchangés. Comme les courants différentiels de deuxième harmonique augmentent l'écoulement de puissance aux fréquences fondamentales, d'où la nécessité d'activer le CCSC pour les raisons ci-dessus citées, à la suite de cette interaction,  $M_{d_1}$  et  $M_{q_1}$  Doivent être augmentés afin de revenir au niveau de puissance requise. Ainsi nous avons une interaction dynamique entre les boucles de contrôle de la première et deuxième harmonique dans le système de contrôle de la sous-station HTCC-MMC-VSC. Ceci est une conséquence de la dynamique de contrôle de rétroaction pour éliminer le courant de circulation de deuxième harmonique.

En ramenant toutes ces équations représentatives du MMC dans un modèle statique  $dq$  complet exprimé sous forme de matrice, plusieurs équations peuvent être éliminées pour éviter la duplication. Pour cette raison, des méthodes de simplification du CCSC sont présentées dans la littérature : *Modèle dq simplifié avec contrôleur de courant de circulation*. Ici on suppose que les courants de deuxième harmonique sont supprimés des tensions homopolaires en (3.44). Ce qui aura un impact sur la réduction de l'écoulement de puissance, mais avec toujours la présence de tensions de deuxième harmonique qui auront un impact sur la puissance de fréquence fondamentale faible. Cela est faisable à travers un certain nombre d'hypothèses simplificatrices du modèle tout en introduisant une erreur modeste (inférieure à 5%)[179]; *modèle de Phaseur de MMC avec contrôleur de suppression de courant de circulation*. Dans ce modèle MMC dans le cadre  $dq$  (3.48), celui-ci peut être converti en un ensemble d'équations vectorielles pour obtenir le modèle MMC de phaseur avec  $C_{MMC}$  la capacité équivalente dans un MMC (3.35). *Modèle MMC dynamique simplifié utilisant un condensateur  $C_{MMC}$  de série équivalente*. Ce modèle utilise aussi (3.16) qui peut être converti en un modèle dynamique en écrivant l'équation dynamique pour le condensateur série équivalente MMC.

$$\begin{cases} V_{ce_d} = -\frac{1}{\omega C_{MMC}} I_{s_q} + \frac{1}{2} M_d E \\ V_{ce_q} = \frac{1}{\omega C_{MMC}} I_{s_d} + \frac{1}{2} M_q E \\ I_{dc} = \frac{3}{4} M_d I_{s_d} + \frac{3}{4} M_q I_{s_q} \\ C_{MMC} = \frac{64 C_{arm}}{8 - 3(M_d^2 + M_q^2)} \end{cases} \quad (3.48)$$

$$\begin{cases} \bar{V}_{ce} = -j X_{MMC} \bar{I}_s + \frac{1}{2} \bar{M} E \\ X_{MMC} = \frac{1}{\omega C_{MMC}} \end{cases} \quad (3.49)$$

Le système de contrôle *Annexe (B11)* basé sur l'énergie d'une MMC présenté en *Figure 3.6* se compose de deux boucles de contrôle en cascade principales qui régulent le courant du réseau et le courant additif. La boucle de contrôle de courant de réseau fonctionne dans un référentiel  $qd$  et suit les références actuelles envoyées par les boucles de contrôle externes. Sur la base des objectifs de contrôle, la tension CC ou la boucle de contrôle de puissance CA fournit une référence de courant sur l'axe  $q$ , tandis que la puissance réactive est utilisée pour

dérivée la référence de courant sur l'axe  $d$ . La boucle de contrôle de courant additif fonctionne dans le référentiel  $\alpha\beta$  et suit les références fournies par les boucles de contrôle d'énergie interne. L'énergie interne d'une MMC est régulée via six boucles de contrôle comme indiqué [201, 332]. Les différences d'énergie entre deux jambes ( $W_{a \rightarrow b}, W_{a \rightarrow c}$ ) et les différences d'énergie entre les bras supérieurs et inférieurs de trois jambes ( $W_{u \rightarrow l}^a, W_{u \rightarrow l}^b, W_{u \rightarrow l}^c$ ) sont maintenues à zéro par cinq boucles de contrôle. De plus, une boucle de contrôle est nécessaire pour maintenir l'énergie totale stockée ( $W_t$ ) au niveau d'énergie nominale MMC. Les sorties des boucles de contrôle d'énergie sont des références de puissance CC, y compris les références pour les échanges de puissance CC entre deux jambes ( $P_{a \rightarrow b}, P_{a \rightarrow c}$ ) et les bras supérieurs et inférieurs ( $P_{u \rightarrow l}^a, P_{u \rightarrow l}^b, P_{u \rightarrow l}^c$ ) et la puissance CC totale ( $P_t^*$ ). Ensuite, les références de puissance CC peuvent être utilisées pour dériver les termes CC et CA de la référence de courant additive ( $i_{c\alpha\beta 0}^{dc*}, i_{c\alpha\beta 0}^*$ ). La tension des bras peut être utilisée pour contrôler le courant circulant dans le convertisseur. Le courant cible est choisi pour obtenir l'échange de puissance souhaité entre le réseau CA et le réseau CC ainsi que pour maintenir l'équilibre énergétique interne du convertisseur (3.50).

$$\left\{ \begin{array}{l} V_u^{dc} - v_u^j - v_g^j - v_n = R_a i_u^j + L_a \frac{di_u^j}{dt} + (R_s + R_g) i_s^j + (L_g + L_s) \frac{di_s^j}{dt} \\ -V_u^{dc} + v_u^j - v_g^j - v_n = -R_a i_u^j - L_a \frac{di_u^j}{dt} + (R_s + R_g) i_s^j + (L_g + L_s) \frac{di_s^j}{dt} \\ \left\{ \begin{array}{l} R \triangleq R_s + R_g + \frac{R_a}{2}; L \triangleq L_s + L_g + \frac{L_a}{2} \\ i_u^j = \frac{1}{3} i_{dc} + i_{cz}^j + \frac{1}{2} i_s^j = i_c^j + \frac{1}{2} i_s^j \\ i_u^j = \frac{1}{3} i_{dc} + i_{cz}^j - \frac{1}{2} i_s^j = i_c^j - \frac{1}{2} i_s^j \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (3.50)$$

La circulation du courant dans la partie CA est ( $i_{cz}^j$ ). La tension CC sur la transmission HTCC peut occuper trois états (+ - 0), la moitié du déséquilibre ( $V_0^{dc}$ ) entre les pôles de tensions positives ( $V_u^{dc}$ ) et négatives ( $V_l^{dc}$ ) en HTCC ainsi que la tension CC totale ( $V_t^{dc}$ ) défient à partir de (3.50) permettent d'avoir (3.51) et (3.52) avec  $v_n$  tension au point neutre de la ligne triphasée.

$$\left\{ \begin{array}{l} V_0^{dc} + v_{ce}^j - v_g^j - v_n = R i_s^j + L \frac{di_s^j}{dt} \\ v_n = \frac{1}{3} (v_{ce}^a + v_{ce}^b + v_{ce}^c) - \frac{1}{3} (v_g^a + v_g^b + v_g^c) + V_0^{dc} \end{array} \right. \quad (3.51)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} v_j^{dc} - V_t^{dc} = -2R_a i_c^j + 2L_a \frac{di_c^j}{dt} \\ v_{c_0} \triangleq v_{ce}^a + v_{ce}^b + v_{ce}^c \\ v_{g_0} \triangleq v_g^a + v_g^b + v_g^c \end{array} \right. \quad (3.52)$$

Il importe de noter que  $v_{c_0}$  est contrôlé par le convertisseur, mais ne produit aucun courant. Ceci est normalement exploité par les VSC pour étendre la plage de tension de sortie CA en utilisant une injection de tension de troisième harmonique[333]. En supposant que la partie CC est pure c'est-à-dire sans déséquilibre entre les pôles, l'expression en phaseur de la partie CA de (3.51) est alors (3.53).

$$\begin{cases} \bar{V}_{ce}^j - \bar{V}_g^j - \bar{V}_n[1 \ 1 \ 1]^T = \bar{Z}\bar{I}_s^j \\ \bar{Z} = R + i\omega L \end{cases} \quad (3.53)$$

La transformation de Fortescue est utilisée pour l'analyse du système électrique déséquilibré et permet de ressortir la relation de contrôle du courant lorsque le MMC est branché au réseau CA.  $\bar{p} = e^{-i\frac{2\pi}{3}}$ . Ainsi on peut transformer  $\bar{I}_s^j$  en  $\bar{I}_s^{(+)}$  en multipliant cette dernière par  $F$  (3.54).

$$\begin{cases} \bar{\theta}^{(+0)} \triangleq F\bar{\theta}^{(abc)} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \bar{p}^2 & \bar{p} \\ 1 & \bar{p} & \bar{p}^2 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \bar{\theta}^{(abc)} \\ \bar{I}_s^{(+)} = \bar{Z}^{-1}[\bar{V}_{ce}^j - \bar{V}_g^j] \\ \bar{I}_c^{(+0)} = -\frac{1}{2\bar{Z}_a} \bar{V}_{(+0)}^{dc} \end{cases} \quad (3.54)$$

Le courant ( $\bar{I}_s^{(+)}$ ) est utilisé pour échanger l'énergie avec le réseau CA et peut être contrôlé à l'aide de la tension différentielle  $\bar{V}_{ce}^{(+)}$ . De même le courant additionnel ( $\bar{I}_c^{(+0)}$ ) de séquence positive ou négative peut être utilisé à partir de l'expression (3.52) pour échanger l'énergie entre les moitiés supérieure et inférieure du convertisseur afin d'obtenir un équilibre interne tandis que la composante  $\bar{I}_c^{(0)}$  doit être maintenue proche de zéro pour éviter la distorsion de la tension alternative dans le réseau CC. Comme effectué dans l'analyse en CA, celle dans la partie CC est effectuée de façon similaire en considérant (3.51) et (3.52) et assimilant à zéro. La composante homopolaire est prise en compte dans l'analyse de façon distincte par rapport aux autres variables de courant. Cela peut être fait en utilisant la transformation de Clarke comme définie dans[333]. En supposant en régime permanent le signal CC, on suppose que  $V_g^{\alpha\beta dc} = 0$ , dans la partie CA, la composante homopolaire  $I_{s_0}$  est strictement nulle; cependant, le courant continu  $I_{s_{\alpha\beta}}^{dc}$  Restant peut circuler à travers les enroulements du transformateur et doit être maintenu égal à zéro afin d'éviter une saturation indésirable du noyau. Cela peut être contrôlé à l'aide de  $V_{ce}^{\alpha\beta dc}$ , la composante homopolaire du courant continu additif est utilisée pour échanger l'énergie entre le convertisseur et le réseau CC et peut être contrôlée à l'aide de ( $V_0^{dc}$ ). Le contrôle de  $I_{c_{\alpha\beta}}^{dc}$  par  $V_{\alpha\beta}^{dc}$  Peut être utilisé pour échanger l'énergie entre différentes jambes du convertisseur pour atteindre l'équilibre énergétique interne. Cela sera important en cas de déséquilibres de tension sévères dans le réseau CA, où la puissance échangée par les différentes branches sera considérablement différente. Ainsi nous avons les relations (3.55).

$$\begin{cases} V_{ce}^{\alpha\beta dc} = RI_{s_{\alpha\beta}}^{dc} \\ I_{c_{\alpha\beta}}^{dc} = -\frac{1}{2R_a} V_{\alpha\beta}^{dc} \\ I_{c_0}^{dc} = \frac{1}{2R_a} (V_t^{dc} - V_0^{dc}) \end{cases} \quad (3.55)$$

La relation de terme CC du courant additif ensuite le calcul des termes CA qui est plus compliqué, car il contient des composantes de séquence positive et négative sont détaillées sur la façon de dériver les termes du courant additif et comment régler les contrôleurs PI dans [332, 333].

$$\left\{ \begin{array}{l} P_g = \frac{3}{2}(v_g^{q+}i_g^{q+} + v_g^{d+}i_g^{d+}); Q_g = \frac{3}{2}(v_g^{q+}i_g^{d+} - v_g^{d+}i_g^{q+}); P_t \triangleq \sum_{j=a,b,c} P_j; P_j \approx V_t^{dc}i_c^{jdc} \\ i_s^{q*} = \frac{2}{3} \frac{P_g^*}{v_g^{q+}}; i_s^{d*} = \frac{2}{3} \frac{Q_g^*}{v_g^{q+}} \end{array} \right. \quad (3.56)$$

La puissance échangée entre les bras supérieurs et inférieurs peut être obtenue en multipliant la tension du bras CA par le courant additif CA. La tension du bras CA peut être approximée comme [333]. La multiplication des tensions de bras par les courants additifs pour les phases *a*, *b* et *c* tout en éliminant les termes oscillatoires à la double fréquence de ligne donnent (3.57).

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{l \rightarrow u}^a(t) = V_g^- I_c^+ \cos(\gamma - \psi) + V_g^+ I_c^+ \cos(\gamma) + V_g^- I_c^- \cos(\psi - \alpha) + V_g^+ I_c^- \cos(\alpha) \\ P_{l \rightarrow u}^b(t) = V_g^- I_c^+ \cos\left(\gamma - \psi - \frac{4\pi}{3}\right) + V_g^+ I_c^+ \cos(\gamma) + V_g^- I_c^- \cos(\psi - \alpha) + V_g^+ I_c^- \cos\left(\alpha + \frac{4\pi}{3}\right) \\ P_{l \rightarrow u}^c(t) = V_g^- I_c^+ \cos\left(\gamma - \psi + \frac{4\pi}{3}\right) + V_g^+ I_c^+ \cos(\gamma) + V_g^- I_c^- \cos(\psi - \alpha) + V_g^+ I_c^- \cos\left(\alpha - \frac{4\pi}{3}\right) \end{array} \right. \quad (3.57)$$

$\psi$  : est l'angle entre les tensions de réseau positives et négatives ;  $\gamma$  et  $\alpha$  sont respectivement les angles du courant additif de séquence positive et négative, en prenant la tension de réseau de séquence positive comme référence des angles. La structure de contrôle de MMC *Figure 3.5* utilise dans la partie de contrôle de courant de réseau et du courant additif une stratégie qui permet au contrôleur de suivre à la fois les références CA et CC avec l'erreur de suivi souhaitée. Les paramètres des contrôleurs PI sont choisis en utilisant une conception à base inverse décrite dans [240] où le PI est réglé pour annuler la dynamique du courant et pour introduire un intégrateur qui permet d'atteindre les performances souhaitées [333]. Dans le cadre du contrôle d'énergie, les régulateurs d'énergie du MMC se trouvent au-dessus des régulateurs de courant additifs. Il y a six variables d'énergie (autant que des bras dans le MMC) contrôlées par six régulateurs différents. Il est utile de définir un nouvel ensemble de variables énergétiques, qui seront contrôlées à l'aide du convertisseur de courants additifs (3.58).

$$\left\{ \begin{array}{l} W_t = \sum_{j=a,b,c} W_u^j + \sum_{j=a,b,c} W_l^j \\ W_{a \rightarrow b} = (W_u^a + W_l^a) - (W_u^b + W_l^b) \\ W_{a \rightarrow c} = (W_u^a + W_l^a) - (W_u^c + W_l^c) \\ W_{u \rightarrow l} = W_l^j - W_u^j \end{array} \right. \quad (3.58)$$

Ces combinaisons linéaires de l'énergie totale, stockée dans les bras, peuvent être approximées sous la forme (3.59).

$$\left\{ \begin{array}{l} W_u^j \approx \frac{1}{2} \frac{C_{SM}}{N} (v_u^j)^2 \\ W_l^j \approx \frac{1}{2} \frac{C_{SM}}{N} (v_l^j)^2 \end{array} \right. \quad (3.59)$$

Afin d'obtenir un fonctionnement convenable du MMC, les différences d'énergie entre les jambes et entre les bras supérieurs et inférieurs doivent être réglées à zéro tandis que l'énergie totale du convertisseur doit être réglée à sa valeur nominale, donnée par (3.60).

$$W_t^* = 6 \times \frac{1}{2} \frac{C_{SM}}{N} (V_t^{dc*})^2 \quad (3.60)$$

Les méthodes de contrôle classiques pour convertisseurs modulaires multiniveaux (MMC) utilisent des schémas de modulation de largeur d'impulsion (PWM), des régulateurs PI en boucle fermée et des algorithmes simples basés sur des fonctions logiques pour contrôler les tensions des condensateurs du sous-module, les courants de sortie et les courants de circulation. Ces méthodes de contrôle sont faciles à mettre en œuvre dans les contrôleurs numériques, mais la réponse dynamique est grandement limitée par les gains du régulateur PI, la bande passante du contrôleur de courant, la fréquence de commutation du convertisseur et le type de schéma PWM. L'alternative est, le contrôle prédictif souvent appelé approche de contrôle prédictif de modèle (MPC) qui est simple, intuitive et flexible [329, 334].

### 3.4.1.2 Contrôle avancé des MMC-VSC

Le schéma fonctionnel de l'approche de contrôle prédictif par modèle (MPC) nécessite un modèle à temps discret du système MMC décrit à partir des équations ci-dessus (3.61). Le modèle à temps discret est utilisé pour prédire le comportement futur des variables de commande pour chaque état de commutation valide du convertisseur. Les variables de contrôle de référence ( $x^*(k)$ ) sont extrapolées à  $(k + 1)^{ème}$  instant d'échantillonnage. Les techniques d'extrapolation les plus utilisées dans l'analyse MPC sont l'angle vectoriel et les techniques d'extrapolation de Lagrange. Les variables prédites ( $x(k + 1)$ ) et extrapolées ( $\hat{x}^*(k + 1)$ ) sont incluses dans une fonction de coût.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{di_s^j}{dt} = \frac{-(R_a + 2R_c)}{L_a + 2L_c} i_s^j + \frac{n_u^j v_{cu_j}^\Sigma - n_l^j v_{cl_j}^\Sigma}{N(L_a + 2L_c)} + \frac{2v_n^j}{L_a + 2L_c} \\ \frac{di_c^j}{dt} = -\frac{R_a}{L_a} i_c^j - \frac{(n_u^j v_{cu_j}^\Sigma + n_l^j v_{cl_j}^\Sigma)}{2NL_a} + \frac{V_t^{dc}}{2L_a} \\ \frac{dv_{cu_j}^\Sigma}{dt} = \frac{i_u^j}{C_{a_u}/n_u^j} = \frac{n_u^j}{C_{a_u}} \left( i_c^j + \frac{i_s^j}{2} \right) \\ \frac{dv_{cl_j}^\Sigma}{dt} = \frac{i_l^j}{C_{a_l}/n_l^j} = \frac{n_l^j}{C_{a_l}} \left( i_c^j - \frac{i_s^j}{2} \right) \\ \left\{ \begin{array}{l} R_c = R_s + R_g ; L_c = L_s + L_g \\ C_a^\Sigma \frac{dv_{cu,l_j}^\Sigma}{dt} = i_{u,l_j}^\Sigma = i_{u,l}^j \sum_{k=1}^N n_{cu,lk}^j = i_{u,l}^j n_{u,l}^j \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (3.61)$$

La fonction de coût se compose de plusieurs objectifs de contrôle, qui sont optimisés pour les facteurs de pondération afin d'atteindre le comportement souhaité du système. L'état de commutation résultant est ensuite appliqué au convertisseur.

### 3.4.2 Transmission HTCC à base de MMC

La transmission HTCC à base de MMC-VSC recommande le choix de modèles d'équipements VSC haute tension et haute puissance devant être introduit dans la description du modèle dynamique du réseau MTCC. Les équipements VSC traditionnels ont été souvent modélisés par rapport à leur fréquence fondamentale et la représentation en séquence positive de leur circuit alternatif. De nombreux travaux [340] ont démontré qu'il



convient de noter que ces modèles s'écartent de la pratique de modélisation largement adoptée consistant à représenter le VSC comme des sources de tension ou de courant idéalisées. Tout de même, ces modèles d'équipements VSC conservent leur principale caractéristique dynamique basée sur leur commutation lorsqu'ils sont employés dans le STATCOM et les systèmes HTCC Back-to-Back, point à point et multi-terminaux utilisant des VSC ont tous fait l'objet de recherches. Les avancés de modélisation à séquence positive et à fréquence fondamentale, du côté CA, des systèmes de transmission HTCC adaptés pour les simulations de réseaux électriques, en référence à leurs régimes de fonctionnement en régime permanent et dynamique se sont nettement améliorés en particulier pour de nouvelles topologies MMC-VSC à travers un nouveau cadre de référence pour le modèle à séquence positive du réseau électrique alternatif. Les modèles statiques et dynamiques les plus complets disponibles aujourd'hui, pour résoudre des systèmes d'alimentation CA/CC de taille réaliste particulièrement pour des liaisons HTCC-VSC à deux terminaux et des systèmes HTCC-VSC multi-terminaux seront proposés dans la suite de ce qui travaille et représentent les modèles de type Moyenne quadratique (Root Means Square (RMS)). Mais ce modèle ne permet pas encore d'effectuer des simulations à base de progiciel commercialisé des modèles de stabilité transitoire de type RMS qui possèdent une plus grande flexibilité de modélisation que les modèles traditionnels. Car il néglige comme d'autres modèles de la littérature la dynamique clé et les pertes de puissance des équipements VSC et HTCC-VSC, telles que les pertes de commutation, les indices de modulation d'amplitude, ...etc. [340].

### ***Conclusion***

Au terme de ces analyses décrivant les topologies de transmission HTCC pour une application en mer. La topologie MMC-VSC pour la transmission MTCC paraît mieux adaptée comparativement aux autres architectures MSDC installées dans les sous-stations. Elle répond aux besoins qu'impose le réseau lors de l'écoulement de puissance et favorise la fiabilité et la flexibilité du réseau face aux contraintes de fonctionnement par exemple en cas de défauts et lors de la maintenance des équipements en garantissant une continuité de service. Le choix de la topologie MMC-VSC dans un MTCC ainsi que le contrôle de la sous-station à base de contrôleurs classiques est une option faite dans l'élaboration du modèle de réseau étudié malgré les limites dans le choix de la topologie et du contrôle. Nous pouvons justifier à travers tous ces arguments portés sur les choix effectués que la satisfaction de la demande qui constitue la priorité du gestionnaire de réseau de transport et distribution requière la compréhension du processus de transmission de puissances dans un réseau MTCC et les exigences liées au contrôle de l'ensemble du réseau lorsqu'il est en fonctionnement. Les algorithmes de contrôle actuels de VSC à deux niveaux dans la littérature sont des méthodes de contrôle pouvant être étendu au MMC. Mais leur complexité augmente avec l'augmentation du nombre de niveaux de tension. En outre, le MMC a de nouveaux défis de contrôle, dont deux principaux problèmes sont l'équilibrage de la tension des condensateurs SM et l'élimination du courant de circulation. Différentes méthodes de modulation, méthodes d'équilibrage de la tension des condensateurs, méthodes de suppression du courant de circulation et les méthodes de contrôle du

courant côté CA pour MMC offrent des stratégies de contrôle pour ces différentes méthodes. Celle-ci rangés et regroupées à travers l'Algorithme d'équilibrage de tension : Méthode de tri, Méthode basée sur le changement de porteuse, Méthode basée sur le contrôle de la moyenne et de l'équilibrage, Méthode basée sur le contrôle prédictif du modèle ; le Contrôle de suppression du courant de circulation : Méthode basée sur le contrôle de l'énergie totale et de l'équilibrage énergétique, Méthode basée sur la coordonnée  $dq$  à double fréquence de ligne, Méthode basée sur le contrôle de courant prédictif, Méthode basée sur le contrôleur  $PR$  et le contrôleur répétitif ; le contrôle du courant côté CA : Méthode basée sur le contrôleur  $PI$ , Contrôle prédictif du modèle, Contrôle du courant d'hystérésis, Méthodes basées sur le modèle bilinéaire ont été bien expliquées dans [336, 339, 341] et les principaux éléments décrivant le contrôle de MMC dans le choix de topologie de sous-stations comparativement aux MSDC ont été présentés dans ce chapitre.

# CHAPITRE 4 - ANALYSE DE LA TRANSMISSION MTCC-MMC-VSC : CAS DU MODÈLE D'ÉTUDE

---

## *Introduction*

Le gestionnaire du réseau de transmission (GRT) dispose des ressources énergétiques distribuées (DER). Elles constituent toute ressource du système de distribution qui produit de l'électricité et n'est pas inclus dans le système électrique d'alimentation de masse. Elle peut former un micro-réseau multi-terminal haute tension à travers la mise en œuvre de sous-stations ayant une topologie spécifique à l'exemple du système HTCC-MMC-VSC pour former un réseau MTCC avant sa connexion au système électrique de distribution. Dans ce chapitre, l'approche inductive se basera sur le fait de la variation de la tension au bus CC de chaque sous-station. La tension CC est assimilée à celle de la variation de fréquence côté CA. Ainsi, de nombreux facteurs associés aux contrôles des bus CC des sous-stations devrait être observés et analysés afin de contrôler le réseau MTCC-VSC. Ensuite nous ferons une modélisation, simulation et interprétation du réseau MTCC (*Figure 4.1*) et décrirons tous les paramètres essentiels qui seront nécessaires dans le fonctionnement du micro-réseau à base de MMC-VSC. L'optimisation des paramètres dans le modèle caractérisé par des équations mathématiques non linéaires (programmation non linéaire) permettra de présenter les outils de contrôle pour la conception du modèle simulé. La description des outils et leur comparaison seront portées ici afin d'avoir l'algorithme visant le contrôle hiérarchique multi agent recherché dans le réseau de transmission MTCC-MMC-VSC.

### *4.1 Contribution dans le réseau de transmission MTCC en mer*

La complexité des systèmes électriques en raison de leur croissance, leur fonctionnement proche des limites techniques, des contraintes économiques et des nouvelles réglementations nécessite l'inclusion de l'usage des topologies de convertisseurs. Ceux-ci doivent être capable de fournir une meilleure marge de stabilité, une rapidité de réponse face à une défaillance (redondance de la tension des bus continu, défaut d'une sous-station de conversion...etc.) enfin la connectivité des sous-stations à travers une évaluation rapide de la sécurité en ligne dans les systèmes de gestion de l'énergie (EMS). La transmission MTCC offre à cet effet de nombreux avantages par rapport à un schéma de transmission CA, notamment un contrôle total du flux d'énergie, moins de perturbations lors de pannes de réseau, un coût d'investissement global et une perte de puissance faible [342].

Nous proposons une conception systémique du réseau MTCC par une approche intégrée basée sur l'optimisation des paramètres dans une topologie de réseau maillé (*Figure 4.1*) formée de trois grands parcs identiques (nombre de turbines éoliennes (140 Turbines)) et de caractéristiques identiques à base des WECS disposant des génératrices asynchrones à double alimentation (DFIG/MADA). Les distances entre les parcs en mer sont différentes (100km et 150km) et la tension CC collecté est transmise par câble XPLE à une sous-station CC-CA sur terre située à 200 km du micro-réseau de collecte en CC formé de terminaux raccordés en série. Les

nœuds de chaque point de parc éolien en mer sont des nœuds avec charge. Lors de la simulation, nous allons analyser les résultats constatés sur les performances du système au démarrage, les variations de puissance, tension et courant dans les sous-stations en mer et sur terre lorsqu'elles sont raccordées aux centrales éoliennes en mer (WPP) à partir de la technologie HTCC-MMC-VSC. Le réseau MTCC étudié dans cette thèse compte quatre terminaux (Trois (03) terminaux en mer (Offshore) T1, T2, T3 délivrent la puissance active qui est transférée vers un réseau HTCC de câbles XPLE modèle en PI pour un terminal (T4) sur terre). Le contrôle de la tension côté CC et le contrôle de la fréquence côté CA à partir des différents points communs de couplage (PCC) est basé sur des algorithmes d'optimisation intégrée visant à favoriser une connectivité des terminaux. L'intégration des HTCC-MMC aux plates-formes en mer (Offshore) est encore à ses balbutiements, car il n'y a pas encore de normes, directives et recommandations disponibles[344].

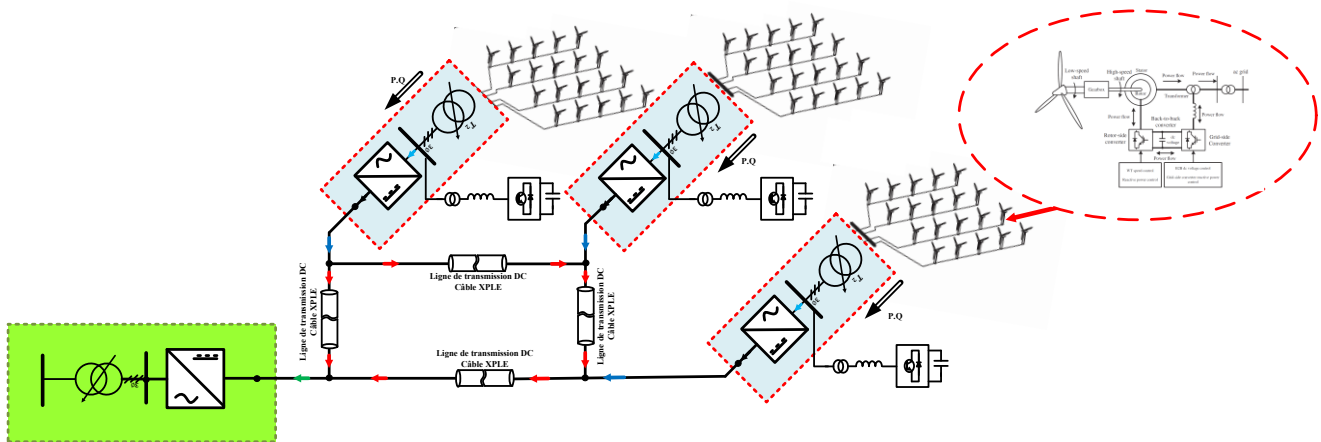


Figure 4.1 : Collecte en CA et transmission en CC dans un réseau maillé

Le besoin de moderniser les réseaux de transmission par l'intégration des systèmes de stockage électrique amène à résoudre les problèmes tels que les creux de tension rencontrés par le GRT conduisant au choix stratégique d'algorithmes d'optimisation, intégrer des ressources d'énergie renouvelable telle que les centrales éoliennes en mer. Différentes configurations HTCC multi-terminaux assurant la conversion et la transmission d'énergie sont possibles. La configuration faite à base de la topologie MMC-VSC dans un réseau HTCC maillé, avec un certain nombre de connexions entre les sous-stations du système CA et CC offrant une redondance côté CC du système est celle préconisée dans le cadre de ce travail (Figure 4.1). En examinant la structure ou la disposition du réseau, nous pouvons identifier deux configurations de base des réseaux HTCC, à savoir les configurations radiales et maillées [34].

Il importe de préciser que les grappes (clusters) de parcs éoliens en mer peuvent être réalisées en CA ou en CC avec des avantages et des inconvénients importants qui les accompagnent. Le principal problème d'équilibrage de la puissance en sortie de chaque cluster en mer est difficile en raison des caractéristiques des éoliennes modernes qui jouent un rôle important. La connexion série des sous-stations de conversion dans un

réseau MTCC est très bénéfique, car cette configuration permet l'augmentation du nombre de clusters en mer dans le réseau interconnecté et les possibilités de disposer une continuité de service compte-tenu de l'intermittence de la nature du type de source de production. La description du principe de conversion et transmission début par la résolution du problème d'inertie du système de conversion d'énergie mécanique en énergie électrique posée habituellement dans les générateurs synchrones à induction classique qui imposent la présence d'une boucle de rétroaction pour la stabilité des fréquences. Mais dans un système HTCC, cette boucle est supprimée à cause de la présence au PCC de la sous-station. Ainsi l'énergie électrique produite sera principalement consommée par la sous-station sans inertie, qui transfère ensuite la puissance générée et exclut la relation fréquence/puissance. Le système de stockage d'énergie fournit par la capacité et l'inductance de tous les composants impliqués nécessite une vitesse de contrôle d'équilibrage de la puissance active beaucoup plus rapide [347].

#### **4.1.1 Description des sous-stations de convertisseur MMC-VSC**

La présence des MMC-VSC à différents points des lignes de transmission permet d'absorber ou alimenter le réseau CA en puissance réactive. Dans ce réseau HTCC maillé (*Figure 4.1*) formé de MMC-VSC, une spécification des contrôles réalisés par chaque sous-station située sur les quatre bus doit être clairement définie : sous-station de référence contrôlant la tension CC, sous-station contrôlant la puissance CC et sous-station alimentant la charge passive. Ainsi nous pouvons dire que nous avons deux principales zones de contrôle dans notre système. En premier le contrôle optimal de la puissance écoulee dans le réseau maillé sur chaque bus ensuite le contrôle des sous-stations. Comparativement aux convertisseurs deux niveaux ayant des IGBT dans les bras de phases des HTCC-VSC, le convertisseur modulaire multiniveau (MMC) utilisé dispose des chaînes de sous-modules placées sur le bras supérieur et inférieur de chaque phase pour former une jambe. Par conséquent, le mode de fonctionnement est fondamentalement différent. Le circuit a également de petites inductances dans chaque bras de phase, ce qui implique également une différence importante par rapport au convertisseur à deux niveaux, où l'inductance des jambes de phase doit être maintenue faible pour permettre des changements de courant rapides pendant les commutations dans les jambes de phase. Dans le MMC, cela n'est pas nécessaire, car les commutations sont internes aux sous-modules et il ne devrait pas y avoir de tels changements rapides des courants de bras de phase. Au lieu de cela, des réactances sont nécessaires dans les bras de phase, car la connexion parallèle directe des sources de tension mises en œuvre par les chaînes de sous-modules doit être évitée. Sans eux, des courants transitoires potentiellement élevés pourraient se produire entre les jambes de phase, mais étant donné que les tensions des chaînes de sous-modules peuvent être contrôlées avec une grande précision, en particulier si le nombre de sous-modules est élevé, ces inductances n'ont généralement pas besoin d'être grandes. De manière succincte, le contrôle des six chaînes de sous-modules (*Figure 3.4*) est tel que la combinaison des tensions qu'elles fournissent entraîne l'imposition des tensions souhaitées sur les côtés CC et CA du convertisseur [344].

Chaque sous-station de conversion MMC-VSC forme un système en boucle fermé afin de maintenir un bilan énergétique garantissant la stabilité des opérations. Ainsi le système MTCC (*Figure 4.2*) comporte des sous-stations de conversion formant un réseau hybride CA-CC-CA. Dans la partie CA du réseau, la fréquence est le paramètre fondamental du système à maintenir constante en raison du devoir de tous les générateurs impliqués, car la vitesse de la fréquence alternative est déterminée par l'énergie emmagasinée dans la masse tournante de ceux-ci. L'amplitude de tension aux différents nœuds du système CA est généralement contrôlée localement dans chaque terminal et est liée à la gestion de la puissance réactive du système. Dans la partie CC du réseau, l'énergie stockée se situe dans la capacité du réseau HTCC.

La tension CC est le paramètre fondamental qui joue le rôle similaire à la fréquence dans un réseau CA. Chaque panne ou imprévu sera reflété par une augmentation ou une diminution de la tension CC. Par rapport à un réseau CA, où la fréquence agit comme un indicateur du déséquilibre du système, le changement de tension en cas de déséquilibre de puissance est beaucoup plus rapide côté CC, car l'énergie n'est pas tamponnée dans la masse rotative comme dans le réseau CA, mais principalement dans le MMC-VSC et la capacité du câble. Selon la topologie du convertisseur dans la sous-station, le changement dans le système en cas de déséquilibre dans le réseau HTCC présentant un handicap comme celui cité ci-dessus peut être résorbé à partir de la topologie de conversion utilisée. Le MMC-VSC installé dans les terminaux dispose d'une constante de temps d'environ 10 à 100 ms, ce qui constitue quelques ordres de grandeur plus rapide que les générateurs CA pour un changement de tension, même lors d'un petit écart d'équilibre de puissance. Pour les réseaux HTCC, la constante de temps augmentera, car la capacité totale ( $C_k$ ) augmente avec les sous-stations de convertisseur, mais sera toujours petite par rapport aux systèmes d'alimentation CA [34]. Les variations rapides de la tension CC peuvent nécessiter l'installation de dispositifs auxiliaires tels que des hacheurs CC ou bien la nécessité d'un contrôle coordonné de nombreuses éoliennes individuelles afin de réduire rapidement la puissance abondante d'où la nécessité d'un contrôle hiérarchisé afin de permettre aux systèmes auxiliaires de jouer proprement leur rôle.

$$C_k = \sum_{i=1}^l C_i \quad (4.1.1)$$

L'action de contrôle peut être effectuée à l'aide d'un Slack bus CC ou d'un contrôle de statisme de tension, où le consensus dans les travaux de recherche semble préférer la tension CC contrôlé par statisme ce qui sera mieux développé dans la suite du travail. Les différentes actions de contrôle dans un réseau MTCC à savoir le contrôle primaire secondaire et tertiaire seront mieux clarifiées et les paramètres mieux précisés. Notez que le réglage de statisme dans différentes stations de conversion peut différer, ce qui entraîne des échanges de puissance différents avec le système de connexion. Le contrôle de Slack bus CC est un cas particulier du contrôle de statisme où un convertisseur prend la déviation complète, tandis que les autres ne participent pas à la régulation de statisme. Les lignes de transmission en  $\pi$  (PI) interconnectant les différents nœuds du réseau sont modélisés

par des circuits équivalents ; lorsque plusieurs lignes sont connectées au même nœud, un seul condensateur équivalent  $C_k$  est utilisé pour le représenter, afin de réduire le nombre de variables du modèle.

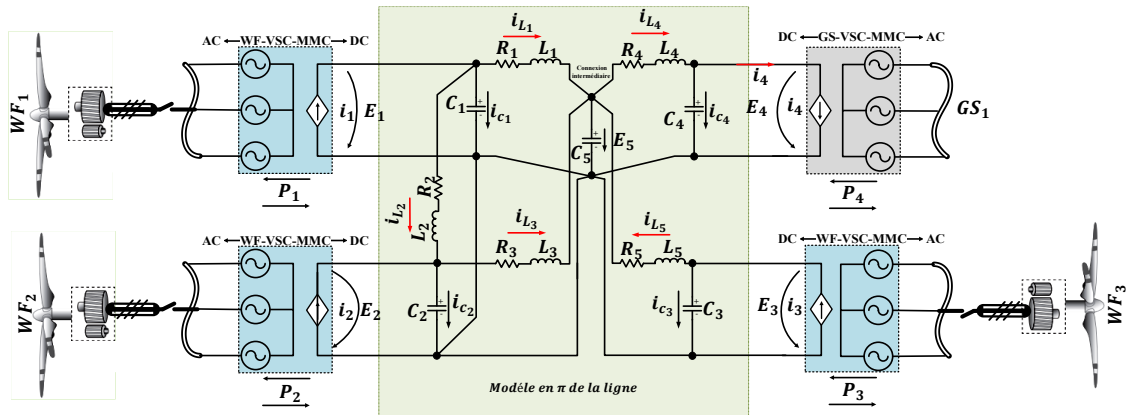


Figure 4.2 : Schéma équivalent de transmission du modèle moyen dans le temps de HTCC-VSC-MT simplifié

$C_1 \dots C_5$  Sont les condensateurs équivalents résultant de l'association en parallèle des différents condensateurs des modèles impliqués dans le réseau ;  $E_1 \dots E_5$  Sont les tensions mesurées aux condensateurs placés en parallèle avec les sources de courant du schéma équivalent, en plus des tensions mesurées aux condensateurs situés dans les points de connexion intermédiaires.  $i_{c_1} \dots i_{c_4}$  Sont les courants circulant dans chacun des condensateurs du schéma équivalent au réseau.  $P_1 \dots P_4$  Représentent la puissance transmise par chacun des convertisseurs connectés au réseau représenté. Ainsi nous avons des variables liées aux convertisseurs du parc éolien (WF), et les variables liées aux convertisseurs côté réseau (GS).  $i_4$  Représente le courant circulant dans la source de courant présentée au schéma équivalent du réseau maillé HTCC. La valeur de cette source est obtenue à partir de la relation entre la puissance circulant dans le convertisseur et la tension présente à ses bornes. L'interaction des systèmes CA/CC dans le réseau maillé (Figure 4.2) nécessite une réponse rapide après les imprévus dans le réseau CC car ce dernier entraîne des répercussions sur la stabilité du système CA. Une étude approfondie des interactions dynamiques entre les WPP du système CA et les sous-stations du système CC est réalisée. Elle conduit à une approche intégrée d'optimisation de l'écoulement de puissance ainsi que de la tension CC par le choix de la méthode de contrôle des convertisseurs dans les sous-stations en vue de mettre en exergue la dynamique des interactions entre les WPP en CA à action lente et les sous-stations côté CC à action rapide dans le système maillé [348].

#### 4.1.2 Mode opérationnel des sous-stations MMC-VSC dans le réseau MTCC

Dans une liaison HTCC Point-à-Point, une station de conversion contrôle la puissance active et l'autre station maintient la tension du circuit intermédiaire. Le réseau MTCC fonctionne ainsi : toutes les sous-stations sauf une pourraient fonctionner en contrôle de point de consigne de puissance active et une sous-station pourrait être responsable du maintien de la tension CC sur l'ensemble du réseau HTCC. La sous-station de contrôle de tension

CC agit comme bus de référence (Slack) au sein du réseau MTCC et s'écarte d'un point de consigne de puissance active par la quantité de perte qui se produit dans le réseau MTCC. En raison d'un faible pourcentage de perte dans un réseau MTCC, cet écart est acceptable dans des conditions de fonctionnement normales. Cependant, en cas de panne d'une sous-station, la discordance de la puissance active est transférée à la sous-station de contrôle de tension CC. Il est essentiel que les sous-stations saines partagent l'inadéquation/l'alimentation de puissance de manière souhaitable dans un réseau MTCC. La sous-station de contrôle de tension CC doit augmenter ou diminuer sa puissance en fonction de la nature de la sous-station défectueuse et de la sous-station de contrôle de la tension CC. En cas d'augmentation ou de diminution, il peut arriver que la sous-station de contrôle de tension CC soit alimentée bien au-delà de sa valeur nominale ou inverser le sens de la puissance qui pourrait avoir un impact sur les systèmes CA environnants.

Le mode opératoire d'un réseau MTCC à base de MMC-VSC doit convenir aux exigences du gestionnaire de réseau de transmission afin de garantir un certain niveau de continuité d'approvisionnement énergétique. Ainsi, des services auxiliaires nécessaires au gestionnaire du réseau sont importants pour fournir par eux-mêmes et à moindre coût l'énergie. Ils sont nécessaires pour prendre en charge le service principal de transmission d'énergie des producteurs aux consommateurs de manière fiable et sécurisée, conformément aux normes de qualité de l'énergie définies. Ils sont une conséquence directe du dégroupage du système énergétique. Les définitions des services auxiliaires sont formulées de manière générale, de sorte que tout ce qui est précieux pour un réseau puisse être échangé en tant que service auxiliaire. Les services auxiliaires généralement définis pour un système CA sont tels que le contrôle de la puissance active ou de la fréquence (*système de contrôle primaire ou de confinement de fréquence, système de contrôle secondaire ou de restauration de fréquence, Contrôle tertiaire ou système de remplacement*) ; contrôle de puissance réactive ou tension ; indemnisation des pertes ; démarrage au noir et restauration. Un certain nombre de services auxiliaires sont cependant requis dans les systèmes de réseaux CC tel que le bilan et les réserves énergétiques, la réserve de capacité de transmission CC et contrôle d'écoulement de puissance, la compensation des pertes CC, la mise sous tension des sous-systèmes CC, le démarrage au noir côté HTCC et restauration [34]. Les services auxiliaires précédemment répertoriés pour les systèmes CA peuvent également être définis en ce qui concerne l'exploitation du réseau HTCC. Bien que certains services soient limités aux systèmes CA ou CC, des services similaires existent pour ces systèmes. *Les services auxiliaires des équipements CC pour les réseaux CA ne sont pas encore formellement définis. Les services auxiliaires des équipements CA pour les réseaux CC nécessitent au moins des services qui gèrent les éléments suivants: Contrôle de la puissance active / tension, Compensation des pertes CC, le démarrage au noir CC et restauration, système de transmission CA, contrôle du débit d'alimentation CA.*



## 4.2 Déséquilibre de puissance dans le réseau HTCC-MT-VSC

Les services auxiliaires à l'exemple de ceux cités ci-dessus sont des services fournis par les utilisateurs du réseau au Gestionnaire du Réseau de Transmission (GRT). Dans le cas du système MTCC formé d'un réseau maillé (micro-réseau) constitué de sous-stations (MMC-VSC) étudiés, les services auxiliaires feront référence à la puissance active, à la puissance réactive et au démarrage noir. Les deux premiers services auxiliaires permettent au GRT d'exploiter un système électrique sûr et fiable, tandis que le dernier permet au GRT de réinitialiser le système après une panne. L'accent est mis sur la puissance active et réactive, car le démarrage noir sera inclus plus en détail dans le code d'urgence qui est spécifique à chaque réseau. Dans la gestion des réseaux de transport, les GRT doivent être en mesure de faire face aux changements inattendus de capacité de production, de flux d'interconnexion ou de demande du réseau. Ceci est accompli en maintenant un niveau prudent de services auxiliaires de puissance active [349]. Les déséquilibres sont fréquents dans les réseaux MTCC et peuvent provenir comme dans les systèmes CA : soit par un défaut de déconnexion d'une station de conversion qui importe ou exporte de l'énergie électrique, soit par une injection d'énergie imprévue par exemple, à partir d'une grande injection d'énergie incontrôlable telle qu'un vent en mer. Lors d'un déséquilibre, l'énergie entrante ou sortant du système n'est pas nulle, celle-ci est accumulée dans le réseau HTCC. Ainsi, les condensateurs du circuit CC dans les configurations maillées sont chargés ou déchargés et la tension CC augmentera ou diminuera.

Lorsqu'un déséquilibre d'énergie se produit (sous-station de conversion est déconnectée), le contrôle de la CC par les différentes sous-stations ajustera immédiatement les injections de puissance, en répartissant le défaut en fonction des réglages de statisme. Le niveau de tension global dans le réseau MTCC est légèrement inférieur ou supérieur à la valeur de référence en raison de cette action de contrôle sur les réglages de statisme. Le réglage de statisme est applicable aussi au contrôle de fréquence côté CA. Après cette action, deux autres actions sont nécessaires. La tension continue doit être rétablie et le changement des partages de puissance avec les différents systèmes voisins doit revenir aux valeurs d'origine. À ce titre, il est nécessaire d'ajuster les points de consigne d'injection de puissance pour répondre aux échanges programmés, en particulier si plusieurs zones synchrones sont connectées au réseau HTCC. Le moyen de résolution des déséquilibres est exécuté par le GRT à travers le contrôle par réglage de statisme. Il est utilisé dans le réseau CC connecté à plusieurs zones géographiques ou WPP en CA. Sa mise en œuvre peut être traitée en considérant l'hypothèse dans laquelle toutes les caractéristiques de statisme dans le système sont égales, l'effet de la chute de tension sur le statisme est négligé, supposons que chaque sous-station fonctionne suffisamment loin des limites. Une panne sur une de sous-station de conversion CC provoque un déséquilibre de puissance active ( $-\Delta P$ ) dans le système CC. En conséquence, les tensions dans le système chuteront dans tout le réseau CC et le statisme entraînera le changement de puissance des sous-stations saines. Chacune contribuera pour  $\Delta P/6$  lorsque les réglages de statisme sont égaux. En ce moment, le système CC est équilibré, mais il y a toujours un déséquilibre dans les systèmes CA. Ce déséquilibre est corrigé, en appelant la contribution d'un autre réseau CA dans le système MTCC et annulant la prise en

charge du réseau qui assure la conversion CA-CC ou CC-CA. Pour finaliser le processus de déséquilibre dans les zones CA et CC, une correction est effectuée par zone de raccordement pour constituer un MTCC, et l'équilibre de puissance active  $\Delta P$  entier dans le réseau est géré par chaque terminal de manière distribuée par les convertisseurs connectés à la même zone du réseau CA où la sous-station en panne est connectée [34].

Chaque déséquilibre de puissance dans le réseau CC est directement déplacé vers les réseaux CA connectés et pas nécessairement de la manière attendue ou souhaitée. L'expansion du réseau CC par une augmentation incontrôlée de sous-station dans la configuration maillée pourrait devenir un problème, lorsque les déséquilibres atteignent le niveau d'influencer la fréquence CA au-delà de la bande morte de contrôle du système primaire des réseaux CA en fonctionnement normal. Afin de gérer les injections de puissance du réseau HTCC dans les différents nœuds, un contrôle hiérarchisé est nécessaire afin d'équilibrer l'ensemble du système[278]. Le contrôle hiérarchisé dans le réseau HTCC multi-terminal (MT) (HTCC-MT) se décrit comme suit : un contrôle primaire ou contrôle de tension vise à réguler la tension CC dans certaines limites. Le contrôleur de tension est implémenté dans chaque sous-station de puissance MMC-VSC (*Figure 2.10*) ; un contrôle secondaire, ou un contrôle de puissance sont mis en œuvre pour corriger les échanges afin que les conditions de pré défaut soient rétablies. La mise en œuvre pratique est un changement des points de consigne dans les contrôleurs VSC concernés. Le nouveau point de consigne est fourni par un calculateur de référence à l'échelle du système ; enfin un mécanisme de contrôle tertiaire calcule la référence de puissance en fonction d'un système de puissance de fonctionnement plus optimal : démarrage, pertes, sécurité ...etc. Le contrôle tertiaire peut être basé sur des algorithmes OPF (Optimal Power Flow) en considérant les réseaux CA et CC. La boucle de contrôle de courant interne des convertisseurs de puissance a la même fonction que le régulateur et l'excitation d'un générateur synchrone. En bref, le fonctionnement du convertisseur est basé sur la commande des six chaînes de sous-modules de telle manière que la combinaison des tensions qu'elles fournissent entraîne l'imposition des tensions souhaitées sur les côtés CC et CA de la sous-station [310]. Afin de mieux représenter le modèle dynamique de sous-station MMC-VSC il importe de préciser que les transformateurs de changement de prise de charge (Load Tap Changing (LTC)) et de déphasage sont utilisés pour réguler respectivement l'amplitude de la tension aux nœuds et l'écoulement de puissance active. Ils donnent également lieu à des solutions d'écoulement de puissance contrainte.

#### ***4.2.1 Connexion de sous-stations du système MTCC-VSC au réseau CA***

L'échange d'énergie côté CA entre la centrale éolienne en mer (WPP) et la sous-station formée de MMC-VSC au point de couplage commun (PCC) forme deux systèmes CA connectés. Ainsi il est nécessaire d'établir les limites théoriques sur cette ligne CA de transmission entre ces deux points de connexion. La puissance injectée sur cette ligne à un bus  $l$  se distingue par l'écoulement de puissance active et réactive. La loi de Kirchhoff's (4.1) balancée au bus  $l$  considéré comme la matrice admittance au nœud ( $n$ ) raccordé au réseau. La tension et l'admittance complexe à un nœud en coordonnées rectangulaire et polaire est exprimée par (4.2).

$$\bar{I}_l = \sum_{m=1}^n \bar{I}_{lm} = \sum_{m=1}^n \bar{Y}_{lm} \bar{V}_m \quad (4.1)$$

$$\begin{cases} \bar{V} = e + jf \text{ et } \bar{V} = V e^{j\theta} \\ \bar{Y} = G + jB \text{ et } \bar{Y} = Y e^{j\gamma} \end{cases} \quad (4.2)$$

La régulation dans CA (Figure 4.3) est réalisée par un LTC (4.3, 4.4) ou par transformateur à décalage de phase,

$$\bar{V}_v = T\bar{V}_m; T\bar{I}_p = -\bar{I}_m; \bar{V}_v = \bar{V}_p - \bar{Z}_{sc}\bar{I}_p \quad (4.3)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_m \\ \bar{I}_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{sc} & -T\bar{Y}_{sc} \\ -T\bar{Y}_{sc} & T^2\bar{Y}_{sc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_m \\ \bar{V}_p \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

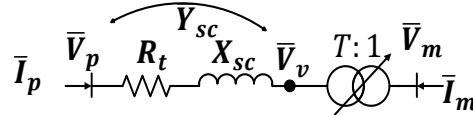


Figure 4.3 : Représentation du LTC avec éléments du transformateur ramené au primaire

La sous-station connectée au réseau CA est faite par l'intermédiaire d'une réactance série ( $\bar{Y}_1 = R_1 + jX_1$ ) jouant le rôle d'interface magnétique entre  $\bar{V}_{reac}$  et la sous-station (MMC-VSC). La propriété complexe de conservation de puissance du transformateur idéal dans le VSC (Figure 4.4b) permet de noter qu'il n'y a pas de puissance réactive qui le traverse, puisque toutes les exigences de puissance réactive du modèle VSC sont satisfaites par la branche de shunt  $B_{eq}$  Connectée au nœud 1. Les relations (4.5) de puissance et courant (4.6) entre les nœuds 1 et 0, qui représentent le modèle VSC complet, sont les suivantes[133]:

$$E_{DC}I_{DC} = \bar{V}_1(\bar{I}_1 - \bar{I}_1^*) = \bar{V}_1\bar{I}_1^* + jB_{eq}V_1^2 \Rightarrow \bar{V}_1 = m'_a e^{j\varphi} E_{DC} = k_1 m_a \angle \varphi E_{DC} \quad (4.5)$$

$$\bar{I}_1 = \bar{Y}_1(\bar{V}'_{vR} - \bar{V}_1) = \bar{Y}_1\bar{V}'_{vR} - k_1 m_a \angle \varphi E_{DC} \bar{Y}_1 = \bar{I}'_{vR} = \bar{I}_k \quad (4.6)$$

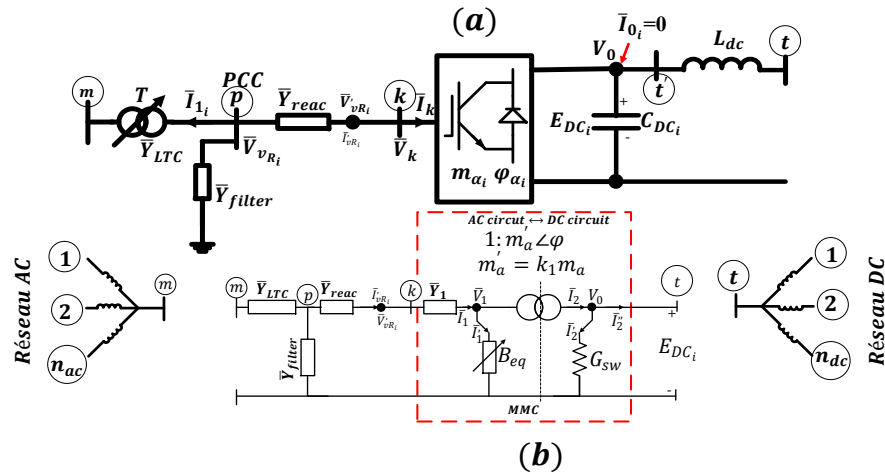


Figure 4.4 : Terminal en mer (offshore) CA-CC avec LTC

Les rapports de tension et de courant (4.7) qui caractérisent un transformateur à changement de prise (LTC) et le courant à travers l'admittance connectée entre le nœud  $vR$  et 1 Figure 4.4b permet d'avoir (4.6). Le modèle de perte de commutation correspond à une résistance constante ( $G_0$  : Conductance). Il importe que la tension et le courant assignés soient corrigés par le rapport quadratique (4.9) du courant réel au courant de borne pour donner la conductance  $G_{sw}$  Qui serait un terme résistif présentant un degré de comportement en puissance [133, 350].

Ainsi, des contraintes du circuit électrique doivent être intégrées dans l'expression représentant le circuit équivalent du MMC-VSC de la *Figure 4.4b* en régime permanent avec l'effet de la tension de bus CC ( $E_{DC}$ ) (4.8).

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = E_{DC} k_1 m_a \angle \varphi ; I_{DC} = k_1 m_a \angle -\varphi (\bar{I}_1 - \bar{I}'_1) ; I_{DC} = I_2 \\ \bar{I}_1 = \bar{Y}_1 (\bar{V}'_{vR} - \bar{V}_1) = \bar{Y}_1 \bar{V}'_{vR} - (k_1 m_a \angle -\varphi) \bar{Y}_1 E_{DC} = \bar{I}'_{vR} \\ \bar{I}_0 = -I_2 + I'_2 = -(k_1 m_a \angle -\varphi) (\bar{I}_1 - \bar{I}'_1) + G_{sw} E_{DC} \\ \bar{I}_0 = -(k_1 m_a \angle -\varphi) \bar{V}'_{vR} + \bar{V}_1 (k_1 m_a \angle -\varphi) (\bar{Y}_1 + jB_{eq}) + G_{sw} E_{DC} = -(k_1 m_a \angle -\varphi) \bar{V}'_{vR} + E_{DC} (k_1^2 m_a^2) (\bar{Y}_1 + jB_{eq}) + G_{sw} E_{DC} \end{cases} \quad (4.7)$$

$$\begin{pmatrix} \bar{I}'_{vR} \\ \bar{I}_0 = 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{Y}_1 & -k_1 m_a \angle \varphi \bar{Y}_1 \\ -k_1 m_a \angle -\varphi \bar{Y}_1 & G_{sw} + k_1^2 m_a^2 (\bar{Y}_1 + jB_{eq}) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{V}'_{vR} \\ E_{DC} \end{pmatrix} \quad (4.8)$$

$$G_{sw} = G_0 \left( \frac{I_1^{act}}{I_1^{nom}} \right)^2 \quad (4.9)$$

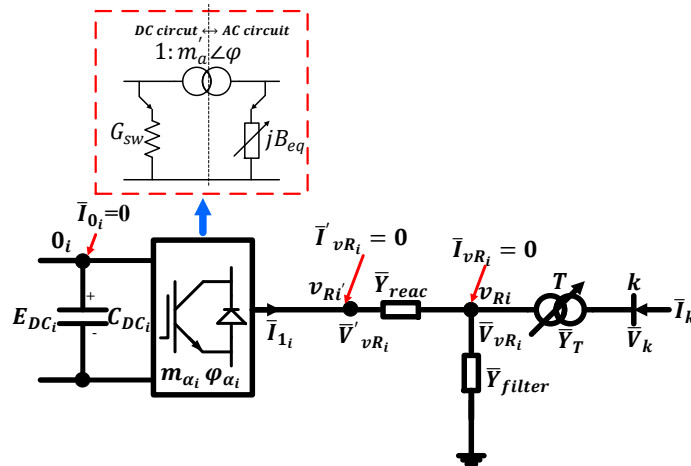


Figure 4.5 : Terminal MMC-VSC avec LTC

On suppose que le système CA ayant le modèle équivalent de Thévenin au PCC (*Figure 4.5*) est symétrique et équilibré et considérons que la fréquence CA de la centrale éolienne en mer (WPP) est constante et négligeons la dynamique de toutes les variables triphasées CA qui deviennent des vecteurs à deux composants (la séquence zéro pouvant être négligées). Toutes les impédances deviennent des nombres complexes statiques.

$$I_{gd} + jI_{gq} = \frac{V_e \angle \varphi_{V_e} - V_g \angle \varphi_{V_g}}{Z_e \angle \varphi_z} = \frac{V_e - V_{gd} - jV_{gq}}{R_e + jX_e} =; \begin{cases} \bar{V}_{e_{dq}} = V_e \angle \varphi_{V_e} = V_{e_d} + jV_{e_q} \\ \bar{V}_{g_{dq}} = V_e \angle \varphi_{V_g} = V_e \cos \varphi_{V_g} + jV_e \sin \varphi_{V_g} \end{cases} \quad (4.10)$$

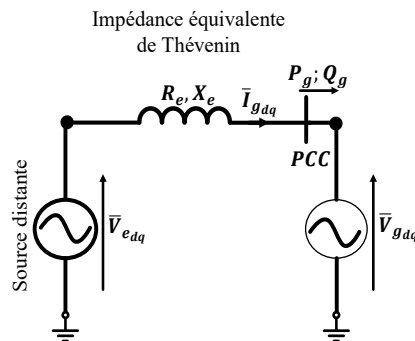


Figure 4.6 : Échange de puissance entre une source éloignée et le terminal MMC-VSC

La transmission entre deux points CA (*Figure 4.6*) suppose que le cadre de coordonnées ( $dq$ ) est lié à la tension de la source distante  $V_e$  en plus les amplitudes entre les deux tensions sont égales et constantes ( $V_e = V_g = Cste$ ). À partir de (4.10), l'échange de puissance démontre des changements au niveau d'angle ( $\varphi_{V_g}$ ) au point  $V_g$  du système et permet une transmission maximale du courant ( $\bar{I}_{g_{dq}}$ ) liée à l'angle au PCC pour  $\varphi_{V_g} = 90$ ,  $R_e = 0$ .

#### 4.2.2 Sous-stations au point commun de couplage d'un réseau CA faible ou fort

Les caractéristiques des systèmes CA (WPP) exercent une influence significative sur le fonctionnement des systèmes HTCC. Généralement, les systèmes CA qui causent des problèmes de fonctionnement sont étiquetés comme très faibles ( $SCR \leq 1.8$ ), mais cette notation a deux aspects différents :

- Les systèmes à haute impédance, qui sont associés à la stabilité de la tension et aux limitations de transfert de puissance ;
- Les systèmes à faible inertie, qui sont liés à des problèmes de déviation de fréquence

Dans un système très faible, des préoccupations importantes sont portées sur les variations de tension ( $V_g$ ) au PCC et les limitations du transfert de puissance. La tension ( $V_g$ ) au PCC varie considérablement à moins qu'un contrôle de tension ne soit utilisé. L'importation de puissance active maximale est limitée, et ceci pour une plage de puissance réactive très étroite. Si le courant réactif est nul ( $I_{gq} = 0$ ), la puissance maximale d'importation devient inférieure et la valeur maximale de la tension alternative ( $V_g$ ) chute considérablement, ce qui est inacceptable pour le terminal. Ainsi on pourra dire qu'il n'est pas normal de faire fonctionner le terminal VSC avec  $SCR = 1,8$  et  $I_{gq} = 0$ . Les systèmes à haute impédance sont principalement responsables des problèmes de stabilité HTCC et ils sont fréquemment associés à la notion de systèmes faibles. L'expérience opérationnelle HTCC a montré que, en particulier, la puissance CA relative par rapport à la puissance HTCC est un indicateur important des problèmes de fonctionnement HTCC[230]. Cet indicateur unitaire est le rapport ( $X_{scr}$ ) de court-circuit théorique minimal (SCR), selon la définition (4.11).

$$X_{scr} = \left( \tan \varphi_{V_g} \right)_{\max P_g} = \frac{X_e}{R_e} ; X_{scr} = \left( \tan \varphi_{V_g} \right)_{\max Q_g} = \frac{R_e}{X_e} \quad (4.11)$$

Comme la puissance de la sous-station doit être respectée à tout moment, les limites de fonctionnement PQ (*Figure 4.7*) au PCC sont intéressantes. La tension en entrée de sous-station est  $V_c$  (4.12).

$$\begin{cases} \bar{V}_{c_{dq}} = V_c \angle \varphi_{V_c} = V_{c_d} + jV_{c_q} \\ \bar{V}_{e_{dq}} = V_e \angle \varphi_{V_e} = V_{e_d} + jV_{e_q} \\ \bar{V}_{g_{dq}} = V_g \angle \varphi_{V_g} \Rightarrow \bar{V}_{g_{dq}} = V_{g_d} = V_g ; V_{g_q} = 0 \end{cases} \quad (4.12)$$

La PLL est utilisée pour synchroniser le contrôleur avec la tension au PCC du réseau. Il est pratique de supposer que  $V_g$  est situé sur l'axe  $d$  ( $\varphi_{V_g} = 0$ ). La tension  $V_c$  contrôlable et la composition de phase est (4.13, 4.14).

$$V_{c_d} = M_d \frac{E_{DC}}{2\sqrt{2}} ; V_{c_q} = M_q \frac{E_{DC}}{2\sqrt{2}} ; M = \sqrt{M_d^2 + M_q^2} \leq 1 \quad (4.13)$$

$$\begin{cases} \bar{I}_g = I_{gd} + jI_{gq} = \frac{V_g - V_{cd} - jV_{cq}}{jX_s} ; V_c^2 = V_{cd}^2 + V_{cq}^2 \\ I_{gd} = \frac{-V_{cq}}{X_s} ; I_{gq} = \frac{V_{cd} - V_g}{X_s} \text{ avec } \bar{S}_g = 3\bar{V}_g\bar{I}_g^* \end{cases} \quad (4.14)$$

Le transfert de puissance (4.12) à travers la ligne inductive ( $X_s$ ) donne la relation de contrôle de la puissance active et réactive au PCC à base de la modulation d'amplitude et la phase de la tension du convertisseur. Outre les propriétés de conception (4.15), la tension  $V_g$  côté réseau exerçant une influence sur la plage de régulation de puissance permet de considérer dans un état de fonctionnement normal, la tension ( $V_g$ ) pouvant varier entre 0,9 p.u. et 1,1 p.u. La tension maximale ( $V_c$ ) aux bornes du MMC-VSC détermine le coût de la sous-station de manière significative, car elle dépend du nombre de composants placés en série. Cette tension du convertisseur peut être supérieure (ou inférieure ( $V_{nlow}$ )) à la tension alternative ( $V_g$ ), selon que le convertisseur délivre (ou absorbe) de la puissance réactive. Dans le cas où la tension alternative est supérieure ( $V_{nhigh}$ ) à la tension nominale ( $V_{nom}$ ) (mais dans les limites), la tension du convertisseur doit également dépasser la tension alternative lors de la fourniture de puissance réactive.

$$\begin{cases} P_g = -3 \frac{V_g V_{cq}}{X_s} = -3V_g \frac{ME_{DC}}{X_s 2\sqrt{2}} \sin(\varphi_{vc}) \\ Q_g = 3V_g \frac{V_g - V_{cd}}{X_s} = 3 \frac{V_g^2}{X_s} - 3 \frac{V_g V_{cd}}{X_s} = 3 \frac{V_g^2 - V_g \frac{ME_{DC}}{2\sqrt{2}} \cos(\varphi_{vc})}{X_s} \\ S_g^2 = P_g^2 + Q_g^2 = \frac{V_c^2}{X_s^2} (V_c^2 + V_g^2 - 2V_g V_c) \end{cases} \quad (4.15)$$

La tension de sous-stations doit être limitée à travers un cercle complet (Figure 4.7). Le contrôle de la puissance réactive permet de gérer la tension en régime permanent au voisinage des terminaux ( $V_g$ ). La Figure 4.7 forme des diagrammes PQ séparés sous différentes tensions CA pour une sous-station HTCC-VSC (4.15).

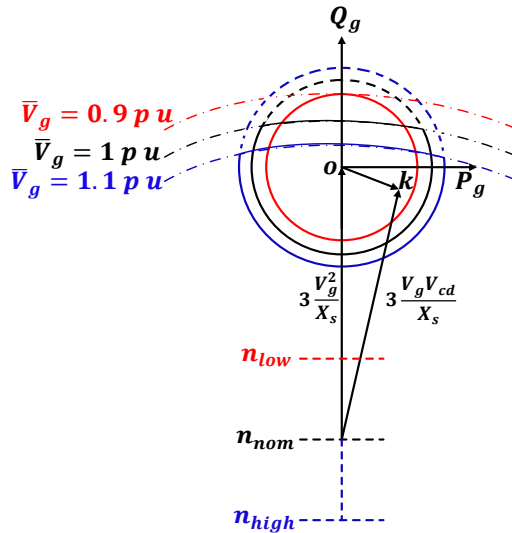


Figure 4.7 : Diagramme PQ pour un convertisseur HTCC-VSC

L'expression quadratique (4.16) de la tension distante ( $V_e$ ) et la tension ( $V_c$ ) sont obtenues à partir de (4.14).

$$\begin{cases} V_e^2 = (R_e I_{g_d} - X_e I_{g_q} + V_g)^2 + (R_e I_{g_d} + X_e I_{g_q})^2 \Rightarrow V_e^2 a_1 + V_e b_1 + c_1 \\ V_c^2 = V_{cd}^2 a_2 + V_{cd} b_2 + c_2 \end{cases} \quad (4.16)$$

La fonction décrivant la variation  $V_c$  dans (4.16) peut être obtenu en procédant de la même manière que celle permettant de définir la tension distante  $V_e$ , on considérera  $V_{g_d} = V_g = Cste$ , pour  $V_c$  la tension CA d'entrée du MMC-VSC utilisée pour contrôler la tension PCC.[34, 230]

Le Modèle de terminal à base de MMC-VSC connecté à une ferme éolienne en mer illustré à la *Figure 4.5* constitue un système à courant alternatif connecté à un équipement auxiliaire (LTC) représenté par l'impédance ( $\bar{Y}_{LTC}$ ) et la tension  $e_g^j$  du théorème de Thévenin pour donner le modèle moyen équivalent d'une phase de MMC-VSC (*Figure 3.4*). Ainsi le LTC est compris entre le nœud  $k$  et  $vRi$ , puis le MMC-VSC est compris entre le nœud  $vRi'$  et  $0i$ . Le côté CC du convertisseur est représenté par une source de tension CC. Compte tenu de la limitation de courant du transformateur, un condensateur ( $\bar{Y}_{filtre} = b_{sh}$ ) est shunté au PCC pour fournir une compensation de puissance réactive.  $L_s$  : l'inductance de fuite du transformateur et  $R_s$  est la résistance entre le PCC et le convertisseur.

$$\begin{pmatrix} \bar{I}_{vR} \\ \bar{I}'_{vR} \\ \bar{I}_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{Y}_{reac} + \bar{Y}_{filtre} & -\bar{Y}_{reac} & 0 \\ -\bar{Y}_{reac} & \bar{Y}_{reac} + \bar{Y}_1 & -k_1 m_a \angle \varphi \bar{Y}_1 \\ 0 & -k_1 m_a \angle -\varphi \bar{Y}_1 & G_{sw} + k_1^2 m_a^2 (\bar{Y}_1 + jB_{eq}) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{V}_{vR} \\ \bar{V}'_{vR} \\ E_{DC} \end{pmatrix} \quad (4.17)$$

La réactance de ligne de lissage et le filtre shunt sont ajoutés au système modélisé (*Figure 4.5*) ci-dessus en exploitant l'équation (4.8). En raison de la philosophie modulaire de l'approche de modélisation, cela peut être fait de la manière en étendant simplement la matrice d'admittance nodale pour inclure un autre nœud  $vRi'$  dans le modèle allant jusqu'au nœud  $vRi$  (4.17). Mais en excluant le nœud  $vRi'$  dans la matrice admittance, une simplification du modèle mathématique est décrite par (4.18).

$$\begin{pmatrix} \bar{I}'_{vR} \\ \bar{I}_0 = 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{Y}_1 & -k_1 m_a \angle \varphi \bar{Y}_1 \\ -k_1 m_a \angle -\varphi \bar{Y}_1 & G_{sw} + k_1^2 m_a^2 (\bar{Y}_1 + jB_{eq}) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{V}'_{vR} \\ E_{DC} \end{pmatrix} \quad (4.18)$$

Le modèle complexe de la puissance apparente aux nœuds en considérant la matrice admittance (4.18) sera défini par les puissances actives et réactives au point  $vRi$  et  $0i$ .

$$\begin{pmatrix} \bar{S}_{vR} = P_{vR} + jQ_{vR} \\ \bar{S}_0 = P_0 + jQ_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{V}_{vR} & 0 \\ 0 & E_{DC} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{I}_{vR}^* \\ \bar{I}_0^* \end{pmatrix} \quad (4.19)$$

$$\begin{pmatrix} \bar{S}_{vR} \\ \bar{S}_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} e_{vR} + jf_{vR} & 0 \\ 0 & E_{DC} \end{pmatrix} * \left\{ \begin{pmatrix} e_{vR} + jf_{vR} & 0 \\ 0 & E_{DC} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} (G_{vRvR} - jB_{vRvR}) & -(\cos \varphi - j \sin \varphi)(G_{vR0} - jB_{vR0}) \\ -(\cos \varphi + j \sin \varphi)(G_{vR0} - jB_{vR0}) & (G_{sw} - jk_1^2 m_a^2 B_{eq}) + (G_{00} - jB_{00}) \end{pmatrix} \right\} \quad (4.20)$$

Les équations (4.19) et (4.20) de puissance ( $P_{vR} + jQ_{vR}$ ) au nœud  $vRi$  et ( $P_0 + jQ_0$ ) au nœud  $0i$  sont non linéaire et leur solution, pour un ensemble prédéfini de générations et de configuration de charge, peut être effectuée en utilisant la méthode de Newton-Raphson. Cela implique une linéarisation répétée de l'équation de puissance nodale [133]. Il existe deux types de connexions CA au sous-stations VSC, à savoir les connexions actives au réseau CA et les connexions passives au réseau CA. Dans une connexion au réseau active, la sous-station doit se synchroniser sur une fréquence du système et ne peut influencer la fréquence que partiellement. *Une connexion active au réseau CA* (également appelée convertisseurs frontaux actifs) implique un réseau CA qui est actif (sous

tension) avant même que la sous-station y soit connectée. Cela signifie que le réseau CA a des sources actives telles que des générateurs synchrones et/ou d'autres composants qui injectent de l'énergie dans le réseau CA. *En revanche, dans le cas d'une connexion passive au réseau CA*, la sous-station définit la fréquence. Cela signifie que le réseau alternatif repose principalement sur le VSC pour le contrôle de la tension alternative.

Le réseau maillé nécessite la spécification des contrôles effectués par chaque sous-station : sous-station de référence contrôlant la tension continue ( $VSC_{Stack}$ ), sous-station contrôlant la puissance CC ( $VSC_{Psch}$ ), et sous-station fournissant la charge passive ( $VSC_{Pass}$ ). Les écoulements de puissance dans le MMC-VSC, donnés par (4.24) compte les pertes de puissance de commutation de sous-station ( $P_{sw} = E_{DC}^2 G_{sw}$ ) et son alimentation ou absorption de puissance réactive,  $Q_{eq} = (k_1 m_a E_{DC})^2 B_{eq}$ , où  $B_{eq}$  est une susceptance de shunt variable; la conductance  $G_{sw}$  permet le calcul des pertes de puissance de commutation dans MMC-VSC où  $G_0$  est une conductance constante qui produit une perte de puissance constante pour une fréquence de commutation donnée;  $\bar{Y}_1$  peut tenir compte à la fois des pertes de conduction, des pertes magnétiques d'interface et de l'impédance de la réactance de phase  $\bar{Y}_{reac}$  et  $T$  représente le rendement du transformateur à changement de prise ;  $\varphi$  correspond à l'angle de déphasage du convertisseur MMC-VSC;  $E_{DC}$  est la tension continue du MMC-VSC [133].

L'écoulement de puissance lors de la transmission vers la sous-station matrice aux points  $k$ ,  $vRi$  et  $0i$ .

$$\begin{bmatrix} \bar{S}_k \\ \bar{S}_{vR} \\ \bar{S}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{V}_k & 0 & 0 \\ 0 & \bar{V}_{vR} & 0 \\ 0 & 0 & E_{DC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_k^* \\ \bar{I}_{vR}^* \\ \bar{I}_0^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{sc}^* V_k^2 - T \bar{Y}_{sc}^* \bar{V}_k \bar{V}_{vR}^* \\ -T \bar{Y}_{sc}^* \bar{V}_{vR} \bar{V}_k^* + (T^2 \bar{Y}_{sc}^* + \bar{Y}_{vRivRi}^*) V_{vRi}^2 - (\cos \varphi - j \sin \varphi) \bar{Y}_{vRi0}^* \bar{V}_{vRi} E_{DC} \\ -(\cos \varphi - j \sin \varphi) \bar{Y}_{vRi0}^* \bar{V}_{vRi} E_{DC} + [(G_{sw} - j k_1^2 m_a^2 B_{eq}) + \bar{Y}_{00}]^* E_{DC}^2 \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

L'expression aux différents nœuds de puissances actives et réactives est la suivante. Ce modèle mathématique représentant différents terminaux permet une simulation beaucoup plus rapide.

$$\begin{cases} P_k = (e_k^2 + f_k^2) G_{sc} - T(e_{vRi} G_{sc} - f_{vRi} B_{sc}) e_k - T(f_{vRi} G_{sc} + e_{vRi} B_{sc}) f_k \\ Q_k = -(e_k^2 + f_k^2) B_{sc} - T(e_{vRi} G_{sc} - f_{vRi} B_{sc}) f_k - T(f_{vRi} G_{sc} + e_{vRi} B_{sc}) e_k \end{cases} \quad (4.22)$$

$$\begin{cases} P_{vRi} = (T^2 G_{sc} + G_{vRivRi})(e_{vRi}^2 + f_{vRi}^2) - T(G_{sc} e_k - B_{sc} f_k) e_{vRi} - T(G_{sc} f_k + B_{sc} e_k) f_{vRi} \\ \quad - (G_{vRi0} \cos \varphi - B_{vRi0} \sin \varphi) e_{vRi} E_{DC} - (B_{vRi0} \cos \varphi + G_{vRi0} \sin \varphi) f_{vRi} E_{DC} \\ Q_{vRi} = -(T^2 B_{sc} + B_{vRivRi})(e_{vRi}^2 + f_{vRi}^2) - T(G_{sc} e_k - B_{sc} f_k) f_{vRi} + T(G_{sc} f_k + B_{sc} e_k) e_{vRi} \\ \quad - (G_{vRi0} \cos \varphi - B_{vRi0} \sin \varphi) f_{vRi} E_{DC} + (B_{vRi0} \cos \varphi + G_{vRi0} \sin \varphi) e_{vRi} E_{DC} \end{cases} \quad (4.23)$$

$$\begin{cases} P_0 = (G_{sw} + G_{00}) E_{DC}^2 - (G_{vRi0} \cos \varphi + B_{vRi0} \sin \varphi) e_{vRi} E_{DC} - (B_{vRi0} \cos \varphi + G_{vRi0} \sin \varphi) f_{vRi} E_{DC} \\ Q_0 = -(k_1^2 m_a^2 B_{eq} + B_{00}) E_{DC}^2 - (G_{vRi0} \cos \varphi - B_{vRi0} \sin \varphi) f_{vRi} E_{DC} + (B_{vRi0} \cos \varphi + G_{vRi0} \sin \varphi) e_{vRi} E_{DC} \end{cases} \quad (4.24)$$

### 4.2.3 Modèle complet de MMC-VSC sous forme de matrice DQ

Le modèle moyen de sous-station MMC-VSC modélisé dans un cadre ( $ABC$ ) en utilisant des principes similaires à ceux d'un VSC deux niveaux, sera développé par un modèle de phase pour l'étude de l'écoulement de puissance en son sein à travers une analyse précise du modèle dans les cadres  $ABC$  et  $DQ$ . La modélisation MMC sous la forme de valeur moyenne dans un cadre  $ABC$  est représentée par un schéma équivalent (*Figure 3.4*). On suppose que la tension alternative sur chaque bras (3.42) est d'une forme d'onde sinusoïdale. Les tensions



de bras instantanées réelles en CA (4.25), dépendent du nombre de cellules insérées. On suppose en pratique que le nombre de niveaux du MMC est grand, la fréquence de commutation est suffisamment élevée avec tous les modules ayant une tension égale, les harmoniques plus élevées causées par la commutation des cellules et les variations de tension des cellules sont négligées.

$$\begin{cases} v_u^j = m_u v_{cu_j}^{Max} \\ v_l^j = m_l v_{cl_j}^{Max} \end{cases} \quad (4.25)$$

La tension de source du MMC (3.34) équivalente pour une jambe ( $v_{ce}$ ) est une tension imaginaire qui remplace deux sources de tension alternative par branche et permet une connexion simple du modèle de sous-station MMC avec le modèle de réseau CA, comme (3.39) et (3.41) avec  $\bar{I}_{sdq} = \bar{I}_{gdq}$ . Ainsi nous pouvons exprimer la tension d'entrée ( $v_c = v_s$ ) du MMC-VSC par (4.26).

$$v_c = i_g \frac{1}{2} R_a + \frac{di_g}{dt} \frac{1}{2} L_a + v_{ce} \quad (4.26)$$

Le modèle matriciel du MMC-VSC raccordée au réseau CA tiendra compte de la séquence homopolaire (séquence zéro) (3.43) et du cadre de référence  $dq$ . Le modèle en demi-pont du MMC dynamique avec cadre de référence DQ et modèle de phase décrit ci-dessus est prise en compte dans les équations de la matrice. Parmi les équations de la matrice, le courant différentiel ( $i_{c0}$ ) à la séquence, zéro qui est le courant continu équivalent dans une phase, qui additionnera les deux autres phases pour construire le courant continu est prise en considération (3.28). En utilisant la définition des termes homopolaires, les deux équations de tension alternative homopolaires, des équations (3.38) sont dérivées comme suit:

$$\begin{aligned} 0 &= (m_u i_c)_0 + \left(m_u \frac{i_g}{2}\right)_0 \Rightarrow \begin{cases} (m_u i_c)_0 = -\left(m_u \frac{i_g}{2}\right)_0 = \frac{1}{2} \left(-\frac{1}{4} M_d I_{g_d} + \frac{1}{4} M_q I_{g_q}\right) \\ (m_l i_c)_0 = \left(m_l \frac{i_g}{2}\right)_0 = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{4} M_d I_{g_d} + \frac{1}{4} M_q I_{g_q}\right) \end{cases} \\ i_c &= i_c^a + i_c^b + i_c^c = \frac{I_{DC}}{3} \Rightarrow (I_{dc})_0 = (i_c^a + i_c^b + i_c^c)_0 = 3I_{c0} \Leftrightarrow i_g = \frac{1}{4} M_d I_{g_d} + \frac{1}{4} M_q I_{g_q} \\ & \quad (I_{dc})_0 = 3I_{c0} \end{aligned} \quad (4.27)$$

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} C_{arm} \frac{dV_u^{max}}{dt} \\ C_{arm} \frac{dV_l^{max}}{dt} \end{pmatrix}_{dq} &= \begin{pmatrix} m_u i_c \\ m_l i_c \end{pmatrix}_{dq} + \begin{pmatrix} m_u \frac{i_g}{2} \\ m_l \frac{i_g}{2} \end{pmatrix}_{dq} \\ &= \begin{pmatrix} m_u i_c \\ m_l i_c \end{pmatrix}_{dq} - \begin{pmatrix} m_u \frac{i_g}{2} \\ m_l \frac{i_g}{2} \end{pmatrix}_{dq} \end{aligned} \begin{cases} V_{u_q}^{max} = \frac{1}{C_{arm}\omega} \left(-\frac{M_d}{2} I_{c_0} - \frac{M_d}{4} I_{cd_2} - \frac{M_q}{4} I_{cq_2} + \frac{I_{g_d}}{4}\right) \\ V_{u_d}^{max} = \frac{1}{C_{arm}\omega} \left(\frac{M_q}{2} I_{c_0} - \frac{M_q}{4} I_{cd_2} + \frac{M_d}{4} I_{cq_2} - \frac{I_{g_q}}{4}\right) \\ V_{l_q}^{max} = \frac{1}{C_{arm}\omega} \left(\frac{M_d}{2} I_{c_0} + \frac{M_d}{4} I_{cd_2} + \frac{M_q}{4} I_{cq_2} - \frac{I_{g_d}}{4}\right) \\ V_{l_d}^{max} = \frac{1}{C_{arm}\omega} \left(-\frac{M_q}{2} I_{c_0} + \frac{M_q}{4} I_{cd_2} - \frac{M_d}{4} I_{cq_2} + \frac{I_{g_q}}{4}\right) \\ I_{c_0} = \frac{1}{4} M_d I_{s_d} + \frac{1}{4} M_q I_{s_q} \end{cases} \quad (4.28) \\ \begin{cases} V_{u_0}^{max} = 2R_a I_{cd_0} + E_{dc} - \frac{1}{\omega C_{arm}} \left(\frac{M_d I_{g_q}}{8} - \frac{M_q I_{g_d}}{8} + \frac{M_d M_q}{4} I_{cd_2} + \frac{(-M_d^2 + M_q^2)}{8} I_{cq_2}\right) \\ V_{l_0}^{max} = 2R_a I_{c_0} + E_{dc} - \frac{1}{\omega C_{arm}} \left(\frac{M_d I_{g_q}}{8} - \frac{M_q I_{g_d}}{8} + \frac{M_d M_q}{4} I_{cd_2} + \frac{(-M_d^2 + M_q^2)}{8} I_{cq_2}\right) \end{cases} \end{aligned}$$

Les équations développées dans le cadre  $dq$  de MMC à la fréquence fondamentale exprimant le courant négatif et positif du bras sont représenté en fonction des équations principale de la tension maximale du bras et peuvent être représentés dans un cadre  $dq$  (4.28). Les équations développées dans le cadre  $dq$  de MMC à la fréquence fondamentale exprimée en fonction de la tension négative et positive du bras sont (4.29). Les équations développées dans le cadre de coordonnées  $d2q2$  de MMC pour un modèle avec second harmonique permettent d'écrire les variables de la matrice en faisant tourner dans le cadre  $dq$  à  $2\omega$ . L'expression exprimée en fonction de la tension pour le pôle positif sera (4.30).

$$V_{u_{dq}} = (m_u V_u^{max})_{dq} \begin{cases} V_{u_d} = -\frac{M_d}{2} V_{u_0}^{max} + \frac{1}{2} V_{u_d}^{max} - \frac{M_d}{4} V_{u_{d2}}^{max} - \frac{M_q}{4} V_{u_{q2}}^{max} \\ V_{u_q} = -\frac{M_q}{2} V_{u_0}^{max} + \frac{1}{2} V_{u_q}^{max} + \frac{M_q}{4} V_{u_{d2}}^{max} - \frac{M_d}{4} V_{u_{q2}}^{max} \\ V_{i_d} = \frac{M_d}{2} V_{i_0}^{max} + \frac{1}{2} V_{i_d}^{max} + \frac{M_d}{4} V_{i_{d2}}^{max} + \frac{M_q}{4} V_{i_{q2}}^{max} \\ V_{i_q} = \frac{M_q}{2} V_{i_0}^{max} + \frac{1}{2} V_{i_q}^{max} - \frac{M_q}{4} V_{i_{d2}}^{max} + \frac{M_d}{4} V_{i_{q2}}^{max} \end{cases} \quad (4.29)$$

$$\left( C_{arm} \frac{dV_u^{max}}{dt} \right)_{d2q2} = (m_u i_c)_{d2q2} + \left( m_u \frac{i_g}{2} \right)_{d2q2} \begin{cases} V_{i_{q2}}^{max} = \frac{1}{2C_{arm}\omega} \left( \frac{1}{2} I_{cd2} - \frac{M_d}{8} I_{gd} + \frac{M_q}{8} I_{gq} \right) \\ V_{i_{d2}}^{max} = \frac{1}{2C_{arm}\omega} \left( -\frac{1}{2} I_{cq2} + \frac{M_q}{8} I_{gd} + \frac{M_d}{8} I_{gq} \right) \end{cases} \quad (4.30)$$

$$(V_u)_{d2q2} = (m_u V_u^{max})_{d2q2} \begin{cases} V_{u_{d2}} = \frac{1}{C_{arm}\omega} \left( -\frac{M_d M_q}{4} I_{c0} + \frac{3M_d}{32} I_{gq} + \frac{3M_q}{32} I_{gd} - \frac{1}{8} I_{cq2} \right) \\ V_{u_{q2}} = \frac{1}{C_{arm}\omega} \left( \frac{M_d^2 - M_q^2}{4} I_{c0} + \frac{3M_q}{32} I_{gq} - \frac{3M_d}{32} I_{gd} + \frac{1}{8} I_{cd2} \right) \end{cases}$$

L'expression exprimée en fonction de la tension pour le pôle négatif sera (4.31)

$$\left( C_{arm} \frac{dV_u^{max}}{dt} \right)_{d2q2} = (m_u i_c)_{d2q2} + \left( m_u \frac{i_g}{2} \right)_{d2q2} \begin{cases} V_{u_{q2}}^{max} = \frac{1}{2C_{arm}\omega} \left( \frac{1}{2} I_{cd2} - \frac{M_d}{8} I_{gd} + \frac{M_q}{8} I_{gq} \right) \\ V_{u_{d2}}^{max} = \frac{1}{2C_{arm}\omega} \left( -\frac{1}{2} I_{cd2} + \frac{M_d}{8} I_{gd} + \frac{M_q}{8} I_{gq} \right) \end{cases} \quad (4.31)$$

$$(V_u)_{d2q2} = (m_u V_u^{max})_{d2q2} \begin{cases} V_{u_{d2}} = \frac{1}{C_{arm}\omega} \left( -\frac{M_d M_q}{4} I_{c0} + \frac{3M_d}{32} I_{gq} + \frac{3M_q}{32} I_{gd} - \frac{1}{8} I_{cq2} \right) \\ V_{u_{q2}} = \frac{1}{C_{arm}\omega} \left( \frac{M_d^2 - M_q^2}{4} I_{c0} + \frac{3M_q}{32} I_{gq} - \frac{3M_d}{32} I_{gd} + \frac{1}{8} I_{cd2} \right) \end{cases}$$

Le courant de circulation du second harmonique dans chaque bras du MMC est assez important au point de pouvoir causer des problèmes. Alors comme cité plus haut, les harmoniques de rang deuxième devraient être rapidement annuler dans les trois phases lorsqu'elle sera additionnée à la fois du côté alternatif et du côté continu, dans des conditions équilibrées. Cependant, un courant de deuxième harmonique important circulera toujours dans les composants du bras du convertisseur, ce qui entraînera des tensions et des courants de crête plus élevés, une augmentation des pertes et de l'échauffement [230]. En exploitant le signal de modulation tournant à  $2\omega$ , l'expression de modulation décrit à partir de (3.46) permet d'écrire (4.32).

$$\begin{aligned}
V_{u_{q2}}^{max} &= \frac{1}{2C_{arm}\omega} \left( \frac{1}{2}I_{cd2} - \frac{M_{d2}}{2}I_{c0} - \frac{M_{d1}}{8}I_{gd} + \frac{M_{q1}}{8}I_{gq} \right) \\
V_{ud2}^{max} &= \frac{1}{2C_{arm}\omega} \left( -\frac{1}{2}I_{cq2} + \frac{M_{q2}}{2}I_{c0} + \frac{M_{q1}}{8}I_{gd} + \frac{M_{d1}}{8}I_{gq} \right)
\end{aligned} \tag{4.32}$$

Les équations ci-dessus montrent que la deuxième harmonique sur le signal de commande ( $M_{d2}$  et  $M_{q2}$ ) générera une deuxième harmonique sur les tensions de bras, ce qui confirme la contrôlabilité en régime permanent; cette méthode peut donc être utilisée pour réduire le courant de circulation du second harmonique. Le gain de contrôle avec cette méthode est un courant différentiel homopolaire  $I_{c0}$  (le terme qui multiplie  $M_{d2}$  et  $M_{q2}$  dans l'équation (4.32), qui a des valeurs significatives.

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} M_{d2} \\ M_{q2} \end{bmatrix} &= \frac{1}{Z} \begin{bmatrix} (3 - 2M_d^2)M_q & (3 - 2M_q^2)M_d \\ (M_d^2 - M_q^2 - 3)M_d & (M_d^2 - M_q^2 - 3)M_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{gd} \\ I_{gq} \end{bmatrix} \\
Z &= 8\omega C_{arm} \left( 2E_{DC} - R_a(M_d I_{gd} + M_q I_{gq}) - 3(M_d I_{gd} - M_q I_{gq}) \right)
\end{aligned} \tag{4.33}$$

Il est bon que cette approche de commande ait un gain important, car de petites entrées de contrôle peuvent être très efficaces pour réduire les harmoniques de courant de circulation[230]. La dérivation des tensions de bras (4.32) sur les deux pôles et la circulation du courant assimilée au deuxième harmonique du courant de circulation à zéro ( $I_{cd2} = 0$ ,  $I_{cq2} = 0$ ), permet d'obtenir l'amplitude requise des signaux de contrôle  $M_{d2}$  et  $M_{q2}$  pour éliminer le courant du second harmonique. Les équations sous la forme de modèle statique du MMC DQ complet sont exprimées sous forme matricielle comme suit: les équations non linéaires d'entrée et sortie (4.34, 4.35)

$$\begin{bmatrix} V_{ced} \\ V_{ceq} \end{bmatrix} = \frac{1}{4} \begin{bmatrix} 2M_{d1}V_{u0}^{max} + M_{d1}V_{ud2}^{max} + M_{q1}V_{uq2}^{max} - 2V_{ud}^{max} + \frac{1}{2}M_{d2}V_{ud}^{max} + \frac{1}{2}M_{q2}V_{uq}^{max} \\ 2M_{q1}V_{u0}^{max} + M_{d1}V_{uq2}^{max} - M_{q1}V_{ud2}^{max} - 2V_{uq}^{max} + \frac{1}{2}M_{q2}V_{ud}^{max} + \frac{1}{2}M_{d2}V_{uq}^{max} \end{bmatrix} \tag{4.34}$$

$$I_{dc} = -3I_{c0} \tag{4.35}$$

### 4.3 Stratégie de contrôle hiérarchisée dans du système MTCC-VSC

Les systèmes MTCC-VSC sont très sollicités dans l'intégration des sources d'énergie renouvelables grâce l'utilisation de sous-stations à base de MMC-VSC. Ils contrôlent leurs variables locales via leurs contrôleurs locaux en fonction des points de consigne et des paramètres de contrôle souhaités. Ces points de consigne et paramètres de contrôle sont calculés puis envoyés par un contrôleur central aux sous-stations par GRT afin d'atteindre les objectifs globaux du micro-réseau. Afin de correspondre à cet objectif, le système de contrôle de réseau de transmission HTCC-MT a une structure hiérarchique à trois niveaux [251]. Dans un système MTCC-VSC connecté à des réseaux externes CA, il est clair que les sous-stations CA/CC bidirectionnelles sont des éléments clés pour transmettre la puissance dans les deux sens. Cependant, l'étude des convertisseurs CC/CC-MMC bidirectionnel de type avec isolation galvanique ou sans isolation galvanique est également intéressante, car ils pourraient s'appliquer à relier différents réseaux HTCC-MT avec des valeurs de tension différentes. Dans le cadre de ce travail, le convertisseur CC/CC-MMC associé au CA/CC assurant un contrôle local ne sera pas pris en compte dans le cadre du contrôle. Le contrôleur de puissance peut être défini comme (4.33), où  $K_p$  est le

gain proportionnel du contrôleur,  $E_{min}^{WF}$  est le décalage de tension en entrée du niveau primaire et  $K_I$  est le gain intégral du contrôleur. Le contrôleur est réglé pour obtenir une réponse temporelle de l'ordre de quelques secondes.

$$E_{min}^{WF}/(P_n^* - P_n) = \left( K_p + \frac{K_I}{s} \right) \quad (4.36)$$

Nous poursuivrons l'analyse de la structure avec un schéma de contrôle dans un MTCC-VSC au niveau primaire et secondaire et allons élargir l'analyse au niveau tertiaire afin d'analyser l'optimisation de l'écoulement de puissance. L'influence du temps de réponse par niveau est prise en compte lors du contrôle. L'analyse du système prend en considération le temps en tenant compte d'une échelle de limitation de celui-ci à chaque niveau allant d'un temps très faible (*ms*) pour le 1<sup>er</sup> niveau à un temps élevé en (*min*) pour le 3<sup>ème</sup> niveau. Le temps identifier par niveau permet de définir la vitesse de correction des paramètres de réglage en fonction des consignes (contrôle hiérarchisé dans un réseau HTCC-MT)[351]. La fiabilité et la sécurité de fonctionnement des systèmes MTCC-VSC sont basées sur une bonne coordination des régulations, tension-puissance ou tension-courant. Le contrôle primaire fonctionne dans une plage de temps de quelques secondes et se charge de maintenir la tension du réseau CC dans certaines limites. Celui-ci est implémenté dans chaque sous-station. Un contrôle secondaire, ou un contrôle de puissance est mis en œuvre pour corriger les échanges afin que les conditions de pré-défaut soient rétablies. La mise en œuvre pratique est un changement des points de consigne dans les contrôleurs VSC concernés. Le nouveau point de consigne est fourni par un calculateur de référence à l'échelle du système. Enfin un mécanisme de contrôle tertiaire calcule la référence de puissance en fonction d'un système de puissance de fonctionnement plus optimal : marché, pertes, sécurité ... Le contrôle tertiaire peut être basé sur des algorithmes OPF (Optimal Power Flow) en considérant les réseaux CA et CC [275]. L'organisation hiérarchisée de la structure permet de créer une interaction facile entre la répartition de puissance et les contrôleurs inférieurs.

### 4.3.1 Variables de contrôle associées aux types de MMC-VSC

La classification standard des types de nœuds disponibles dans la théorie conventionnelle d'écoulement de puissance CA présente les types de sous-stations qui sont nécessaires pour résoudre tout type de réseau électrique CA-CC. La classification obéit à des principes de contrôle de sous-stations et d'application de contrôles des réseaux : (i) le convertisseur de référence (Slack)  $VSC_{Slack}$  assure le contrôle de tension à sa borne CC et il est relié du côté CA à un réseau qui contient une alimentation synchrone. Ce même convertisseur de référence se caractérise également par l'équilibre de puissance dans le réseau CC, ce qui signifie que s'il y a une charge sur l'un des bus CC, sa puissance consommée sera satisfaite via le convertisseur, c'est-à-dire que la puissance correspondante sera alimentée par son réseau de couplage CA; (ii) la sous-station de type shunt  $VSC_{Psch}$  a pour but d'injecter une puissance programmée dans le réseau continu, celle-ci est connectée côté CA à un réseau d'alimentation synchrone; (iii) le troisième type de sous-station dite passive  $VSC_{Pass}$  est utilisée pour interconnecter le réseau CC avec un réseau CA qui ne contient pas d'alimentation synchrone propre (un réseau

passif). Dans les réseaux électriques CA passifs, l'angle interne des *VSC*,  $\varphi$ , fournit la référence angulaire pour le réseau. Une approche courante visant l'évaluation du fonctionnement en régime permanent d'un système d'alimentation (analyse de discordance de puissances) consiste à écrire des équations stipulant que sur un bus donné, la source d'alimentation, la charge et les puissances échangées via les éléments de transmission connectés au bus doivent s'additionner à zéro. Cela s'applique à la fois à la puissance active et à la puissance réactive. Ces équations sont appelées « équations de puissance non concordante ou discordante » au bus  $k$ , elles prennent la forme suivante (4.37)

$$\begin{cases} \Delta P_k = P_{Gk} - P_{Lk} - P_k^{cal} = P_k^{sch} - P_k^{cal} = 0 \\ \Delta Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk} - Q_k^{cal} = Q_k^{sch} - Q_k^{cal} = 0 \end{cases} \quad (4.37)$$

Les termes  $\Delta P_k$  et  $\Delta Q_k$  sont les puissances active et réactive discordantes au bus  $k$ , respectivement.  $P_{Gk}$  et  $Q_{Gk}$  représentent respectivement les puissances active et réactive injectées par le générateur sur le bus  $k$ . Pour les besoins des solutions d'écoulement de puissance, il est supposé que ces variables puissent être contrôlées par l'exploitant de la centrale électrique.  $P_{Lk}$  et  $Q_{Lk}$  représentent respectivement les puissances active et réactive tirées par la charge sur le bus  $k$ . Comme en principe, au moins, la puissance générée et celle consommée sur le bus  $k$  peuvent être mesurées par le service public d'électricité, leurs valeurs nettes sont connues sous le nom de puissances active et réactive programmées ( $P_k^{sch} = P_{Gk} - P_{Lk}$ ;  $Q_k^{sch} = Q_{Gk} - Q_{Lk}$ ). Les puissances active et réactive transmises,  $P_k^{cal}$  et  $Q_k^{cal}$ , sont fonction des tensions nodales et des impédances de réseau et sont calculées à l'aide des équations d'écoulement de puissance. À condition que les tensions nodales dans tout le réseau électrique soient connues avec un bon degré de précision, alors les puissances transmises sont calculées facilement et précisément.

Dans la théorie conventionnelle d'écoulement de puissance, chaque bus est décrit par quatre variables : la puissance active nette, les puissances réactives nettes, l'amplitude de la tension et l'angle de phase de la tension. Puisqu'il n'y a que deux équations par bus, deux des quatre variables doivent être spécifiées dans chaque bus afin d'avoir un problème résoluble. D'un point de vue purement mathématique, toutes les deux variables peuvent être spécifiées. Dans le sens le plus large, on peut considérer les amplitudes de tension et les angles de phase comme des variables d'état, les puissances active et réactive comme des variables de contrôle. Les bus classés en tenant compte de deux des quatre variables sont spécifiés ainsi qu'il suit : *Bus PQ de Charge* : aucun générateur n'est connecté au bus, donc les variables de contrôle  $P_G$  et  $Q_G$  sont nulles ; *Bus PV du générateur* : une source génératrice est connectée au bus ; l'amplitude de la tension nodale  $V$  est maintenue à une valeur constante en ajustant le courant de champ du générateur et, par conséquent, elle génère ou absorbe de la puissance réactive ; *Bus PQ du générateur* : si le générateur ne peut pas fournir le support de puissance réactive nécessaire pour contraindre l'amplitude de tension à la valeur spécifiée, alors la puissance réactive est fixée à la limite violée et l'amplitude de tension est libérée. Dans ce cas, la puissance active générée  $P_G$  et la puissance réactive  $Q_G$  sont spécifiées, et l'amplitude de tension nodale  $V$  et l'angle de phase sont calculés ; *Bus Slack (swing)* : l'un des bus

du générateur est choisi comme bus de référence (Slack) où la magnitude de tension nodale,  $V_{Slack}$  et l'angle de phase,  $\theta_{Slack}$ , sont spécifiés. Il n'y a qu'un seul bus *Slack* (*détendu*) dans le système d'alimentation et la fonction d'un générateur détendu est de produire une puissance suffisante pour couvrir toute charge non satisfaite du système et les pertes du système, qui ne sont pas connues avant le calcul de l'écoulement de puissance.

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{kk} & Y_{km} \\ Y_{mk} & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_k \\ E_m \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{cases} Y = G + jB \\ E = V e^{j\theta} \end{cases} \quad (4.38)$$

$$S_k = P_k + jQ_k = E_k I_k^* = E_k (Y_{kk} E_k + Y_{km} E_m)^* \quad (4.39)$$

L'écoulement de puissance entre deux bus  $k$  et  $m$  d'une ligne de transmission (4.38) permet d'avoir l'expression de la puissance (4.39) injectée au bus  $k$  en fonction du conjugué du courant injecté  $I_k^*$ . La puissance  $P_k^{cal}$  et  $Q_k^{cal}$  est déterminée à partir (4.38).

$$\begin{cases} P_k^{cal} = V_k^2 G_{kk} + V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \\ Q_k^{cal} = -V_k^2 B_{kk} + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \end{cases} \quad (4.40)$$

Pour des niveaux spécifiés de puissance du générateur d'énergie et la puissance de charge au bus  $k$ , et (4.37) (équations de non-concordance) peuvent être écrites comme (4.41).

$$\begin{cases} \Delta P_k = P_{Gk} - P_{Lk} - (V_k^2 G_{kk} + V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)]) = 0 \\ \Delta Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk} - (-V_k^2 B_{kk} + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)]) = 0 \end{cases} \quad (4.41)$$

Les équations (4.40) représentant les puissances injectées au bus  $k$  à travers le  $i$ ème élément de transmission c'est-à-dire  $P_k^{i,cal}$  et  $Q_k^{i,cal}$  peut-être exprimé par (4.42), car les systèmes d'alimentations que constituent les OWF sont connectés à de nombreuses autres lignes de transmission en pratique. Ce qui nécessite les équations aux bus soit ainsi exprimé par ces termes généraux.

$$P_k^{cal} = \sum_{i=1}^n P_k^{i,cal} ; Q_k^{cal} = \sum_{i=1}^n Q_k^{i,cal} ; \quad (4.42)$$

Cette relation (4.42) associée à la puissance nette injectée ( $P_{net} = P_{Gk} - P_{Lk}$ ) sur le bus  $k$  exprime ainsi la somme des puissances circulant sur chacun des éléments de transmission se terminant sur ce bus. En étendant cette relation générale à l'équation de puissance discordante au bus  $k$  nous avons (4.43).

$$\begin{cases} \Delta P_k = P_{Gk} - P_{Lk} - \sum_{i=1}^n P_k^{i,cal} = 0 \\ \Delta Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk} - \sum_{i=1}^n Q_k^{i,cal} = 0 \end{cases} \quad (4.43)$$

Les équations d'écoulement de puissance incluant le LTC et MMC-VSC à la transmission d'un bus  $k$  à  $m$  ( $G_{km} = G_{DC}$ ) dans un MTCC côté redresseur et onduleur en utilisant les conventions générales liées aux puissances (4.43) discordantes nodales connectées aux différents nœuds lors de la transmission prennent la forme de (4.44).

$$\begin{bmatrix} \bar{S}_{vR} \\ \bar{S}_k \\ \bar{S}_m \\ \bar{S}_{vI} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{vR} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & E_{DCR} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & E_{DCI} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \bar{V}_{vI} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{vR}^* \\ \bar{I}_k^* \\ \bar{I}_m^* \\ \bar{I}_{vI}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{vR}^* V_{vR}^2 - (\bar{V}_{vR0} \angle - \varphi_R) E_{DCR} \bar{V}_{vR} \\ -(\bar{V}_{vR0} \angle - \varphi_R) E_{DCR} \bar{V}_{vR}^* + (G_{swR} - jk_1^2 m_{aR}^2 B_{eqR} + \bar{V}_{00R}^* + G_{DC}) E_{DCR}^2 - G_{DC} E_{DCR} E_{DCI} \\ -G_{DC} E_{DCR} E_{DCI} + (G_{swI} - jk_1^2 m_{aI}^2 B_{eqI} + \bar{V}_{00I}^* + G_{DC}) E_{DCI}^2 - (\bar{V}_{vI0} \angle - \varphi_I) E_{DCI} \bar{V}_{vI}^* \\ \bar{V}_{vI}^* V_{vI}^2 - (\bar{V}_{vI0} \angle - \varphi_I) E_{DCI} \bar{V}_{vI} \end{bmatrix} \quad (4.44)$$

Les relations développant  $\bar{S}_{vR}, \bar{S}_k, \bar{S}_m, \bar{S}_{vI}$  sous la forme de nombres complexes comme décrit dans [133] respectivement des puissances actives et réactives en entrée des redresseurs VSC, sur les lignes de transmission ( $k, m$ ) et en sortie des onduleurs VSC en faisant correspondre les types de sous-stations selon leur classification (Tableau 4.1) en supposant la sous-station 1 de type  $VSC_{Slack}$ , la sous-station 2 et 3 sont de type  $VSC_{Psch}$  et la sous-station 4 est de type  $VSC_{Pass}$  [350].

Tableau 4.1 Classification des types convertisseurs VSC

Type	variables connues	variables inconnues
$VSC_{Slack}$	$E_{DC}, V_v^{spec}$	$m_a, \varphi, B_{eq}, e_v, f_v$
$VSC_{Psch}$	$P^{sch}, V_v^{spec}$	$E_{DC}, m_a, \varphi, B_{eq}, e_v, f_v$
$VSC_{Pass}$	$\varphi, V_v^{spec}$	$E_{DC}, m_a, B_{eq}, e_v, f_v$

En associant les relations conventionnelles dans l'analyse complète d'écoulement de puissance à travers une formulation définissant les équations discordantes, dans une application MT-HTCC-VSC, nous pouvons décrire les équations contraignantes suivantes (4.45) qui demandent à être linéarisées.

$$\begin{cases} \Delta P_{k \rightarrow VSC_{vR}} = -P_{k \rightarrow VSC_{vR}}^{sch} + P_k = 0 \\ \Delta Q_{k \rightarrow VSC_{vR}} = 0 + Q_k; Q_{k \rightarrow VSC_{vR}}^{sch} = 0 \\ \Delta P_{m \rightarrow VSC_{vI}} = P_{m \rightarrow VSC_{vI}}^{sch} + P_m = 0 \\ \Delta Q_{m \rightarrow VSC_{vI}} = 0 + Q_m; Q_{m \rightarrow VSC_{vI}}^{sch} = 0 \end{cases} \quad (4.45)$$

La recherche de discordance de puissance ( $k \rightarrow VSC_{vR}$ ) et ( $m \rightarrow VSC_{vI}$ ) au bus  $k$  et  $m$  vers l'entrée et sortie MMC ( $vR$  du VSC et  $vI$  du VSC) respectivement du redresseur et onduleur doit être nul. La puissance programmée sera définie par  $(-P_{k \rightarrow VSC_{vR}}^{sch})$  et  $(P_{m \rightarrow VSC_{vI}}^{sch})$ .

### 4.3.2 Stratégies de contrôle de réseaux HTCC-MT-VSC

Le contrôle de la différence de tension dans tout le système MTCC permet de dicter directement l'écoulement de puissance à travers les lignes de transmission avec une tension continue nodale jouant un rôle crucial dans la planification de l'écoulement de puissance. De plus, les aléas tels que les pannes de sous-stations donnent lieu à un déséquilibre qui se reflète côté CC du réseau. Ce déséquilibre doit être pris en compte en modifiant les courants entrants et sortant du système CC. Les tensions de nœud CC peuvent être directement influencées en contrôlant le courant CC de sous-station au niveau de ce nœud. Différentes stratégies de contrôle peuvent être appliquées pour équilibrer les courants dans le réseau CC après une contingence [34].

La stratégie de contrôle hiérarchique considérée pour le contrôle du réseau HTCC-MT-VSC consiste en un contrôle primaire, secondaire et tertiaire qui permet de créer une interaction facile entre la répartition de puissance et les contrôleurs inférieurs. Cette méthode consiste à implémenter un contrôleur de tension dans chaque sous-

station MMC-VSC et agit en tant que contrôleur primaire. Un contrôle secondaire, encore appelé contrôle de puissance, est mis en œuvre pour corriger les échanges afin que les conditions de pré-perturbation soient rétablies. Les nouveaux points de consigne sont fournis par une nouvelle répartition côté CC à l'échelle du système. Enfin un mécanisme de contrôle tertiaire calcule la référence de puissance en fonction d'un système de puissance de fonctionnement plus optimal. *Il importe de dire que la stratégie de contrôle de mode courant est invariablement préférée à la stratégie de contrôle de mode tension et que les boucles de contrôle globales dans une sous-station peuvent être divisées en boucles de contrôle externe et boucle de contrôle de courant interne* [354].

Le contrôle de puissance active peut être utilisé pour le contrôle d'écoulement de puissance ou, indirectement, pour réguler la tension côté CC du MMC-VSC. Le contrôle de puissance réactive peut être directement employé pour des services auxiliaires ou, indirectement, pour réguler l'amplitude de la tension du réseau au point commun de couplage.  $P_g$  et  $Q_g$  peuvent être contrôlés sur la base d'une stratégie de contrôle en mode tension ou d'une stratégie de contrôle en mode courant. Dans la stratégie de contrôle en mode tension,  $P_g$  et  $Q_g$  sont contrôlés directement par l'angle de phase et l'amplitude de la tension aux bornes du MMC-VSC, ( $V_{c,abc}$ ), par rapport à ceux de la tension de réseau ( $V_{g,abc}$ ). La stratégie de contrôle en mode tension est facile à mettre en œuvre, mais elle rend le MMC-VSC vulnérable aux défauts externes côté CA. Ainsi, une baisse de  $V_{g,abc}$ , par exemple due à un défaut au sein du réseau CA, se traduit par des baisses correspondantes de  $P_g$  et  $Q_g$ . Par conséquent, pour parvenir à maintenir  $P_g$  et  $Q_g$ , le contrôle du MMC-VSC augmente l'angle de phase et l'amplitude de  $V_{c,abc}$ , par rapport à ceux de  $V_{g,abc}$ . Dans la stratégie de contrôle en mode courant,  $P_g$  et  $Q_g$  sont contrôlés par le courant côté alternatif  $I_{g,abc}$ , en référence à la tension du réseau  $V_{g,abc}$  (avec une divergence de la puissance réactive générée par la capacité du filtre C). En retour  $I_{g,abc}$  est régulé par la tension aux terminaux côté CA du VSC, ( $V_{c,abc}$ ). Par conséquent, le MMC-VSC est protégé contre les surintensités et les défauts externes puisque l'amplitude de celui-ci, ( $I_{g,abc}$ ) sera limitée si l'amplitude du courant de référence est contrainte. C'est la raison principale de la sélection invariable de la stratégie de contrôle en mode courant par rapport à son homologue en mode tension. Il convient de souligner que les stratégies de contrôle en mode tension et en mode courant nécessitent une mesure de la tension du réseau ( $V_{g,abc}$ ). La stratégie de contrôle en mode courant nécessite également une mesure du courant ( $I_{g,abc}$ ) [34, 354].

Le courant et la puissance positifs sont définis comme sortant du réseau HTCC-VSC, ce qui est cohérent avec les définitions physiques de la tension, du courant et de la puissance. Dans les systèmes électriques, une convention inverse est souvent utilisée, ce qui peut être plus intuitif, car la production est positive et les charges négatives. Compte tenu de la définition du côté CC et de la convention du côté CA, le courant et la puissance d'une sous-station sont positifs en mode onduleur et négatifs en mode redresseur. La référence de direction est donc définie de manière cohérente à la fois pour le côté CA et CC. Ceci conduira à ( $E_{DC} = f(I_{DC})$ ) des courbes de chute de fréquence alternative régulière ayant une pente négative et ( $E_{DC} = f(P_{DC})$ ) des courbes de chute de



tension continue ayant une pente positive. Sachant les grandes similitudes entre le contrôle de la tension continue dans un réseau CC et le contrôle de fréquence dans un système d'alimentation en CA. Chaque fois qu'un défaut se produit dans le courant qui circule en entrée/sortie du réseau HTCC, la tension aux différents nœuds réagira immédiatement à ce changement en raison de la décharge ou de la charge des condensateurs et de la capacité du câble. Ce défaut de courant peut se produire, par exemple, lorsqu'une sous-station est confrontée à une panne. Si la sous-station exportait vers le système CA, la panne provoquerait un surplus de courant conduisant à une augmentation de tension. Au contraire, si la sous-station importait dans le réseau CC, la panne d'une sous-station provoque une pénurie de courant conduisant à une diminution de la tension. La tension côté CC peut donc être considérée comme un indicateur d'équilibre, similaire à la fréquence côté CA dans les systèmes d'alimentation.  $E_{DC}$ ,  $P_{DC}$ ,  $I_{DC}$  sont respectivement définies par une valeur maximale et minimale. En général, la tension continue ( $E_{DC}$ ) du MTCC peut être contrôlée la valeur de référence d'une sous-station à partir d'une stratégie de contrôle.

#### 4.3.2.1 Stratégie de contrôle centralisée du réseau HTCC-MT-VSC

Dans un contrôle de tension centralisée sur un réseau HTCC-MT-VSC, un convertisseur a une valeur de statisme de zéro ( $\Delta E_{DC} = 0$ ), contrôlant la tension continue à une valeur constante sur son bus agissant ainsi comme un bus CC Slack. Les autres convertisseurs ont une valeur de statisme d'infini et contrôlent leur courant /puissance au point de consigne. Le concept de contrôle centralisé est similaire au fonctionnement normal d'un système MTCC-VSC Point-à-Point. Le contrôle de statisme de tension crée une relation proportionnelle entre la tension et la base de contrôle du courant ou de la puissance dans le convertisseur donnant ainsi une constante de statisme appelée  $k_{dc}$ . Ici la base de contrôle de courant ou de la puissance est indiquée par l'indice  $I$  ou  $P$  et les points de consigne de tension, de courant et de puissance sont indiqués par l'indice 0.

En régime permanent, le réseau CC (*Figure 4.4b*) est modélisé par les résistances de liaison que sont les conductances ( $G_{DCij} = 1/R_{DCij}$ ). Il est courant d'ajouter une résistance de shunt pour représenter les pertes du convertisseur. Dans un système MTCC de ( $n$ ) nœuds CC, le courant injecté dans un nœud ( $i$ ) est calculé comme la somme de tous les courants circulant vers d'autres ( $n - 1$ ) nœuds interconnectés et le courant entrant dans la résistance de shunt ( $R_{DCii}$ ), comme indiqué dans (4.46) [351].

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{DCi} = \left( \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{1}{R_{DCij}} * (V_{DCi} - V_{DCj}) \right) + \frac{V_{DCi}}{R_{DCii}} \\ P_{DCi} = 2V_{DCi}I_{DCi} \end{array} \right. \quad (4.46)$$

Avec  $P_{DC,0} = E_{DC,0}I_{DC,0}$  la relation naturelle de la puissance, la variation du courant, tension et puissance nécessitant un contrôle sont exprimées ici par :  $\Delta E_{DC} = E_{DC} - E_{DC,0}$ ,  $\Delta I_{DC} = I_{DC} - I_{DC,0}$  et  $\Delta P_{DC} = P_{DC} - P_{DC,0}$  avec pour statisme la fonction ( $E_{DC} = f(I_{DC})$ ) (4.47) et (4.48)

$$\Delta I_{DCI} = \frac{1}{k_{dcI}} \Delta E_{DC} \quad (4.47)$$

$$\Delta P_{DCI} = \left( \frac{E_{DC,0}}{k_{dcI}} + \frac{P_{DC,0}}{E_{DC,0}} \right) \Delta E_{DC} + \frac{1}{k_{dcI}} \Delta E_{DC}^2 \quad (4.48)$$

Pour la fonction ( $P_{DC} = f(E_{DC})$ ) la relation de statisme est désignée par une équation hyperbolique (4.50) en se servant de (4.49).

$$\Delta P_{DCP} = \frac{1}{k_{dcP}} \Delta E_{DC} \quad (4.49)$$

$$\Delta I_{DCP} = \left( \frac{1}{k_{dcP}} - I_{DC,0} \right) \frac{\Delta E_{DC}}{\Delta E_{DC} + E_{DC,0}} \quad (4.50)$$

La pente de la caractéristique ( $E_{DC} = f(I_{DC})$ ) ou ( $P_{DC} = f(E_{DC})$ ) est déterminée par la valeur de statisme, qui est l'inverse du gain du régulateur proportionnel. La valeur de statisme  $k_{dc}$  dans ces équations est la pente des caractéristiques. Le contrôle de tension continue à une valeur constante peut être représenté par une courbe horizontale dans le plan ( $E_{DC} = f(I_{DC})$ ) ou ( $E_{DC} = f(P_{DC})$ ). Celui-ci peut être considéré comme le cas limite pour lequel la constante de statisme passe à zéro. Selon (4.47) et (4.50), le convertisseur contrôle dans ce cas la tension à sa valeur de référence. Un convertisseur avec ce type de contrôle est souvent appelé bus CC Slack. Ce mode de contrôle de tension constante concerne un gain de contrôle proportionnel de l'infini. Ce qui est bien sûr irréaliste et conduira à l'instabilité du système, ainsi le contrôle de tension constante n'est non pas réalisé avec un gain infini, mais avec un contrôleur PI, car en état d'équilibre théorique, le résultat est le même, mais pour des raisons dynamiques, le gain de contrôle infini n'est pas viable. Le contrôle de courant constant et le contrôle de puissance constante peuvent être respectivement représentés comme un segment de ligne verticale aussi dans le plan ( $I_{DC} = f(E_{DC})$ ) ou ( $P_{DC} = f(E_{DC})$ ). Mathématiquement, le contrôle de puissance / courant constant peut être exprimé comme un cas limite du contrôle de statisme de tension susmentionnée, avec une constante de statisme égale à l'infini, ne changeant ainsi pas le courant / la puissance chaque fois que la tension continue change. Le convertisseur essaiera à tout prix de maintenir constante l'injection de courant / puissance, quelle que soit la valeur de la tension continue sur son bus CC)[34, 351].

Le contrôle de tension centralisée donne lieu à un point de fonctionnement bien défini, puisque tous les convertisseurs sauf un fonctionnent à leurs points de consigne courants / puissance. Cette stratégie peut s'appliquer à des réseaux assez grands dans des conditions de fonctionnement normales. Étant donné qu'un seul convertisseur doit tenir compte de toutes les perturbations au sein d'un réseau, cette méthode ne serait applicable que pour des fluctuations relativement faibles autour du point de fonctionnement dans un réseau plus grand. Avec l'augmentation de la taille du réseau, les fluctuations courant / puissance augmentent également, ce qui limite finalement l'applicabilité du contrôle de tension centralisée. Ce type de fonctionnement exercerait également une influence significative sur le système CA connecté à ce convertisseur. Le problème le plus

critique, cependant, est de savoir comment gérer les perturbations sévères, telles qu'un déséquilibre dépassant les capacités du Slack bus ou la coupure du bus continu CC, pour lequel aucun contrôle de secours n'est fourni. Face à cette préoccupation, *le contrôle de tension centralisé avec sauvegarde centralisée* est proposé comme méthode avancée pour surmonter certaines limites du contrôle centralisé de base appelé Maître-Esclave (*Figure 4.8*). Ici, les VSC fonctionnent dans le mode d'injection d'une puissance active constante donnant naissance à un système d'équation non linéaire (4.51).  $Y_{DC}$  est la matrice admittance au nœud.

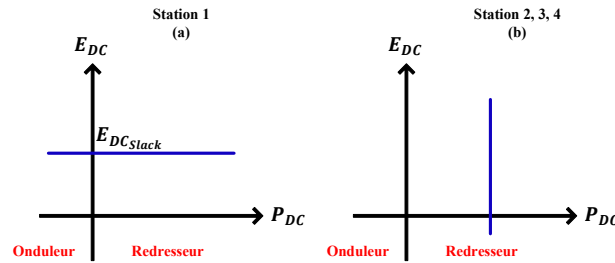


Figure 4.8 : Contrôle Maître-Esclave dans un MTCC quatre terminaux

Dans le cas du système étudié, le contrôle maître esclave consistera à effectuer un contrôle de la puissance sur le deuxième, troisième et quatrième convertisseur (*Figure 4.8b*) cependant le premier effectuera le contrôle de la tension (*Figure 4.8a*).

$$\Delta I_{DC_i} = Y_{DC} V_{DC} - \left[ \frac{P_{DC_i}}{2V_{DC_i}} \right] = I_{DC} - I_{DC_i} = 0 \quad (4.51)$$

En injectant tous les courants dans le réseau CC ( $I_{DC} = Y_{DC} V_{DC}$ ) le vecteur de courant continu avec  $(n - k)$  éléments prenant en compte ceux qui sont nuls en raison des bus CC flottants et des pannes de convertisseur est décrit par avec  $I_{DC} = [I_{DC,1}, I_{DC,2}, \dots, I_{DC,k}, 0 \dots 0]^T$  et  $V_{DC} = E_{DC} = [E_{DC,1}, E_{DC,2}, \dots, E_{DC,n}]^T$  le vecteur tension et  $Y_{DC}$  est la matrice admittance au nœud. Les injections de courant  $I_{DC}$  ne sont pas connues avant la solution d'écoulement de puissance pour le réseau CC, alors que les injections de puissance active  $P_{DC}$  sont connues pour tous les bus à l'exception du bus CC Slack en conséquence de l'écoulement de puissance CA [356]. La solution du système d'équation donnée dans (4.51) décrit l'injection de puissance au niveau du convertisseur Slack et les tensions continues de tous les VSC fonctionnant en mode d'injection de puissance active constante. Par conséquent, après avoir effectué l'écoulement de puissance en CC (DCPF), la tension et l'injection de puissance active de tous les nœuds CC du réseau MTCC seront parfaitement spécifiées.

Le système de sauvegarde pour la méthode de contrôle centralisé mis en œuvre avec une approche centralisée signifie qu'un convertisseur qui contrôle normalement le courant/puissance passe au contrôle de tension pour prendre en charge la tâche du convertisseur de contrôle de tension régulier. La modification du contrôle de tension centralisé consiste à remplacer les contrôleurs du convertisseur courant/puissance constants par un contrôle de marge de tension. Si la tension dévie de manière significative (c'est-à-dire que le convertisseur de contrôle de tension ne parvient pas à accomplir sa tâche), un convertisseur avec contrôle de marge de tension atteint la limite de la marge de tension, se transforme en nouveau bus Slack CC et commence à contrôler la

tension CC au niveau de la limite de la marge de tension. De cette manière, la tâche du bus Slack peut être transmise plusieurs fois entre les convertisseurs [34].

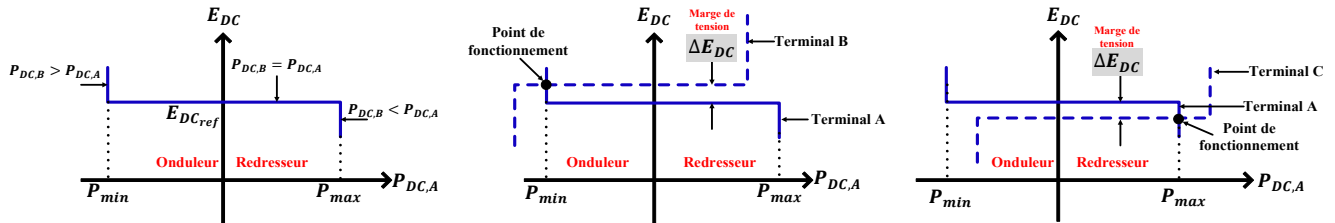


Figure 4.9 : Contrôle de marge de tension

Le contrôle de marge de tension dans le cas d'un réseau à trois terminaux (Figure 4.9) suit une caractéristique ( $P_{DC} = f(E_{DC})$ ) avec pour régulateur de tension CC Slack (Terminal A) agissant ainsi tant qu'il n'atteint pas les limites supérieures ou inférieures de l'injection de puissance  $P_{max}$  ou  $P_{min}$ , respectivement. Si l'injection de puissance est supérieure à  $P_{max}$ , la tension continue diminue, cependant, si elle est inférieure à  $P_{min}$ , alors la tension continue augmente encore. Si la tension CC augmente, elle augmentera jusqu'à ce que l'autre terminal avec réglage de référence de tension CC suivant le plus élevé prenne en charge la régulation de la tension CC (Terminal B) (Figure 4.9b). Cependant, si le niveau de tension CC est réduit, le Terminal avec le réglage de tension CC inférieur suivant (Terminal C) commencera à agir comme un bus CC Slack, (Figure 4.9c). L'inconvénient de la marge de tension est qu'un seul convertisseur est capable de contrôler la tension continue du système à un instant donné. Sinon, dans un réseau MT-HTCC avec un nombre élevé de terminaux, la tension continue est limitée à  $\pm 10\%$  de la tension nominale, ce qui limite la quantité de convertisseurs qui pourrait participer à cette stratégie de contrôle de tension continue distribuée[351]. Pour les liaisons HTCC-VSC Point-à-Point, la pratique habituelle consiste à faire fonctionner l'une des stations de conversion en mode de contrôle de puissance active pour assurer l'échange de puissance programmé. La tension de la liaison CC est maintenue par l'autre station de conversion qui fournit par conséquent les pertes résistives dans la liaison CC, agissant ainsi comme une station de conversion Slack. Dans un tel cas, il est courant de dessiner les caractéristiques (Figure 4.9) à n'importe quel nœud CC commun, ce qui, cependant, est difficile pour un réseau HTCC maillé. Pour faciliter un transfert régulier du contrôle de tension continue d'une station de conversion à l'autre, un contrôle de marge de tension à deux étapes représentée est plus efficace [286, 354]. L'analyse de contrôle de terminaux à travers les caractéristiques de fonctionnement en régime permanent des convertisseurs peut être effectuée sur le pôle positif ou négatif dans le réseau MTCC correspondant à chaque station de conversion. L'amplitude de la marge de tension doit être choisie judicieusement et peut être formulée comme un problème d'optimisation. Une marge de tension trop faible entraînera un changement de mode inutile entre les terminaux de conversion, tandis qu'une marge trop grande entraînera une sous-utilisation du réseau MTCC. Les paramètres utilisés dans le contrôle de la marge de tension sont essentiels pour un partage de puissance approprié. Il devient plus difficile de déterminer les marges de tension lorsque le nombre de stations de conversion augmente. Ainsi l'approche de contrôle de tension centralisé constitue un meilleur moyen de fournir un mécanisme de secours pour le contrôle

de tension centralisé pour les grands réseaux CC. Il consiste à utiliser le contrôle de statisme de bande morte (deadband droop control) au lieu du contrôle de marge de tension [34]. Si le convertisseur de contrôle de tension tombe en panne, la tâche de contrôle de tension n'est pas transférée à un autre convertisseur (comme avec le contrôle de marge de tension), mais à tous les autres convertisseurs avec une approche distribuée. Lors de perturbations plus importantes, les conséquences sont réparties entre tous les convertisseurs, conduisant à un nouveau point de fonctionnement stable. Par rapport au contrôle de la marge de tension, cette méthode peut apporter une amélioration lorsqu'il s'agit de gérer des perturbations importantes.

#### ***4.3.2.2 Stratégie de contrôle décentralisée du réseau HTCC-MT-VSC***

Le contrôle d'équilibrage distribué est appliqué à tous les grands systèmes d'alimentation CA, et il est naturel d'envisager cette méthode de contrôle pour les systèmes d'alimentation CC également. Le contrôle de tension distribuée est mis en œuvre en appliquant un contrôle de statisme à plusieurs convertisseurs (4.47) et (4.49). Il n'est pas nécessaire que tous les convertisseurs participent au contrôle de la tension continue. Les convertisseurs à contrôle de statisme et les convertisseurs à contrôle de courant/puissance peuvent facilement être intégrés dans le même réseau CC. Ceci est similaire aux réseaux CA, où certaines centrales électriques participent au contrôle de fréquence primaire tandis que d'autres ne le font pas. L'intégration de convertisseurs contrôlés en tension peut poser des problèmes : semblable à un statisme de fréquence dans les systèmes CA, le partage de puissance entre les différents convertisseurs contrôlés par statisme est déterminé par les valeurs de statisme relatif des différents convertisseurs. Plus la valeur de statisme est petite, plus la part d'un convertisseur particulier dans la puissance est élevée.

#### ***4.3.3 Partage de puissance et régulation de la tension du système MTCC-VSC***

Trois mécanismes de répartition peuvent être appliqués : le partage de puissance fixe, le partage de puissance prioritaire et le partage de puissance proportionnel. Dans le **partage de puissance fixe**, un pays ou une zone géographique reçoit une quantité fixe de puissance tandis que le ou les autres pays équilibrent la variabilité de la puissance des WPP ; dans le **partage de puissance prioritaire**, une zone géographique obtient la première priorité pour obtenir la puissance de WPP à une limite particulière tandis que le ou les autres zones reçoivent la puissance excédentaire ; dans le **partage proportionnel de puissance**, plusieurs zones partagent la puissance des WPP dans une proportion particulière. La mise en conformité des mécanismes de répartition correspondant aux situations à résoudre requiert une stratégie de contrôle générale capable de mettre en œuvre différents schémas de répartition et répondre pendant et après un fonctionnement à une perturbation temporaire ou grave (chute de tension sur un réseau onshore ou déconnexion du convertisseur d'une station de contrôle de tension continue). La stratégie de contrôle doit être indépendante de la topologie du réseau pour éviter un fonctionnement incorrect lors de changements de la topologie du réseau (l'ajout d'un nouveau segment de transmission ou de la suppression d'un segment de transmission existant à des fins de maintenance). En outre, elle devrait exécuter un

fonctionnement acceptable pendant les retards ou les échecs de communication. Compte tenu des exigences ci-dessus, deux stratégies de contrôle disponibles dans la littérature sont appliquées dans les réseaux interconnectés : la méthode de statisme de tension continue et la méthode de marge de tension. Ces stratégies de contrôle peuvent être classées en deux grandes techniques : les techniques maître-esclave et les techniques de contrôle de tension CC distribuée divisée en contrôle centralisé et décentralisé.

#### **4.3.3.1 Contrôle par marge de tension et technique Maître-Esclave (M/S)**

Dans la stratégie maître-esclave, un nœud est responsable du maintien du niveau de tension de l'ensemble du réseau (maître), tandis que les autres sont responsables du contrôle de l'absorption ou de l'insertion de puissance, en adaptant ses valeurs de tension continue (esclaves). Le nœud maître doit être capable d'absorber ou de fournir une puissance active suffisante pour atteindre un équilibre de puissance dans le système CC. Le contrôle de la marge de tension peut être résumé comme étant le même que la précédente, mais le terminal maître change au fur et à mesure qu'il atteint ses limites. Par conséquent, il transfère la responsabilité de maintenir la tension du réseau à un autre terminal. Bien qu'il s'agisse d'une stratégie plus sûre que la précédente, elle comporte également des risques, car pour un instant donné, il n'y a qu'un seul nœud qui est responsable du maintien de la tension du réseau. D'autre part, des points de fonctionnement sous-optimaux pourraient également être atteints avec cette stratégie [351, 358, 359].

#### **4.3.3.2 Contrôle par statisme de tension**

Enfin, le contrôle du statisme est décentralisé et utilise le mécanisme du statisme pour réguler la tension continue en adaptant les injections ou absorptions de puissance dans les nœuds. Dans cette stratégie, il y a plusieurs nœuds responsables de la tension du réseau au même instant. Pour cette raison, nous avons choisi d'utiliser la philosophie de contrôle de statisme, et aussi parce que la communication entre les nœuds n'est pas nécessaire [351, 360]. Le problème d'équilibrage de tension entre différents points de nœud de transmission dans le réseau maillé est le plus souvent dû à la chute de tension lors des transmissions en courant continu lorsque le contrôle de statisme en tension continue est appliqué. Ces chutes de tension de ligne en HTCC dans le système MTCC-VSC entraînent des variations non uniformes des tensions dans le bus CC lorsque des changements dans le flux d'alimentation du réseau CC se produisent. Cela affecte à son tour la distribution de la puissance d'équilibrage instantanée dans un MTCC qui utilise le contrôle de statisme de tension continue. Les valeurs des constantes de statisme de tension continue déterminent le degré d'impact que les chutes de tension continue auront sur le partage de la puissance d'équilibrage dans le réseau continu [361, 362]. La présence d'un banc de condensateur au niveau du réseau CC-CA injecte la puissance réactive permettant d'équilibrer le réseau. Ainsi le contrôle de tension CC de statisme à base d'un contrôleur proportionnel permet d'introduire ces variations de puissance active à celle mesurée au point de fonctionnement ( $P_{DC,0}$ ) de même que les variations du courant dans le réseau CC à celui au point de fonctionnement ( $I_{DC,0}$ ). Le contrôle orienté en tension (VOC) appliquée basé sur

le couplage dans un cadre synchrone. L'expression de la boucle de contrôle de courant ( $I_{f_d}$  et  $I_{f_q}$ ) modélisée étant contrôlée par un PI sur l'axe  $dq$  sera exprimée sur la partie du contrôleur de puissance et de tension du contrôle extérieur par (4.52) et (4.53).

$$I_{f_d}^* = \frac{P_g^*}{E_d} + \left( k_{p_d} + \frac{k_{I_d}}{s} \right) (P_g^* - P_g) \quad (4.52)$$

$$I_{f_q}^* = -\frac{Q_g^*}{E_q} + \left( k_{p_q} + \frac{k_{I_q}}{s} \right) (Q_g^* - Q_g) \quad (4.53)$$

En considérant ( $P_g^* \cong P_{DCref}$ ) la puissance de référence en CA presque égale à celle CC (4.54), l'expression du statisme en puissance en tenant compte de (4.49) sera exprimée (4.55).

$$P_g^* \cong P_{DCref} = P_{DC_0} + \Delta P_{DC} \quad (4.54)$$

$$\begin{cases} P_{DCref,statisme} = P_{DC_0} + \frac{1}{k_{dcP}} \Delta E_{DC} = P_{DC_0} + K_{DC,P} (E_{DCref} - E_{DC_0}) \\ I_{f_d}^* = \frac{P_g^*}{E_d} + \left( k_{p_d} + \frac{k_{I_d}}{s} \right) \left( [P_{DC_0} + K_{DC,P} (E_{DCref} - E_{DC_0})] - P_g \right) \end{cases} \quad (4.55)$$

Ainsi nous avons un contrôle de statisme de tension avec la valeur de contrôle du courant sur l'axe d du courant CA ( $I_{f_d}^*$ ) avec  $K_{DC,P} = 1/k_{dcP}$ . Ainsi le courant dans cet axe est directement contrôlé par le rapport de statisme et la tension ( $E_{DC}$ ). Sachant le courant transmis dans le réseau CC à partir de la station (Figure 2.9) est lié à la relation ( $I_{dc_c} = I_{DC} + I_c$ ) de la somme du courant sur la ligne HTCC et celui du bus CC (condensateur). L'énergie consommée par le condensateur  $W_c$  variant en fonction de la tension CC sera exprimée avec ( $I_c = I_{dc_c} - I_{DC}$ ) par ( $\Delta W_c = P_{dc_c} - P_{DC}$ ) (2.7). Ainsi un contrôle direct de la tension est réalisé comme indiqué ci-dessus en supposant  $P_g \cong P_{DC}$  [354].

Le MMC-VSC doit avoir la capacité de contrôler les paramètres côté CC ainsi que les paramètres côté CA. Du côté CC, le MMC-VSC peut fonctionner en mode de tension CC constant, mode de puissance constante ou mode de courant continu constant, tandis que du côté CA, le MMC-VSC peut fonctionner en mode de tension alternative constante ou mode puissance réactive constante selon le type de réseau CA de connexion. Un statisme de fréquence peut également être ajouté en option dans le contrôle de réseau CA.

Comme indiqué ci-dessus, la stratégie de contrôle de statisme, ou encore appelé contrôle distribué de tension continue, consiste à répartir sur un certain nombre de convertisseurs, le contrôle de la tension qui adaptent simultanément leurs injections de puissance active pour faire face aux situations de réseau perturbé. Il existe de nombreuses similitudes entre le contrôle de statisme de tension utilisé en CC et le statisme de fréquence utilisée dans les systèmes CA. Dans les réseaux HTCC, le contrôle utilise le mécanisme de statisme pour réguler la tension continue en ajustant les injections de puissance des convertisseurs ou les injections de courant à certains nœuds ( $i$ ) et sera en fonction de ( $\Delta E_{DC_i} = E_{DC,i} - E_{DC,0,i}$ ) avec la considération suivante telle (4.56) que le point de consigne est le point de référence  $P_{DC,0,i} = P_{DCref}$  ;  $I_{DC,0,i} = I_{DCref}$  et  $E_{DC,0,i} = E_{DCref}$

$$\begin{cases} I_{DC,i} = I_{DC,0,i} - \Delta I_{DC,i} = I_{DC,0,i} - \frac{1}{k_{dc,i}}(E_{DC,i} - E_{DC,0,i}) \\ P_{DC,i} = P_{DC,0,i} - \Delta P_{DC,i} = P_{DC,0,i} - \frac{1}{k_{dcP,i}}(E_{DC,i} - E_{DC,0,i}) \end{cases} \quad (4.56)$$

La puissance pour un convertisseur bipolaire et l'expression de rapports de statisme constituant le vecteur directeur de l'expression de l'équation de la droite seront (4.57) à (4.58).

$$P_{DC,i} = 2V_{DC,i}I_{DC,i} \quad (4.57)$$

$$\begin{cases} k_{dcP,i} = \frac{E_{DC,i} - E_{DC,0,i}}{P_{DC,i} - P_{DC,0,i}} \\ k_{dc,i} = \frac{E_{DC,i} - E_{DC,0,i}}{I_{DC,i} - I_{DC,0,i}} \end{cases} \quad (4.58)$$

$$k_{dc,i} = 2k_{dcP,i} \quad (4.59)$$

Dans un système MTCC, les constantes de statisme ( $k_{dcP,i}$ ,  $k_{dc,i}$ ) ne devraient pas être de valeurs similaires en raison de la duplication. Afin d'éviter ce cas de figure, l'approximation suivante dans des conditions nominales est faite tel que  $E_{DC,i}$  soit égal à sa valeur nominale, conduisant à penser que le moyen d'obtenir presque le même comportement est d'avoir un facteur proche de deux entre la constante de tension / puissance et la constante de tension/courant comme (4.59). Un point de consigne ou de fonctionnement donné par la tension continue  $E_{DC,0}$  et la puissance  $P_{DC,0}$  ou  $I_{DC,0}$  le courant pour les convertisseurs sous contrôle de statisme de tension est introduit afin de mettre en œuvre, ces valeurs de référence lorsque le système est en fonctionnement normal, sans contrôle de statisme actif. Plus la constante de statisme de tension  $k$  est petite, plus la contribution de puissance du convertisseur est importante. Si  $k \rightarrow 0$ , le convertisseur contrôle la tension continue (Slack) et  $E_{DC,0} = E_{DC}$ . Lorsque  $k \rightarrow \infty$ , le convertisseur fonctionne comme un contrôleur Puissance et  $P_{DC,0} = P_{DC}$  ou  $I_{DC,0} = I_{DC}$ . Sur la base de la philosophie de contrôle du statisme, certaines variations de ces caractéristiques peuvent être obtenues en considérant les limitations de tension et/ou de puissance (Figure 4.10).

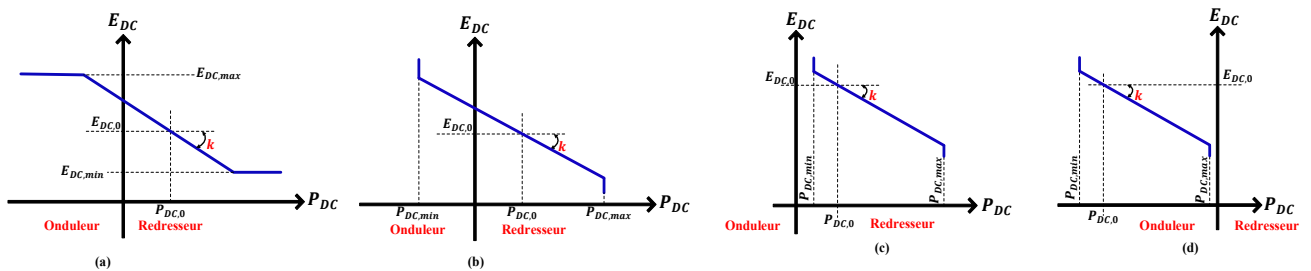


Figure 4.10 : Caractéristiques conventionnelles de statisme linéaire de tension: a) limitation de tension et b) limitation de puissance; caractéristique conventionnelle de statisme de limitation de puissance: c) pour un terminal capable de fonctionner uniquement en tant que générateur ( $P > 0$ ) et d) pour un terminal capable de fonctionner uniquement en tant que charge ( $P < 0$ ).

Le système MTCC (Figure 4.2) intégré dans un réseau CA par les sous-stations modulaires multiniveaux (MMC) bien connus interconnectent les réseaux CA aux bus CC. Le contrôleur de la sous-station onshore régule sa puissance réactive à zéro, tandis que sa puissance réelle est déterminée soit par mode de puissance constante soit par mode de statisme ( $P_{DC} = f(E_{DC})$ ) (Figure 4.10c et Figure 4.10d). Le mode de puissance constante implique que la puissance de chaque station ( $i = 1,2,3,4$ ) de conversion est égale à la consigne de puissance,



c'est-à-dire ( $P_{DC,0} = P_{MMC_{ref}}$ ), qui est calculée par le contrôleur. La puissance active d'une station de conversion qui utilise le mode statisme ( $P_{DC} = f(E_{DC})$ ) est une fonction linéaire de sa tension de bus CC comme suit (4.60) avec pour  $E_{DC_{ref}}$  la tension de référence du bus CC qui est constante et égale à 1 pu. De plus,  $1/k_{dc_{p,i}}$  et  $P_{MMC}$  représentent respectivement la constante de statisme ( $P_{DC} = f(E_{DC})$ ) et la puissance active de la station de conversion injectée sur le réseau.

$$P_{MMC} = P_{MMC_{ref}} - \frac{1}{k_{dc_{p,i}}} (E_{DC_{ref}} - E_{DC}) \quad (4.60)$$

#### 4.3.4 Contrôle du réseau de transmission HTCC-MT-VSC

Dans le cadre du système MTCC-VSC, le contrôle décentralisé appliqué au système étudié sera décrit et la méthode de contrôle du statisme appliquée. Le niveau de contrôle tertiaire basé sur l'optimisation de l'écoulement de puissance à l'intérieur du réseau HTCC-MT-VSC développé au Chapitre V permet ici de décrire le meilleur contrôle du réseau HTCC multi-terminal à l'aide de contrôleurs de statisme discuté [282, 351]. C'est ainsi que nous pouvons énumérer un contrôle hiérarchique à trois niveaux comme décrit dans [275], similaire à l'application pour les réseaux CA proposée pour les systèmes multi-terminaux HTCC-VSC. Les travaux montrent que, le contrôle du statisme ne peut pas garantir un fonctionnement optimal au sens de garantir des pertes joule de transmission minimale pour toute injection d'énergie dans le réseau HTCC [275]. C'est ainsi qu'il importe de décrire succinctement le contrôle optimal de statisme dans le cadre du système MTCC-VSC.

##### 4.3.4.1 Contrôle optimal de statisme

En règle générale, le partage de la demande de puissance entre les terminaux qui sont des sources en parallèle du réseau CC obtenu ici par contrôle de statisme forme cependant une stratégie traditionnelle de contrôle du statisme qui ne parvient pas à atteindre à la fois la précision du partage de courant et la régulation de la tension. Pour résoudre ce problème, une méthode améliorée de contrôle du statisme non linéaire au regard de la *Figure 4.10* est souvent proposée. Cette méthode adopte une courbe de statisme de type polynomial quadratique par morceaux, qui garantit un partage de courant précis. Et le décalage de tension est également contrôlé par une méthode de compensation de tension.

Les caractéristiques ( $E_{DC} = f(I_{DC})$ ) ou ( $E_{DC} = f(P_{DC})$ ) dans un MTCC nécessite dans l'analyse un compromis entre le partage de courant et la régulation de tension pour la méthode traditionnelle de contrôle de statisme linéaire. La résolution de ce compromis est trouvée avec la méthode du coefficient de statisme adaptatif proposée. La sélection du coefficient de statisme adaptatif signifie de concevoir une courbe de statisme non linéaire dans le diagramme ( $E_{DC} = f(I_{DC})$ ) (*Figure 4.11*) avec des exigences à répondre par cette courbe : Le point de départ de la courbe de statisme doit être réglé au point de tension initial de l'état à vide. Le point final de la courbe de statisme est déterminé par le courant de sortie maximum du convertisseur et la valeur de tension la plus basse autorisée. La courbe de statisme doit être conçue entre les points de départ et d'arrivée [364].

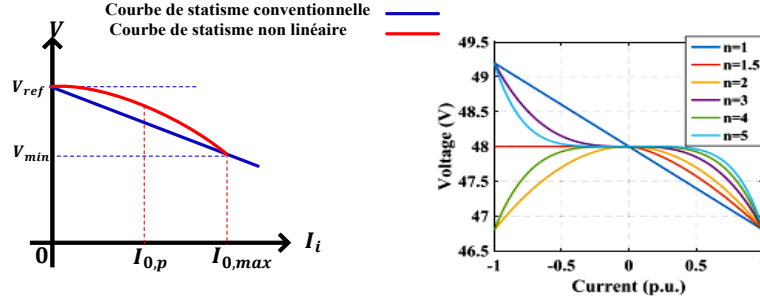


Figure 4.11 : Courbe de contrôle de statisme pour optimisation du courant et tension partagée

Pour la fonction ( $E_{DC} = f(P_{DC})$ ), la méthode de contrôle de puissance décentralisée dans le réseau est proposée pour le contrôle de statisme, elle est largement considérée comme meilleure pour gérer les écoulements de puissance entre convertisseurs du réseau MTCC de manière décentralisée. Mais pour améliorer la dynamique de la boucle de puissance, un contrôle de statisme combiné à un contrôleur dérivé est utilisé en mode ilote. En mode connecté au réseau, pour contrôler strictement le facteur de puissance au point de couplage commun (PCC), une méthode de statisme associée à un contrôleur intégral est adoptée. L'objectif de ce contrôle est d'obtenir une régulation précise de l'écoulement de puissance au point de couplage commun (PCC), tout en maintenant toutes les fonctions de contrôle en mode ilote. La méthode de contrôle du statisme adaptatif au mode permettra de contrôler le fonctionnement à la fois en mode ilote et connecté au réseau sans action aucune de commutation de contrôle de puissance de manière décentralisée. Les performances dynamiques sont améliorées et des transitions stables entre les modes de fonctionnement sont obtenues avec la méthode de contrôle adaptatif [365].

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{0,i} = V_{ref} - k_i (I_i)^n \Rightarrow k_i = \frac{(V_{0,i} - V_{ref})}{(I_{i,max})^n} \\ R_{di} = \frac{\Delta V}{I_{i,max}} = \left| \frac{dV_{0,i}}{dI_i} \right| = n * k_i * (I_i)^{n-1} \Rightarrow \sum_{i=1}^n r_n = k_i * (I_i)^{n-1} \\ V_{0,i} = V_{ref} - \sum_{n=1}^N r_n * (I_0)^n \\ \Delta I = I_1 - I_2 \end{array} \right. \quad (4.61)$$

La méthode de contrôle de manière précise du partage de courant, la régulation de la tension, les effets déstabilisants la ou les charge(s) à puissance constante et l'efficacité du système est proposée souvent dans les travaux [364, 366]. Dans la technique de contrôle de statisme proposée, les gains de statisme changent automatiquement en fonction du courant de charge sans utiliser de liaison de communication entre les terminaux ou générateurs distribués. Elle est basée sur le contrôle de statisme conventionnel exprimé (4.61). Le contrôle de statisme de la différence de courant partagé entre les convertisseurs un et deux ( $I_1$  et  $I_2$ ) connectés à une charge correspondra à  $\Delta I$ . Avec ( $R_{di}/n$ ): Coefficient de statisme,  $r_n = R_{di}/n$ : Coefficient proportionnel de statisme.  $V_{0,i}$  et  $I_0$  sont la tension et le courant de sortie du convertisseur,  $V_{ref}$  est le point de consigne de tension à vide, et le coefficient de statisme ( $r_n$ ) est la somme des Nièmes ( $N$ ) fonctions de puissances ( $n$ ) du courant  $I$ .

En construisant la fonction ( $V_{0,i}$ ) (Figure 4.11), les courbes ne sont pas symétriques pour les valeurs paires et fractionnaires de «  $n$  », ce qui conduit à des performances asymétriques pour le fonctionnement bidirectionnel des convertisseurs. Il est souvent suggéré de sélectionner une courbe de statisme avec des valeurs impaires de «  $n$  », ( $n = 1, 3, 5, \dots$ ). Le contrôle de statisme nécessitant une performance optimale en termes de partage de courant et de régulation de tension, offre trois nouvelles méthodes de contrôle de statisme non linéaire avec des valeurs impaires de «  $n$  ». Ces techniques sont expliquées en détail dans [367] : la méthode de gain élevé de statisme est appliquée dans les conditions de charge faible et élevée, mais avec des performances réduite, la méthode de courbe de statisme polynomiale offre un gain de statisme relativement élevé dans chaque condition de chargement et élimine la discontinuité observée dans la méthode de gain élevé de statisme. L'équation générale de la courbe de statisme dans la méthode de courbe de statisme polynomiale utilise la propriété des courbes de statisme basées sur une pente linéaire ( $n = 1$ ) et parabolique ( $n = 3$ ) (Figure 4.11). La courbe de statisme non linéaire est (4.62) et (4.63)[368].

$$\left\{ \begin{array}{l} R_{di} = n * k_i * (I_i)^{n-1} \\ n = 1 \Rightarrow R_{di} = k_i = \frac{(V_{0,i} - V_{ref})}{(I_{i,max})^1} \\ n = 3 \Rightarrow R_{pi} = 3 * \frac{(V_{0,i} - V_{ref})}{(I_{i,max})^3} (I_i)^2 = 3 * k_{pi} (I_i)^2 \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} |R_{di}| > |R_{pi}| \Rightarrow V_{0,i} = V_{ref} - R_{di} I_i \\ |R_{di}| < |R_{pi}| \Rightarrow V_{0,i} = V_{ref} - k_{pi} * (I_i)^3 \end{array} \right. \quad (4.62)$$

$$V_{réf_i} = V_{0,i} - p_5 I_i^5 - p_3 I_i^3 - p_1 I_i^1 \quad (4.63)$$

Pour le cas de deux convertisseurs désignés respectivement par leur puissance  $P_1$  et  $P_2$  le rapport de gain du statisme  $R_{di}$  pour chaque convertisseur [ $R_{d1}/R_{d2} = I_1/I_2 = P_1/P_2$ ] et le rapport  $R_{pi}$  pour les convertisseurs [ $\alpha = k_{p1}/k_{p2} = (P_2/P_1)^3 \Rightarrow P_2/P_1 = \sqrt[3]{\alpha}$ ] correspondant à des puissances ( $n; n \in \mathbb{R}$ ) de courant, permet d'avoir la valeur des coefficients ( $p_1, p_3, p_5$ ). À travers la Figure 4.11, pour ( $n = 3$ ) nous avons pouvons construire une courbe de statisme polynomial cubique afin de répondre à la préoccupation non linéaire de statisme[369]. Nous définissons pour les puissances injectées l'équation de statisme linéaire ( $n = 1$ ) (4.64) et non linéaire ( $n = 3$ ) (4.65) en se basant sur (4.61).

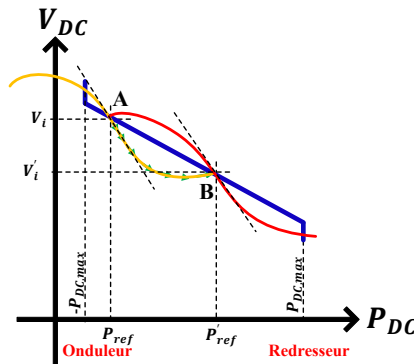


Figure 4.12 : Caractéristique non linéaire de contrôle par courbe cubique de statisme

$$P_i = P_{ref} - k_i \Delta V_i = P_{ref} - k_i (V_i - V_{ref}) \quad (4.64)$$

$$P_i = -k_i \Delta V_i - \alpha_i \Delta V_i^3 + P_{ref} = -\alpha_i (V_i - V_{ref})_i^3 - k_i (V_i - V_{ref}) + P_{ref} \quad (4.65)$$

La Méthode de courbe de statisme polynomiale cubique (4.65) permet un meilleur partage du courant dans diverses conditions de charge. Cependant, dans des conditions de forte charge, les performances de régulation de tension ne sont pas celles attendues d'où la Courbe de statisme polynomiale avec Méthode de Compensation de Tension. Mais dans le cadre de notre système étudié, la compensation n'est pas nécessaire d'où la méthode précédente sera développée pour analyser la régulation du courant et de tension [364, 366, 367]. La tension  $E_{DC}$  délivrée à la sortie du MMC avant le partage sur le réseau CC est lié à la capacité dans la longueur de la ligne en  $\pi$  (Figure 4.2). Ainsi, l'énergie stockée dans les condensateurs équivalents supporte la tension continue et peut être calculée en considérant la variation de la tension injectée dans la ligne de transmission ( $V_i = V_{0,i} + \Delta V_i$ ) comme démontré (Figure 4.12), où  $C_{ij}$  et  $C_{ik}$  sont les capacités équivalentes des lignes de transmission du terminal  $i$ -vers- $j$  et  $i$ -vers- $k$ .

$$\begin{cases} P_{DC_i} = \sum_{i=1, i \neq j, k}^4 \frac{1}{2} (C_{ij} + C_{ik}) V_i^2 - P_{perte} = \sum_{i=1, i \neq j, k}^4 \frac{1}{2} C_i V_i^2 = \sum_{i=1, i \neq j, k}^4 \frac{1}{2} C_i (2V_{0,i} + \Delta V_i^2) - P_{perte} \\ P_{DC_i} = \Delta P_{DC} - P_{perte} \end{cases} \quad (4.66)$$

La puissance active injectée par chaque terminal ( $\Delta P_{DC}$ ) et les pertes dans la ligne de transmission en CC permettent souvent de considérer des coefficients locaux pour les tensions de consigne ( $V_{0,i}$ ) ainsi que celles des petites variations ( $\Delta V_i$ ) dans le cadre de ce travail, celle-ci ne sera pas prise en compte. Les variations de la tension CC ( $V_i$ ) aux bornes d'un terminal, recommande la présence d'une boucle de réinitialisation qui devrait être déclenchée par le bloque de détection de réinitialisation et utilisée pour corriger la valeur de référence. Après la régulation et la récupération du système, les tensions actuelles  $V_i$  et  $P_i$  sont échantillonnées pour la réinitialisation de référence  $V_{ref}$  et  $P_{ref}$  via le composant d'échantillonnage ou de maintien (Sample/Hold). Ainsi,  $\Delta V_i$  est éliminé et la courbe de statisme hybride se déplace vers le nouveau point de fonctionnement illustré à la Figure 4.13 [368].

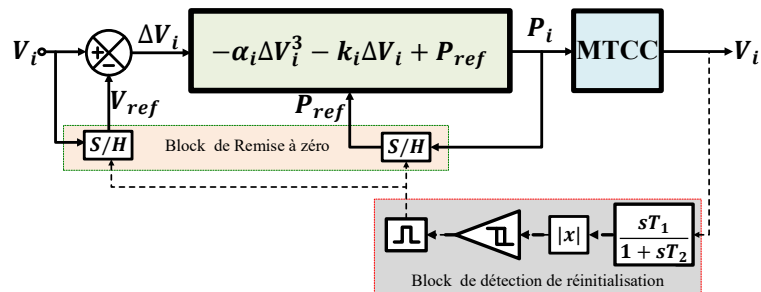


Figure 4.13 : Contrôle de statisme non linéaire par méthode de courbe de statisme polynomiale cubique

#### 4.3.4.2 Contrôle optimal de statisme au système MTCC-VSC bipolaire

Le système MTCC-VSC produit dans un terminal un pôle positif ( $+0,5 E_{DC}$ ) et un pôle négatif ( $-0,5 E_{DC}$ ) de tension par rapport à la terre. Afin d'avoir un dispositif de mise à la terre en règle générale, l'usage d'un transformateur avec point neutre sur l'enroulement ( $Y - \Delta$ ) du transformateur est utilisé et nécessite moins de dispositifs de mise à la terre. Cependant, le transformateur avec des spécifications techniques plus élevées est nécessaire pour gérer les courants de défaut importants et la tension de décalage CC pendant les défauts côté CA. Ainsi, une inductance en étoile avec mise à la terre résistive est utilisée dans les systèmes MTCC-VSC. Ce transformateur triphasé utilisé du côté CA de la MMC permet aussi d'isoler le réseau et le convertisseur et fait correspondre les tensions CA et CC. Ainsi, la modulation sinusoïdale est capable de générer la tension requise et de contrôler la MMC [314, 370]. Le côté CC des convertisseurs d'émission et de réception est connecté par plusieurs centaines de kilomètres de lignes de transmission sous-marins utilisés pour interconnecter le côté CC des convertisseurs d'émission et de réception.

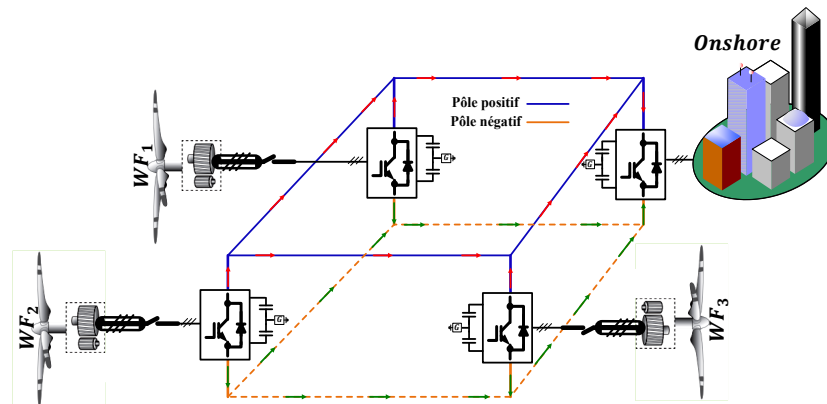


Figure 4.14 : Transmission bipolaire MTCC-VSC

Le but du système (Figure 4.14) est de transférer l'énergie captée par les parcs éoliens en mer vers les charges terrestres connectées aux réseaux CA terrestres. Les convertisseurs de sources de tension (VSC) de part et d'autre du système MTCC régulent la puissance injectée ou extraite. L'équilibre entre la puissance injectée et la puissance extraite se reflète dans la tension continue. Par conséquent, une manière efficace de réguler la transmission de puissance à travers le réseau HTCC-VSC multi-terminal consiste à maintenir les tensions continues dans une plage donnée. Le système tenant compte du réseau CA de distribution Onshore et les parcs éoliens en mer (offshore) peut-être décrit par un modèle mathématique Figure 4.2 plus adéquate pour concevoir des contrôleurs de tension continue, assurant ainsi une bonne transmission de puissance.

Le contrôle des MMC-VSC se compose de deux boucles de rétroaction, une boucle de courant interne et une boucle externe régulant la tension continue. Par conséquent, ce dernier est le contrôle qui régit la transmission d'énergie entre les parcs éoliens et les réseaux terrestres. Ce contrôle doit être décentralisé; c'est-à-dire que la boucle externe de chaque VSC ne doit inclure que des variables mesurées à la borne du même convertisseur. Dans les réseaux MTCC pour les applications éoliennes en mer, les convertisseurs sont situés à de grandes

distances les uns des autres. Tout schéma centralisé nécessite de s'appuyer sur les communications pour envoyer des tensions mesurées à des convertisseurs distants, qui ne sont pas suffisamment fiables pour être utilisées dans le contrôle de tension CC [34]. Généralement, le contrôle de la tension continue de MTCC pour l'intégration de l'énergie éolienne est une loi proportionnelle, connue sous le nom de contrôle de statisme. Cette loi de contrôle à un terminal ( $i$ ) est donnée par l'expression (4.47) et (4.56). Avec le coefficient de statisme ( $K_{DC,i} = 1/k_{dc_i}$ ) où  $E_{DC_i}$  est la tension continue à un terminal et  $E_{DC,gLi}$  est la tension minimale côté réseau visant à obtenir un partage de puissance souhaité par les terminaux,  $E_{DC,gHi}$  la tension maximale des terminaux côté réseau. Le courant  $I_{DC,ref_i}$  est la référence pour la boucle interne du MMC-VSC (4.67).

$$\begin{cases} I_{DC,ref_i} = K_{DC,i}(E_{DC_i} - E_{DC,gLi}) \\ I_{DC,gHi} = \frac{P_g^{max}}{E_{DC,gHi}} \end{cases} \quad (4.67)$$

En raison des limitations du convertisseur, *les convertisseurs côtés réseau (GSC)* présentent deux modes de fonctionnement. Les GSC fonctionnent en mode normal lorsque la tension  $E_{DC_i}$  est inférieure à  $E_{DC,gHi}$ . L'objectif dans ce mode de fonctionnement est de réguler la tension continue aux bornes du convertisseur. Le mode de limitation (4.68) de courant correspond à la situation où le courant atteint la limite  $I_{DC,gHi}$  et la tension continue dépasse la limite  $E_{DC,gHi}$  [34].

$$I_{DC,ref_i} = \begin{cases} K_{DC,i}(E_{DC_i} - E_{DC,gLi}), & E_{DC_i} < E_{DC,gHi} \\ \frac{P_g^{max}}{E_{DC_i}}, & \text{par ailleurs} \end{cases} \quad (4.68)$$

Avec pour différents terminaux côté réseau [ $i = 1, \dots, N_{sortie}$ ], la plage de tension de tension CC du convertisseur côté réseau est  $E_{DC_i} \in [E_{DC,gLi}, E_{DC,gHi}]$  valeurs de tension continue acceptables.

*Les convertisseurs côté parcs éoliens en mer (WFC)* présentent trois modes de fonctionnement. En mode de fonctionnement normal, l'objectif est d'injecter la puissance provenant du parc éolien dans le réseau HTCC. Dans ce cas, le contrôle côté CA du WFC maintient la tension et la fréquence constantes et on peut supposer que le MMC-VSC sur le CC se comporte comme une source de courant. Lorsque la tension continue dépasse la limite inférieure de la tension CC ( $E_{DC,WLi}$ ), le WFC passe en mode statisme dans le but de maintenir la tension continue dans les limites. Généralement, les WFC entrent en mode statisme lorsque la capacité de transmission de puissance du ou des GSC a été réduite en raison d'un défaut de tension dans les réseaux CA. La réduction de puissance dans ce cas est effectuée en modifiant la référence de puissance dans le convertisseur contrôlant la tension alternative dans le réseau du parc éolien. Les WFC ont également un mode de limitation de courant pour les cas où le courant atteignant la valeur maximale  $I_{DC,WH_i}$ . (4.69)

$$I_{DC,ref_i} = \begin{cases} K_{DC,i}(E_{DC,WH_i} - E_{DC_i}), & E_{DC,WLi} < E_{DC_i} < E_{DC,WH_i} \\ P_{DC_i}/E_{DC_i}, & E_{DC_i} \leq E_{DC,WLi} \text{ et } I_{DC_i} < I_{DC,WH_i} \\ I_{DC,WH_i}, & I_{DC_i} \geq I_{DC,WH_i} \end{cases} \quad (4.69)$$

Avec pour différents terminaux côté redresseur [ $i = 1, \dots, N_{\text{entrée}}$ ], la plage de tension de tension CC du convertisseur côté redresseur est comprise entre  $E_{DC_i} \in [E_{DC,WL_i}, E_{DC,WH_i}]$  valeurs de tension continue acceptables. Le mode de fonctionnement de chaque MMC-VSC est déterminé par l'état de charge et le niveau de tension CC à chaque terminal du réseau MTCC. En fonctionnement normal, les WFC sont contrôlés pour établir la tension alternative des parcs éoliens en mer. La tension alternative et la fréquence doivent être maintenues à peu près constantes afin d'assurer l'injection de puissance maximale dans le réseau MTCC. Les GSC sont responsables du maintien des tensions CC dans les limites en utilisant les lois de contrôle de statisme.

Du fait des changements continus de mode de fonctionnement en fonction des valeurs particulières de tension et de courant, la loi de contrôle décentralisée doit également évoluer pour s'adapter aux différentes conditions de fonctionnement. Si les convertisseurs obéissent aux courbes statiques de *Figures 4.10*, chaque VSC trouvera le mode de fonctionnement qui maintient la tension continue dans les limites acceptables. Autrement dit, l'adaptation du contrôleur est effectuée automatiquement si les convertisseurs obéissent aux caractéristiques statiques (4.68) pour le mode opérationnel et la limitation du courant ou (4.69) mode de statisme et mode opérationnel. Néanmoins, les gains de statisme ( $K_{(N_{\text{entrée}}+N_{\text{sortie}})}$ ) doivent être conçus de manière à assurer la stabilité et les performances dans toutes les conditions de fonctionnement possibles et également lors des transitions entre elles. Cela signifie que la loi de contrôle décentralisé doit assurer la stabilité et les performances d'un système variable dans le temps. Cette analyse est développée amplement dans [34].

Dans un réseau MTCC formant un réseau HTCC, les sous-stations assurent la stabilité et recherchent à maintenir l'équilibre entre la puissance active entrant dans le réseau HTCC et la puissance active sortants du réseau HTCC plus les pertes du système CC. Pour atteindre cet objectif, la sous-station émettrice doit réguler la tension du bus CC à la valeur de référence donnée. Celle-ci est également appelée « Slack bus » et le schéma de contrôle correspondant est appelé « contrôle en mode de tension ». D'autre part, la sous-station réceptrice contrôle la puissance active et réactive. Celle-ci peut fonctionner comme un onduleur et son schéma de contrôle est appelé « contrôle de mode de puissance ». De plus, les sous-stations d'extrémité d'émission et d'extrémité de réception nécessitent un contrôle de tension de sous-module (SM) pour maintenir la tension de chaque condensateur de sous-module à leur valeur nominale[372]. La sortie du contrôle de tension SM est ajoutée à la sortie du contrôleur de tension ou de mode de puissance (signaux de modulation principaux)[371]. Dans un réseau MTCC, les terminaux assurent la stabilité et recherchant à maintenir l'équilibre entre la puissance active entrant dans le réseau HTCC et la puissance active sortant du réseau HTCC plus les pertes du système CC. Pour atteindre cet objectif, le terminal émetteur doit réguler la tension du bus CC à la valeur de référence donnée [121, 371, 372]. En cas de défaillance du bus Slack, le réseau HTCC complet s'effondrera, ce qui entraînera une « panne de courant » complète. De plus, lorsque la sous-station Slack bus (bus détendu) atteint sa capacité de puissance maximale, le bus détendu ne peut pas réguler la tension du bus CC, ce qui provoque un fonctionnement instable du réseau HTCC [286, 373]. Le premier problème peut être résolu en transférant la fonction de bus détendu

(c'est-à-dire le contrôle de tension de bus CC) à d'autres terminaux (sous-stations). Cet objectif peut être atteint en utilisant un contrôle de « marge de tension », mais vu ses limites dans le cadre de la transmission MTCC, le système utilisera le contrôle de « statisme de tension ou de puissance » (*Figure 3.5*), qui est une combinaison d'approches de contrôle de mode de tension et de mode de puissance. Le dernier problème peut être résolu en ajustant le débit de puissance active de la sous-station avec la variation de la tension du bus CC. L'objectif visant à corriger la puissance sera atteint grâce au coefficient de statisme de puissance selon *Figure 4.13*. Par ce contrôle de statisme dit optimal de coefficients, la tension CC est corrigée ainsi que la puissance et le changement de points de consigne s'effectue à travers la prise en compte du statisme non linéaire au modèle conventionnel de statisme sans changement de terminal considéré comme Slack. Ce mode contrôle selon la disposition du terminal soit comme émetteur ou récepteur assure une correction intrinsèque en fonction du type de classe qui le correspond (*Tableau 4.1*). Ainsi, Les sous-stations côté réseau de distribution sur terre et celles côté réseau en mer obéissent respectivement aux différents modes correspondant à leur exploitation à travers respectivement les équations (4.68) et (4.68). La tension du bus CC sera pour les sous-stations côté réseau de distribution sur terre:  $E_{DC_i} \in [E_{DC,gl_i}, E_{DC,gh_i}]$  et celle de sous-station côté réseau en mer :  $E_{DC_i} \in [E_{DC,wL_i}, E_{DC,wH_i}][286, 374]$ .

#### ***4.4 Conception systémique et simulation du réseau HTCC-MT-VSC***

Pour l'analyse du modèle mathématique de la transmission MTCC à base d'un contrôle du statisme, nous allons définir les variables d'état impliquées dans le modèle. Selon [93], un schéma de principe du réseau MTCC-VSC peut être représenté comme l'interconnexion de nœuds et de branches. Les nœuds se présentent sous trois formes différentes: les nœuds d'injection (*ou nœuds d'entrée d'alimentation*), les nœuds de consommation (*ou nœuds de sortie d'alimentation*) et les nœuds d'interconnexion. Comme nous avons négligé la dynamique interne des convertisseurs, par conséquent les réseaux externes (CA ou CC) sont modélisés comme des sources de courant. De plus, les branches internes sont modélisées par des circuits  $\pi$ -équivalents. Une configuration générale du schéma de principe de conception du réseau MTCC-VSC est illustrée à la *Figure 4.2* et *Figure 4.15*. Le modèle simulé du réseau MTCC-VSC sous MATLAB-Simulink intègre les centrales éoliennes en mer soumise à des vitesses vent prisent sur une période et connectées au réseau MTCC-VSC comptant quatre terminaux constitués de matrice de tension  $[E_1, E_2, E_3, E_4]$  pour le réseau HTCC sur quatre nœuds dans lesquels le contrôle de statisme est appliqué sur eux et deux nœuds d'interconnexion  $[E_5, E_6]$  constituant cinq lignes en  $\pi$  (*Figure 4.15*). Les valeurs des paramètres sont indiquées dans les *Tableaux 4.2* à *4.5*. Le modèle (*Figure 4.15*) comporte trois nœuds d'injection (A, B et C) ayant chacun un contrôle de statisme puis un nœud de consommation sur terre (D) avec statisme. Il existe également deux nœuds d'interconnexion formant une connexion intermédiaire (E et F) et cinq lignes (branches). Le modèle de (*Figure 4.2*) permet d'obtenir le modèle d'espace d'états (4.73) présenté en *Figure 4.15*.



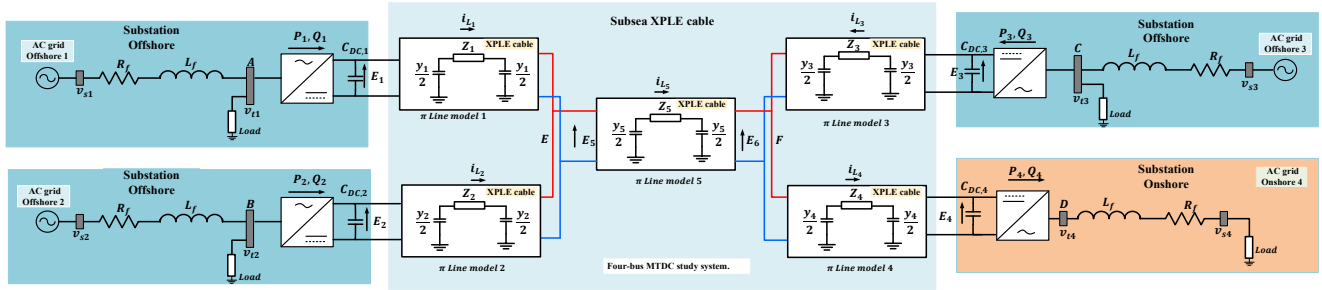


Figure 4.15 : Modèle d'analyse d'écoulement de puissance dans un réseau Quatre Terminaux CC

Notre système sera ainsi constitué de six nœuds qui écoulent dans le réseau HTCC leur puissance dans un réseau multi-terminal ayant pour interface des terminaux MMC-VSC relié à un LTC. L'écoulement de puissance dans le réseau HTCC est symétrique avec une tension bipolaire de  $\pm 345 \text{ kV}$  à supporter par les sous-stations en mer et sur terre. Il est possible de trouver la représentation linéaire d'espace d'états de la Figure 4.15, où les variables d'état sont les tensions dans les condensateurs et les courants à travers les inductances, les entrées sont les courants sur les sources. Ces équations différentielles sont sous forme de représentation d'espace d'états.

$$\frac{dx}{dt} = Ax + B_w w + B_u u \quad (4.70)$$

$$z = C_z x \quad (4.71)$$

$$y = C_y x \quad (4.72)$$

L'équation dynamique (4.70) contient des variables de vecteur d'état du système ( $x$ ) constituées de variables internes qui caractérisent l'état entier du système. Les autres variables d'entrée se divisent en deux ensembles à savoir le premier ensemble de variables ( $u$ ) est celui où se trouvent les variables qui peuvent être utilisées pour contrôler le système (nœuds où il y a un contrôle de statisme), et le second ensemble de variables ( $w$ ) est celui qui dispose des variables qu'il n'est pas possible de contrôler (nœuds où il n'y a pas de statisme) et souvent traitées comme des perturbations externes. De la même manière, nous divisons la sortie en deux ensembles (4.71) et (4.72). Un ensemble contient les variables de sortie qui ne peuvent être utilisées dans le contrôleur ( $z$ ), et l'autre contient les variables de sortie qui sont utilisées par le contrôleur ( $y$ ).  $A$  : est la matrice d'état;  $B_u$  : est la matrice d'entrée contrôlée;  $B_w$  : est la matrice d'entrée non contrôlée;  $C_y$  : est la matrice de sortie contrôlée;  $C_z$  : est la matrice de sortie non contrôlée. Si le système a  $i$  nœuds d'injection,  $j$  nœuds de consommation,  $p$  nœuds d'interconnexion et  $l$  branches, l'espace d'états sera exprimé par (4.70) (4.71) et (4.72) [360].

Dans le système électrique du modèle Figure 4.2, les courants dans les inductances et les tensions dans les condensateurs sont généralement sélectionnés comme variables d'états ( $x$ ). Chaque nœud (Figure 4.15) a un condensateur et chaque branche a une inductance. Le réseau HTCC contient des entrées du système de transmission qui sont le courant injecté ou extrait dans les sous-stations.  $Y_{nc}$  Correspond à l'ensemble des indices des nœuds où les sous-stations injectent ou extraient de la puissance sans contrôle de tension et  $Y_c$  désigne l'ensemble d'indices des nœuds où le contrôle de tension est appliqué.

$$\left\{ \begin{array}{l} x = [E_1, E_2, E_3, E_4, E_5, E_6, i_{L_1}, i_{L_2}, i_{L_3}, i_{L_4}, i_{L_5}]^T \\ A \in \mathbb{R}^{(i+j+p+l) \times (i+j+p+l)} \\ B_u \in \mathbb{R}^{(i+j+p+l) \times i} \\ B_v \in \mathbb{R}^{(i+j+p+l) \times j} \\ i = 3; j = 1; l = 6; p = 1 \\ w = [i_1, i_2, i_3]^T \text{ avec } j \in Y_{nc} \\ u = [i_4]^T \text{ avec } j \in Y_c \end{array} \right. \quad (4.73)$$

Les tensions aux bornes des condensateurs sur tous les six nœuds sont  $E_1$  à  $E_6$  et les courants de branches dans la transmission CC sont  $i_{L_1}$  à  $i_{L_5}$ . De même, la sortie est partitionnée en deux vecteurs. Le vecteur  $y$  contient les variables qui peuvent être utilisées dans le contrôle de la tension continue. D'autre part,  $z$  représente le vecteur de variables qui ne sont pas disponibles pour être utilisées par le contrôleur. Comme *les convertisseurs côté parcs éoliens en mer (WFC)* injectent toute la puissance disponible dans le réseau et que *les convertisseurs côtés réseau (GSC)* régulent les tensions CC, les équations d'état d'entrée et de sortie correspondant à  $y$  et  $z$  sont (4.74). Dans le réseau HTCC, les contrôleurs ne peuvent utiliser que les informations fournies par la tension aux nœuds où le contrôle de tension est appliqué. Les autres tensions doivent également être maintenues proches des valeurs nominales, mais elles ne peuvent pas être renvoyées aux contrôleurs [34].

$$\left\{ \begin{array}{l} z = [E_1, E_2, E_3]^T \\ y = [E_4]^T \\ C_z \in \mathbb{R}^{(i+j+p+l) \times i} \\ C_y \in \mathbb{R}^{(i+j+p+l) \times j} \end{array} \right. \quad (4.74)$$

Le contrôle de statisme de tension appliquée aux sous-stations connectées aux centrales éoliennes en mer (WFC) vise à maintenir la tension continue stable lorsque les courants provenant des sous-stations (*Figure 4.14*) WFC1, WFC3 et WFC4 changent. Le vecteur de ces courants est donc la perturbation  $w$  et l'entrée de contrôle  $u$  est le vecteur de courant des (GSC) *convertisseurs côtés réseau* ( $i_{L_4}$ ). La tension mesurée et renvoyée au contrôleur est la tension  $E_4$  alors que les tensions  $E_1, E_2$  et  $E_3$  ne sont pas disponibles pour le contrôleur, mais il est souhaitable de les maintenir proches de la valeur nominale.

Tableau 4.2 : Paramètres du système à quatre terminaux étudiés côté CA

Terminal	Tension nominale	Angle	Fréquence	Resistance	Inductance	Puissance
<b>OWF<sub>1</sub></b>	25 kV	0 rad	60 Hz	1 Ω	0.01 H	50 MVA
<b>Onshore<sub>4</sub></b>	135 kV	30 rad	60 Hz	1 Ω	0.01 H	1000 MVA
<b>OWF<sub>2</sub></b>	25 kV	30 rad	60 Hz	1 Ω	0.01 H	50 MVA
<b>OWF<sub>3</sub></b>	25 kV	30 rad	60 Hz	1 Ω	0.01 H	50 MVA

Tableau 4.3 : Paramètre du MMC-VSC

Terminal	Inductance de bras	Résistance de bras	Capacité de bras	Nbre de sous modules par bras
<b>VSC<sub>1</sub></b>	0.0015 H	0.15 Ω	1.758 μF	36
<b>VSC<sub>2</sub></b>	0.0015 H	0.15 Ω	10.48 μF	50
<b>VSC<sub>3</sub></b>	0.0015 H	0.15 Ω	1.758 μF	36
<b>VSC<sub>4</sub></b>	0.0015 H	0.15 Ω	1.758 μF	36

Tableau 4.4 : Réglage de la valeur de référence pour le réseau de transmission du contrôleur CC en p. u

Terminal	$P_{max}$	$P_{min}$	$Q_{max}$	$Q_{min}$	$V_{DCmax}$	$V_{DCmin}$	$I_{DCmax}$	$I_{DCmin}$	$k_1$	$k_2$	$k_3$	$k_4$
VSC1	1.2	0.8	0.25	-0.25	2	-2	2	-2	0.2			
VSC2	1.2	0.8	0.25	-0.25	2	-2	2	-2		0.2		
VSC3	1.2	0.8	0.25	-0.25	2	-2	2	-2			0.2	
VSC4	1.2	0.8	0.25	-0.25	1.5	-1.5	1.5	-1.5				0.2

Tableau 4.5 : valeurs de branches dans le réseau CC

	Resistance		Inductance		
Branche 1	1.2 $\Omega$		0.12 H		
Branche 2	2.4 $\Omega$		0.24 H		
Branche 3	0.6 $\Omega$		0.06 H		
Branche 4	0.6 $\Omega$		0.06 H		
Branche 5	1.2 $\Omega$		0.12 H		
<b>Tension nominale CC</b>					
$\pm 354$					
	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$C_5$
Capacitance	1800 $\mu F$	1800 $\mu F$	1800 $\mu F$	1800 $\mu F$	1800 $\mu F$
Résistance de câbles ( $\Omega/km$ )	0.0121 $\Omega/km$				
	$L_{13}$	$L_{53}$	$L_{64}$	$L_{24}$	$L_{34}$
Longueur de lignes	2 * 90	2 * 100	2 * 75	2 * 50	2 * 35
Résistance de ligne (Y/2)	0.46	0.41	0.75	0.83	1.2

#### 4.4.1 Contrôle de statisme sans modèle dynamique du MMC-VSC

En tenant compte des explications ci-dessus et des équations système (4.70) (4.71) et (4.72), nous pouvons implémenter le système avec la boucle de retour à l'aide du modèle décrivant la stabilité de contrôle de statisme en négligeant la dynamique ici du MMC-VSC (4.75). À partir de ce système d'équations, on obtient la matrice en boucle fermée ( $A_{cl} = A + B_u * K_{DC} * C_z$ ).

$$u = K_{DC}(z - z^*) \quad (4.75)$$

$K_{DC} \in \mathbb{R}^{i*i}$  : est la matrice de contrôle du statisme (diagonale) composé par  $k_i$  gains de statisme locaux, dans sa diagonale. Pour assurer la stabilité de l'ensemble du système, toutes les valeurs propres de  $A_{cl}$  doivent avoir une partie réelle négative. D'après l'équation (4.56), il est clair que la matrice  $K_{DC}$  a des dimensions d'admittance, donc dans chaque nœud le contrôle de statisme peut être interprété comme une admittance passive. Pour cette raison, appliquer un contrôle de statisme revient à ajouter de la dissipation d'énergie au système et, par conséquent, l'ensemble du système sera toujours stable pour  $K_{DC}$  semi-défini positif, ou en d'autres termes, si certains éléments  $k_i$  de  $K_{DC}$  sont positif ( $K_{DC}$  est toujours en diagonale), l'ensemble du système sera toujours stable. La matrice de statisme étant une matrice diagonale, la rétroaction n'agit que sur les éléments diagonaux de la sous-matrice  $D$ . Ainsi, la matrice en boucle fermée  $A_{cl}$  peut être définie (4.76).

$$A_{cl} = \begin{bmatrix} D_{cl} & -C^{-1} \times H^T \\ L^{-1} \times H & -L^{-1} \times R \end{bmatrix} \quad (4.76)$$

$D_{cl} = \text{diag}(\delta_1, \dots, \delta_n)$  avec  $\delta_i = -k_i \leq 0 \forall i = 1, \dots, n$  avec au moins un plus petit que zéro (là où le statisme existe). La stabilité du système basé sur la matrice en boucle fermée ( $A_{cl}$ ) donne pour le système (4.77).  $n, l \in \mathbb{N}^*, D \in \mathbb{C}^{n \times n}, P \in \mathbb{C}^{l \times l}, H \in \mathbb{C}^{l \times n}, M \in \mathbb{C}^{n \times l}$ .

$$\begin{cases} A_{cl} = A + B_u \times K_{DC} \times C_z \\ A = \begin{bmatrix} D & M \\ H & P \end{bmatrix} \in \mathbb{C}^{(n+l) \times (n+l)} \end{cases} \quad (4.77)$$

On prendra pour les éléments de la matrice  $n, l \in \mathbb{N}$  tel que  $n \geq 2$  et  $l \geq n - 1$ ;  $R = \text{diag}(R_1, \dots, R_l) \in \mathbb{R}^{l \times l}$  définie positive;  $L = \text{diag}(L_1, \dots, L_l) \in \mathbb{R}^{l \times l}$  définie positive;  $C = \text{diag}(C_1, \dots, C_n) \in \mathbb{R}^{n \times n}$  définie positive;  $D = \text{diag}(d_1, \dots, d_n) \in \mathbb{R}^{n \times n}$  tel que  $\forall j \in \{1, \dots, n\} d_j \leq 0$ ; enfin  $H = [H_1, \dots, H_n] \in \mathbb{R}^{l \times n}$  tel que  $\text{rang}(H) = n - 1$ , cela signifie que  $H_1, \dots, H_n$  sont linéairement dépendants, et  $\exists k \in \{1, \dots, n\}$  tel que  $H_1, \dots, H_{k-1}, H_{k+1}, \dots, H_n$  sont linéairement indépendants et laissant faire comprendre que (4.78)[376].

$$A = \begin{bmatrix} D & -C^{-1} \times H^T \\ L^{-1} \times H & -L^{-1} \times R \end{bmatrix} \quad (4.78)$$

En tenant compte que :

- 1) Si  $D = 0$  alors  $|A| = 0$  et 0 est une valeur propre de A avec les n premières colonnes de A sont linéairement dépendantes donc  $|A| = 0$  et par conséquent 0 est une valeur propre de A.
- 2) Si  $d_k < 0$ , alors toutes les valeurs propres de A ont une partie réelle négative.

Le système définit par (4.78) montre que le système est asymptotiquement stable si on applique un contrôle de statisme dans au moins un nœud. Cependant, cela ne dit rien sur la taille de  $k_i$ , le gain de statisme du nœud  $i$ . Ces valeurs de gain peuvent être obtenues avec les méthodes LQR, car le contrôle de statisme peut être considéré comme un retour d'état limité aux mesures locales. Ils peuvent être optimisés au moyen de techniques de contrôle optimales comme régulateur linéaire quadratique (LQR) [360, 376]. Considérant que les variables d'entrée du système ( $x = x^{ref} + \tilde{x}$  et  $u = u^{ref} + \tilde{u}$ ) décrites (4.73) varient autour d'un point d'équilibre, nous avons des variables de consigne ( $x^{ref}$ ) et celle constituant l'erreur ( $\tilde{x}$ ) donc l'optimisation dépendent de la fonction optimale de coût ( $J$ ) tel que ( $\dot{\tilde{x}}$ ) est la variation en petits signaux de  $\tilde{x}$  est (4.79), où  $Q$  est la matrice semi-définie positive et  $\mathcal{R}$  est défini positif. Par conséquent, le contrôle de rétroaction qui minimise la valeur de la fonction de coût ( $J$ ) est ( $\tilde{u}$ ) (4.79) et (4.80).  $P$  est trouvé en résolvant l'équation algébrique de Riccati en temps continu.

$$\begin{cases} \dot{\tilde{x}} = A\tilde{x} + B_u\tilde{u} \\ \tilde{u} = -F\tilde{x} \\ F = \mathcal{R}^{-1}B_u^T P \\ J = \int_0^{\infty} (\tilde{x}^T Q \tilde{x} + \tilde{u}^T \mathcal{R} \tilde{u}) dt \end{cases} \quad (4.79)$$

$$A^T P + PA - PB_u F + Q = 0 \quad (4.80)$$

En tenant compte des limites pour  $\lim_{t \rightarrow \infty}(\tilde{x}(t)) = 0$  et  $\lim_{t \rightarrow \infty}(\tilde{u}(t)) = 0$  et considérant (4.75) tel que (4.81)

$$\begin{cases} z = C_z x \\ z^{ref} = C_z x^{ref} \end{cases} \Rightarrow z - z^{ref} = C_z (x - x^{ref}) = C_z \tilde{x} \quad (4.81)$$

$$u = K_{DC} C_z \tilde{x}$$

Ainsi pour  $\lim_{t \rightarrow \infty} (u(t)) = 0$  donc  $u^* = 0$ , et par conséquent  $u = \tilde{u}$ . Ensuite, à partir de (4.79) où nous avons  $F$ , nous obtenons (4.82).

$$u = -F \tilde{x} \quad (4.82)$$

Comme les deux conditions de ( $u$ ) dans (4.81) et (4.82) tiennent  $\forall \tilde{x}$ , alors  $F = -K_{DC} C_z$ , et d'après ( $F$ ) dans (4.79) la matrice de statisme  $K_{DC}$  tient de la condition d'équilibre (4.83).

$$K_{DC} C_z = -\mathcal{R}^{-1} B_u^T P \quad (4.83)$$

Ainsi le modèle des éléments de la matrice du système seront représentés par (4.84) à (4.85).

$$A = \begin{bmatrix} D & -C^{-1} \times H^T \\ L^{-1} \times H & -L^{-1} \times R \end{bmatrix} \text{ avec } D = 0$$

$$-C^{-1} \times H^T = \begin{bmatrix} -\frac{1}{C_1} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{C_3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C_4} & 0 \\ \frac{1}{C_5} & \frac{1}{C_5} & 0 & 0 & -\frac{1}{C_5} \\ 0 & 0 & \frac{1}{C_6} & -\frac{1}{C_6} & \frac{1}{C_6} \end{bmatrix}; L^{-1} \times H = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_1} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{L_1} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_2} & 0 & 0 & -\frac{1}{L_2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L_3} & 0 & 0 & -\frac{1}{L_3} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{L_4} & 0 & \frac{1}{L_4} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L_5} & -\frac{1}{L_5} \end{bmatrix} \quad (4.84)$$

$$-L^{-1} \times R = \begin{bmatrix} -\frac{R_1}{L_1} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R_2}{L_2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_3}{L_3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{R_4}{L_4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{R_5}{L_5} \end{bmatrix}$$

$$z = \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{bmatrix}, y = [E_4], u = [i_4], w = \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} \quad (4.85)$$

La fonction de coût  $J$  et la matrice de gain de statisme ( $K_{DC}$ ) seront décrit par (4.86)

$$\begin{cases} J = \int_0^{\infty} (\tilde{E}_4^2 + \tilde{i}_4^2) dt \\ K_{DC} = \begin{bmatrix} k_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & k_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & k_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & k_4 \end{bmatrix} \end{cases} \quad (4.86)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} E_1 = \frac{Y_1}{2} Z_1 E_5 + i_{L_1} Z_1 \Rightarrow \frac{dE_1}{dt} = \frac{1}{C_1} i_{C_1} \\ E_2 = \frac{Y_2}{2} Z_2 E_5 + i_{L_2} Z_2 \Rightarrow \frac{dE_2}{dt} = \frac{1}{C_2} i_{C_2} \\ E_3 = \frac{Y_3}{2} Z_3 E_6 + i_{L_3} Z_3 \Rightarrow \frac{dE_3}{dt} = \frac{1}{C_3} i_{C_3} \\ E_4 = \frac{Y_4}{2} Z_4 E_6 + i_{L_4} Z_4 \Rightarrow \frac{dE_4}{dt} = \frac{1}{C_4} i_{C_4} \\ E_5 = \frac{Y_5}{2} Z_5 E_6 + i_{L_5} Z_5 ; \Rightarrow \frac{dE_5}{dt} = \frac{1}{C_5} i_{C_5} \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \frac{di_{L_1}}{dt} = \frac{1}{L_1} (E_1 - E_5 - R_1 i_{L_1}) \\ \frac{di_{L_2}}{dt} = \frac{1}{L_2} (E_2 - E_5 - R_2 i_{L_2}) \\ \frac{di_{L_3}}{dt} = \frac{1}{L_3} (E_3 - E_6 - R_3 i_{L_3}) \\ \frac{di_{L_4}}{dt} = \frac{1}{L_4} (-E_4 + E_6 - R_4 i_{L_4}) \\ \frac{di_{L_5}}{dt} = \frac{1}{L_5} (E_5 - E_6 - R_5 i_{L_5}) \end{array} \right. \quad (4.87)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} E_6 = \frac{Y_5}{2} Z_5 E_5 - i_{L_5} Z_5 \\ i_1 = i_{C_1} + i_{L_1} \\ i_2 = i_{C_2} + i_{L_2} \\ i_3 = i_{C_3} + i_{L_3} \\ i_4 = i_{C_4} + i_{L_4} \\ i_{L_5} = i_{L_2} + i_{L_1} - i_{C_5} = i_{L_4} - i_{L_3} + i_{C_6} \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} i_{C_1} = i_1 - i_{L_1} \\ i_{C_2} = i_2 - i_{L_2} \\ i_{C_3} = i_3 - i_{L_3} \\ i_{C_4} = -i_4 + i_{L_4} \\ i_{C_5} = i_{L_2} + i_{L_1} - i_{L_5} \\ i_{C_6} = i_{L_3} - i_{L_4} + i_{L_5} \end{array} \right.$$

L'expression des courants dans les lignes ainsi que les tensions aux bornes des nœud de connexion ou intermédiaires dans le réseau MTCC étudié peuvent être exprimés sous la forme de matrice d'état à partir des matrices du système (4.70) (4.71) et (4.72).

#### 4.4.2 Contrôle de statisme avec modèle dynamique de MMC-VSC dans un système MTCC

De manière globale, le contrôle du MMC-VSC dans le système est de deux manières différentes : soit par un contrôle de la tension continue  $v_{dc} = E_i$ , et la puissance réactive  $Q$  (grâce à  $i_q$ ) ; soit par un contrôle des puissances actives ( $i_d$ ) et réactive. Il est clair que le contrôle de statisme agit dans la tension continue (4.56), donc dans les nœuds où le statisme est implémenté (Figure 4.18), ainsi la première option ( $v_{dc}$  et  $Q$ ) sera considérée (4.88)[377, 378]. En revanche si une autre ou d'autres terminaux installés dans le système ne comportent dans les convertisseurs de statisme, le contrôleur local agira sur  $P$  et  $Q$  (4.89).  $i_{dq,i}^o$  et  $i_{dq,j}^o$  : courants de consigne sur l'axe  $dq$ ,  $E_i^o$  : tension de consigne en CC.

$$\left\{ \begin{array}{l} i_{d,i}^{ref} = i_{d,i}^o - k_i (E_i - E_i^o) \\ i_{q,i}^{ref} = i_{q,i}^o = 0 \end{array} \right. \quad (4.88)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} i_{d,j}^{ref} = i_{d,j}^o \\ i_{q,j}^{ref} = i_{q,j}^o = 0 \end{array} \right. \quad (4.89)$$

Les équations profondément développées au Chapitre II de la connexion des terminaux au réseau CA seront exploitées dans un modèle d'espace d'état d'un système HTCC-VSC multi-terminal établi dans le cadre synchrone  $dq$ , qui permet un contrôle découplé sur la puissance active et la puissance réactive, avec les caractéristiques de modulation de largeur d'impulsion à haute fréquence (PWM). On considérera que le système obéit à la condition d'équilibre, disant les trois phases ont des paramètres identiques et que leurs tensions et courants ont la même amplitude alors qu'ils sont déphasés de  $120^\circ$  entre eux comme dans (2.11) et (2.13). Ainsi nous associons aux équations précédemment définies lorsque le terminal est connecté au réseau CA, ceux des tensions et courants

dans les lignes de transmission. La transformation de la ligne de connexion intermédiaire du modèle en triangle en un modèle en étoile permet de disposer d'une seule susceptance décrite par  $B_5 = Y_5/2$  aux bornes du condensateur  $C_5$  soumise à une tension  $v_{dc,5}$  (Figure 4.2). Sachant que le courant dans la ligne CC est lié à la modulation d'amplitude sur l'axe dq et l'angle de déphasage permettant ainsi de contrôler celui-ci (2.11), nous avons la relation du système ( $L_{fi} = L_{ni} + L_{Ti}$ ;  $R_{fi} = R_{si}$ ;  $v_{dc_i} = E_i$ ).

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{di_{f_{di}}}{dt} = -\frac{1}{L_{fi}} M_{di} \frac{v_{dc_i}}{2} - R_{fi} i_{f_{di}} + \omega_i i_{f_{qi}} + \frac{1}{L_{fi}} e_{s_{di}} \\ \frac{di_{f_{qi}}}{dt} = -\frac{1}{L_{fi}} M_{qi} \frac{v_{dc_i}}{2} - \frac{1}{L_{li}} R_{fi} i_{f_{qi}} - \omega_i i_{f_{di}} + \frac{1}{L_{fi}} e_{s_{qi}} \\ \frac{dv_{dc_i}}{dt} = -\frac{1}{C_i} i_{Li} + \frac{1}{C_i} \frac{3}{4} (i_{f_{di}} M_{di} + i_{f_{qi}} M_{qi}) \\ \frac{di_{Li}}{dt} = \frac{1}{L_i} v_{dc_i} - \frac{R_i}{L_i} i_{Li} - \frac{1}{L_i} v_{dc,5} \\ \frac{dv_{dc,5}}{dt} = \frac{1}{C_5} \left( \sum_{k=1}^N i_{L,k} \right) \end{array} \right. \quad (4.90)$$

Le système général découplé décrit par l'équation d'état impliquant le modèle dynamique considère  $(i_{f_{di}}, i_{f_{qi}}, v_{dc_i}, i_{Li}, v_{dc,5})$  comme variables d'états,  $M_{di}$ ,  $M_{qi}$  sont les variables contrôlées,  $e_{s_{di}}$ ,  $e_{s_{qi}}$  sont les signaux externes avec la dimension du système (4.91) étant  $4N + 1$  avec  $i = 1, \dots, N$ . L'objectif du contrôle du système est de faire suivre la tension continue  $v_{dc_i}$  dans chaque terminal du convertisseur et la puissance réactive  $Q_{fi}$  à leurs valeurs de référence  $v_{dc_i}^{ref}$  et  $Q_{fi}^{ref}$ . Nous utilisons une procédure de type retour en arrière pour concevoir un tel contrôleur. Pour assurer la mise en œuvre de ce contrôle, la recherche d'élimination sur l'axe dq des erreurs de courant  $\tilde{i}_{f_{di}}$  et  $\tilde{i}_{f_{qi}}$  tel que  $\tilde{i}_{f_{di}} = i_{f_{di}} - i_{f_{di}}^{ref}$  et  $\tilde{i}_{f_{qi}} = i_{f_{qi}} - i_{f_{qi}}^{ref}$  constitue le début de la procédure à travers la linéarisation passant par la loi de contrôle suivante (4.92).

$$\left\{ \begin{array}{l} u_{id} = \frac{di_{f_{di}}}{dt} = \frac{d\tilde{i}_{f_{di}}}{dt} + \frac{di_{f_{di}}^{ref}}{dt} \\ u_{iq} = \frac{di_{f_{qi}}}{dt} = \frac{d\tilde{i}_{f_{qi}}}{dt} + \frac{di_{f_{qi}}^{ref}}{dt} \end{array} \right. \quad (4.91)$$

Avec  $u_{id}$  et  $u_{iq}$  des entrées auxiliaires, qui contrôlent indépendamment  $i_{f_{di}}$  et  $i_{f_{qi}}$ . Les variables de contrôle  $M_{di}$  et  $M_{qi}$  peuvent être exprimées comme suit:

$$\left\{ \begin{array}{l} M_{di} = \frac{2L_{fi}}{v_{dc_i}} \left( -\frac{R_{fi}}{L_i} i_{f_{di}} + \omega_i i_{f_{qi}} + \frac{1}{L_{fi}} e_{s_{di}} - u_{id} \right) \\ M_{qi} = \frac{2L_{fi}}{v_{dc_i}} \left( -\frac{R_{fi}}{L_i} i_{f_{qi}} + \omega_i i_{f_{di}} + \frac{1}{L_{fi}} e_{s_{qi}} - u_{iq} \right) \end{array} \right. \quad (4.92)$$

Pour s'assurer que les erreurs  $\tilde{i}_{f_{di}}$  et  $\tilde{i}_{f_{qi}}$  convergeront vers zéro, il est important d'associer aux variations de courant les constantes visant à suivre les augmentations des états de courant proposés.

Ainsi les constantes positives  $\lambda_{di}$ ,  $k_{id}$ ,  $k_{iq}$ ,  $\lambda_{qi}$  sont des gains de statisme et permet d'avoir la forme linéarisée de l'analyse de l'erreur de courant (4.94). Après l'analyse de la correction des erreurs de courant à l'aide de coefficients de statisme ci-dessus, la prochaine étape de contrôle avec modèle dynamique par contrôle de

modulation d'amplitude à travers la procédure de contrôle par marche arrière consiste à déterminer les valeurs de référence de courant  $dq$  de sorte que le convertisseur suit les valeurs de référence pour la tension continue et la puissance réactive (4.93).

$$\begin{cases} \frac{d\tilde{i}_{f_{di}}}{dt} = \dot{\varphi}_{di} = \tilde{i}_{f_{di}} \\ \dot{\tilde{i}}_{f_{di}} = -k_{id}\tilde{i}_{f_{di}} - \lambda_{di}\varphi_{di} \\ \frac{d\tilde{i}_{f_{qi}}}{dt} = \dot{\varphi}_{qi} = \tilde{i}_{f_{qi}} \\ \dot{\tilde{i}}_{f_{qi}} = -k_{iq}\tilde{i}_{f_{qi}} - \lambda_{qi}\varphi_{qi} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} u_{id} = \frac{di_{f_{di}}}{dt} = \dot{i}_{f_{di}} + \frac{di_{f_{di}}^{ref}}{dt} \\ u_{iq} = \frac{di_{f_{qi}}}{dt} = \dot{i}_{f_{qi}} + \frac{di_{f_{qi}}^{ref}}{dt} \end{cases} \quad (4.93)$$

En supposant une orientation dans dq telle que  $e_{s_{qi}} = 0$  et  $i_{f_{qi}}^{ref} = 2/3 (Q_{fi}^{ref} / e_{s_{di}})$ . En tenant compte de (4.93) le contrôle vise à maintenir la tension continue  $v_{dc_i}$  à sa valeur de consigne. Pour ainsi, la dynamique souhaitée de l'erreur de tension  $\tilde{v}_{dc_i} + v_{dc_i}^{ref} = v_{dc_i}$  est exprimée comme suit :

$$\begin{cases} v_{ci} = \frac{dv_{dc_i}}{dt} = \frac{d\tilde{v}_{dc_i}}{dt} + \frac{dv_{dc_i}^{ref}}{dt} \\ \dot{\varphi}_{ci} = \frac{d\tilde{v}_{dc_i}}{dt} = \tilde{v}_{dc_i} \\ \dot{\tilde{v}}_{dc_i} = -k_{ci}\tilde{v}_{dc_i} - \lambda_{ci}\varphi_{ci} \\ \dot{v}_{dc_i} = \dot{\tilde{v}}_{dc_i} + v_{dc_i}^{ref} \end{cases} \quad (4.94)$$

$$\begin{cases} \tilde{x} = [\tilde{i}_{f_{di}} \tilde{i}_{f_{qi}} \tilde{v}_{dc_i} \tilde{i}_{Li} \tilde{v}_{dc_s}]^T \\ \tilde{y} = [\tilde{v}_{dc_i} \tilde{i}_{f_{di}} \tilde{i}_{f_{qi}}]^T \end{cases} \quad (4.95)$$

$$\begin{cases} \frac{d\tilde{i}_{f_{di}}}{dt} = -\frac{R_{fi}}{L_i}\tilde{i}_{f_{di}} + \omega_i\tilde{i}_{f_{qi}} - \frac{1}{2L_{fi}}(M_{di}v_{dc_i} - M_{di}^{ref}v_{dc_i}^{ref}) \\ \frac{d\tilde{i}_{f_{qi}}}{dt} = -\frac{R_{fi}}{L_i}\tilde{i}_{f_{qi}} - \omega_i\tilde{i}_{f_{di}} - \frac{1}{2L_{fi}}(M_{qi}v_{dc_i} - M_{qi}^{ref}v_{dc_i}^{ref}) \\ \frac{d\tilde{v}_{dc_i}}{dt} = -\frac{1}{C_i}\tilde{i}_{Li} + \frac{1}{C_i}\frac{3}{4}(i_{f_{di}}^{ref}M_{di} - i_{f_{di}}M_{di}^{ref} + i_{f_{qi}}M_{qi} - i_{f_{qi}}^{ref}M_{qi}^{ref}) \\ \frac{d\tilde{i}_{Li}}{dt} = \frac{1}{L_i}\tilde{v}_{dc_i} - \frac{R_i}{L_i}\tilde{i}_{Li} - \frac{1}{L_i}\tilde{v}_{dc_s} \\ \frac{d\tilde{v}_{dc_s}}{dt} = \frac{1}{C_s}\left(\sum_{k=1}^N \tilde{i}_{Lk}\right) \end{cases} \quad (4.96)$$

En considérant les valeurs  $v_{dc_i}^{ref}$  et  $Q_{fi}^{ref}$  désirées comme constantes  $\frac{dv_{dc_i}^{ref}}{dt} = 0$  et  $\frac{di_{f_{qi}}^{ref}}{dt} = 0$  nous déduisons à partir de la linéarisation de la variation du courant et de la tension CC et en tenant compte des lois de contrôle(4.93), (4.94) et (4.95) le système HTCC-MMC-VSC multi-terminal décrit par (4.91) est stabilisé asymptotiquement à leur référence de valeurs  $v_{dc_i}^{ref}$  et  $Q_{fi}^{ref}$  [379, 380]. De plus, ce résultat est indépendant des paramètres réseau  $L_i, R_i, C_i$  [377, 378]. Dans le cas considéré, tous les convertisseurs  $N$  contrôlent leurs tensions continues. Souhaitant conserver  $v_{dc_i}$ ,  $i_{f_{di}}$  et  $i_{f_{qi}}$  à leurs valeurs de référence  $v_{dc_i}^{ref}$ ,  $i_{f_{di}}^{ref}$  et  $i_{f_{qi}}^{ref}$ , on définit les entrées et sorties du système correspondant aux erreurs par la relation ( $\tilde{v}_{dc_s} = v_{dc_s} - v_{dc_s}^{ref}$ ) (4.96) et (4.97)



Où  $i = 1; \dots; N$  et  $M_{di}^{ref}$  et  $M_{qi}^{ref}$  sont des valeurs d'équilibre de  $M_{di}$  et  $M_{qi}$ . Ainsi l'analyse de la stabilité du nouveau système (4.97) décrit par les variables ( $\tilde{x}$ ) d'états (4.96) qui peuvent être divisées en deux grands parties (4.98). [377, 378]

$$\begin{aligned}\psi &= [\tilde{v}_{Li} \quad \tilde{v}_{dc_s}]^T \\ \xi &= [\tilde{i}_{f_{di}} \quad \tilde{i}_{f_{qi}} \quad \tilde{v}_{dc_i}]^T\end{aligned}\quad (4.97)$$

Les relations du système décrites par (4.91) permettent de ressortir les relations de courants et tensions dans le réseau MTCC. Ainsi chaque terminal consomme une puissance active qui dépend de la variation de l'énergie stockée dans les condensateurs. Pour cette raison, le contrôle de la tension CC primordiale dans l'écoulement de puissance dans le réseau sera pris en compte dans la relation décrivant les puissances injectées ou absorbées dans le réseau en tenant aussi compte des coefficients de statismes associés. L'énergie électrostatique stockée dans le condensateur CC peut être associée à une constante d'inertie  $H_c(s)$  équivalente à  $W_c = H_c S_{nom}$ , où  $S_{nom}$  correspondrait à la puissance apparente nominale du MMC-VSC. Cette constante de temps est petite et peut être considérée comme  $H_c \approx 5 \text{ ms}$  [381].

Par conséquent, la valeur unitaire du condensateur serait  $C_i = 2S_{nom}H_c/E_i^2$ . L'équilibre de courant (4.87) dans les condensateurs de stockage de chaque terminal est similaire à celle de puissance à l'intérieur de la liaison HTCC dans les conditions de fonctionnement en régime permanent lorsque le terme dérivé devient nul. Ainsi, chaque fois que l'équilibre courant/puissance est perturbé, des variations de tension ( $\tilde{v}_{dc_i}$ ) apparaissent dans le circuit intermédiaire. Cela recommande au niveau du contrôle dynamique de la tension CC du HTCC un contrôle du courant CC entrant dans le convertisseur onduleur (4.89), en considérant la consigne de courant du terminal comme variable de contrôle. L'erreur entre la tension réelle et celle de consigne ( $E_i - E_i^o$ ) est utilisée par un contrôleur PI, avec un gain de statisme assurant d'obtenir de nouvelles valeurs de courant continu. Cependant, le redresseur-convertisseur doit s'assurer que la puissance active sortant du terminal soit maintenue à la valeur programmée de puissance ( $-P_{k \rightarrow VSC_{vR}}^{sch}$ ). D'après la Figure 4.2, on peut déduire la puissance entrant dans le terminal onduleur situé en onshore est  $P_{k \rightarrow VSC_{vI}}^{sch}$  moins la perte de puissance dans les câbles CC (4.87). L'ouverture angulaire entre l'angle de déphasage du redresseur  $\phi_{R,i}$  et l'angle de tension  $\theta_{vR,i}$  de la ligne CA est liée à l'échange de puissance intervenant à tout moment entre le réseau et le bus continu du redresseur. Par conséquent, la différence angulaire ( $\varphi_{R,i} = \theta_{vR,i} - \phi_{R,i}$ ) est également un paramètre clé qui nécessite une régulation appropriée dans le but d'obtenir le transfert de puissance active programmé  $P_{sch}$  de la station de redressement vers le terminal d'onduleur. La puissance active ( $-P_{k \rightarrow VSC_{vR}}^{sch}$ ) est celle qui doit arriver au nœud  $k$  et le signe négatif signifie qu'elle circule du nœud  $VSC_{vR}$  vers le nœud  $k$  comme redresseur. Cette valeur est normalement mise à zéro, mais elle pourrait être la valeur de toute charge de câble CC appropriée. Cependant ( $Q_{k \rightarrow VSC_{vR}}^{sch}$ ), la valeur programmée du flux de puissance réactive arrivant au nœud  $k$  est toujours mise à zéro, ce qui implique correctement qu'aucune puissance réactive n'existe sur le bus CC [133, 340]. Ensuite, l'équilibre de

puissance poursuivi côté CC sera maintenant donné par (4.45) tel que :  $\Delta P_{k \rightarrow VSC_{vR}} = -P_{k \rightarrow VSC_{vR}}^{sch} + P_k = 0$ . Les équations qui permettent l'évaluation du comportement dynamique du contrôleur de puissance programmé sont liées au contrôleur PI qui corrige la puissance à injectée sur la ligne CC. Le contrôle dynamique de tension alternative du HTCC-MMC-VSC appelle deux boucles de contrôle[382]. Les indices de modulation ( $M_{Rdi}$  et  $M_{Rqi}$ ) puis ( $M_{Idi}$  et  $M_{Iqi}$ ) à travers leur module  $M_{Ri}$  et  $M_{Ii}$  sont responsables de l'un ou l'autre, contrôlant les amplitudes de tension sur les côtés CA des terminaux redresseurs et onduleur aux valeurs programmées,  $E_{vIk_i}$  et  $E_{vRk_i}$ , ou pour exercer la consigne de puissance réactive fixe:  $Q_{vI_i}^{ref}$  et  $Q_{vR_i}^{ref}$ . Les contrôles sont conçus de manière que les indices de modulation  $M_{Ri}$  et  $M_{Ii}$  soient réajustés à chaque pas de temps en fonction des contrôles de tension ou de puissance réactive. Ainsi nous pouvons définir les équations de puissances aux différents de chaque terminal ( $i$ ). Le fonctionnement en fréquence fondamentale d'un MMC-VSC associé à l'impédance de câble (purent résistif) sera représenté en combinant le modèle de susceptance de câble dans (4.46) et le modèle des convertisseurs MMC-VSC. Ainsi la puissance injectée dans MTCC sera considérée purement résistive (4.102). Considérant la Figure 4.19,  $\bar{V}_{vR1} = \bar{V}_{t1}$ ,  $\bar{V}_{vR2} = \bar{V}_{t2}$ ,  $\bar{V}_{vR3} = \bar{V}_{t3}$ ,  $\bar{V}_{vI4} = \bar{V}_{t4}$  les tensions au point de couplage commun en CA de convertisseurs MMC-VSC,  $V_{OR_1} = k_1 m_{aR_1} E_{R_1}$ ,  $V_{OR_2} = k_1 m_{aR_2} E_{R_2}$ ,  $V_{OR_3} = k_1 m_{aR_3} E_{R_3}$  et  $V_{OI4} = k_1 m_{aR_4} E_{I4}$  représentent la tension en entrée des sous-stations contrôlées par la modulation d'amplitude et la tension dans le réseau de transmission en CC du réseau MTCC. Le système formé de six nœuds ( $i$ ) formulés par la méthode de Newton représenté par l'écoulement de puissance sous la forme de coordonnées polaires pour chaque nœud sera le produit complexe de la tension au nœud par le conjugué complexe du courant injecté au nœud. Ainsi on peut déterminer l'expression de puissances écoulées dans chaque nœud du système par les relations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{S}_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = \bar{V}_i \sum_{m=1}^n \bar{Y}_{im}^* \bar{V}_m^* = \sum_{m=1}^n V_i Y_{mi} V_m e^{(\theta_i - \theta_m - \gamma_{im})} \\ P_i = \sum_{m=1}^n V_i Y_{mi} V_m \cos(\theta_i - \theta_m - \gamma_{im}) \\ Q_i = \sum_{m=1}^n V_i Y_{mi} V_m \sin(\theta_i - \theta_m - \gamma_{im}) \end{array} \right. \quad (4.98)$$

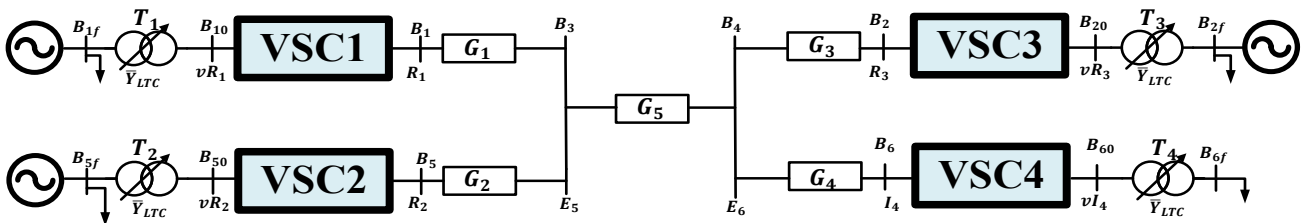


Figure 4.16 : Schéma équivalent de transmission MTCC-VSC

Dans la détermination de la matrice admittance du réseau MTCC (Figure 4.16), des propriétés sont définies tel que : Soit  $k \in \mathbb{N}$  tel que  $0 < k < n$ . Soit  $G \in \mathbb{R}^{n \times n}$  la matrice de conductance définie en [360] telle que (4.100). La matrice  $G$  est semi-définie positive de rang  $(n - 1)$ .  $\forall j \in \{1, 2, \dots, n\}$ , la matrice d'ordre  $n - 1$  qui

entraîne la suppression de la ligne  $j$  et de la colonne  $j$  de  $G$  est définie positive.  $\forall k \in \{1, 2, \dots, n-1\}$  La matrice  $G_k \in \mathbb{R}^{k \times k}$ , formée par les éléments des  $k$  premières lignes et des  $k$  premières colonnes de  $G$ , et la matrice  $G_{n-k} \in \mathbb{R}^{(n-k) \times (n-k)}$  formée par les éléments des  $n-k$  dernières lignes et des  $n-k$  dernières colonnes de  $G$ , sont définies positives, et comme la susceptance ( $B$ ) est symétrique, alors la matrice  $Y_k \in \mathbb{C}^{k \times k}$  formée par les éléments des  $k$  premières lignes et les  $k$  premières colonnes de  $Y$ , et la matrice  $\Lambda_{n-k} \in \mathbb{C}^{(n-k) \times (n-k)}$  formée par les éléments des  $n-k$  dernières lignes et des  $n-k$  dernières colonnes de  $Y$ , sont inversibles. Les matrices  $-\Gamma_k \in \mathbb{C}^{k \times (n-k)}$ , formées par les éléments des  $k$  premières lignes et des  $n-k$  dernières colonnes de  $Y$ , ne sont pas nulles[360].

Connaissant l'énoncée ci-dessus de la propriété, tel que nous avons les valeurs de la matrice de conductance  $G$ , celle de la tension nominale dans la connexion intermédiaire réseau  $E_5 = 400 \text{ kV}$ ,  $E_6 = 399 \text{ kV}$ , la puissance de la charge en onshore ( $P_4$ ); la valeur minimale de la tension au niveau de la connexion intermédiaire est  $u_o = 354 \text{ kV}$ . Cela signifie qu'à partir de tout point initial dont les composants sont supérieurs à  $u_o$ , la séquence converge vers la solution unique.

$$Y = \begin{bmatrix} Y_k & -\Gamma_k \\ -\Gamma_k^T & \Lambda_{n-k} \end{bmatrix}; Y_k = \begin{bmatrix} y_{1,1} & -y_{1,2} & \dots & -y_{1,k} \\ -y_{1,2} & y_{2,2} & \dots & -y_{2,k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -y_{1,k} & -y_{2,k} & \dots & -y_{k,k} \end{bmatrix}; \Lambda_{n-k} = \begin{bmatrix} -y_{k+1,k+2} & \dots & -y_{k+2,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -y_{k+1,n} & \dots & y_{n,n} \end{bmatrix}$$

$$\Gamma_k = \begin{bmatrix} -y_{1,k+1} & -y_{1,k+2} & \dots & -y_{1,n} \\ -y_{2,k+1} & -y_{2,k+2} & \dots & -y_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -y_{k,k+1} & -y_{k,k+2} & \dots & -y_{k,n} \end{bmatrix}; G_k = \begin{bmatrix} G_{1,1} & -G_{1,2} & \dots & -G_{1,k} \\ -G_{1,2} & G_{2,2} & \dots & -G_{2,k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -G_{1,k} & -G_{2,k} & \dots & -G_{k,k} \end{bmatrix}; \quad (4.99)$$

$$G_{n-k} = \begin{bmatrix} G_{k+1,k+1} & -G_{k+1,k+2} & \dots & -G_{k+1,n} \\ -G_{1,2} & G_{2,2} & \dots & -G_{k+2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -G_{k+1,n} & -G_{k+2,n} & \dots & -G_{n,n} \end{bmatrix}$$

Les tensions au niveau de chaque terminal sont  $E_1, E_2, E_3, E_4$ , nous procédons comme suit : par le calcul de la matrice admittance  $G_k$  et  $\Gamma_k$  puis le calcul de la puissance écoulee dans le réseau HTCC. Dans ce modèle du système étudié, il y a trois nœuds de production (OWF), un nœud connecté au réseau CA en Onshore, qui peut fournir ou absorber de l'énergie. Il existe également deux nœuds d'interconnexion (connexion intermédiaire) ( $B4$  et  $B3$ ), où aucune puissance n'est injectée ou consommée. Ainsi nous avons pour matrice admittance.

$$G = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{vR_1, vR_1} & \bar{Y}_{vR_1, R_1} \angle \varphi_{R_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\bar{Y}_{vR_1, R_1} \angle \varphi_{R_1} & \bar{Y}_{R_1, R_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Y}_{vR_2, vR_2} & \bar{Y}_{vR_2, R_2} \angle \varphi_{R_2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\bar{Y}_{vR_2, R_2} \angle \varphi_{R_2} & \bar{Y}_{R_2, R_2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \bar{Y}_{vR_3, vR_3} & \bar{Y}_{vR_3, R_3} \angle \varphi_{R_3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\bar{Y}_{vR_3, R_3} \angle \varphi_{R_3} & \bar{Y}_{R_3, R_3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \bar{Y}_{vI_4, vI_4} & \bar{Y}_{vI_4, I_4} \angle \varphi_{I_4} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\bar{Y}_{vI_4, I_4} \angle \varphi_{I_4} & \bar{Y}_{I_4, I_4} \end{bmatrix} \quad (4.100)$$

Avec  $\bar{Y}_{vR_i, vR_i} = \bar{Y}_{filtre} + \frac{\bar{Y}_1 \bar{Y}_{reac}}{\bar{Y}_1 + \bar{Y}_{reac}} = G_{vR_i, vR_i} + jB_{vR_i, vR_i}$ ;  $\bar{Y}_{R_i, R_i} = \bar{Y}_{I_i, I_i} = \left( \frac{(G_{swR_i} + jk_i^2 m_{ai}^2) + k_i^2 m_{ai}^2 \bar{Y}_1 \bar{Y}_{reac}}{\bar{Y}_1 + \bar{Y}_{reac}} \right)$ ;  $\bar{Y}_{vI_i, I_i} = \bar{Y}_{vR_i, R_i} = \frac{k_i m_{ai} \bar{Y}_1 \bar{Y}_{reac}}{\bar{Y}_1 + \bar{Y}_{reac}}$

Nous décrivons la matrice d'admittance nodale pour le -HTCC-MMC-VSC multi-terminal système comprenant les quatre MMC-VSC et cinq câbles CC (*Figure 4.17*).  $G_{13} = 0.46$ ;  $G_{53} = 0.41$ ;  $G_{24} = 0.83$ ;  $G_{64} = 0.55$ . La structure de (4.102) comprend deux termes de matrice principaux, le premier étant une matrice de blocs diagonaux dont les entrées de bloc individuelles sont les matrices d'admittance nodales du composant MMC-VSC pertinent ayant la forme générique de (4.101).

$$\begin{pmatrix} \bar{I}_{vR1} \\ \bar{I}_{OR1} \\ \bar{I}_{vR2} \\ \bar{I}_{OR2} \\ \bar{I}_{vR3} \\ \bar{I}_{OR3} \\ \bar{I}_{vI4} \\ \bar{I}_{OI4} \end{pmatrix} = \left( G \right) + \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & G_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & G_{53} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & G_{24} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & G_{64} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{V}_{vR1} \\ \bar{E}_{OR1} \\ \bar{V}_{vR2} \\ \bar{E}_{OR2} \\ \bar{V}_{vR3} \\ \bar{E}_{OR3} \\ \bar{V}_{vI4} \\ \bar{E}_{OI4} \end{pmatrix} \quad (4.101)$$

Cette dernière matrice est en fait la matrice de conductance nodale du circuit CC de la *Figure 4.16*, avec un certain remplissage nul pour la rendre conforme à la nature englobante de (4.101) qui contient des circuits CA et CC.

$$\begin{pmatrix} S_{vR1} \\ S_{R1} \\ S_{vR2} \\ S_{R2} \\ S_{vR3} \\ S_{R3} \\ S_{vI4} \\ S_{I4} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{vR1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & E_{R1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \bar{V}_{vR2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & E_{R2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \bar{V}_{vR3} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & E_{R3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \bar{V}_{vI4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & E_{I4} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \bar{I}_{vR1}^* \\ \bar{I}_{R1}^* \\ \bar{I}_{vR2}^* \\ \bar{I}_{R2}^* \\ \bar{I}_{vR3}^* \\ \bar{I}_{R3}^* \\ \bar{I}_{vI4}^* \\ \bar{I}_{I4}^* \end{pmatrix} \quad (4.102)$$

Les tensions de nœuds CA peuvent être exprimées en coordonnées polaires ou rectangulaires. Ainsi  $\bar{V}_{vR_1} = e_{vR_1} + jf_{vR_1}$ ,  $\bar{V}_{vR_2} = e_{vR_2} + jf_{vR_2}$ ,  $\bar{V}_{vR_3} = e_{vR_3} + jf_{vR_3}$ ,  $\bar{V}_{vI_4} = e_{vI_4} + jf_{vI_4}$  sont les tensions alternatives aux nœuds  $vR_1$ ,  $vR_2$ ,  $vR_3$  et  $vI_4$ , respectivement. Les tensions  $E_{R1}$ ,  $E_{R2}$ ,  $E_{R3}$ , et  $E_{I4}$  sont les tensions continues aux nœuds  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$  et  $I_4$  respectivement. Les équations de puissance complexes nodales sont obtenues en multipliant les tensions nodales par le des courants nodaux (4.103).

$$\begin{aligned} P_{vR_1} &= G_{vR_1 vR_1} (e_{vR_1}^2 + f_{vR_1}^2) - V_{OR_1} (e_{vR_1} [G_{vR_1, R_1} \cos \varphi_{R_1} + B_{vR_1, R_1} \sin \varphi_{R_1}] - f_{vR_1} [G_{vR_1, R_1} \cos \varphi_{R_1} - B_{vR_1, R_1} \sin \varphi_{R_1}]) \\ Q_{vR_1} &= -B_{vR_1 vR_1} (e_{vR_1}^2 + f_{vR_1}^2) - V_{OR_1} (e_{vR_1} [G_{vR_1, R_1} \cos \varphi_{R_1} - B_{vR_1, R_1} \sin \varphi_{R_1}] + f_{vR_1} [G_{vR_1, R_1} \sin \varphi_{R_1} + B_{vR_1, R_1} \cos \varphi_{R_1}]) \\ P_{R_1} &= (G_{swR_1} + G_{00R_1} + G_1) E_{R_1}^2 - E_{R_1} (e_{vR_1} [G_{vR_1, R_1} \cos \varphi_{R_1} + B_{vR_1, R_1} \sin \varphi_{R_1}] + f_{vR_1} [G_{vR_1, R_1} \cos \varphi_{R_1} - B_{vR_1, R_1} \sin \varphi_{R_1}]) \\ Q_{R_1} &= -(k_1^2 m_{aR_1}^2 B_{eqR_1} + B_{00R_1}) E_{R_1}^2 - E_{R_1} (e_{vR_1} [G_{vR_1, R_1} \cos \varphi_{R_1} - B_{vR_1, R_1} \sin \varphi_{R_1}] - f_{vR_1} [G_{vR_1, R_1} \cos \varphi_{R_1} + B_{vR_1, R_1} \sin \varphi_{R_1}]) \end{aligned} \quad (4.103)$$

$$\begin{aligned} P_{vR_2} &= G_{vR_2 vR_2} (e_{vR_2}^2 + f_{vR_2}^2) - V_{OR_2} (e_{vR_2} [G_{vR_2, R_2} \cos \varphi_{R_2} + B_{vR_2, R_2} \sin \varphi_{R_2}] - f_{vR_2} [G_{OR_2} \cos \varphi_{R_2} - B_{vR_2, R_2} \sin \varphi_{R_2}]) \\ Q_{vR_2} &= -B_{vR_2 vR_2} (e_{vR_2}^2 + f_{vR_2}^2) - V_{OR_2} (e_{vR_2} [G_{vR_2, R_2} \cos \varphi_{R_2} - B_{vR_2, R_2} \sin \varphi_{R_2}] + f_{vR_2} [G_{vR_2, R_2} \cos \varphi_{R_2} + B_{vR_2, R_2} \sin \varphi_{R_2}]) \\ P_{R_2} &= (G_{swR_2} + G_{00R_2} + G_2) E_{R_2}^2 - E_{R_2} (e_{vR_2} [G_{vR_2, R_2} \cos \varphi_{R_2} + B_{vR_2, R_2} \sin \varphi_{R_2}] + f_{vR_2} [G_{vR_2, R_2} \cos \varphi_{R_2} - B_{vR_2, R_2} \sin \varphi_{R_2}]) \\ Q_{R_2} &= -(k_1^2 m_{aR_2}^2 B_{eqR_2} + B_{00R_2}) E_{R_2}^2 - E_{R_2} (e_{vR_2} [G_{vR_2, R_2} \cos \varphi_{R_2} - B_{vR_2, R_2} \sin \varphi_{R_2}] - f_{vR_2} [G_{vR_2, R_2} \cos \varphi_{R_2} + B_{vR_2, R_2} \sin \varphi_{R_2}]) \end{aligned} \quad (4.104)$$

$$\begin{aligned} P_{vR_3} &= G_{vR_3 vR_3} (e_{vR_3}^2 + f_{vR_3}^2) - V_{OR_3} (e_{vR_3} [G_{vR_3, R_3} \cos \varphi_{R_3} + B_{vR_3, R_3} \sin \varphi_{R_3}] - f_{vR_3} [G_{vR_3, R_3} \cos \varphi_{R_3} - B_{vR_3, R_3} \sin \varphi_{R_3}]) \\ Q_{vR_3} &= -B_{vR_3 vR_3} (e_{vR_3}^2 + f_{vR_3}^2) - V_{OR_3} (e_{vR_3} [G_{vR_3, R_3} \cos \varphi_{R_3} - B_{vR_3, R_3} \sin \varphi_{R_3}] + f_{vR_3} [G_{vR_3, R_3} \cos \varphi_{R_3} + B_{vR_3, R_3} \sin \varphi_{R_3}]) \\ P_{R_3} &= (G_{swR_3} + G_{00R_3} + G_3) E_{R_3}^2 - E_{R_3} (e_{vR_3} [G_{vR_3, R_3} \cos \varphi_{R_3} + B_{vR_3, R_3} \sin \varphi_{R_3}] + f_{vR_3} [G_{vR_3, R_3} \cos \varphi_{R_3} - B_{vR_3, R_3} \sin \varphi_{R_3}]) \\ Q_{R_3} &= -(k_1^2 m_{aR_3}^2 B_{eqR_3} + B_{00R_3}) E_{R_3}^2 - E_{R_3} (e_{vR_3} [G_{vR_3, R_3} \cos \varphi_{R_3} - B_{vR_3, R_3} \sin \varphi_{R_3}] - f_{vR_3} [G_{vR_3, R_3} \cos \varphi_{R_3} + B_{vR_3, R_3} \sin \varphi_{R_3}]) \end{aligned} \quad (4.105)$$

Les équations de puissances actives et réactives au niveau du redresseur sont (4.104) à (4.106) puis celle au niveau de l'onduleur (4.107) et  $\varphi_{R_1}, \varphi_{R_2}, \varphi_{R_3}$  le déphasage de tension entre le nœud au PCC et celle en entrée de chaque redresseur partie CA respectivement et  $\varphi_{I_4}$  le déphasage tension entrée la tension en sortie de l'onduleur et celle au point de couplage au réseau CA. Ainsi nous avons la réactance entre deux nœuds de tension  $\bar{Y}_{km} = G_{km} + jB_{km}$  et  $\bar{Y}_{00} = G_{00} + jB_{00}$  est la réactance de la capacité de stockage en entrée du MMC-VSC.

$$\begin{aligned}
 P_{vl} &= G_{vvl}(e_{vl}^2 + f_{vl}^2) - V_{0l}(e_{vl}[G_{vl,l}\cos\varphi_{I_4} - B_{vl,l}\sin\varphi_{I_4}] + f_{vl}[G_{vl,l}\sin\varphi_{I_4} + B_{vl,l}\cos\varphi_{I_4}]) \\
 Q_{vl} &= -B_{vvl}(e_{vl}^2 + f_{vl}^2) - V_{0l}(-e_{vl}[G_{vl,l}\sin\varphi_{I_4} + B_{vl,l}\cos\varphi_{I_4}] + f_{vl}[G_{vl,l}\cos\varphi_{I_4} - B_{vl,l}\sin\varphi_{I_4}]) \\
 P_{I_4} &= (G_{swl} + G_{00l})E_l^2 - E_l(e_{vl}[G_{vl,l}\cos\varphi_{I_4} + B_{vl,l}\sin\varphi_{I_4}] + f_{vl}[G_{vl,l}\sin\varphi_{I_4} - B_{vl,l}\cos\varphi_{I_4}]) \\
 Q_{I_4} &= -(k_l^2 m_{al}^2 B_{eql} + B_{00l})E_l^2 - E_l(e_{vl}[G_{vl,l}\sin\varphi_{I_4} - B_{vl,l}\cos\varphi_{I_4}] - f_{vl}[G_{vl,l}\cos\varphi_{I_4} + B_{vl,l}\sin\varphi_{I_4}])
 \end{aligned} \tag{4.106}$$

Après l'évaluation des puissances au niveau de chaque terminal, il reste à compléter les puissances au niveau de la ligne de transmission en CC.

$$P_{DCR_1}^{cal} = G_1 E_{R_1}^2; P_{DCR_2}^{cal} = G_2 E_{R_2}^2; P_{DCR_3}^{cal} = G_3 E_{R_3}^2; P_{DCI}^{cal} = G_4 E_I^2 \tag{4.107}$$

Les contraintes de puissance au niveau de chaque terminal chargé d'injecter ou recevoir la puissance présentée en (4.45) sont utilisées dans le système de connexion des quatre terminaux HTCC-MMC-VSC.

#### 4.4.3 Simulation et interprétation des résultats du réseau MTCC à base MMC-VSC

La conception systémique du réseau MTCC dans une démarche inductive (approche empirique inductive) appliquée consiste à aborder le sujet concrètement et à laisser les faits, suggérer les variables importantes, les lois et éventuellement, les théories unificatrices. Partant de l'observation particulière des réseaux MTCC-VSC, le mode inductif employé en conception systémique à travers une modélisation logicielle en reconstruit la cohérence interprétative des systèmes qui constituent l'intérieur du micro-réseau en mer raccordé au réseau de distribution sur terre. Deux logiciels de simulation permettent d'aboutir aux résultats de simulations ci-dessous (MATLAB-Simulink et PSCAD/EMTDC 4.5) sur un ordinateur personnel. Trois terminaux redresseurs sont accordés aux centrales éoliennes en mer et un terminal onduleur raccordé au réseau de distribution sur terre (Onshore).

Le modèle de conception systémique sur MATLAB-Simulink est représenté (Figure 4.17). La méthode inductive est basée sur un fait connu : l'intermittence des sources d'énergie éolienne ou solaire par exemple limite leur exploitation en continu par le GRT. La nécessité de la mise en œuvre de micro-réseaux pour former un système de stockage électrique haute tension afin de répondre de déploiement de réseaux intelligents vient apporter une solution dans un contexte de réseaux décentralisé grâce aux MMC-VSC. Chercher à comprendre le l'écoulement de puissance dans les sous-stations et le réseau HTCC, observer les phénomènes qui apparaissent côté CA et CC en haute tension lorsqu'elles sont interconnectées à des zones géographiques (centrales éoliennes en mer) par leur interface et les causes des phénomènes sur l'évolution des paramètres mesurés par rapport à ceux de référence à travers leur effet représente permettent de décrire les résultats de la simulation du modèle.

Les courbes de résultats de la *Figure 4.18* à *Figure 4.24* représentent la simulation sous MATLAB-Simulink de trois (03) centrales éoliennes en mer (WPP) formées de 140 turbines éoliennes (WT) respectivement et chacune de WT en mer est soumise à un échantillon de 100 variables de vitesses de vent comprises entre  $6.3 \text{ m/s}$  à  $13,65 \text{ m/s}$  pour une base de données de  $3 * 140 = 420$  de vitesse appliquée au micro-réseau en mer. Comme indiqué ci-dessus, la tension maximale collectée dans les WPP en mer actuellement de  $30 \text{ kV}$ . Mais le cadre du système de collecte de tension ci-dessus, la tension est autour de  $20 \text{ kV}$  (*Figure 4.18*).

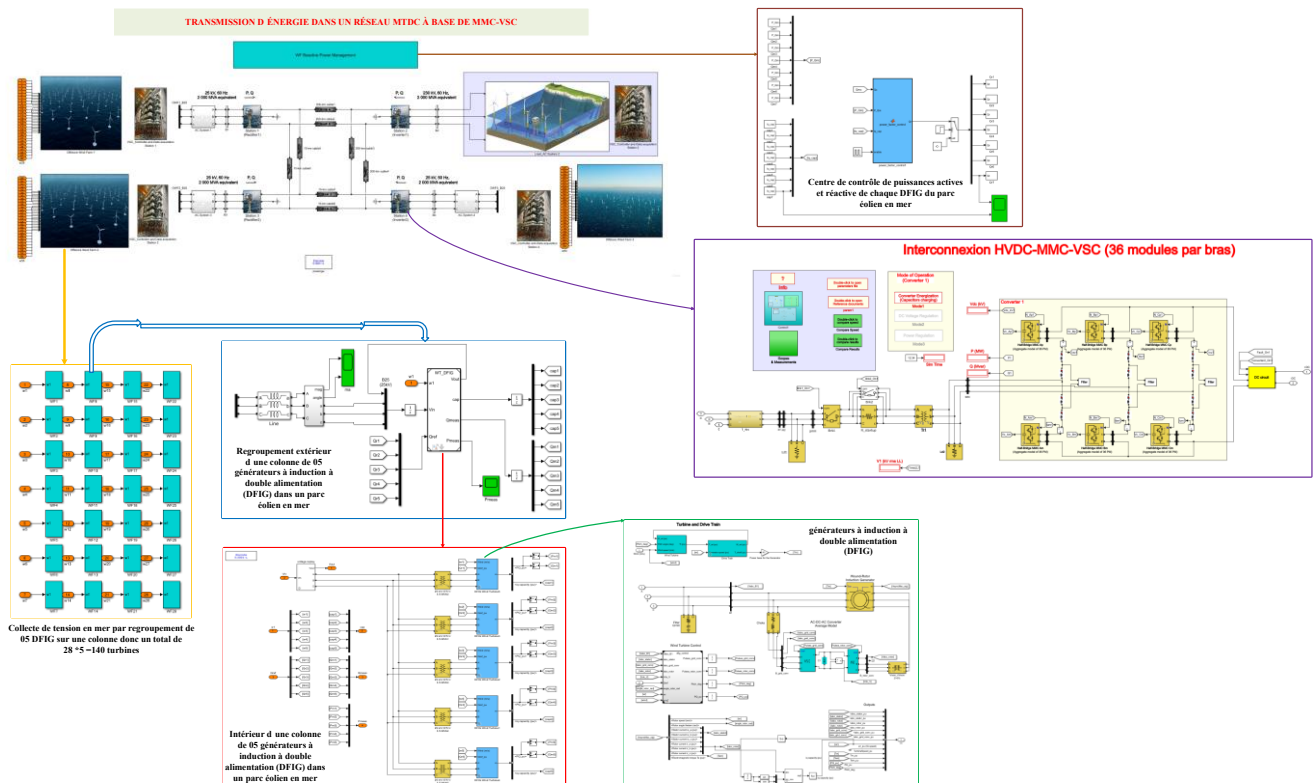


Figure 4.17 : Modélisation sous MATLAB-Simulink du réseau MTCC-VSC

Les sous-stations désignées sous MATLAB-Simulink raccordent les WPP au réseau HTCC de transmission. Des disjoncteurs installés en entrée de chaque terminal conçu à base de MMC-VSC sont mis sous tension au temps  $0,1s$ . Au temps  $t = 1,0 s$ , le disjoncteur met sous tension la résistance de démarrage croisé à l'entrée des redresseurs MMC-VSC pour assurer l'écoulement de puissance vers les terminaux en mer. Ensuite, à  $t = 1,5 s$ , les sous-stations sont complètement sous tension et la tension continue de référence est activée à  $t = 2 s$ . Ainsi, commence la régulation de puissance active et réactive dans le réseau HTCC au temps  $t = 4s$ . La variation de la puissance active de référence a lieu à  $t = 4,2 s$  puis elle se stabilise à sa valeur de référence, celle de la puissance réactive de référence varie à  $t = 7,5 s$  et se stabilise à sa valeur de référence. Lors de la simulation, deux valeurs de la tension  $E_{DCi}$  ont été choisies afin d'ajuster la puissance pour donner suite à un changement de statisme de la tension continue. Les mêmes valeurs de statisme sont prises en compte pour la station MMC sur terre (Onshore).

La production de parcs éoliens en mer (offshore) ( $OWF_1 \rightarrow VSC_1$ ,  $OWF_2 \rightarrow VSC_2$  et  $OWF_3 \rightarrow VSC_3$ ) injectés dans le réseau HTCC (Figure 4.20) est identique, mais celle de  $OWF_4 \rightarrow VSC_4$  est légèrement inférieure aux deux autres. Les pertes dues au transport impactent le poste ( $OWF_4 \rightarrow VSC_4$ ) mais le fait d'avoir la même valeur de statistique permet de répartir les pertes entre les stations. La tension alternative collectée et délivrée par les parcs éoliens en mer de 20 kV (Figure 4.18) permet d'obtenir respectivement les puissances au point de couplage commun des trois parcs éoliens en mer (offshore). Les tensions délivrées sur le réseau HTCC par chaque sous-station correspondent à une somme en série de tension CC donc la somme maximale est de  $3 * 120 = 420$  kV. Pour les exigences de transmission, la charge ne devrait que supporter une tension CC maximal de 120 kV d'une sous-station.

Tableau 4.6 : Résultats des puissances et tensions dans chaque terminal sous MATLAB

	<i>Puissance active</i>	<i>Puissance réactive</i>	<i>Tension CC</i>
$OWF_1 \rightarrow VSC_1$	50,07 MW	12,64 MVar	120,06 kV
$OWF_2 \rightarrow VSC_2$	50,07 MW	12,64 MVar	120,06 kV
$OWF_3 \rightarrow VSC_3$	50,07 MW	12,64 MVar	120,06 kV
$VSC_4 \rightarrow Onsh$	49,68 MW	12,56 Mvar	114,53 kV

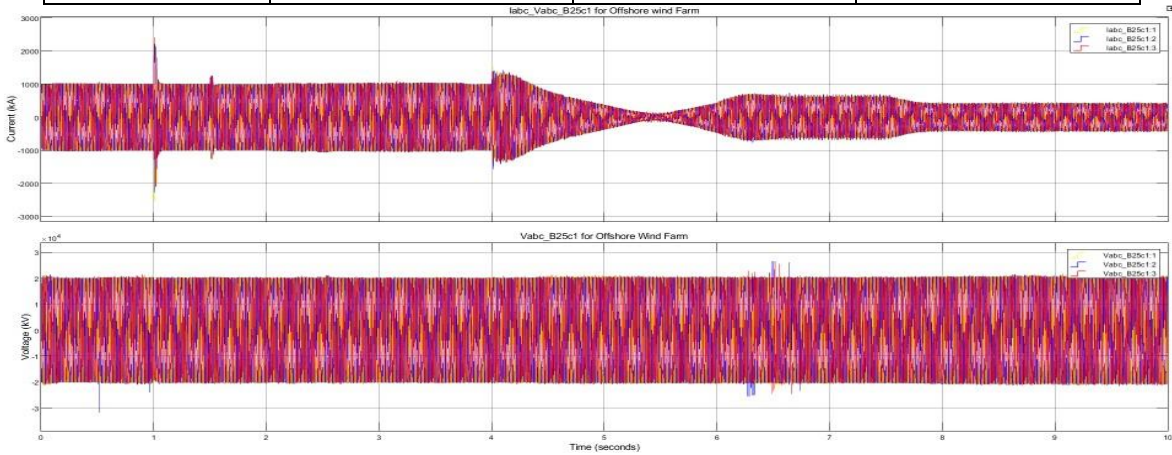


Figure 4.18 : Courant et tension de centrales éoliennes en mer (offshore)

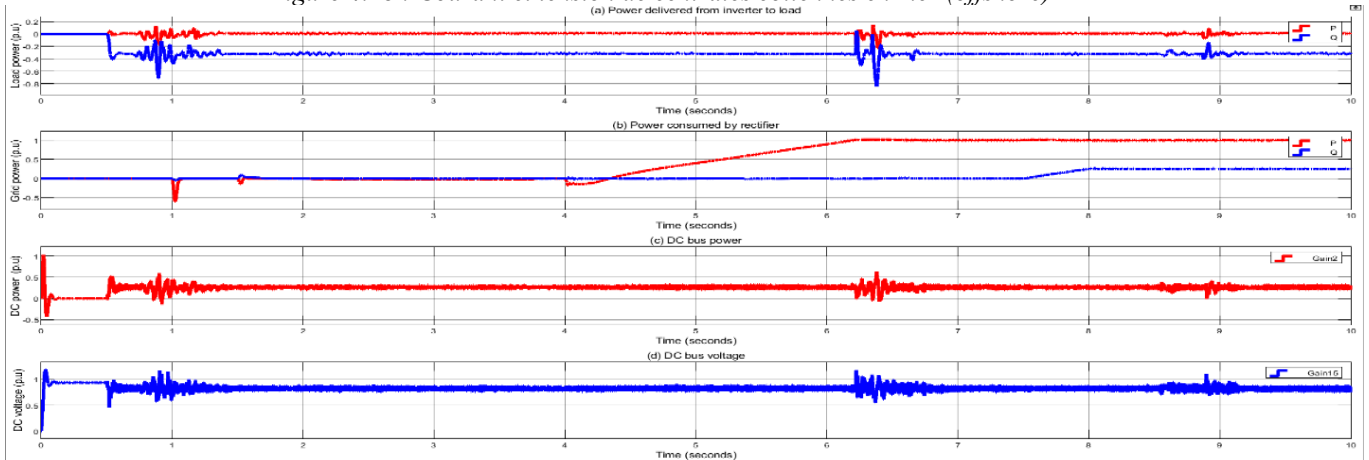


Figure 4.19 : Puissance fournie par la charge (a), puissance consommée par le redresseur (b), alimentation du bus CC (c), tension du bus CC (d).

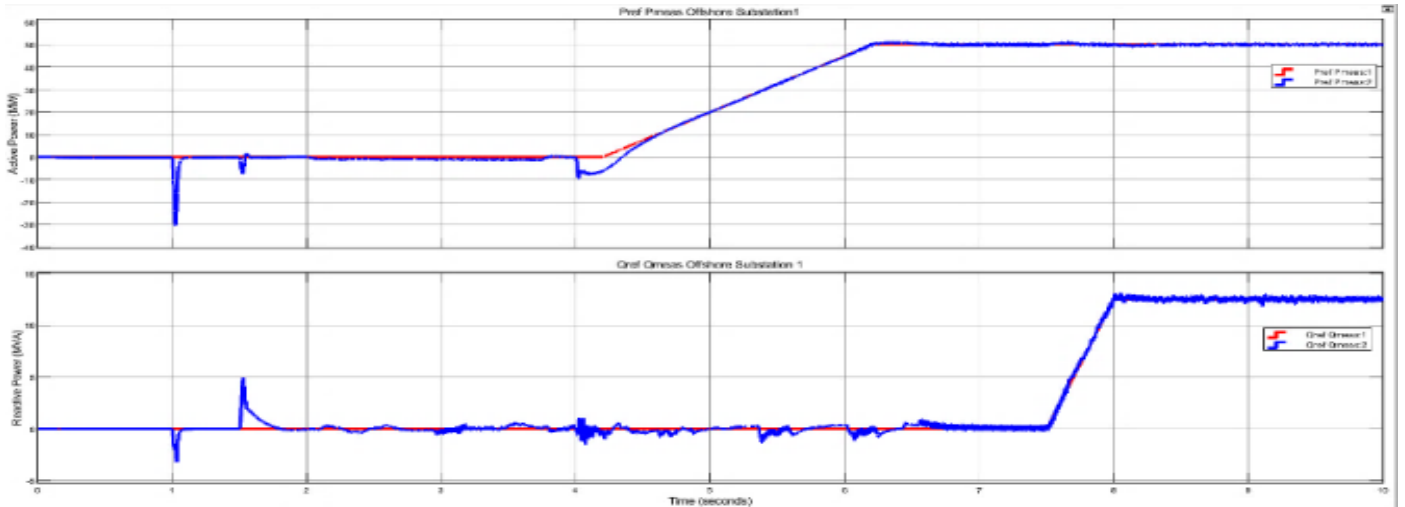


Figure 4.20 : Envoi final de puissance active et réactive des centrales éoliennes en mer (Offshore)

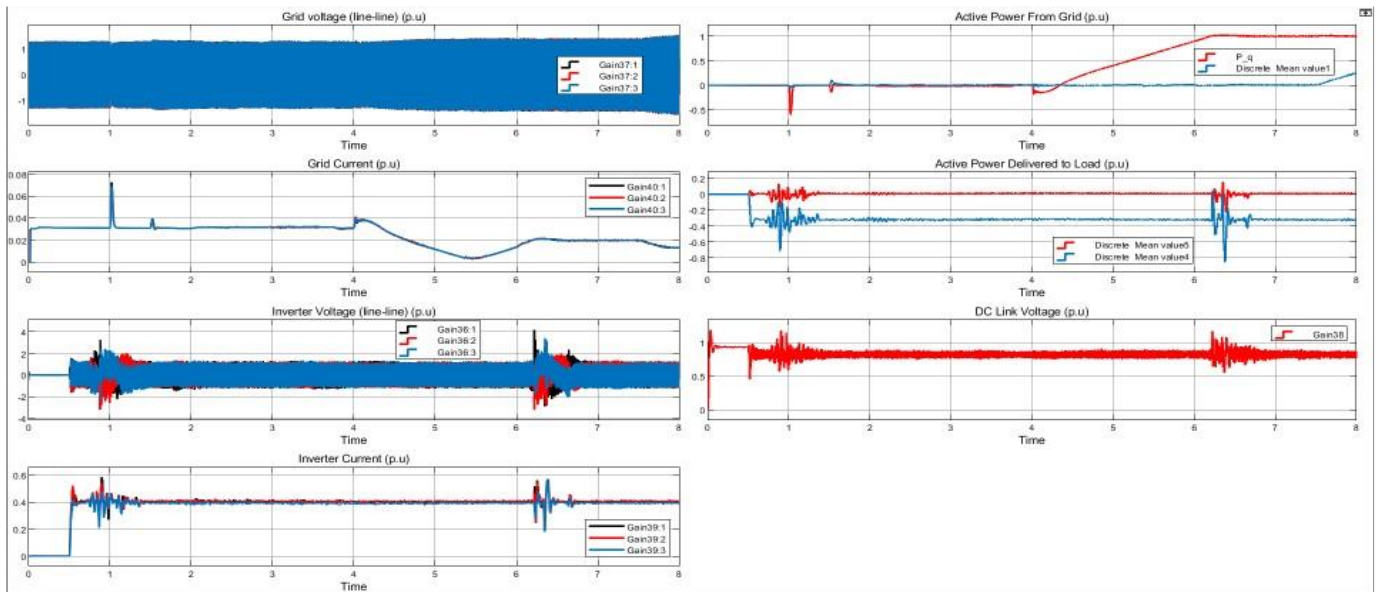


Figure 4.21 : Courant et tension triphasés dans le réseau de distribution en Onshore; Tension et courant de l'onduleur

Le comportement de la transmission de puissance puis de la tension et le contrôle du courant dans les sous-stations MMC-VSC est décrit par les *Figures 4.18* à *Figure 4.21*. Elles démontrent les sous-stations qui suivent véritablement les valeurs de références prescrites et agissent en fonction des actions ci-dessus produites sur le réseau par les appareils de protection. On peut constater que les *Figures 4.22* à *Figure 4.24* démontrent la performance de l'utilisation optimale de la loi de contrôle de rétroaction appliquée au MMC par le rejet de l'effet de la perturbation par une réduction du dépassement du courant continu et de la tension. La stabilité du système MTCC est rapidement contrôlée dynamiquement à l'aide des variables internes de MMC. Les oscillations observées aux différentes phases de fonctionnement sont correctement régulées, ce qui permet un meilleur contrôle de la puissance absorbée par les MMC côté redresseur. La variation de puissance des parcs éoliens en mer (Offshore) décrits sur la *Figure 4.19* affecte la puissance à injecter dans la charge.



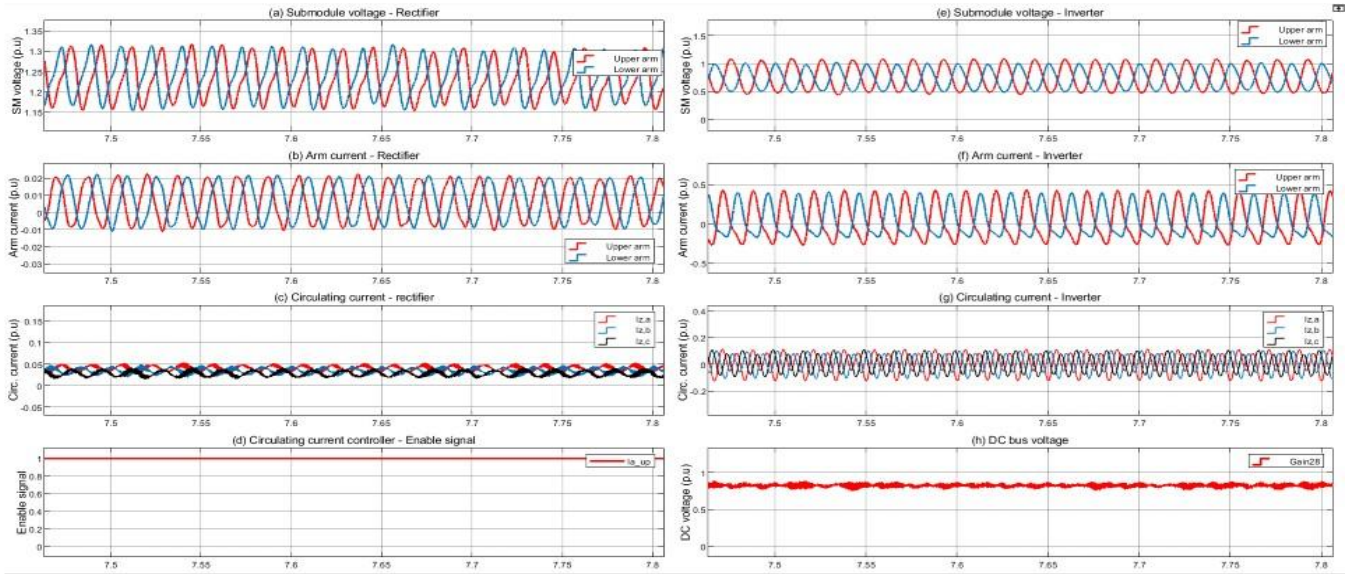


Figure 4.22 : Représentation sommaire des signaux dans les bras de MMC de terminaux

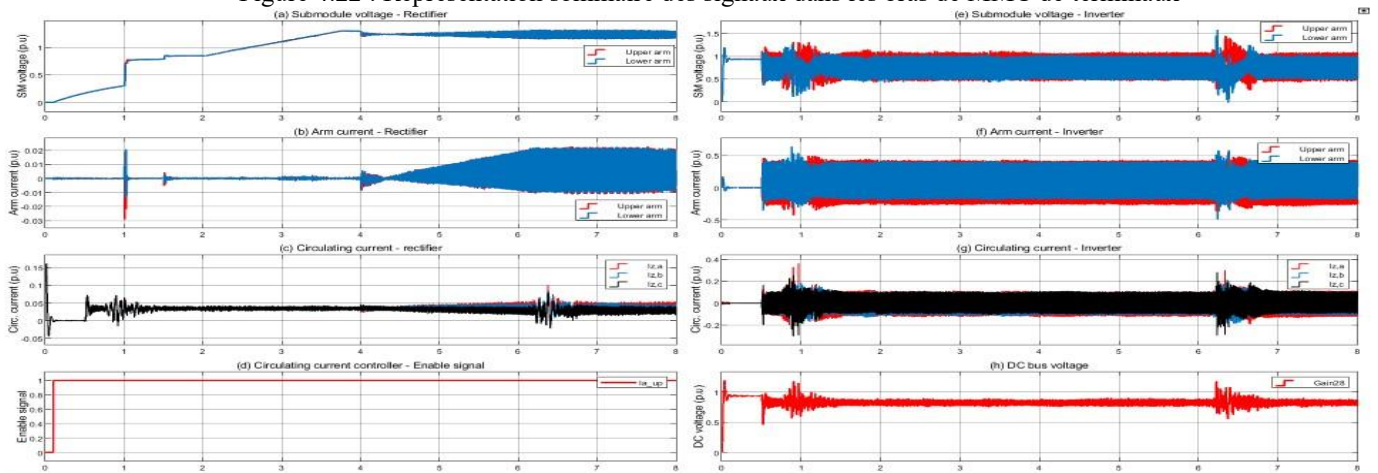


Figure 4.23 : Représentation sommaire des signaux dans les bras de MMC

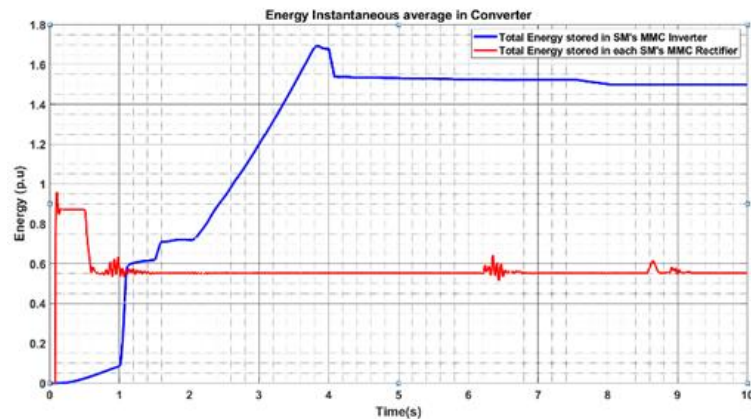


Figure 4.24 : Énergie moyenne instantanée dans le convertisseur

L'approche inductive recherchée à travers des observations de simulation représentées en *Annexe C1* nous montre que le stockage électrique en Haute Tension au niveau secondaire après l'analyse au niveau primaire effectuée ci-dessus est réalisable à des vitesses importantes de réponse lorsque le système est sollicité. Mais la

prise en compte des phénomènes électromagnétiques sur les composants qui a un impact comme ceux indiqués ci-dessus par rapport au temps de passage d'un niveau à un autre est considéré dans la simulation du modèle CIGRE sur PSCAD/EMTDC 4.5 décrit *Figure 4.25*. Le modèle de simulation du réseau MTCC d'origine est simplifié à travers un modèle décrivant un nombre de câbles réduit en HTCC (*Figures 4.15 et 4.16*).

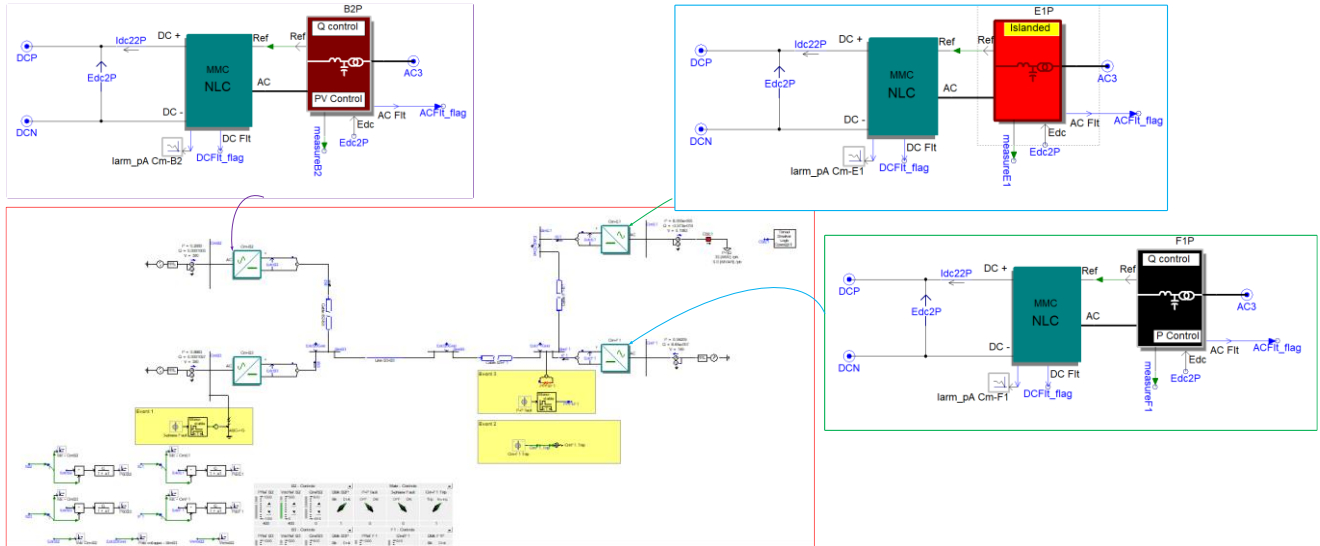


Figure 4.25 : Modèle sous PSCAD de transmission HTCC formé de quatre terminaux à base de MMC-VSC

Dans le cadre de la simulation *Figure 4.25* sous PSCAD/EMTDC 4.5, les terminaux en mer *Cm\_B2*, *Cm\_B3* et *Cm\_F1* sont connectés aux WPP assurent les contrôles respectifs suivants : Terminal *Cm\_B2* (contrôle *PV/Q*); terminal *Cm\_B3* (contrôle *PV/Q*); terminal *Cm\_F1* (contrôle *P/Q*); terminal *Cm\_F1*(contrôle *V/f*). Le modèle du MMC-VSC sur PSCAD/EMTDC 4.5 commandée par NLC-PWM (*Figure 4.30 à 31*) est représenté *Figure 4.26* avec un contrôleur de circulation du courant décrit ci-dessus (CCSC) associé à chaque terminal.

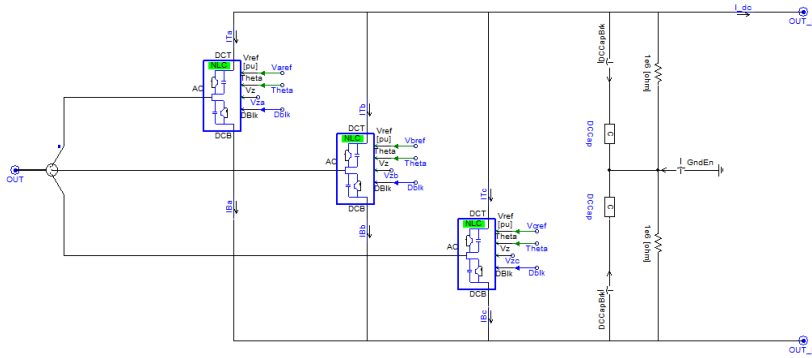


Figure 4.26 : Contrôles appliqués aux terminaux dans le réseau HTCC-MMC-VSC

Nous observons (*Figure 4.27 à 4.29*) à partir de la simulation sur PSCAD/EMTDC 4.5 l'évolution de la tension, courant et puissance active, réactive des terminaux en mer (*Cm\_B2*, *Cm\_B3* et *Cm\_F1*). Nous pouvons observer selon les contrôles de chacun une meilleure évolution du signal électrique.

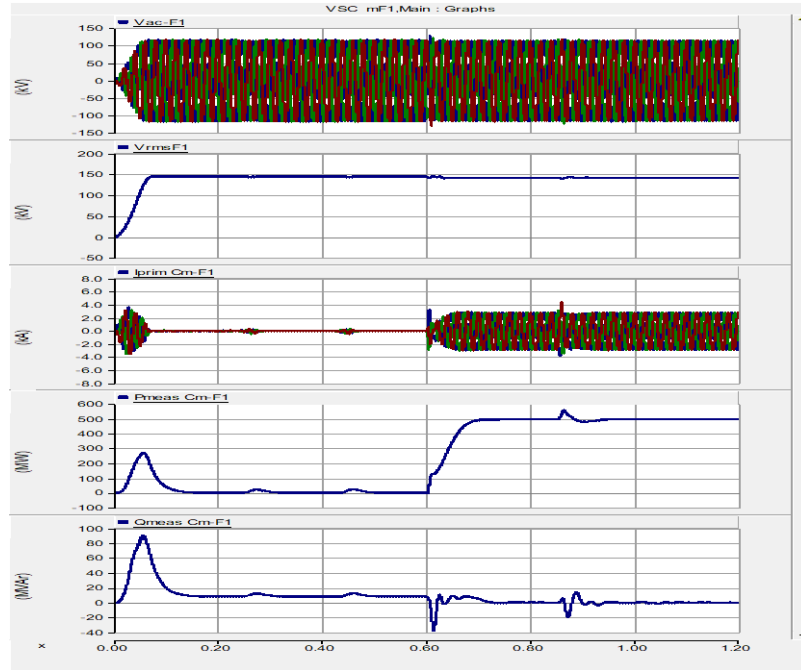


Figure 4.27 : Résultat de simulation PSCAD/EMTDC de Sous-Station offshore MMC – VSC\_1 = mF1

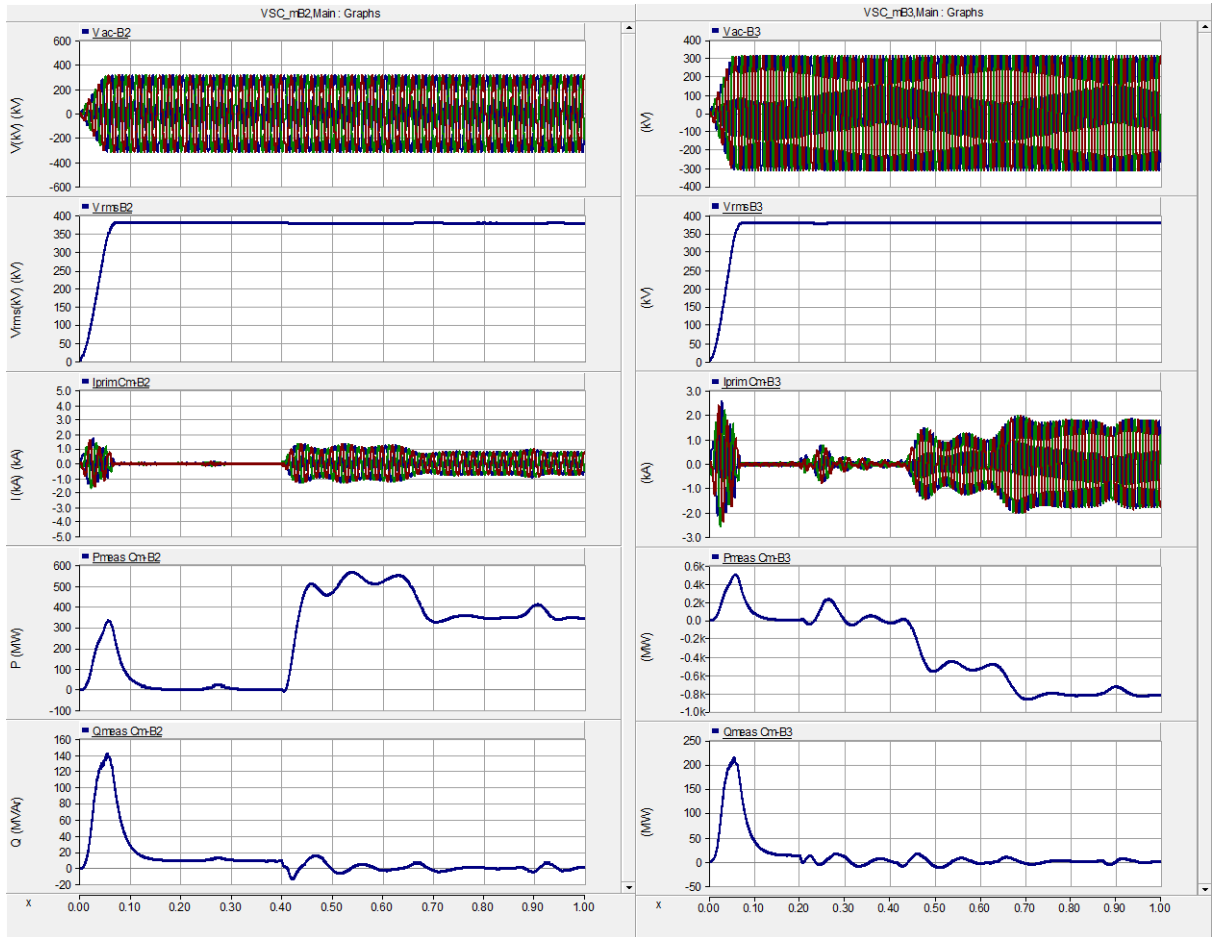


Figure 4.28 : Résultat de simulation PSCAD/EMTDC de Sous-Station offshore MMC – VSC\_2 = Cm\_B2

Figure 4.29 : Résultat de simulation PSCAD/EMTDC de Sous-Station offshore MMC – VSC\_3 = Cm\_B3

Un bras constitué d'une partie supérieure et inférieure forme une mise en cascade par bras de 400 IGBT pour 200 IGBT respectivement sur le bras supérieur et inférieur pour un total de six lignes comme sur la *Figure 4.26* pour former trois branches de phase en parallèle pour les Redresseurs et l'onduleur connecté à un réseau passif. La modulation  $PWM\_NLC$  décrite au Chapitre 3 est réalisée *Figure 4.30* avec une modulation d'amplitude proche de  $m_a = 0.8$  pour une sous-station ( $MMC - VSC_2 = Cm_{B2}$ ) avec le courant dans les IGBT s'élevant à  $2\text{ kA}$  *Figure 4.30*. Ainsi on dispose de douze signaux de commande des six bras supérieurs et six inférieurs. Les IGBTs sont dotés d'un dispositif évitant leur déclenchement si les cellules sont déjà bloquées ( $DbkA1$ ) en cas de défaut. Dans notre cas ici on a exclu le défaut. Le courant  $I_{dc_{CmB2}}$  dans la sous-station 2 et  $I_{dc_{CmB3}}$  celui dans la sous-station 3 démontrent la bipolarité de la circulation du courant.

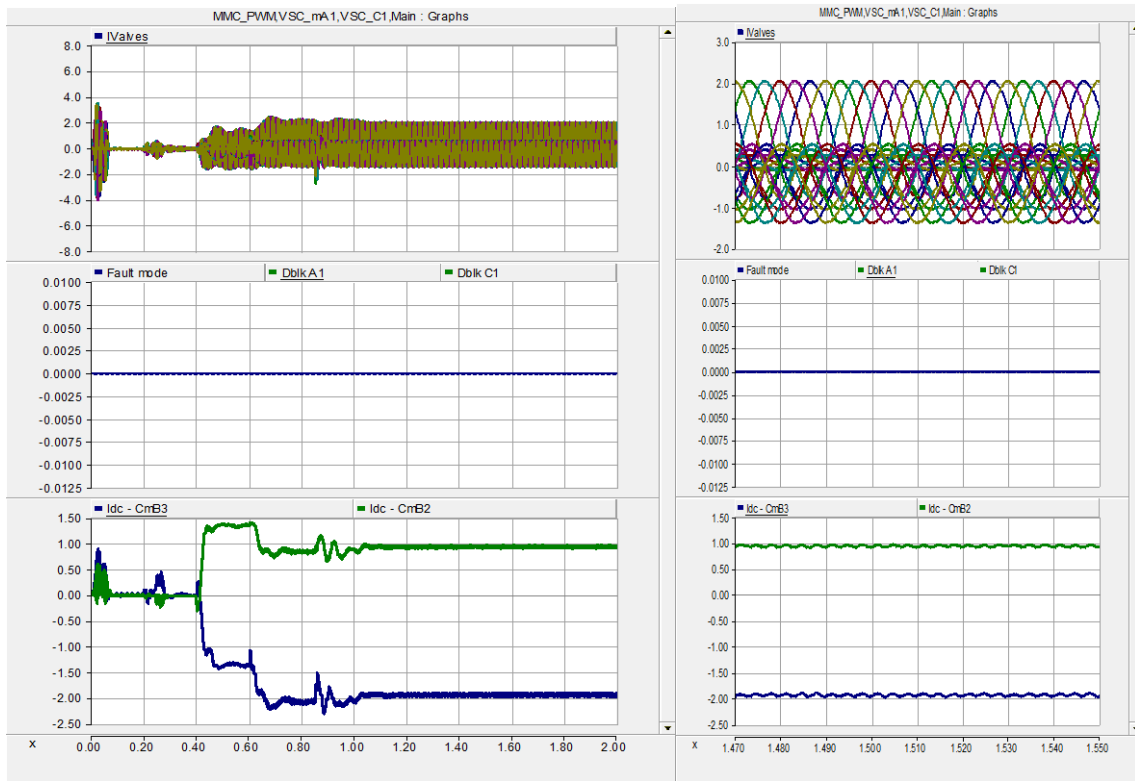


Figure 4.30 : Résultat du courant dans un bras et commande  $PWM\_NLC$  des IGBT

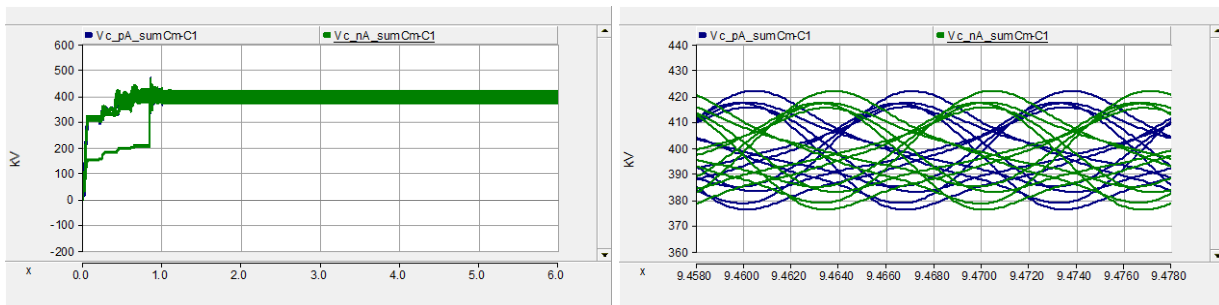


Figure 4.31 : Tension en sortie du pôle positif et négatif d'une branche de VSC-MMC

Pour les 400 IGBT repartis sur les bras supérieurs et inférieurs, le signal décrivant la forme de la somme de tension sur les branches positives et négative de MMC-VSC est sur la *Figure 4.31* ce qui démontre que le MMC supporte la tension soumise par la source. Les résultats de simulation de la sous-station ( $Cm\_E1$ ) située sur terre (*Figures 4.32*) ainsi que la tension, le courant et la puissance dans le réseau HTCC (*Figure 4.33*) avant la connexion au PCC du réseau de distribution, afin d'alimenter un réseau passif sont la démonstration d'une bonne concordance avec les tensions et puissances fournies côté CA. Dans le cadre de cette simulation, il importe de préciser que les terminaux  $Cm\_B2$ ,  $Cm\_B3$  et  $Cm\_F1$  sont déconnectés à leur charge sous-marine respective pour former un système d'îlotage décrivant les différents contrôles appliqués aux terminaux. Ainsi nous pouvons évaluer l'alimentation et la consommation de puissance active, de tension et du courant en CC par des terminaux. Ces résultats sont en *Annexe C1*.

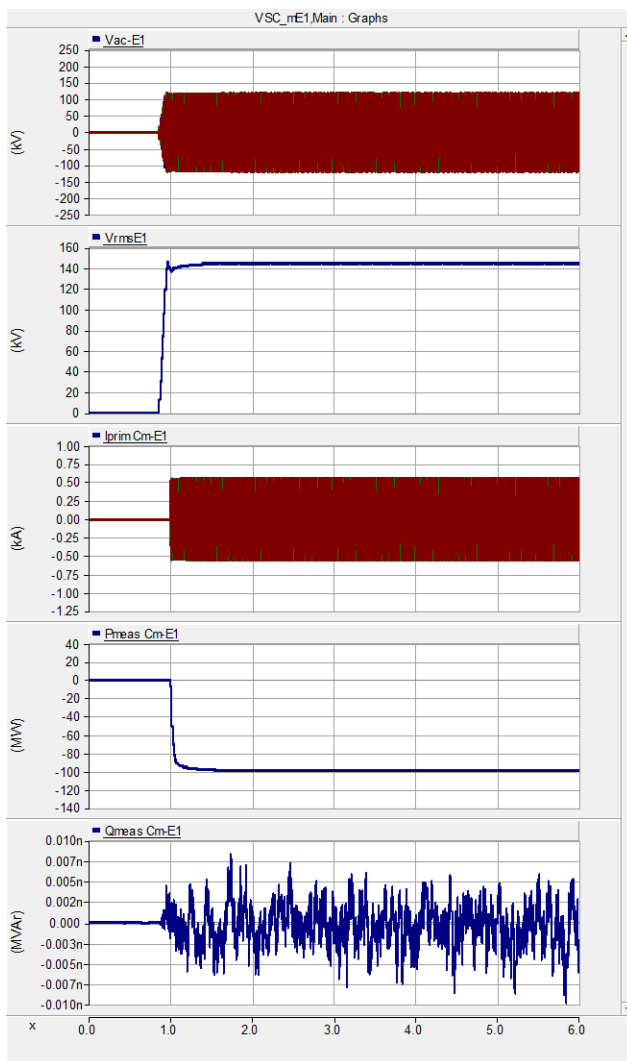


Figure 4.32 : Résultat de simulation PSCAD/EMTDC de Sous-Station offshore MMC – VSC<sub>4</sub> = Cm<sub>E1</sub>

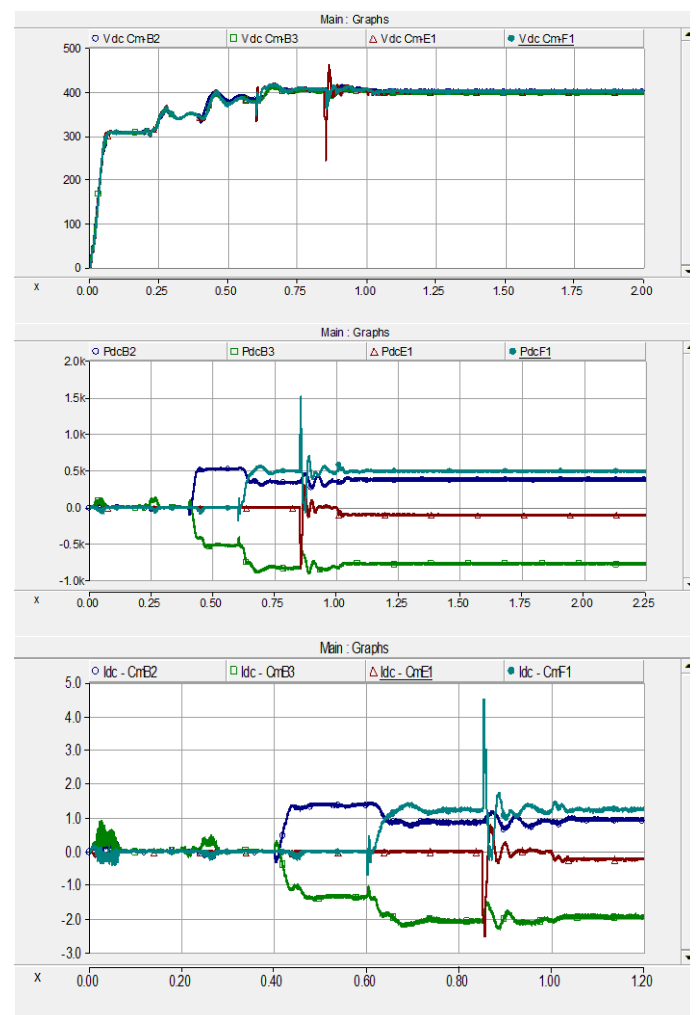


Figure 4.33 : Résultat de simulation PSCAD/EMTDC de la puissance et courant dans le réseau CC

Le contrôle du signal à partir de la référence est donnée par *Figure 4.34* en valeur relative à travers les graphes de contrôle. Ainsi les éléments de référence de courant et de tension devant suivre le signal réel sont produites ci-dessous dans un référentiel tournant  $dq$  comme indiqué dans les équations ci-dessus au Chapitre 2.

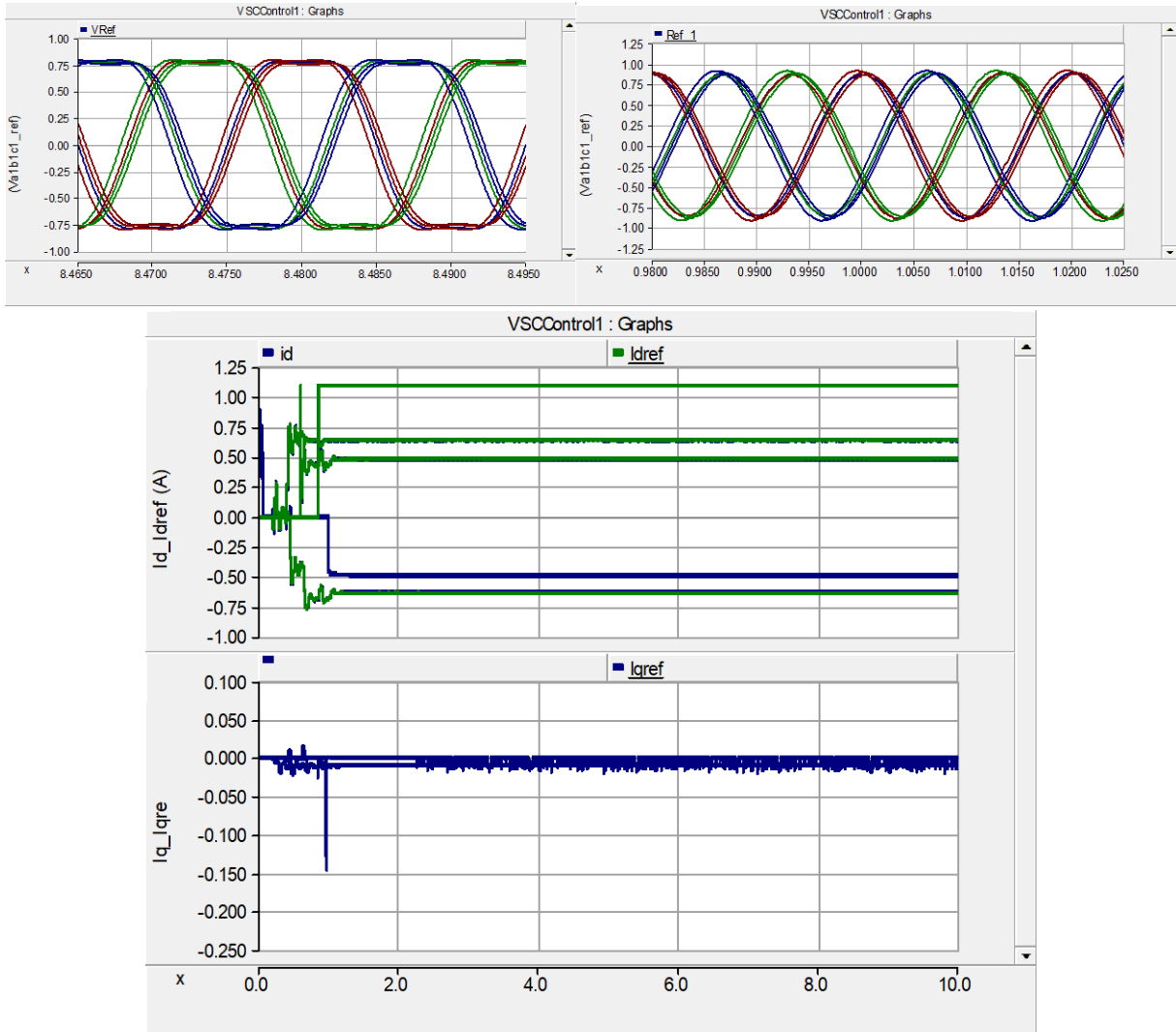


Figure 4.34 : Contrôle d'un terminal VSC-MMC en pu.

## Conclusion

Les stratégies de contrôles des terminaux MMC-VSC dépendent ainsi de la configuration géographique du système MTCC. Le contrôle de statisme de tension au détriment du contrôle de marge de tension...etc. semble plus adapté à un réseau ayant choisi un contrôle décentralisé. Mais l'optimisation des coefficients de statisme devient une priorité dans la correction des erreurs de tension CC et de puissance pour la transmission vers le réseau MTCC. Ainsi nous avons présenté le modèle d'équations d'état, les équations de contrôle du système simple ceux associés au modèle dynamique permettre l'analyser de stabilité. L'optimisation de coefficients de statisme pour les terminaux s'est avérée primordiale afin de corriger les erreurs de tension et puissance en CC.



# CHAPITRE 5 - STABILITÉ DU RÉSEAU DE TRANSMISSION HYBRIDE MAILLÉ MTCC-VSC

---

## *Introduction*

Le problème particulier du réseau MTCC-VSC, ayant un nombre relativement faible de sous-stations de conversion, est la capacité de stockage d'énergie requise de chaque sous-station de conversion. Comme indiqué ci-dessus, lors d'un déséquilibre de puissance, celle-ci doit être partagée entre les sous-stations. Dans ce cas, la puissance imposée par la perte soudaine de sous-station devient plus importante que la puissance normalement exigée des générateurs dans les systèmes CA. Gérer une telle quantité de stockage d'énergie électrique peut entraver le fonctionnement optimal de l'écoulement de puissance dans l'ensemble du réseau. Par conséquent, une répartition appropriée des charges de flux de puissance à travers la méthode de statisme décrite au Chapitre IV est nécessaire non seulement pour un fonctionnement sûr, mais également pour un fonctionnement du système économiquement efficace [384]. Le fait de l'approche inductif est de stabiliser la fréquence côté CA. La méthode de contrôle par fréquence de découplage dans le réseau MTCC-VSC constituerait une solution visant à couper la propagation de l'instabilité de fréquence transitoire entre les systèmes CA interconnectés. Ce choix mène à des contraintes appliquées aux équipements du réseau dans sa partie CA. Notre préoccupation dans ce chapitre est l'application de ce contrôle afin d'améliorer simultanément et de manière autonome la stabilité de fréquence dans les sous-stations pour des systèmes CA faibles interconnectés. L'optimisation de l'écoulement de puissance dans le réseau HTCC et la gestion hiérarchisée du système de transmission par un modèle d'algorithme d'estimation statique ou dynamique d'état du système visant à identifier les erreurs de mesure appliquée au système permettront d'analyser l'importance de cette méthode de contrôle pour assurer la stabilité de fréquence recherchée.

### *5.1 Analyse de la stabilité des centrales éoliennes en mer*

Les centrales éoliennes en mer ou offshore (OWF) sont composées de DFIG. Le chapitre IV a présenté les spécificités des OWFs soumises à des vitesses de vent. Le contrôle des oscillations dans le modèle dynamique du DFIG détaillé dans [387] consiste à les amortir à travers une boucle de courant considéré comme étant très rapide avec bande passante très élevée par rapport à la bande passante souhaitée de la boucle de contrôle d'amortissement. Cette vitesse de réponse de chaque DFIG présent dans les OWF lors des contrôles de courant assure la stabilité individuelle des DFIG. L'approche traditionnelle d'amortissement des oscillations est la base de conception de leur contrôle améliorée par l'ajout d'un signal supplémentaire au niveau de la boucle de contrôle de puissance active. Cela est manifesté par des stabilisateurs de systèmes d'alimentation (PSS) permettant de moduler le contrôle d'excitation du générateur [388]. Il importe d'effectuer une analyse des équations tenant compte des aspects mécaniques (vitesses de rotation, couple et moment d'inertie) de 140 DFIG installés dans les centrales éoliennes en mer (offshore) afin d'appliquer le contrôle par découplage de fréquence sur le réseau MTCC-VSC dans un contexte de contrôle hiérarchisé décentralisé.

Dans l'approche inductive que nous suivons, on observe que l'oscillation interzone (zones géographiques) est un phénomène lié à l'angle du rotor du DFIG et à sa puissance active. Les changements de puissance active affectent principalement la fréquence du système, tandis que la puissance réactive est moins sensible aux changements de fréquence et dépend principalement des changements d'amplitude de la tension. Ainsi, la puissance active et réactive sont contrôlées séparément. La modulation de puissance active est une méthode efficace d'amortissement des oscillations dans les systèmes d'alimentation [387]. Comme décrit ci-dessus, la collecte de tension en CA à partir de DFIG dans les OWF est en parallèle et la transmission de puissance collectée en CA est sur une ligne formée d'éléments symétriques équilibrés [389]. Les solutions devant ces faits cités sont telles que : le contrôle de fréquence de charge (LFC) détecte le changement de fréquence dans les zones géographiques et lance l'algorithme de contrôle automatique (AGC) de chaque DFIG pour modifier la puissance programmée de chaque unité. La boucle de contrôle de fréquence de charge (LFC) contrôle ainsi la puissance et la fréquence réelles, cependant la boucle du régulateur de tension automatique (AVR) régule la puissance réactive et l'amplitude de la tension. Le contrôle de fréquence de charge (LFC) devient plus utile pour des systèmes interconnectés. Ainsi les machines DFIG équipées de LFC et AVR assurent le contrôle de la stabilité des DFIG.

Afin d'analyser la stabilité des sous-stations interconnectées, les sorties de chaque unité (WECS) de production en mer sont contrôlées et les quantités de puissance à produire par chaque DFIG leur sont imposées afin de répondre à la quantité de puissance totale nécessaire à un moment donné de la OWF. Il est estimé environ un temps de 5 minutes de réponse à la répartition (dispatching) économique (ED) de puissance dans le réseau donnant des « points de base » sur la mise à jour pour de chaque DFIG. La répartition économique (ED) ou le flux de puissance optimal (OPF) détecte le changement de la charge totale et réagit avec un changement dans la planification des sorties de l'unité (WECS) pour aboutir à l'opération la plus économique. Ce calcul prend en compte de nombreuses contraintes, y compris les coûts de production unitaires, les taux de montée en puissance maximums / minimums de chaque unité, l'exportation de ligne de raccordement souhaitée, ainsi que les contraintes de tension du réseau HTCC et de débit de ligne.

Le principe de suivi du contrôle dans les OWF afin d'atténuer les oscillations est basé sur le taux de variation souhaité de chaque unité (WECS) par rapport à l'ensemble total des unités au fil du temps. Ce taux calculé est un indicateur de performance de l'unité dans la collecte en mer et est appelé « facteur de participation » (c'est-à-dire un pourcentage décimal) pour cette unité. Toutes les quelques secondes, la valeur programmée (point de consigne) de chaque unité est ensuite calculée comme le dernier montant d'expédition économique de base plus le facteur de participation multiplié par le changement de la charge totale (et le changement de l'exportation programmée) depuis le dernier calcul d'expédition économique. La valeur réelle de chaque sortie d'unité (WECS) de production ( $PG_i$ ) moins sa valeur programmée (point de consigne) ( $PC_i$ ) est appelée erreur d'unité[389]. Plusieurs unités (WECS) comportent respectivement un bus de terminal avec l'amplitude de tension à leurs bornes ( $V_s$ ) supposée connue. La puissance active et réactive de DFIG sont respectivement ( $P_{DFIG}$ ) et ( $Q_{DFIG}$ ). Dans l'analyse de la DFIG, le contrôle



intérieur et extérieur permet de déterminer le courant de phases au stator  $I_s$  et au rotor  $I_r$ , les tensions de phases au stator  $V_s$  ainsi qu'au rotor  $V_r$ . Plus important encore, nous devons déterminer la vitesse de l'éolienne ( $\omega_m$ ) ou le glissement ( $s = 1 - \omega_m$ ). Nous supposons que l'éolienne fonctionne à son mode d'extraction de puissance maximale. Ainsi la génératrice synchrone dans un système  $dq0$  sera représentée par les équations suivantes (5.1) :

$$\begin{cases} v_d = r_s i_d - \omega \lambda_q + \frac{d\lambda_d}{dt} \\ v_q = r_s i_q - \omega \lambda_d + \frac{d\lambda_q}{dt} \\ v_0 = r_s i_0 + \frac{d\lambda_0}{dt} \\ \Delta\omega_m = \frac{d\theta_{shaft}}{dt} = \frac{2}{p} \omega \\ J \frac{2}{p} \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - T_{fw} \end{cases} \quad (5.1)$$

Où  $\psi$  est la liaison du flux,  $r$  est la résistance de l'enroulement,  $J$  est la constante d'inertie,  $p$  est le nombre de pôles magnétiques par phase,  $T_m$  est le couple mécanique appliquée à l'arbre,  $T_e$  est le couple électrique et  $T_{fw}$  est un couple de frottement au vent. La puissance électrique transmise sur l'arbre du rotor de la génératrice est liée à  $\omega = (p/2)[d\theta_{shaft}/dt]$  et considérant que les liaisons de flux et du courant de la génératrice ne dépendent pas de l'angle de rotation ( $\theta_{shaft}$ ) de l'arbre, nous allons considérer dans le modèle dynamique des variables de la génératrice synchrone l'angle lorsque la vitesse de l'arbre est constante par  $\delta$  et  $\omega_s$  la vitesse synchrone nominale dans la partie électrique de la génératrice. L'accélération angulaire de l'inertie du générateur rotatif est donnée par l'équation dite d'oscillation  $[J \frac{2}{p} \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_m - T_e]$ . L'expression différentielle étant du second ordre, nous allons la transformer en une expression différentielle du premier ordre dans la suite en considérant dans que dans les conditions transitoires, la puissance électromagnétique étant le produit du couple avec la vitesse de rotation on utilise l'approximation qui considère  $\omega_s \approx 1$  et ainsi  $P_e = T_e$  et en résulte l'effet d'amortissement intrinsèque à l'expression dynamique du couple dynamique via un coefficient d'amortissement  $D$  qui est multiplié par la déviation de la vitesse ( $\omega - \omega_s$ ) ainsi que le coefficient de frottement  $D_{fw}$  (5.2) et (5.3).

$$J \frac{2}{p} \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - T_{fw} - T_D \approx \frac{2H}{\Omega} \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_m - T_e - T_D \quad (5.2)$$

$$\frac{2H}{\Omega} \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_m - T_e - D(\omega - \omega_s) = T_m - T_e - D(\omega - 1) \quad (5.3)$$

Dans la suite la déviation de la vitesse de rotation de la machine est  $\Delta\omega = \omega - 1$  ce qui nous permettra de noter dans la suite la déviation de la vitesse du rotor en  $p.u$   $\Delta\omega$  par le symbole  $\omega$  et  $\Omega = 2\pi f_0$  est le facteur de conversion en pu de la fréquence en radians avec  $f_0$  fréquence au point d'équilibre. Nous avons  $V_L$  la tension du bus éloigné au générateur,  $X_T$  la réactance du LTC,  $X_L$  la réactance de liaison au bus éloigné et enfin  $\theta_s$  le déphasage de la tension du terminal ( $V_s$ ). (5.4). Il est courant de mettre à l'échelle les équations de la machine synchrone en utilisant le concept traditionnel de valeurs relatives par unité ( $pu$ ). Ce processus de mise à l'échelle est présenté (5.4) comme

un changement de variables de la tension, du courant, du flux de liaison, la puissance apparente ( $S_B$ ), le couple de la machine, de la constante d'inertie de l'arbre ( $H$ ), de la résistance et un changement de paramètres (5.4).

$$\left\{ \begin{array}{l} T_e = -\left(\frac{3}{2}\right)\left(\frac{p}{2}\right)(i_q\lambda_d - i_d\lambda_q) \Rightarrow P_e = T_e\omega = \frac{V_s * V}{X_T + X_L} \sin\theta_s \\ \frac{d\delta}{dt} = \Omega(\omega - 1) \approx \Omega\omega \Rightarrow \frac{d\omega}{dt} = \frac{\Omega}{2H} [P_m - P_e - D\Delta\omega] \\ \delta \triangleq \frac{p}{2}\theta_{shaft} - \omega_s t \Rightarrow \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \\ J\frac{2}{p}\frac{d\omega}{dt} = T_m - \left(\frac{3}{2}\right)\left(\frac{p}{2}\right)(i_q\lambda_d - i_d\lambda_q) - T_{FW} \end{array} \right. \quad (5.4)$$

Bien qu'il y ait des constantes de temps qui apparaissent sur toutes les dérivées de liaison de flux, il est également possible de définir une constante de temps mécanique  $T_s$  ainsi qu'une vitesse transitoire mise à l'échelle permettant de produire la paire d'états angle / vitesse ( $\omega_t$ ). Ceci nous permet de définir les variables lors de la modélisation dynamique de base des machines synchrones si la saturation du circuit magnétique n'est pas prise en compte. Mais comme le système est non-linéaire, il importe d'effectuer la linéarisation dans les relations flux/courants. Ainsi, si les enroulements d'amortisseurs sont modélisés par leurs équations différentielles, alors leurs effets ne doivent pas être ajoutés dans  $T_D$ . Dans ce cas, le frottement peut être modélisé par  $T_{FW}$ . Pour tenir compte de leur amortissement sans inclure leurs équations différentielles,  $T_D$  est le couple d'amortissement puis  $D_{FW}$  et  $D$  sont les coefficients de frottement et de torsion d'amortissement. On doit spécifier  $D$  de manière appropriée pour approximer l'action de l'enroulement de torsion d'amortisseur (5.5).

L'équation d'oscillation décrite dans ((5.2), (5.3) et (5.4)) est celle d'une machine connectée via une impédance à un bus infini impliquant un seul angle ( $\delta$ ) de rotor de machine et une seule vitesse ( $\omega$ ) de rotor de machine comme variables d'état. Le comportement dynamique d'un système multi-machines peut être développé de manière similaire en modélisant l'accélération sur chaque machine comme la différence entre le couple d'entrées mécanique et le couple de sorties électrique sous la forme d'un système d'équations de rotation.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_d}{dt} = R_s I_d + \frac{\omega}{\omega_s} \psi_q + V_d \\ \frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_q}{dt} = R_s I_q - \frac{\omega}{\omega_s} \psi_d + V_q \\ \frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_0}{dt} = R_s I_0 + V_0 \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \\ H \triangleq \frac{\frac{1}{2} J \left(\frac{\omega_s}{p}\right)^2}{S_B} = \frac{1}{2S_B} J \left(\frac{\omega_s}{p}\right)^2 \\ T_s \triangleq \sqrt{\frac{2H}{\omega_s}} \\ \omega_t \triangleq T_s(\omega - \omega_s) \Leftrightarrow \omega_t = T_s \frac{d\delta}{dt} \\ T_{FW} = D_{FW}\omega \Leftrightarrow T_D = D(\omega - \omega_s) \\ \frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = T_s \frac{d\omega_t}{dt} = T_M - (I_q\psi_d - I_d\psi_q) - T_{FW} \end{array} \right. \quad (5.5)$$

Le système comporte  $N_{DFIG} = 140$  comportant respectivement un angle de rotation  $\delta_i$ , l'écart ou déviation ( $\omega_i$ ) de vitesse de la machine par rapport à la vitesse nominale, l'inertie de la machine ( $H_i$ ), le coefficient d'amortissement ( $D_i$ ), la puissance d'entrée ( $P_{mi}$ ) d'origine mécanique et la puissance de sortie ( $P_{ei}$ ) d'origine électrique de la machine (5.6). Chacun des modèles de DFIG délivre une force électromotrice de phase  $\tilde{V}'_{si} = V'_{si} \angle \delta_i$  supposée constante ainsi que  $P_{mi}$ . Par conséquent, il n'y aura que  $N_{DFIG} = N_G$  d'états d'angle de rotor de machine et  $N_{DFIG}$  états de vitesse de machine, pour un total de variables d'état de  $2N_{DFIG}$ .

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \Omega\omega_i, \quad \frac{d\omega_i}{dt} = \frac{1}{2H_i} [P_{mi} - P_{ei} - D_i\Delta\omega_i], \quad i = 1, \dots, N_{DFIG} \quad (5.6)$$

Notre système comporte trois OWF. Dans chacun des modèles dynamiques multi-machines, il existe essentiellement deux manières de modifier la puissance de sortie (ou vitesse / fréquence) d'une unité de production (OWF). Soit le point de consigne de contrôle de puissance ( $PC_i$ ) peut être modifié vers le haut ou vers le bas, soit le point de consigne de contrôle de vitesse ( $\omega_s$ ) peut être modifié vers le haut ou vers le bas. Cette action sur le générateur peut être automatisée pour garantir que certains critères sont satisfaits. L'un de ces critères implique une quantité appelée erreur de contrôle de zone (ACE) et un algorithme appelé contrôle de fréquence de charge (LFC). Ce contrôle est généralement effectué dans une « zone » ou une « autorité d'équilibrage ».

$$\left\{ \begin{array}{ll} \epsilon \frac{d\psi_{Dsi}}{dt} = R_{si}I_{Dsi} + \psi_{Qsi} + V_{Dsi} & \epsilon_R \frac{d\psi_{QRi}}{dt} = R_{Ri}I_{QRi} - \psi_{Dsi} \quad i = 1, \dots, m \\ \epsilon \frac{d\psi_{Qsi}}{dt} = -R_{si}I_{Qsi} - \psi_{Dsi} + V_{Qsi} & \epsilon_R \frac{d\psi_{QRi}}{dt} = -R_{si}I_{QRi} - \psi_{DRi} \quad i = 1, \dots, m \\ \epsilon \frac{d\psi_{Oi}}{dt} = R_{si}I_{Oi} + V_{Oi} & V_{QRi} = 0; V_{DRi} = 0 \quad i = 1, \dots, m \\ \psi_{Dsi} = L_{ss}I_{Dsi} + L_m I_{DRi} & \psi_{Qsi} = L_{ss}I_{Qsi} + L_m I_{QRi} \quad i = 1, \dots, m \\ \psi_{DRi} = L_{ss}I_{DRi} + L_m I_{Dsi} & \psi_{QRi} = L_{ss}I_{QRi} + L_m I_{Qsi} \quad i = 1, \dots, m \\ P_{Si} = \frac{3}{2} (V_{Dsi}I_{Dsi} + V_{Qsi}I_{Qsi}) & P_{Ri} = \frac{3}{2} (V_{DRi}I_{DRi} + V_{QRi}I_{QRi}) \quad i = 1, \dots, m \end{array} \right. \quad (5.7)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} T_{Di} = \sum_{k=1}^m D_{ik}(\omega_k - \omega_s) \\ \epsilon \ll T_s \\ \frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \\ 2H_i \frac{d\omega_i}{dt} = T_{Mi} - T_{Ei} - T_{Di} - T_{FWi} \\ \frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\Omega}{2H_i} [P_{mi} - P_{ei} - D_i\Delta\omega_i] \\ H_i = H_{it} + H_{ig} \Rightarrow H_{Total} = H_T = \sum_{i=1}^{N_G} H_i \end{array} \right. \quad (5.8)$$

Nous allons désigner  $m$  = nombre de machines synchrones (s'il y a un bus infinte, c'est la machine numéro 1) ;  $n$  = nombre de bus triphasés du système (hors bus de référence ou de référence) ;  $b$  = nombre total de machines plus transformateurs plus lignes plus charges (total des branches). Considérons avec  $\epsilon = 1/\omega_s$ ,  $\epsilon_R = 1/\omega_R$  le modèle multimachine (sans contrôle) dans le cadre de référence à rotation synchrone est (5.7) et (5.8). Lorsque le système multi-machine fait face à un défaut (court-circuit), le bus proche constate une dépression de sa tension. Ce

qui résulte une diminution de la tension sur le bus éloigné donc vers la charge à cause de la baisse de la tension fournie par le générateur. Mais lorsque la puissance d'entrée d'origine mécanique excède la puissance électrique de sortie, la génératrice synchrone va accélérer. Ces phénomènes nécessitent la stabilité transitoire du système d'alimentation après les perturbations en considérant l'angle relatif  $(\delta_i - \delta_j)$  entre différents générateurs  $i$  et  $j$  définis dans le OWF. En considérant le défaut (court-circuit), les rotors de générateurs accélèrent initialement, les angles du rotor augmenteront. Ainsi, au lieu d'avoir tous les angles en mouvement, il est utile de sélectionner un générateur de référence, disons  $DFIG_{ref}$ , et d'examiner les angles individuels du générateur par rapport à l'angle du générateur de référence. De manière générale on choisira le générateur ayant une l'inertie de la machine ( $H_i$ ) élevée. L'angle relatif pour le générateur  $i$  tiendra compte de l'angle de référence dans la définition :  $\hat{\delta}_i = \delta_i - \delta_{ref}$ . au lieu d'utiliser un générateur de référence, *une alternative consiste à définir un référentiel de centre d'inertie (COI)* dans lequel l'angle  $\delta_0$  et la vitesse  $\omega_0$  du centre d'inertie est calculé (5.9) et (5.10).

$$\delta_0 = \frac{1}{H_T} \sum_{i=1}^{N_G} H_i \delta_i ; \quad \omega_0 = \frac{1}{H_T} \sum_{i=1}^{N_G} H_i \omega_i \quad (5.9)$$

$$\begin{cases} \hat{\delta}_i = \delta_i - \delta_0 ; & \hat{\omega}_i = \omega_i - \omega_0 \\ \delta_{ij} = \delta_i - \delta_j & \delta_{ij} = (\delta_i - \delta_0) - (\delta_j - \delta_0) = \hat{\delta}_{ij} \end{cases} \quad (5.10)$$

En considérant le modèle de la machine précisant que la machine, conserve toute la dynamique des enroulements d'amortisseur avec  $D_{ik}$  le coefficient de torsion d'amortissement croisé du couple de la WT ayant deux masses au niveau de la boîte de vitesse donc l'une est connectée sur l'arbre de la turbine ayant une constante d'inertie  $H_t$  et vitesse de la turbine  $\omega_k$  et l'autre sur l'arbre de la génératrice avec constante d'inertie  $H_g$  et vitesse de synchronisme  $\omega_s$ . La constante d'inertie équivalente de la DFIG sera  $H_i$ . La constante de ressort  $K_{shaft}$  est la constante de rigidité. En général, les tensions ( $V_{s_i}$ ) aux bornes de DFIG et l'angle de phase ( $\theta_i$ ) changent tous les deux pendant la phase transitoire. Ainsi une définition logique de la fréquence dynamique ( $\omega_{di}$ ) dans le système multi-machine est (5.11).

$$\frac{d\theta_i}{dt} = \omega_{di} - \omega_s \quad i = 1, \dots, n \quad (5.11)$$

Si le système multi-machine est synchronisé avec toutes les machines tournant à vitesse constante, la fréquence du système est égale à cette fréquence ( $\omega_{di}$ ) dynamique (éventuellement supérieure ou inférieure à celle de synchronisme ( $\omega_s$ )). Pendant les phases transitoires, chaque bus connecté au DFIG aura une fréquence dynamique déterminée par  $d\theta_i/dt$ . Les  $n$  fréquences dynamiques ( $\omega_{di}$ ) sont des variables algébriques prises en compte comme d'autres variables algébriques ( $I_{d_i}, I_{q_i}, V_{d_i}, V_{q_i}$ ). Les modèles dynamiques multi-machines ont au moins une équation différentielle de plus que nécessaire pour résoudre un problème de  $m$  machine,  $n$  bus, car chaque système de rotation doit avoir une référence pour les angles. Pour illustrer cela, nous définissons les angles en référence à celle de la machine 1 (5.12).

$$\begin{cases} \delta'_i \triangleq \delta_s - \delta_1 & i = 1, \dots, m \\ \theta'_i \triangleq \theta_i - \delta_1 & i = 1, \dots, n \\ \omega'_i = \frac{d\delta'_i}{dt} = \omega_i - \omega_1 & i = 2, \dots, m \end{cases} \quad (5.12)$$

Dans le but d'analyser simplement le processus visant à analyser l'amortissement des oscillations pour viser la stabilité en fréquence, le modèle réalisé sous PSCAD/EMTDC 4.5 considère un modèle CIGRÉ, IEEE avec les paramètres du modèle de base effectué sur MATLAB-Simulink. Il considère des centrales éoliennes en mer composée de ( $N_G = 140$ ) machines identiques mises en parallèle et résumées toutes en une seule grande machine équivalente dernière une seule réactance équivalente. Cependant, des limites portant sur les perturbations au sein du réseau collecteur local ne peuvent pas être analysées et l'existence d'une variation potentiellement significative de l'impédance équivalente pour la connexion à chaque machine. Le choix d'une machine équivalente désignant respectivement la WFO nécessite l'approximation telle que la puissance de sortie de toutes les machines sera la même à un instant donné. Pour les études d'impact sur le réseau, la simulation sous PSCAD/EMTDC 4.5 est effectuée avec un vent initial à une vitesse suffisante pour produire une puissance nominale sur toutes les machines. Dans cette condition, l'hypothèse que toutes les machines sont initialement à la même puissance (nominale) n'est pas une approximation. Sinon, cette hypothèse suppose que la dispersion géographique est suffisamment faible pour que le vent sur la centrale éolienne soit uniforme. Les simulations de la dynamique du système en vrac à l'aide d'une seule machine équivalente conviennent pour la plupart des études de planification[391].

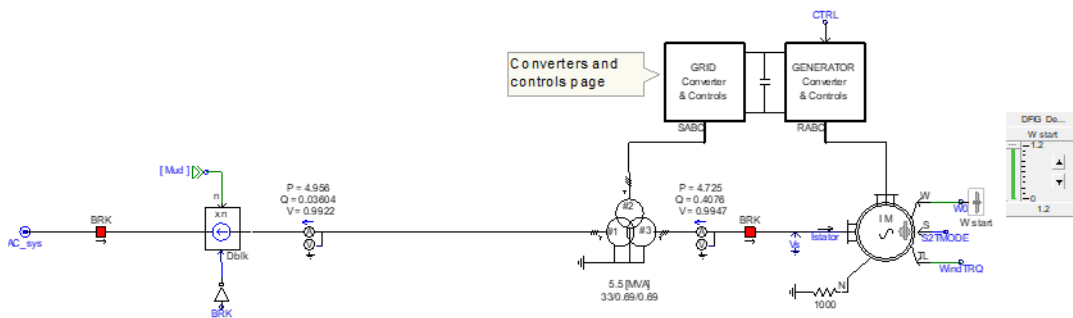


Figure 5.1a : Modèle de DFIG sous PSCAD/EMTDC.

Le modèle du système équivalent du nombre total de turbines ( $N_G$ ) est ramené à une seule turbine éolienne (WT) et d'un transformateur d'unité avec des valeurs nominales MVA. Nous avons simplement introduit le nombre de turbines d'une centrale éolienne défini dans le modèle MATLAB/Simulink dans le modèle PSCAD/EMTDC correspondant à une WT Figure 5.1a et les résultats de simulation de ( $N_G = 140$ ) Figure 5.1b est en Annexe C2. Une impédance équivalente pour refléter l'impact global du système de capteurs peut être incluse avec le (s) transformateur (s) élévateur (s) de la sous-station. La capacité de charge totale de collecte de tension doit également être incluse. La fréquence de la tension de sortie de la machine synchrone est déterminée par sa vitesse, qui est déterminée par WT. Le couple produit par la génératrice est généralement contrôlé. Ainsi la quantité d'action nécessaire sur les machines est déterminée par le régulateur et ses paramètres de vitesse et de « statisme » programmés [389, 390]. L'agrégat de la WT est modélisé en Tableau 5.1 connecté à un bus (PV).

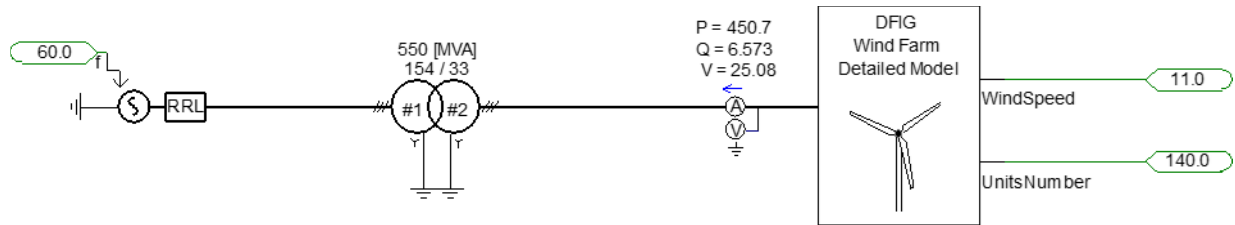


Figure 5.2b : Modèle de centrale éolienne en mer (OWF) sous PSCAD/EMTDC

Tableau 5.1 : Données individuelles d'une Turbine éolienne (WT)

	GE 1.5 MW	GE 1.6 MW	GE 3.6 MW	GE 2.5 MW
Puissance nominale	1.67 MVA	1.78 MVA	4 MVA	3 MVA
$P_{gen}$	1.5 MW	1.6 MW	3.6 MW	2.5 MW
$P_{min}$	0.07 MW	0.075 MW	0.16 MW	0 MW
$Q_{max}$	0.726 MVar	0.775 MVar	2.08 MVar	1.20 MVar
$Q_{min}$	-0.726 MVar	-0.775 MVar	-1.55 MVar	-1.20 MVar
Tension du terminal (60 Hz)	690 V	690 V	4160 V	690 V
Tension du terminal (50 Hz)	690 V	690 V	3300 V	690 V
Puissance nominale unité transformateur	1.75 MVA	1.75 MVA	4 MVA	2.8 MVA
Impédance unité transformateur	5.75 %	5.75 %	7 %	6 %
SCR du transformateur	7.5	7.5	7.5	7.5

L'analyse des différents nœuds (Tableau 5.2) du système défini le vecteur  $x$  des paramètres d'entrée correspondant aux agrégats peut être appliquée pour décomposer l'équation d'état en un système de  $n$  systèmes de premier ordre découplés. En assumons que la matrice  $A$  de l'équation d'état associé aux paramètres d'entrée dispose des valeurs propres distinctes ( $\lambda_i$ ).

Tableau 5.2 : Type de bus dans l'écoulement de puissance

Type de Bus	Modèle de Bus	Valeurs fixées au Bus
Bus générateur	PV	Puissance active du générateur, Amplitude de la tension
Bus Charge	PQ	Puissance active consommée, Consommation de puissance réactive
Bus Oscillant (Slack/Swing)	AV	Angle de la tension, Amplitude de la tension
Bus Charge	AQ	Angle de la tension, Consommation de puissance réactive

La puissance active de sortie du générateur ( $P_{gen}$ ), la puissance réactive maximale de sortie ( $Q_{max}$ ) et la puissance réactive minimale de sortie ( $Q_{min}$ ) sont comptées comme  $N_G$  fois les capacités d'unités indiquées dans le Tableau 5.1. La tension nominale aux bornes du générateur dépend de la taille de OWF et la fréquence du système. Les valeurs nominales et impédances typiques des transformateurs d'unité sont également indiquées. Les tensions typiques de collecte de tension dans les OWF ont des niveaux de 12,5 kV ou 34,5 kV pour les applications de 60 Hz puis 33 kV dans les applications à 50 Hz [391]. Dans chaque turbine éolienne (WT), nous avons 50 Hz et la tension sortie du bus de la machine sera de 575 V pour une puissance de 1.5 MW.

La méthode basée sur les valeurs propres nous permettra d'analyser la stabilité des machines dans le système de collecte de tension en offshore. Il importe de préciser deux types de valeurs propres pour un système linéaire : réelle et complexe. Nous allons considérer que les outils visant la linéarisation des paramètres sont amplement développés dans [392]. Le système formé de plusieurs machines sera dit stable (exponentiel) si toutes les valeurs propres sont dans le demi-plan gauche ouvert excluant l'axe imaginaire ( $Re(\lambda_i) < 0$ ) pour toutes les valeurs ( $i$ ).

Mais instable si les valeurs propres sont dans le demi-plan droit ouvert. Cependant si le système a des valeurs propres sur l'axe  $j\omega$ , alors toute condition initiale non nulle sur cette valeur propre entraînera des oscillations non amorties, c'est-à-dire que le système est marginalement stable[393]. Le modèle d'équation d'oscillation (swing équation) du système d'alimentation de  $N_G$  machines utilisant la matrice  $Y$  réduite au nœud interne de la machine et donc la puissance électrique de la matrice du réseau est  $P_{ei}$  (5.13). Ainsi nous avons avec l'équation d'oscillation (5.14) l'équation d'état linéarisé autour de la stabilité au point d'équilibre  $T_{ei} = T_{mi}$  d'angle  $\delta_i = \delta_{epi}$  et  $\omega_i = 0$  sera défini à partir de (5.15) par la relation (5.16).  $S_{DFIG}$  et  $S_{OWF}$ : puissance apparente de DFIG [394].

$$\left\{ \begin{aligned} P_{ei} &= R_e \{ \tilde{V}'_{si} \tilde{I}'_{Gi} \} = (V'_{si})^2 |Y_{ii}| \cos \varphi_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^{N_G} V'_{si} V'_{sj} |Y_{ij}| \cos(\varphi_{ii} - (\delta_i - \delta_j)) \\ &= (V'_{si})^2 G_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^{N_G} (D_{ij} \cos \delta_{ij} + C_{ij} \sin \delta_{ij}) \\ H &= H_T = \sum_{i=1}^{N_G} H_i * \frac{S_{DFIG}}{S_{OWF}} \end{aligned} \right. \quad (5.13)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{d\omega_i}{dt} &= \frac{1}{2H_i} \left[ P_{mi} - D_{ii} - \sum_{j=1, j \neq i}^{N_G} (D_{ij} \cos \delta_{ij} + C_{ij} \sin \delta_{ij}) - D_i \Delta \omega_i \right] \\ P_i &= P_{mi} - D_{ii}, \quad D_{ij} = V'_{si} V'_{sj} G_{ij}, \quad C_{ij} = V'_{si} V'_{sj} B_{ij}, \quad D_{ii} = (V'_{si})^2 G_{ii} \end{aligned} \right. \quad (5.14)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \Delta \dot{\delta}_i &= \Omega \Delta \omega_i \\ \Delta \dot{\omega}_i &= \frac{1}{2H_i} \left[ \Delta T_{mi} - D_i \Delta \omega_i - K_{sii} \Delta \delta_i + \sum_{j=1, j \neq i}^{N_G} K_{sij} \Delta \delta_j \right] \\ K_{sii} &= \sum_{j=1, j \neq i}^{N_G} (C_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + D_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) \Big|_0 \\ K_{sij} &= (C_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + D_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) \Big|_0 \end{aligned} \right. \quad (5.15)$$

Ainsi nous avons l'équation d'état (5.16) visant l'analyse de l'équation d'oscillation de la déviation de vitesse dans les OWF en utilisant le couple mécanique par (5.17) à (5.19).

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\omega} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{bmatrix} + B \Delta T_m \quad (5.16)$$

$$\Delta \delta = \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_{N_G} \end{bmatrix}, \quad \Delta \omega = \begin{bmatrix} \Delta \omega_1 \\ \Delta \omega_2 \\ \vdots \\ \Delta \omega_{N_G} \end{bmatrix}, \quad \Delta T_m = \begin{bmatrix} \Delta T_{m1} \\ \Delta T_{m2} \\ \vdots \\ \Delta T_{mN_G} \end{bmatrix} \quad (5.17)$$

$$A = \begin{bmatrix} 0 & \Omega I \\ (2H)^{-1} K_s & -(2H)^{-1} D \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} 0 \\ (2H)^{-1} \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

$$H = \begin{bmatrix} H_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & H_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & H_{N_G} \end{bmatrix} = \text{diag}(H_i) \quad D = \begin{bmatrix} D_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & D_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & D_{N_G} \end{bmatrix} = \text{diag}(D_i) \quad K_s = \begin{bmatrix} -K_{s11} & K_{s12} & \dots & K_{s1N_G} \\ K_{s21} & -K_{s22} & \dots & K_{s2N_G} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ K_{sN_G1} & K_{sN_G2} & \dots & -K_{sN_GN_G} \end{bmatrix} \quad (5.19)$$

$K_s$  est la capacité du générateur c'est-à-dire la OWF à rester synchroniser au bus infini. Une valeur élevée de  $K_s$  décrit la puissance de connecter la machine c'est-à-dire la OWF au bus infini et cela est une partie du potentiel

d'énergie. La matrice  $A$  permet de trouver les déterminants de la valeur propre ( $\lambda$ ) nombre complexe du système afin d'interpréter leur stabilité dans OWF. Les valeurs propres sont obtenues par calcul des déterminants (5.20).

$$\left\{ \begin{array}{l} \det \left( \begin{bmatrix} \lambda & 0 \\ 0 & \lambda \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & \Omega \\ -K_s/2H & -D/2H \end{bmatrix} \right) = \det \begin{bmatrix} \lambda & -\Omega \\ K_s/2H & \lambda + D/2H \end{bmatrix} = 0 \\ \lambda^2 + \frac{D}{2H}\lambda + \frac{K_s\Omega}{2H} = 0 \\ \lambda = \frac{1}{4H} \left( -D \pm j\sqrt{8HK_s\Omega - D^2} \right) = \sigma \pm j\omega_s \\ \sigma = -\frac{D}{4H}, \quad \omega_s \cong \sqrt{\frac{K_s\Omega}{2H}} \end{array} \right. \quad (5.20)$$

Le mode oscillatoire de la fréquence en  $Hz$  est  $\omega_s/2\pi$ . Cette fréquence oscillatoire de la machine par rapport au bus éloigné est connue sous l'appellation mode locale. Le mode local de la fréquence varie entre 1 à 2 Hz [393]. Sans le contrôleur automatique du Générateur (AGC) dans la turbine éolienne, le contrôle de statisme ou la réponse du régulateur par une ressource de génération ne pourrait pas amener la fréquence en régime permanent à 60 Hz après que la perturbation s'est produite.

Le modèle de contrôle avec AGC dans les OWF, utilise un contrôleur PI conçu pour réduire l'écart de fréquence en régime permanent à zéro. Dans ce modèle, le contrôle de la vitesse du rotor et du pas effectué vise à réduire la puissance active proportionnellement au taux de changement de fréquence (Rate of Change of Frequency (RoCoF)). Le RoCoF est une mesure importante de la force du système électrique, en particulier à un stade précoce après la déviation de fréquence. Le contrôleur AGC assurant cette opération se coordonne aux autres générateurs « DFIG ». La caractéristique de la puissance mécanique de la DFIG dépend de la vitesse spécifique nominale et du pas angulaire décrit à travers la *Courbe de la puissance mécanique* pour l'éolienne nous permet d'avoir les valeurs de paramètres de la DFIG dans la centrale éolienne (WPP).

Ainsi le modèle de simulation permettant de tenir compte des phénomènes transitoires électromagnétiques et d'observer les valeurs instantanées, les valeurs efficaces du domaine temporel ou les composantes fréquentielles de la réponse nous amène à effectuer sous PSCAD/EMTDC de façon plus appropriée la simulation en ayant les réponses instantanées dans le domaine temporel d'un système WPP (*Figure 5.4 à Figure 5.5*). Le modèle dynamique générique de WPP formée de DFIG (*Figure 5.5*) représenté en Annexe C nécessite le respect d'aspect de la fonctionnalité d'une turbine DFIG [395]. Le modèle de WPP-DFIG développé ici est soumis à une vitesse de vent moyenne qui est maintenue grâce au contrôle de l'angle de calage (pitch control) par rapport à l'écoulement du vent sur les pales des turbines éoliennes. On peut faire varier l'angle de calage en faisant tourner la pale autour de son axe. Ce qui aura un impact sur le rotor et par conséquent sur la puissance électrique. Ainsi, les éoliennes sous PSCAD/EMTDC sont correctement contrôlées en prenant en compte les paramètres aérodynamiques des pales pour contrôler la vitesse de rotation ainsi que la puissance soutirée au vent comme décrit dans la relation (2.1) pour la puissance en sortie de chaque turbine et la vitesse maximale de vent (2.2) du chapitre deuxième.



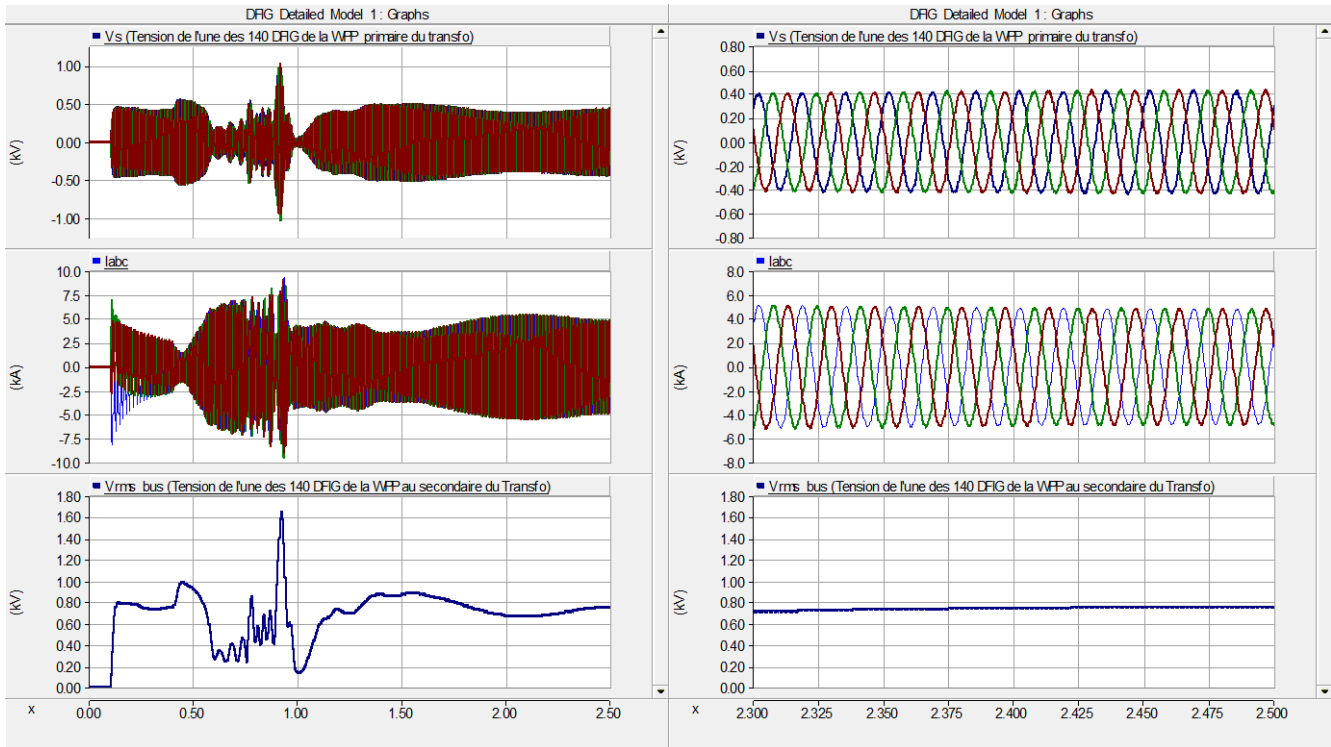


Figure 5.3 : Simulation d'une DFIG de centrale éolienne (WPP) dans une collecte CA sous PSCAD/EMTDC

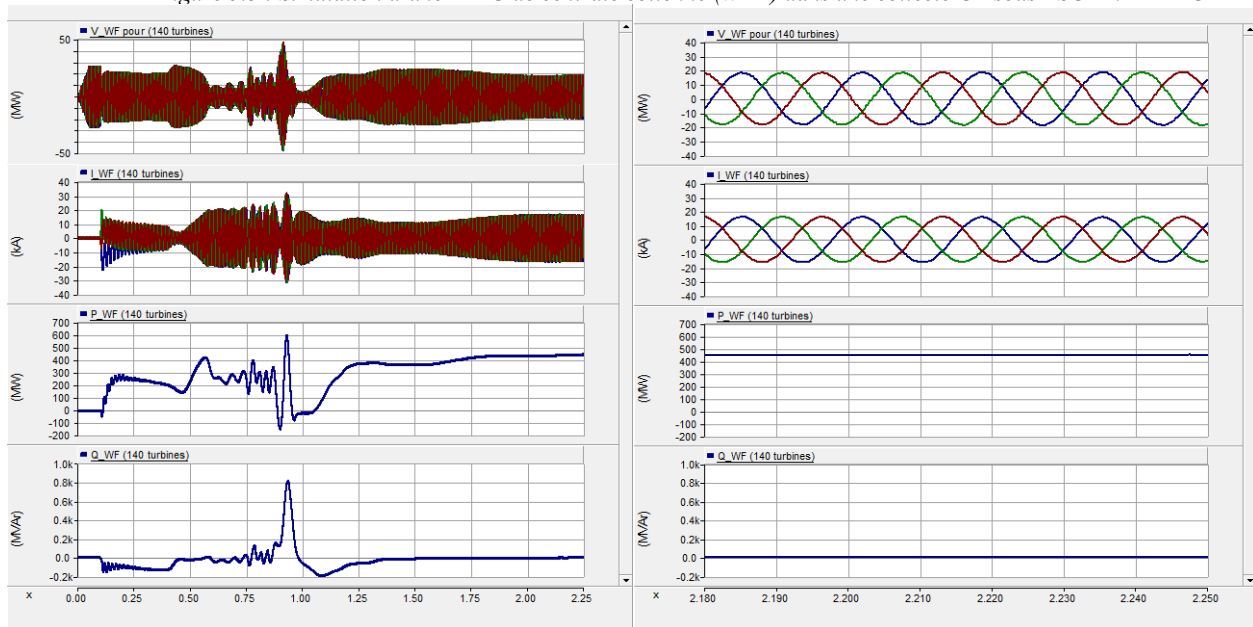


Figure 5.4 : Résultat de simulation de  $N_G = 140$  turbine éolienne d'une WPP en mer sous PSCAD/EMTDC.

## 5.2 Contrôle par découplage de fréquence du système MTCC

Le changement de fréquence mesuré dans chaque zone géographique en mer composée de  $N_G$  générateurs est un indicateur du changement du décalage de puissance entre la production et la demande dans la même zone et d'autres zones interconnectées. Pour cette raison, le contrôle de fréquence en mer côté CA du système MTCC-VSC

est important bien que les  $N_G$  turbines éoliennes de OWF au niveau primaire assurent déjà leur contrôle de fréquence. Au niveau tertiaire, le système de contrôle automatique de générateur (AGC) assure un contrôle supplémentaire à travers le contrôle de fréquence de la zone géographique ainsi que le contrôle de l'échange de puissance avec d'autres zones de contrôle par statisme de fréquence. Ce second AGC dans le système MTCC-VSC permet de contrôler la déviation de fréquence entre zones géographiques. Ainsi dans un système électrique isolé (micro-réseau en mer), une unité de production (OWF) sera conçue comme unité de régulation et ajustée manuellement par le GRT pour maintenir la fréquence du système à la valeur souhaitée. Les OWF restantes du micro-réseau sont contrôlées par statisme de vitesse pour partager la charge proportionnellement à leur valeur nominale. *Cependant, dans un système électrique interconnecté, de nombreuses OWF associées aux terminaux peuvent participer à la régulation, réduire l'usure de contrôle d'une seule OWF, améliorer l'efficacité et la stabilité de la fréquence globale du système* [396]. La centrale éolienne en mer (OWF) associée à une sous-station permet ainsi de réduire l'inertie du système et entraîne une accélération du taux de changement de fréquence (RoCoF, en Hz/s)[397].

La conception inappropriée des coefficients de fréquence de statisme pourrait entraîner la propagation inutile des perturbations et par conséquent les grandes perturbations de fréquence sur les autres systèmes CA faibles isolés. Le contrôle de fréquence de statisme dans cette conception est dit traditionnel et considéré comme un contrôle centralisé. Il se concentre sur la prise en charge de la fréquence du système à travers un couplage artificiel de tous les systèmes CA asynchrones de telle sorte que la perturbation de fréquence dans n'importe quel système CA puisse être partagée dans toute la réserve rotative disponible des systèmes globaux désignés *par  $H_T$*  (5.13). Le contrôle par découplage de fréquence (DFC) ici adopté comparativement au contrôle de fréquence de statisme dans un réseau MTCC ci-dessus décrit est considéré comme un contrôle décentralisé. Proposé en entrée du système CA de terminaux au PCC, il se distingue par les caractéristiques de contrôle de fréquence indépendantes de chaque sous-station avec des impacts réduits sur les systèmes CA faibles isolés pendant les perturbations de fréquence transitoires.

### ***5.3 Statisme associé au flux de puissance dans le système de transmission MTCC***

Le réseau HTCC de configuration maillé MTCC-VSC avec des sous-stations interconnectées  $i$  est marqué dans la partie CC par les tensions de liaison  $E_{DC,i}$  entre pôles dans le réseau MTCC bipolaire. Le maintien de la tension CC dans une plage acceptable est crucial pour la stabilité globale du réseau MTCC. La sous-station détendue ou mou (Slack/Swing) contrôle la tension du circuit intermédiaire et prend toute la responsabilité au sujet de tout éventuel déséquilibre de puissance. Elle pourra entraîner l'effondrement du réseau MTCC une fois qu'elle n'assure pas ses fonctions. Cet inconvénient mène au contrôle de statisme (*puissance-tension*) sur chacune de sous-station connectée au réseau HTCC, car toutes les sous-stations peuvent contribuer à la stabilité de tension CC, l'atténuation du déséquilibre de puissance et le partage de puissance entre les sous-stations obtenues par un contrôle de tension

aux bornes de celle-ci. Pour fournir un service de contrôle de fréquence primaire des terminaux connectés au réseau de fermes éoliennes en mer à des échelles de temps relativement longs, la dynamique de suivi de puissance active des sous-stations du réseau HTCC peut être négligée. Avec la capacité de contrôle de puissance rapide du terminal MMC-VSC et en négligeant la perte de puissance parmi les sous-stations, la référence de puissance active de la  $i^{\text{ème}}$  sous-station notée  $P_{DC,i}^{ref}$  peut être considérée comme identique à l'injection de puissance active de la sous-station  $i$  du côté CA marqué  $P_{DC,i}^{ref} = P_{DC,i}$  comme suit (4.56). La tension  $E_{DC,0,i}$  au point de consigne est défini comme valeur nominale (1 p. u.). Le courant injecté du côté CA par OWF dans la sous-station MMC-VSC est sélectionné comme direction positive. Nous considérons que les équations de flux de puissance de chaque borne CC sont liées au coefficient de statisme (4.57) à (4.58)[398]. Pour un réseau MTCC, l'écoulement de puissance est lié au nombre  $N_{DC}$  de terminaux dans le réseau HTCC considéré uniquement résistif avec pour  $Y_{ij}$  la conductance dans le réseau HTCC. Les puissances délivrées ou absorbées par les redresseurs (4.104) à (4.106) et l'onduleur (4.107) contrôlé par la modulation d'amplitude permettent d'exprimer celle écoulee dans les câbles (5.21)

$$P_{DC,i} = \sum_{i=1}^{N_{DC}} (E_{DC,i} - E_{DC,j}) * Y_{ij} * E_{DC,i} \quad (5.21)$$

Les perturbations de fréquence du système CA ont des impacts très limités côté CC du réseau de transmission maillé HTCC, les variations de tension CC sont relativement faibles sous le contrôle de fréquence primaire par le système MMC-VSC. L'équation (5.21) peut être linéarisée autour de la valeur nominale ( $E_{DC,i,j}$ ) de la tension du circuit intermédiaire à 1 p. u, et peut être exprimée par (5.22). Avec l'inverse de la constante de statisme  $1/k_{dcP,i} = K_{DC,i}$ .

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{DC,i} = P_{DC,i} \Big|_{E_{DC,i,j=1}} + \frac{\partial P_{DC,i}}{\partial E_{DC,i}} \Big|_{E_{DC,i,j=1}} * (E_{DC,i} - E_{DC,0,i}) + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{DC}} \frac{\partial P_{DC,j}}{\partial E_{DC,j}} \Big|_{E_{DC,i,j=1}} * (E_{DC,j} - E_{DC,0,j}) \\ \frac{\partial P_{DC,i}}{\partial E_{DC,i}} \Big|_{E_{DC,i,j=1}} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{DC}} Y_{ij} ; \quad \frac{\partial P_{DC,j}}{\partial E_{DC,j}} \Big|_{E_{DC,i,j=1}} = -Y_{ij} \\ P_{DC,i} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{DC}} Y_{ij} * (E_{DC,i} - E_{DC,0,i}) - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{DC}} Y_{ij} * (E_{DC,j} - E_{DC,0,j}) ; \quad \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{DC}} Y_{ij} = Y_{ii} \\ P_{DC,i} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{DC}} Y_{ij} * (E_{DC,i} - E_{DC,0,i}) - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{DC}} Y_{ij} * (E_{DC,j} - E_{DC,0,j}) ; \quad \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{DC}} Y_{ij} = Y_{ii} \end{array} \right. \quad (5.22)$$

$$Y_{DCij} = \begin{cases} Y_{ii} - K_{DC,i} & (i = j) \\ -Y_{ij} & (i \neq j) \end{cases} \quad (5.23)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{DC,0,i} = \left( \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{DC}} Y_{ij} - K_{DC,i} \right) * (E_{DC,j} - E_{DC,0,j}) - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{DC}} Y_{ij} * (E_{DC,j} - E_{DC,0,j}) \\ P_{DC,0,i} = (Y_{ij} - K_{DC,i}) * (E_{DC,i} - E_{DC,0,i}) - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{DC}} Y_{ij} * (E_{DC,j} - E_{DC,0,j}) = Y_{DCij} * (E_{DC,j} - E_{DC,0,j}) \end{array} \right. \quad (5.24)$$

L'admittance du réseau HTCC (5.23) est constituée de conductances. Celle-ci est associée à d'autres matrices pour construire le modèle du réseau par la mise en relation des variables de contrôles et les objectifs de contrôle. Les différentes matrices associées sont définies :  $P_{DC,0}$  représente un vecteur  $N_{DC} * 1$  des points de consigne de puissance des convertisseurs;  $E_{DC}$  représente un vecteur  $N_{DC} * 1$  tension de liaison CC des convertisseurs;  $E_{DC,0}$  représente un vecteur  $N_{DC} * 1$  point de consigne de tension continue des convertisseurs. L'équation de puissance au point de fonctionnement (5.24) comporte une matrice diagonale des paramètres de constantes de statismes pour convertisseurs ( $\Lambda_{DC_i} = \text{diag}[K_{DC,1}, K_{DC,2}, \dots, K_{DC,N_{DC}}]$ ). L'équation matricielle du flux de puissances tenant compte des constantes de statisme sera (5.25).

$$\begin{aligned} P_{DC,0,i} &= Y_{DCij} (E_{DC,i} - E_{DC,0,i}) \\ P_{DC,i} &= P_{DC,0,i} + \Lambda_{DC} (E_{DC,i} - E_{DC,0,i}) = P_{DC,i} = P_{DC,0,i} + \Lambda_{DC} * Y_{DCij}^{-1} * P_{DC,0,i} \\ P_{DC,i} &= [I_{N_{DC}} + \Lambda_{DC} * Y_{DCij}^{-1}] * P_{DC,0,i} = Y_{MTDC} * P_{DC,0,i} \end{aligned} \quad (5.25)$$

$$Y_{MTDC} = I_{N_{DC}} + \Lambda_{DC_i} * Y_{DCij}^{-1} \quad (5.26)$$

$I_{N_{DC}}$  : la matrice unitaire de dimensions  $N_{DC}$ . L'équation (5.25) décrit la configuration de l'écoulement de puissance dans le réseau en tenant compte du point de consigne de puissance de chaque sous-station et la puissance active injectée dans chaque sous-station à partir du système CA connecté. La matrice linéaire  $Y_{MTDC}$  (5.26) désigne comment le point de consigne de puissance de sous-station influence le flux de puissance active du réseau MTCC.

## 5.4 Contrôle primaire par découplage de fréquence du système MTCC-VSC

Un système d'alimentation multizone comprend des zones géographiques qui sont interconnectées par des lignes de transmission à haute tension ou des lignes de raccordement par un interface MTCC pour satisfaire la demande de consommation. La tendance de la fréquence mesurée dans chaque zone de contrôle est un indicateur de tendance de la puissance de désadaptation dans l'interconnexion et non dans la seule zone géographique de contrôle.

### 5.4.1 Contrôle de fréquence par zone de production offshore : Contrôle secondaire

Le système de contrôle de fréquence secondaire (Frequency Control Loop (LFC)) dans chaque zone géographique de contrôle du système électrique interconnecté (multizones) va contrôler la puissance échangée avec d'autres zones de contrôle ainsi que sa fréquence locale. Le LFC dynamique associé au système formé de N-zones de contrôle (Figure. 5.6) tiendra compte du signal d'alimentation de la ligne de raccordement en exploitant la relation (5.15).

Ainsi, la puissance transmise à la charge (zone 1 :  $(S_1)$ ) à partir de sources isolées ( $S_2, S_3, S_4$ ) associées aux interfaces dans chaque zone (Figure 5.6) sera (5.27). Elle correspond ici à l'écoulement de puissance d'une OWF connectée à un terminal du système MTCC avec  $X_{1,T_1}$  la réactance de ligne CA entre  $S_2$  et le terminal ( $MMC - VSC_z$ ) de la zone du système MTCC;  $\delta_1$  et  $\delta_{T_1}$  sont les angles associés à la zone 1 ( $S_1$ );  $V_1$  et  $V_{T_1}$  : tensions associées à la ligne de transmission de la zone 1.

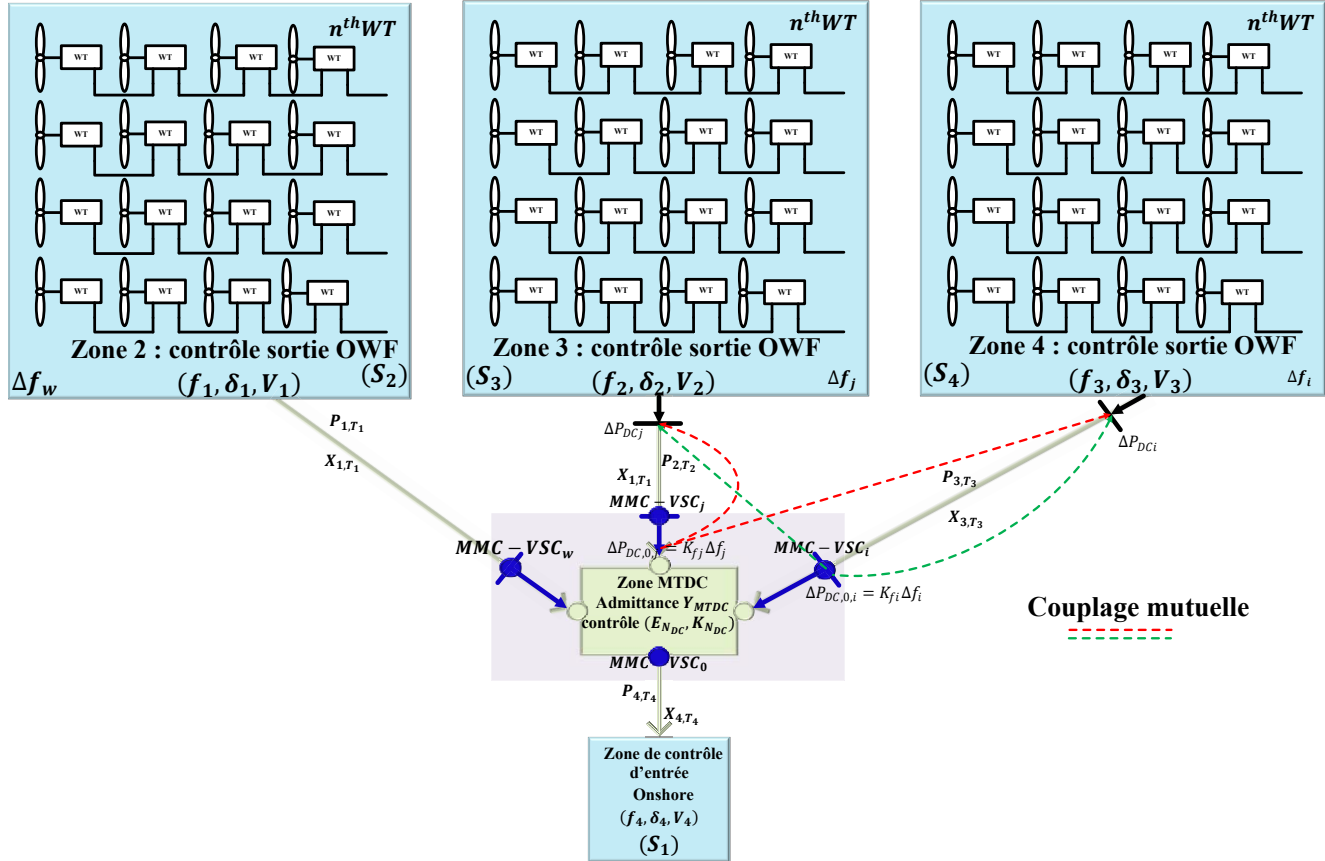


Figure 5.5 : Contrôle du système hybride CA/CC

$$P_{1,T_1} = \frac{V_1 V_{T_1}}{X_{1,T_1}} \sin(\delta_1 - \delta_{T_1}) \quad (5.27)$$

La linéarisation de (5.27) au point d'équilibre  $(\delta_{0,1}, \delta_{0,T_1})$  permet d'avoir la variation de la puissance de la charge électrique transmise sur la ligne CA avec  $T_{1,T}$  le couple de charge ((5.28).

$$\begin{cases} \Delta P_{1,T_1} = T_{1,T_1} (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_{T_1}) \\ T_{1,T_1} = \frac{V_1 V_{T_1}}{X_{1,T_1}} \cos(\delta_{0,1} - \delta_{0,T_1}) \end{cases} \quad (5.28)$$

La relation entre les zones considérée nécessite de la prise en compte de la variation de fréquence aussi, ce qui permet d'écrire (5.29).

$$\begin{cases} \Delta P_{1,T_1}(s) = \frac{2\pi}{s} T_{1,T_1} (\Delta f_1(s) - \Delta f_{T_1}(s)) \\ \Delta P_{2,T_2}(s) = \frac{2\pi}{s} T_{2,T_2} (\Delta f_2(s) - \Delta f_{T_2}(s)) \\ \Delta P_{3,T_3}(s) = \frac{2\pi}{s} T_{3,T_3} (\Delta f_3(s) - \Delta f_{T_3}(s)) \end{cases} \quad (5.29)$$

Considérant les relations respectives  $\Delta P_{1,T_1}$ ,  $\Delta P_{2,T_2}$  et  $\Delta P_{3,T_3}$  correspondant à (5.29), la variation totale de la puissance de raccordement entre la zone MTCC et les trois autres zones (OWF) peut être calculée en ajoutant à (5.14) la variation de puissance mécanique ( $\Delta P_m$ ) au changement de charge de la zone ( $\Delta P_{L_1}$ ,  $\Delta P_{L_2}$ ,  $\Delta P_{L_3}$ ) utilisant un signe approprié (5.31) [396]. La boucle de contrôle de fréquence (LFC) au niveau primaire prend en compte la ligne de raccordement. Dans le cas d'une zone de contrôle isolée, cette boucle (LFC) est réalisée par celle de retour d'une déviation de fréquence de la zone via un contrôleur dynamique simple. Cela fournit une action de contrôle secondaire (5.31) suffisante pour forcer l'écart de fréquence en régime permanent à zéro (Figure 5.7).

$$\Delta P_i(s) = \frac{2\pi}{s} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N_{DC}} \Delta P_{j,T_i}(s) \quad (5.30)$$

$$\Delta f_i(s) = \frac{1}{2H_i s + D_i} \left[ \sum_{k=1}^{N_{DC}} \Delta P_{m_{ki}}(s) - \Delta P_i(s) - \Delta P_{L_1}(s) \right] \quad (5.31)$$

Dans un système électrique multizone formé par un système MTCC, chaque source de production en mer (WPP) associée à son interface de conversion constitue un ensemble de trois zones (Figure 5.5). Dans chacune des zones, on dispose d'un système d'alimentation en mer (WPP) qui alimente une charge (sous-station) pour constituer une zone. Ces zones respectives sont soumises à la variation des fréquences et d'énergie à consommer par les sous-stations lorsqu'il y a une variation des paramètres en entrée de sous-stations raccordées à sa zone de production. Cette variation des quantités suggère clairement une régulation de la fréquence en entrée comme indiquée pour la zone 3 et zone 4 (Figure 5.6) afin de corriger les erreurs de contrôle de zone (ACE) du paramètre. Cela constitue un contrôle primaire de déviation de la fréquence. Le contrôle secondaire vise à maintenir l'énergie électrique c'est-à-dire la puissance nette d'échange avec les zones voisines à des valeurs programmées. Cela suggère clairement qu'un contrôle décentralisé de la fréquence de charge (sous-station) est réalisable grâce à la technique de contrôle optimal. Ceci est généralement accompli en ajoutant une déviation d'écoulement de puissance de la ligne de raccordement à la déviation de fréquence dans la boucle de rétroaction secondaire. Une combinaison linéaire appropriée du changement de fréquence et de la puissance de ligne de raccordement pour la zone  $i$ , est obtenue dans un LFC du système électrique associé à la mesure d'un signal d'erreur de contrôle, appelé erreur de contrôle de zone (ACE) pour différentes zones. Dans le cas réalisé tenant compte de deux des trois zones en mer (Figure 5.7) sous MATLAB-Simulink, nous avons la déviation de fréquence de la zone 3 ( $\Delta f_j$ ) et celle de la zone 4 ( $\Delta f_i$ ). Dans le cas de la correction de cette déviation, nous évaluons le gain de l'écart de raccordement entre les zones. Ce qui permet d'aller corriger l'erreur de contrôle de zone [396]. Ainsi, lorsque la régulation de vitesse correspondante à la WPP de la zone 4 est négative, la demande de la sous-station raccordée augmente par rapport à celle de la zone

3, en conséquence la fréquence de la zone 4 diminue avec sa puissance générée dans WPP diminue également. Afin de répondre à la demande de sa sous-station, la WPP de la zone 3 doit augmenter sa production en corrigeant sa puissance puisque la sous-station raccordée donnera l'apparence d'être une charge ayant légèrement augmenté par rapport à la capacité de production, il s'ensuit automatiquement qu'une légère déviation de la fréquence du système devrait se produire dans les zones 3 et 4, ce qui est évidemment montré dans les simulations.

$$\begin{cases} ACE_i = \tau_g \frac{d\Delta P_G}{dt} = \Delta P_G + \beta_i \Delta f \\ \beta_i = \frac{1}{R_G} + D_G \end{cases} \quad (5.32)$$

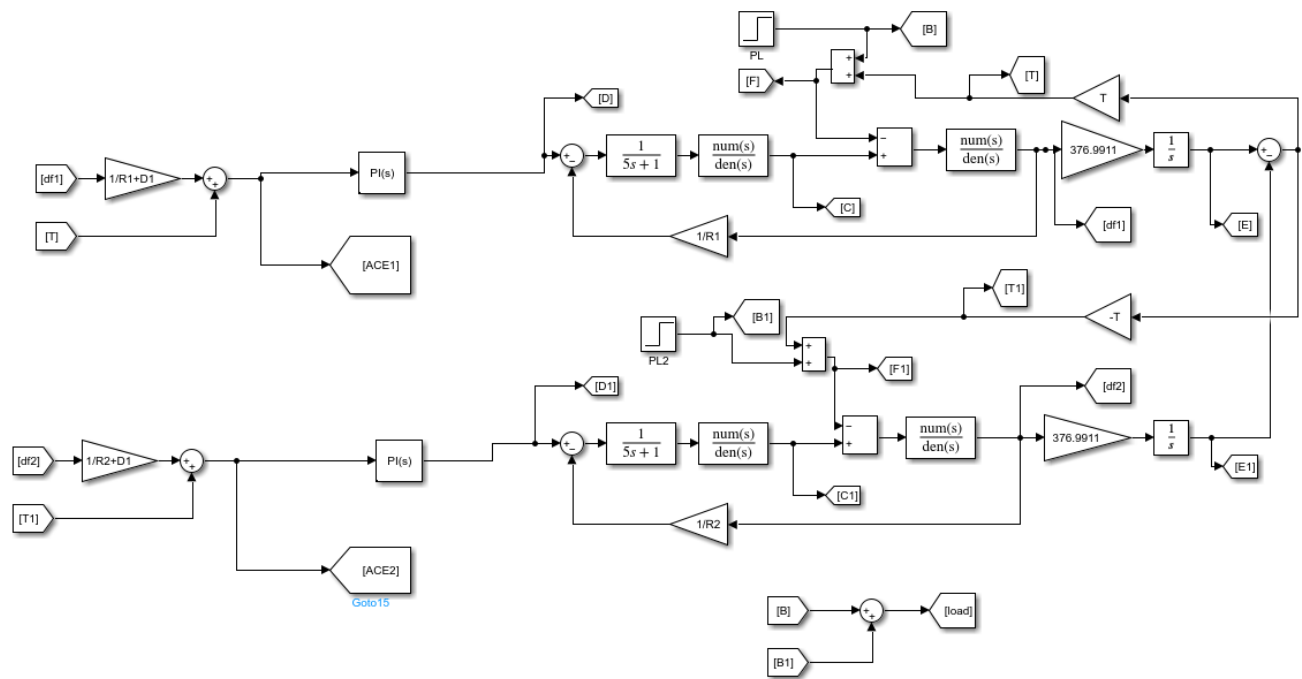
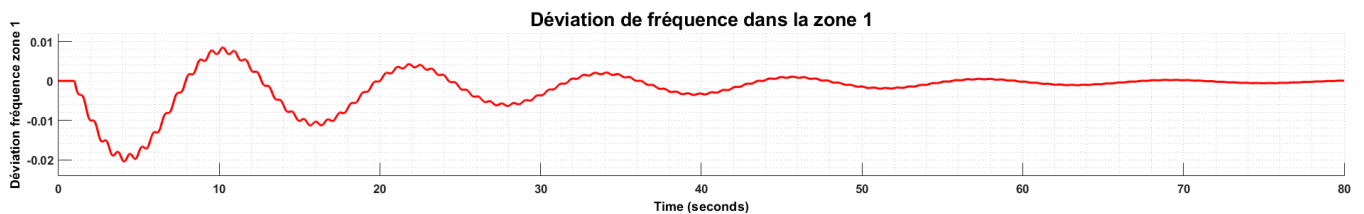
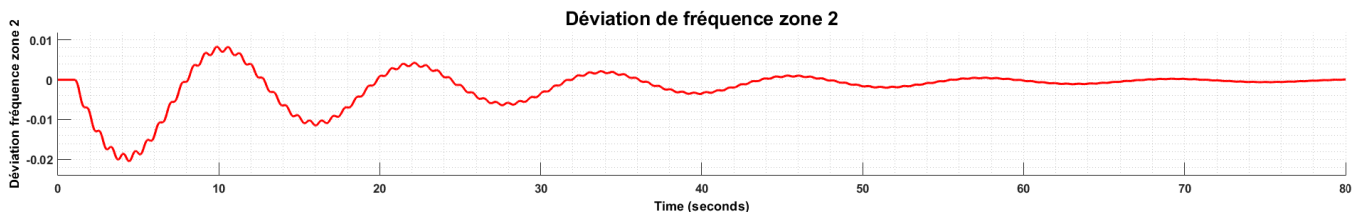


Figure 5.6 : Régulation de la déviation de fréquence pour deux zones



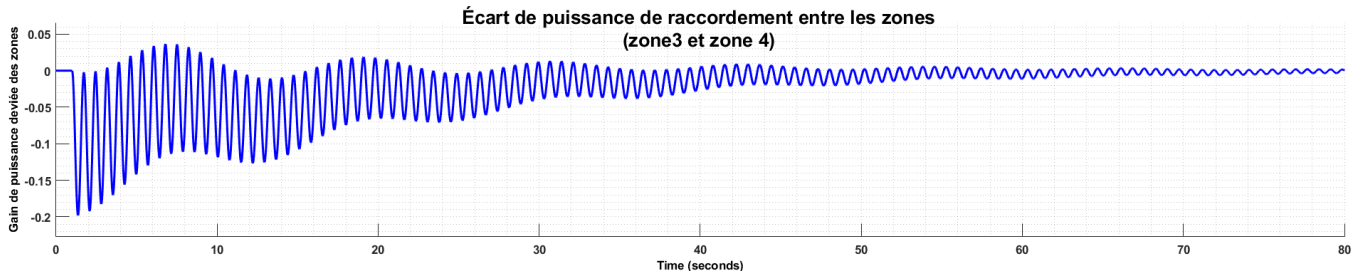


Figure 5.7 : Contrôle de fréquence dans un système multizone

De même, nous pouvons examiner le système d'une autre manière en modifiant les paramètres à l'entrée de la sous-station de connectée à la WPP de la zone 3. Dans celle-ci, la sous-station vue comme une charge connaîtra sa demande de consommation augmenter par rapport à la WPP. En conséquence, la fréquence dans la zone 3 diminue et la capacité de production diminue également. Afin d'équilibrer la production et d'alimenter la sous-station, la WPP de la zone 4 doit générer plus de puissance. Au regard de ces analyses, nous constatons que la constante de temps  $\tau_g$  choisit devrait garantir une stabilisation plus rapide. Ce qui permet de confirmer les résultats de simulation du chapitre IV, Figure 4.25 sous PSCAD/EMTDC 4.5 par rapport aux paramètres contrôlés par les sous-stations.

#### 5.4.2 Application du contrôle de découplage de fréquence (DFC)

Pour les sources de production asynchrone connectées, le blocage d'une liaison CC de grande capacité de stockage peut entraîner une grande déviation de fréquence du côté CA du réseau si le système CA manque de prise en charge de fréquence. D'où l'importance de surveiller la fréquence et corriger sa déviation grâce à un contrôleur automatique du générateur (AGC). La rigidité en fréquence d'un système dépend principalement des affaissements de tous les contrôleurs de vitesse du générateur et des caractéristiques de fréquence des charges dans le système. Le principe du contrôle DFC et de l'analyse de stabilité est effectué selon les paramètres de contrôle. Ces paramètres sont ainsi optimisés afin d'éviter des problèmes indésirables dans le système en particulier dans des conditions de réseau faible comme le nôtre, telles que l'oscillation de puissance synchrone (SPO). Le SPO est principalement causé par la mauvaise marge de phase introduite par le petit ( $\frac{R}{X}$ ) rapport de court-circuit (SCR). Les paramètres de la puissance active et réactive du MTCC, même s'ils sont bien contrôlés sont facilement affectés par ceux du réseau de raccordement. Par conséquent, la méthode d'amélioration de la stabilité basée sur le DFC dans la boucle de contrôle de la puissance réactive est introduite dans le modèle Figure 4.25 sous PSCAD/EMTDC 4.5 au niveau de chaque sous-station branchées côté CA au PCC afin d'améliorer la stabilité de phase. L'objectif visé fut atteint à travers les résultats Figure 4.28 et Figure 4.29 dans le contrôle de la puissance réactive au PCC à des valeurs nulles mais faibles.

Dans cette partie, nous venons indiquer de manière quantitative par une description mathématiques au regard des résultats obtenus au chapitre 4 du poids de la prise de fréquence du système CA au PCC. Pour cette raison nous ressortons un facteur de polarisation de fréquence dans le système MTCC adopté pour évaluer la capacité de prise



de la fréquence du système de production (WPP) ou de réception (sous-station). Ce facteur qui est le biais de fréquence ou de polarisation est noté  $\beta_i$  et exprimé en  $MW/Hz$ ; celui du système de production noté  $R_G$  qui est le statisme de vitesse équivalent des sources de production du système (WPP) exprimé en  $Hz/MW$ ;  $D_G$  est la constante d'amortissement de charge qui compose le système de réception (sous-station) exprimée en  $MW/Hz$ ; enfin la constante de temps est  $\tau_g$  représentant le niveau d'inertie du régulateur [394, 396]. La relation entre le statisme de vitesse équivalent  $R_G$  et le statisme de vitesse de chaque générateur  $R_i$  est défini par ((5.33) où  $P_{gNi}$  est la puissance nominale de sortie de la  $i^{ème}$  source de production, exprimée en MW;  $f_N$  est la fréquence nominale du réseau électrique. Le statisme de vitesse du  $i^{ème}$  générateur  $R_i$  est défini (5.34) où  $\omega_{NL}$  est la vitesse en régime permanent à vide;  $\omega_{FL}$  est la vitesse en régime permanent à pleine charge; et  $\omega_0$  est la vitesse nominale. Pour  $R_i = 5\%$  signifie qu'un écart de fréquence de 5% entraîne un changement de 100% de la puissance de sortie. La constante d'amortissement de charge composite  $D_G$  est exprimée (5.35) où  $\Delta P_L$  est la variation de charge du système, exprimée en MW;  $\Delta f$  est la variation de fréquence du système, exprimée en Hz [399].

$$\frac{1}{R_G} = \sum_{i=1} \frac{1}{R_i} \frac{P_{gNi}}{f_N} \quad (5.33)$$

$$R_i(\%) = \left( \frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} \right) * 100 \quad (5.34)$$

$$D_G = \frac{\Delta P_L}{\Delta f} \quad (5.35)$$

Il est bien entendu qu'en cas de déséquilibre de puissance entre la charge et la source de production, d'un système, trois étapes de séquences visent à ramener la fréquence du système aux plages normales. La première étape, à savoir la « réponse d'inertie » du générateur, utilise l'énergie de masse de rotation stockée de celui-ci pour lisser la déviation de fréquence en libérant ou en absorbant l'énergie cinétique stockée (5.36). Dans la deuxième étape, lorsque l'écart de fréquence du système dépasse un certain seuil, le régulateur de turbine sera activé pour modifier la puissance absorbée, ce qui est appelé « contrôle de fréquence primaire ». La troisième étape prend un temps relativement plus long pour s'activer et se terminer. On peut constater que l'écart de fréquence du système ((5.37) est corrélé à la constante d'inertie de la source de production, la constante de temps du régulateur et le coefficient de statisme du régulateur [354, 396]. Ces relations démontrent le lien étroit entre les WT et sous-stations.

$$2H_i \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_G - \Delta P_L \quad (5.36)$$

$$\Delta f(s) = \frac{-\Delta P_L(s)}{2H * s + \left( 1/R_G (1 + \tau_g * s) \right)} \quad (5.37)$$

La prise en charge de la tension du réseau électrique CA au PCC est l'une des exigences fondamentales pour garantir le fonctionnement normal des sous-stations en considérant le rapport de court-circuit (SCR). L'absence de prise en charge de la tension du réseau CA peut entraîner une instabilité de l'alimentation du système CC [400]. Dans un système de transmission CC à alimentation unique (cas d'une WPP), la force de la prise de tension est indiquée par le rapport de court-circuit (SCR) défini au chapitre II ou le SCR effectif (ESCR). Dans un système de

transmission CC à entrées multiples, l'impact d'autres sous-stations (interaction) doit être pris en compte lors du calcul de la force de prise de tension pour chaque station de conversion. Le SCR efficace à entrées multiples (MIESCR) proposé par le groupe de travail B4.41 du CIGRE [401] est largement accepté et utilisé pour décrire la force de la prise de tension alternative pour les sous-stations de conversion CC dans un système HTCC à entrées multiples [399, 402]. Les équations de (5.32) décrivent que le facteur de polarisation de fréquence  $\beta$  peut indiquer la force de la prise de fréquence d'un système émetteur ou récepteur. Un  $\beta$  plus grand indique une capacité de prise en charge de fréquence plus forte du réseau électrique. Pour assurer la stabilité de fréquence d'un système d'alimentation, le facteur de polarisation de fréquence  $\beta$  doit être supérieur à une certaine valeur,  $\beta_{min}$ . En supposons que  $P_{DC,N(max)}$  est la puissance nominale monopolaire maximale des systèmes CC et que la variation de fréquence maximale autorisée du système d'alimentation est de  $\pm \Delta f_{limit}$ . Pour garantir la stabilité de fréquence du système après un défaut, le facteur de polarisation de fréquence minimum  $\beta_{min}$  est donné (5.38).

$$\beta_{min} = \frac{P_{DC,N(max)}}{\Delta f_{limit}} \quad (5.38)$$

L'échange de puissance active avec le système CA / CC via un MMC-VSC peut être régulé en modifiant les points de consigne de puissance de chaque convertisseur connecté au réseau. Avec le contrôle de fréquence classique basée sur le statisme [34, 354], la déviation de fréquence du système d'alimentation  $k$  marqué par  $\Delta f_k$  sera utilisé comme signal de retour vers le  $j^{ème}$  convertisseur appartenant au système  $i$ , et sera multiplié par une constante de chute de fréquence  $K_{f_j}^{DC}$  pour modifier les points de consigne de puissance des convertisseurs. En conséquence, les matrices suivantes sont définies :  $\Delta P_{DC,0}$  est un vecteur de  $N_{DC} \times 1$  des écarts de points de consigne de puissance des MMC-VSC,  $\Gamma(j, k)$  est une matrice de transfert  $N_{DC} \times n$  qui construit la relation entre les convertisseurs connectés au réseau et les systèmes d'alimentation CA isolés. Sur la base du contrôle classique de statisme de fréquence de MTCC, les déviations aux points de consigne de puissance des MMC-VSC marqués  $\Delta P_{DC,0}$  sont proportionnels aux écarts de fréquence  $\Delta f$  de leurs systèmes d'alimentation CA connectés (5.40).  $\Lambda_{DCf,k}$  : la matrice diagonale des paramètres de statisme de fréquence du contrôle de fréquence classique basée sur le statisme.

$$\Gamma(j, k) = \begin{cases} 1 & (\text{convertisseur } j \in \text{système } k) \\ 0 & (\text{convertisseur } j \notin \text{système } k) \end{cases} \quad (5.39)$$

$$\Delta P_{DC,0} = \text{diag}[K_{f,1}^{DC}, K_{f,2}^{DC}, \dots, K_{f,N_{DC}}^{DC}] * \Gamma * \Delta f = \Lambda_{DCf,k} * \Gamma * \Delta f. \quad (5.40)$$

$$\Delta P_{DC} = Y_{MTDC} * \Lambda_{DCf,k} * \Gamma * \Delta f \quad (5.41)$$

Le changement  $n \times 1$ ) peut-être écrite (5.42).  $Y_{DCf}$  est une matrice définissant la relation entre les écarts de fréquence des systèmes d'alimentation isolés et les changements d'injection de puissance active via les MMC-VSC de chaque système CA isolé avec le contrôle traditionnel basé sur le statisme pendant les perturbations de fréquence du système d'injection de puissance active de MMC-VSC est  $\Delta P_{DC}$  vecteur de  $N_{DC} \times 1$  (5.41). Sachant que

plusieurs convertisseurs peuvent être connectés à un système CA isolé, l'alternance d'injection de puissance totale vers le système MTCC à partir de chaque système AC isolé marqué comme  $P_{DC}^S$  (vecteur).

$$\Delta P_{DC}^S = Y_{MTDC} * \Lambda_{DCf,k} * \Gamma^T * \Delta f = Y_{DCf} * \Delta f \quad (5.42)$$

Puisque l'injection de puissance dans les convertisseurs est sélectionnée comme une direction positive, pour chaque système CA isolé, les changements d'injection de puissance via les MMC-VSC dans le système MTCC peuvent être considérés comme la charge changeante. Sur la base de ((5.37), la déviation de fréquence du système d'alimentation  $k$ , compte tenu du contrôle de fréquence basée sur le statisme du MTCC, peut être exprimée (5.44).  $\Delta P_{DC}^{S_k}$  est l'alternance d'injection de puissance dans le système MTCC à partir du système CA isolé  $k$ . La déviation de fréquence du système d'alimentation  $k$  marqué par  $\Delta f_k$  peut-être exprimé (5.43).

$$\begin{cases} \Delta f_k = - \sum_{i \in S_k}^{N_L} \Delta P_{Li} / G_k(s) \\ G_k(s) = \left( \sum_{i \in S_k}^{N_G} 2 * H_i * s + \sum_{i \in S_k}^{N_G} \frac{1}{R_{Gi}(1 + \tau_{gi} * s)} \right) \\ \Delta P_{Li} = \text{diag}[G_1(s), G_2(s), \dots, G_n(s)] * \Delta f = \Lambda_G * \Delta f \end{cases} \quad (5.43)$$

$G_k(s)$  : indique la fonction de transfert de fréquence du système, et constitue la relation entre l'écart de fréquence du système et la variation de charge locale.

$$\sum_{i \in S_k}^{N_G} 2 * H_i * s \frac{1}{R_G(1 + \tau_g * s)} * \Delta f_k = - \sum_{i \in S_k}^{N_L} \Delta P_{Li} - \Delta P_{DC}^{S_k} \quad (5.44)$$

Les déviations de fréquence de  $n$  systèmes d'alimentation CA isolés (en supposant qu'il existe  $n$  systèmes CA asynchrones) peuvent être écrites sous la forme matricielle  $\Delta P_{Li}$  qui est un vecteur  $N_n \times 1$  de  $n$  changements de charge locale totale du système. En conséquence, sur la base de ( $\Delta P_L = \text{diag}[G_1(s), G_2(s), \dots, G_n(s)]$ ), les déviations de fréquence de  $n$  systèmes d'alimentation en courant alternatif isolé en considérant le contrôle de fréquence classique basée sur le statisme de MTCC peuvent être écrits sous la forme matricielle (5.45).  $Y_{ACf}$  est la relation entre les déviations de fréquence des systèmes d'alimentation et les variations de charge lors de perturbations de fréquence du système.

$$\Delta P_{Li} = (\Lambda_G + Y_{DCf}) * \Delta f = Y_{ACf} * \Delta f \quad (5.45)$$

Habituellement la fourniture d'un support de fréquence via des convertisseurs pour les systèmes CA connectés et réalisés par une boucle de fréquence basée sur le statisme, montré Figure 5.8 est implémentée dans le contrôle classique de statisme puissance-tension du convertisseur en alternant les points de consigne de puissance de chaque convertisseur connecté au réseau. Cependant, avec le contrôle classique de statisme puissance-tension du système MTCC, la variation des points de consigne de puissance d'un convertisseur connecté au réseau entraîne certains changements d'injection de puissance de tous les convertisseurs via le système MTCC en raison de la caractéristique

non diagonale de la matrice  $Y_{MTDC}$  indiqué en (5.26). À travers ce cadre de contrôle, les perturbations de fréquence de tous les systèmes à courant alternatif seront transmises aux autres systèmes à courant alternatif isolés, comme décrit dans[386]. La propriété de fréquence d'alimentation indépendante fournie par le système MTCC pour la prise en charge de la fréquence du système ne peut pas être obtenue et cela peut entraîner des déviations de fréquence importantes des autres systèmes CA non affectés avec des puissances de système inférieures. Afin d'atténuer l'effet de couplage de fréquence du système mutuel sous le contrôle de statisme traditionnel, le contrôle de découplage de fréquence (DFC) sera suggéré (Figure 5.8). En cas de perturbations de fréquence de tout système CA faible isolé (OWF), la prise de fréquence du système ne sera assurée que par le système CA fort et le système CA faible perturbé et aucun couplage de fréquence d'autres systèmes CA faibles isolés ne sera observé. De plus, la déviation de fréquence du système CA fort ne sera atténuée qu'en utilisant ses réserves propres, et les fréquences de système des autres systèmes CA faibles ne seront pas affectées. En conséquence, la caractéristique d'alimentation de fréquence indépendante claire fournie par le système MTCC peut être obtenue et le contrôle de fréquence fournie par les convertisseurs connectés peut être facilement conçu en fonction des exigences des opérateurs du système[398]. Comme indiqué précédemment, les étapes en cas de déséquilibre de puissance entre la production et la demande, la réponse d'inertie de SG joue un rôle critique dans la phase initiale de la perturbation de la fréquence du système, qui détermine en grande partie la profondeur de la chute de fréquence en cas d'augmentation soudaine de la charge dans le système électrique. Le régulateur agissant pendant la période initiale du changement de fréquence du système (de la valeur de fréquence nominale à la chute de fréquence) donne la dynamique de fréquence du système  $k$  par (5.46). À partir de cette relation on déduit par approximation l'écart entre la valeur de fréquence nominale et la chute de fréquence, marqué par  $\Delta f_{k,n}$  (5.47).

$$2 * \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^{N_G} H_i \frac{d\Delta f_k}{dt} = - \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^{N_L} \Delta P_{Li} \quad (5.46)$$

$$\frac{d\Delta f_{k,n}}{dt} = - \frac{T_k}{2} * \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^{N_L} \Delta P_{Li} / \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^{N_G} H_i = - \frac{T_k}{2} * \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^{N_L} \Delta P_{Li} / H_{t,k}; \quad H_{t,k} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^{N_G} H_i \quad (5.47)$$

Où  $T_k$  est la durée de la perturbation de la fréquence du système de la valeur de fréquence nominale à la chute de fréquence du système  $k$ . Cette durée est d'environ 3 à 5s pour différents systèmes d'alimentation [399]. Ainsi, le niveau d'inertie totale du système  $k$  défini marqué  $H_{t,k}$  est inversement proportionnel à l'écart de fréquence du système. Le contrôle de fréquence découplée appliqué à un système CA fort ( $S_1$ ) lors d'une perturbation de fréquence, faire recourt à la seule ressource locale afin de l'utiliser pour atténuer l'écart de fréquence. Par conséquent, les variations des points de consigne de puissance de ses convertisseurs connectés doivent être définies comme des zéros (5.48).

$$\underbrace{\Delta P_j^{DC,0}}_{j \in S_1} = 0 \quad (5.48)$$

Pour les autres systèmes CA faibles isolés (OWF), les variations totales d'injection de puissance active de leurs convertisseurs connectés sont uniquement liées aux écarts de fréquence de leurs propres systèmes CA. Cela implique qu'aucun couplage de déviations de fréquence des autres systèmes CA faibles isolés ne se produira, ce qui est décrit par (5.49).

$$\begin{pmatrix} \underbrace{\Delta P_j^{DC}}_{j \in S_2} \\ \underbrace{\Delta P_j^{DC}}_{j \in S_3} \\ \vdots \\ \underbrace{\Delta P_j^{DC}}_{j \in S_n} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underbrace{K_{f,j}^{DC} * \Delta f_2}_{j \in S_2} \\ \underbrace{K_{f,j}^{DC} * \Delta f_3}_{j \in S_3} \\ \vdots \\ \underbrace{K_{f,j}^{DC} * \Delta f_n}_{j \in S_n} \end{pmatrix} = Y_{MTDCd} * \begin{pmatrix} \underbrace{\Delta P_j^{DC,0}}_{j \in S_2} \\ \underbrace{\Delta P_j^{DC,0}}_{j \in S_3} \\ \vdots \\ \underbrace{\Delta P_j^{DC,0}}_{j \in S_n} \end{pmatrix} \quad (5.49)$$

$$c_{kj} = \frac{\sum_{i=1}^{N_G} H_i}{\sum_{i \in S_k} H_i} \geq 5 \quad (5.50)$$

Où  $c_{kj}$  (5.50) est le rapport du niveau d'inertie totale du système fort  $k$  et du système faible  $j$ . En pratique, cette valeur peut être définie en fonction des exigences du gestionnaire du système,  $Y_{MTDCd}$  est la matrice découplée pour le système MTCC, qui élimine les  $j$  premières lignes et colonnes appartenant à  $S_1$  (système CA fort) de  $Y_{MTDC}$ . En conséquence, l'alternance des points de consigne de puissance des convertisseurs qui se connectent aux  $(n - 1)$  autres systèmes CA faibles isolés dans le DFC proposé doit être définie (5.51).

$$\begin{pmatrix} \underbrace{\Delta P_j^{DC,0}}_{j \in S_2} \\ \underbrace{\Delta P_j^{DC,0}}_{j \in S_3} \\ \vdots \\ \underbrace{\Delta P_j^{DC,0}}_{j \in S_n} \end{pmatrix} = Y_{MTDCd}^{-1} * \begin{pmatrix} \underbrace{K_{f,j}^{DC} * \Delta f_2}_{j \in S_2} \\ \underbrace{K_{f,j}^{DC} * \Delta f_3}_{j \in S_3} \\ \vdots \\ \underbrace{K_{f,j}^{DC} * \Delta f_n}_{j \in S_n} \end{pmatrix} \quad (5.51)$$

Sur la base de (5.47), la déviation de fréquence du système avec un grand niveau d'inertie totale est beaucoup plus petite que celui avec un faible niveau d'inertie totale. Ainsi, le niveau d'inertie totale du système d'alimentation qui résume les constantes de temps d'inertie de tous les SG en fonctionnement peut refléter dans une certaine mesure les forces du système à courant alternatif. Cependant, il est assez difficile de quantifier le niveau d'inertie total pouvant être qualifié de "système fort" ou de "système faible", car cette valeur est corrélée à de nombreux facteurs influents tels que la capacité du système, la taille de la perturbation, la possibilité en l'occurrence de la perturbation...etc. En général, plus le niveau d'inertie totale est élevé, plus le système électrique sera fort. En ce qui concerne le cas de plusieurs systèmes OWF CA faibles connectés à un système CA fort via le système MTCC, si le rapport du niveau d'inertie total du système CA fort et de tout système CA faible défini dans (5.50) est relativement élevé, toute perturbation dans le système à courant alternatif fort qui est transmis au système à courant alternatif faible voisin avec un contrôle traditionnel basé sur le statisme de fréquence détériorera les stabilités de fréquence des systèmes CA faibles. Cela oblige essentiellement de bloquer la transmission des perturbations du système à courant alternatif fort vers le système à courant alternatif faible avec un contrôle à découplage de fréquence [401]. L'équation (5.51) nous donne les informations sur la fréquence des  $(n - 1)$  Systèmes CA faibles isolés connectés

nécessaires pour le DFC. Le changement total d'injection de puissance active des MMC-VSC connectés à un système fort  $S_1$  est écrit par (5.52).

$$\Delta P_{S_1}^{DC} = \sum_{j \in S_1} \Delta P_j^{DC} = \sum_{i=2}^n \underbrace{K_{f,j}^{DC}}_{j \in S_i} * \Delta f_i \quad (5.52)$$

Ainsi, le changement d'injection de puissance active totale des convertisseurs connectés avec le DFC peut être exprimé comme par (5.53).

$$\begin{pmatrix} \Delta P_{S_1}^{DC} \\ \Delta P_{S_2}^{DC} \\ \vdots \\ \Delta P_{S_n}^{DC} \end{pmatrix} = Y_{DCfd} * \begin{pmatrix} \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \\ \vdots \\ \Delta f_n \end{pmatrix} \quad (5.53)$$

$$Y_{DCfd} = \begin{pmatrix} 0 & -\sum_{j \in S_2} K_{f,j}^{DC} & \dots & -\sum_{j \in S_n} K_{f,j}^{DC} \\ 0 & \sum_{j \in S_2} K_{f,j}^{DC} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \sum_{j \in S_k} K_{f,j}^{DC} & \dots \\ 0 & \dots & \dots & \sum_{j \in S_n} K_{f,j}^{DC} \end{pmatrix} \quad (5.54)$$

Dans (5.54)  $Y_{DCfd}$  désigne la relation entre les déviations de fréquence de plusieurs systèmes d'alimentation isolés et l'alternance d'injection de puissance des systèmes CA via le réseau MTCC sous les perturbations de fréquence du système avec le DFC. Sur la base de (5.42), les déviations de fréquence de  $n$  systèmes d'alimentation CA isolés en tenant compte du DFC du MTCC peuvent être écrits dans l'équation suivante (5.55). [404]

$$\begin{pmatrix} -\sum_{i \in S_1}^{N_L} \Delta P_{Li} \\ -\sum_{i \in S_2}^{N_L} \Delta P_{Li} \\ \vdots \\ -\sum_{i \in S_n}^{N_L} \Delta P_{Li} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} G_1(s) & -\sum_{j \in S_2} K_{f,j}^{DC} & \dots & -\sum_{j \in S_n} K_{f,j}^{DC} \\ 0 & \sum_{j \in S_2} K_{f,j}^{DC} + G_2(s) & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \sum_{j \in S_k} K_{f,j}^{DC} + G_k(s) & \dots \\ 0 & \dots & \dots & \sum_{j \in S_n} K_{f,j}^{DC} + G_n(s) \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \\ \vdots \\ \Delta f_n \end{pmatrix} \quad (5.55)$$

$$\begin{pmatrix} -\sum_{i \in S_1}^{N_L} \Delta P_{Li} \\ -\sum_{i \in S_2}^{N_L} \Delta P_{Li} \\ \vdots \\ -\sum_{i \in S_n}^{N_L} \Delta P_{Li} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} G_1(s) & B_d \\ C_d & D_d \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \\ \vdots \\ \Delta f_n \end{pmatrix}$$

La matrice  $C_d$  avec le DFC proposé de MTCC est nulle. Ainsi, pour le changement de charge soudain qui ne se produit que dans le système  $S_1$ , la déviation de fréquence du système des déviations de fréquence de  $n$  systèmes d'alimentation CA isolés peut être réécrit par (5.56).

$$\Delta f_1 = \frac{-\sum_{i \in S_1}^{N_L} \Delta P_{Li}}{G_1(s)} \text{ avec } \begin{pmatrix} \Delta f_2 \\ \vdots \\ \Delta f_n \end{pmatrix} = 0 \quad (5.56)$$

L'équation (5.56), permet donc de constater que pour la perturbation de fréquence dans le système 1 (système à courant alternatif fort ici installé en mer), la seule ressource locale utilisée pour atténuer sa déviation ( $\Delta f_1$ ) de

fréquence et les autres systèmes à courant alternatif faible isolés n'ont pas été affectés. En supposant qu'il y ait un changement de charge soudain qui ne se produit que dans le système faible isolé 2 (marqué comme S2 centrale éolienne offshore), la déviation de fréquence de  $n$  systèmes d'alimentation CA isolés avec le DFC proposé peut être réécrit sur la base de l'équation suivante (5.57).[405]

$$\begin{cases} \Delta f_1 = \frac{-\sum_{i \in S_1}^{N_L} \Delta P_{Li}}{G_1(s)} * \frac{\sum_{j \in S_2} K_{f,j}^{DC}}{\sum_{j \in S_2} K_{f,j}^{DC} + G_2(s)} \\ \Delta f_2 = \frac{-\sum_{i \in S_1}^{N_L} \Delta P_{Li}}{\sum_{j \in S_2} K_{f,j}^{DC} + G_2(s)}; \quad \Delta f_{3 \sim n} = 0 \end{cases} \quad (5.57)$$

Il peut être clairement déduit que pour les perturbations de fréquence de tout système CA faible isolé, la prise de fréquence ne sera assurée que par le système CA fort et le système CA faible perturbé, aucun couplage de fréquence des autres systèmes CA faibles isolés ne se produira[386, 404].

## ***Conclusion***

Les objectifs visés tout au long de ce chapitre étaient d'effectuer une analyse systémique du modèle de réseau MTCC maillé étudié au chapitre précédent en recherchant comme au début de ce travail les meilleurs outils visant à contrôler les paramètres liés à la transmission de la production. Le contrôle séquentiel de l'écoulement de puissance d'un système à grande échelle avec contrainte procède par une méthode hiérarchisée dans un contexte dynamique du système décrit par des DAE. Les caractéristiques de découplage efficace du système MTCC-VSC, ont démontrés plus haut les performances des sous-stations à garantir une continuité de service par un stockage électrique conduisant à l'analyse de l'impact mutuel dans l'expression de l'écoulement de puissance. Cet aspect fondamental dans la compréhension du système à grande échelle MTCC est plus perceptible lors de la répartition de puissance ou lors d'un défaut. Ce qui nous a permis de comprendre l'importance du contrôle de fréquence côté CA par l'opérateur du gestionnaire de réseau au niveau des différentes zones de contrôle par l'application d'un algorithme garantissant une stabilité de fréquence lorsque les zones sont interconnectées. Pour cela, le réglage visant à atteindre cette stabilité des zones c'est fait par son biais de fréquence (exprimé en MW/0,1 Hz) à une valeur qui est au plus près que possible de la caractéristique de réponse en fréquence de la zone de contrôle. La méthode de calcul du biais de fréquence fut obtenue par l'optimisation de valeur de polarisation de fréquence variable (linéaire ou non linéaire) basée sur une fonction variable de déviation d'écoulement de puissance des lignes de liaison par rapport à la déviation de fréquence.

## **CHAPITRE 6 - ANALYSE SYSTÉMIQUE D'ESTIMATION D'ÉTAT DU RÉSEAU MTCC-VSC**

---

### ***Introduction***

L'utilisation des systèmes de stockage électrique dans le processus de modernisation des réseaux électriques influence considérablement les propriétés d'estimation d'état dynamique des réseaux de transmission électriques. Cet impact dans les réseaux électriques modernes entraîne l'usage des paramètres au plus près de leurs limites techniques et de leur stabilité. Une grande variété de technologies de stockage sont intégrées dans les réseaux électriques afin de disposer d'un réseau moderne ou intelligent : système de stockage chimique ou électrochimique (des batteries), supercondensateurs, systèmes de stockage mécaniques (volants d'inertie), stockage d'énergie hybride. Le modèle de stockage électrique par sources intermittentes interconnectées à travers une topologie de transmission MTCC-VSC dans un réseau maillé est plus préconisé actuellement. Il consiste à effectuer la combinaison de deux ou plusieurs dispositifs de stockage d'énergie dans un système afin qu'ils puissent se compléter en cas de perturbation (creux de tension, perte d'une ligne...etc.). Ainsi, si l'une des sources intermittentes du réseau MTCC associées à son interface a une densité de puissance élevée au niveau de son bus CC, l'autre doit avoir une densité d'énergie élevée afin que la sortie de puissance destinée au réseau de distribution puisse être optimisée. Les batteries ont généralement une densité d'énergie élevée et une faible densité de puissance, tandis que les supercondensateurs installés dans les MMC ont une densité de puissance élevée. L'utilisation d'un réseau MTCC-VSC dans une configuration maillée de terminaux utilisant la *méthode d'estimation hiérarchique ou de contrôle de découplage* décrit ci-dessus permet de substituer ces batteries. L'analyse de ce modèle de contrôle sera effectuée et simulée sous MATLAB-Simulink afin d'observer la stabilité du réseau MTCC-VSC lorsqu'on applique les algorithmes couramment employés et développés dans un processus d'estimation d'état dynamique. Cette opération est faisable par évaluation à l'aide des indicateurs de qualité du contrôle par placement des appareils de mesure aux points stratégiques du réseau. Elle mène également à la prévision et correction des défauts par l'approche intégrée d'optimisation de l'estimation dynamique d'état du réseau de transmission MTCC-VSC. Ces indicateurs de qualité du contrôle qui constituent des indices intégraux utilisés dans l'estimation dynamique d'état du réseau sont : l'intégrale d'erreur de contrôle, l'intégrale de la valeur absolue de l'erreur de contrôle et l'intégrale du carré de l'erreur de contrôle.

### ***6.1 Estimation d'état du système de transmission MTCC-VSC***

L'efficacité des contrôleurs quelconques sur un réseau électrique à grande échelle dépend nécessairement de leur capacité de mise à jour. Certains outils d'opérations de mise à jour présentés au chapitre précédent « la séquence positive de l'écoulement de puissance; l'Optimisation de l'écoulement de puissance; la stabilité transitoire; la stabilité dynamique à travers le contrôle de dans la partie AC et CC » permettront d'analyser l'estimation de l'état (SE) du système de transmission sans aborder l'analyse de la qualité de l'alimentation et les phénomènes transitoires



électromagnétiques dans le système MTCC. Les contrôles et les mesures dans le réseau en cas d'apparition d'une coupure généralisée de l'électricité jouent un rôle fondamental dans le suivi en temps réel du réseau de transmission à travers l'état des interrupteurs de protection, la fréquence puis l'amplitude du système et les mesures de puissances par les transformateurs de courant et de tension installés au niveau des sous-stations. Dans l'estimation de l'état du système électrique, on peut faire dériver un modèle en temps réel grâce aux données reçues d'un ensemble de mesures redondant. Différents types de méthodes d'estimation d'état sont introduits dans la littérature [416, 436, 445]. Mais le domaine de l'estimation de l'état de FACTS et HTCC est toujours en cours de recherche et aucun modèle ou méthode de simulation définitifs n'a encore émergé [417] d'où l'intérêt d'effectuer une contribution en utilisant les outils de simulation sous MATLAB-Simulink au Chapitre IV à travers l'utilisation de l'approche inductive à partir de cette observation dans les travaux actuels.

L'estimation d'état est le processus d'attribution d'une valeur à une variable d'état de système inconnue basée sur des mesures de ce système selon certains critères. Habituellement, le processus implique des mesures imparfaites qui sont redondantes, et le processus d'estimation des états du système est basé sur un critère statistique qui estime la vraie valeur des variables d'état pour minimiser ou maximiser le critère sélectionné. Un critère couramment utilisé et familier est celui de minimiser la somme des carrés des différences entre les valeurs estimées et « vraies » (c'est-à-dire mesurées) d'une fonction. Parmi les méthodes très employées pour satisfaire la réponse à cette préoccupation, les méthodes d'estimation d'état par les moindres carrés pondérés (WLS) sont largement utilisées. L'estimation d'état WLS minimise la somme des carrés pondérée des résidus, qui sera introduite dans le cadre de la mesure.

### ***6.1.1 Processus d'estimation d'état dans le réseau MTCC-VSC***

L'atteinte des objectifs du processus SE basé sur la surveillance avec précision des états de fonctionnement du système électrique est essentielle. Le gestionnaire du système d'énergie (EMS) sur le réseau de transmission chargé de gérer le réseau MTCC dans le centre de contrôle reçoit les informations des différents terminaux avec une priorité visant à obtenir une évaluation fiable des mesures qui ont été captées à l'emplacement des différents PMU. L'estimateur d'état du système électrique exécute cette fonction en diverses étapes en utilisant les informations dynamiques reçues des terminaux et les informations statiques composant le réseau ainsi que sa connectivité. Les différentes étapes (*Figure 6.1*) impliquées dans le processus d'estimation d'état (SE) sont : l'élaboration d'un processeur de la topologie du réseau servant à représenter un modèle du réseau construit par le gestionnaire du système d'énergie chargé d'enregistrer les mesures venant du réseau physique; mise en œuvre d'un module d'observabilité chargé d'analyser les mesures effectuées par les appareils repartis sur le réseau; choix d'algorithme d'estimation d'état résidant dans les modules fournissant une estimation de l'état du système; prise en compte de l'analyse de mauvaises données et de leur identification. Le processus de détection et d'identification des mauvaises données (mesures qui sont grossièrement erronées) est effectué dans cette étape. En absence de données erronées,

l'état estimé reçoit un bon état de santé. Cependant, si de mauvaises données sont détectées, elles sont supprimées de l'ensemble de données et le processus d'estimation est répété.

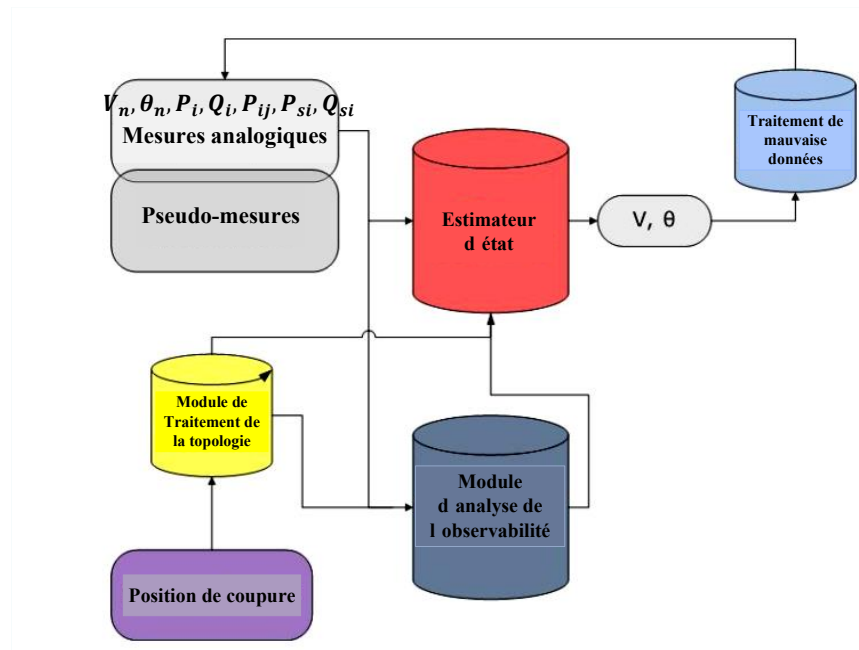


Figure 6.1 : Processus d'estimation d'état dans un réseau électrique

Un élément clé des systèmes modernes de gestion de l'énergie est un estimateur d'état : un estimateur d'état utilise les entrées du système et un modèle de système pour obtenir et décrire les états du système d'alimentation (principalement les amplitudes de tension du bus et les angles de phase). Les PMU installés pour les opérations de mesures sont capables d'effectuer des mesures d'amplitude et d'angle de phase très précises. L'estimateur d'état est un schéma de traitement de données qui calcule l'état d'un système à partir des trois sources d'information suivantes :

1. *Mesure des variables du système ;*
2. *Modèle mathématique du système ;*
3. *Connaissance préalable des entrées et sorties du système appelées pseudo-mesures.*

*Mesure des variables du système.* Le réseau étant constitué d'un ensemble de bus, la formulation de l'écoulement de puissance présentée ci-dessus permet de requérir un vecteur d'état  $x$  constitué de  $2n$  variables qui sont l'amplitude de la tension  $V_i$  et l'angle  $\theta_i$  à chaque bus (6.1) et (6.2) décrivant l'état fonctionnel avec différents nœuds qui sont  $i = 1, \dots, n$ .

$$x = [V_1, \dots, V_n, \theta_1, \dots, \theta_n]^T \quad (6.1)$$

$$\begin{cases} P_i = P_{si} + \sum_{j \in \Omega} P_{ij} \\ Q_i = Q_{si} + \sum_{j \in \Omega} Q_{ij} \end{cases} \quad (6.2)$$

Les différents nœuds  $i$  sont dans un réseau composé de branches ayant des bus où on peut décrire les puissances actives ( $P_i$ ) et réactives ( $Q_i$ ) injectées ou écoulées dans les lignes ( $P_{ij}$ ) ainsi que celle des compensateurs statique

shunt ( $P_{si}$ ) et ( $Q_{si}$ ). Tenant compte du LTC nous aurons les expressions suivantes avec  $T$  le rapport de transformation du transformateur et  $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$  (6.3).

$$\begin{aligned}
 P_{ij} &= V_i^2 G_{ij} - TV_j V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + \sin \theta_{ij}) \\
 P_{ij} &= T^2 V_j^2 G_{ji} - TV_j V_i (G_{ji} \cos \theta_{ji} + \sin \theta_{ji}) \\
 Q_{ij} &= -V_i^2 B_{ij} - TV_j V_i (G_{ij} \sin \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}) \\
 Q_{ij} &= -T^2 V_j^2 G_{ji} - TV_j V_i (G_{ji} \sin \theta_{ji} - \cos \theta_{ji}) \\
 P_{si} &= V_i^2 G_{shi} \\
 Q_{si} &= -V_i^2 G_{shi}
 \end{aligned} \tag{6.3}$$

*Modèle mathématique du système.* La formulation d'un modèle mathématique approprié doit décrire les caractéristiques des composants individuels du réseau ainsi que les relations qui régissent l'interconnexion de ces éléments. L'usage des matrices s'avère être un outil mathématique très pratique pour représenter de grands réseaux interconnectés pour des solutions informatiques numériques. La théorie des graphes de base, les matrices d'incidence et les réseaux primitifs sont couramment utilisés pour la représentation des réseaux et la formulation de la matrice d'admission de bus  $Y_{bus}$  de la matrice d'impédance de bus  $Z_{bus}$  du réseau.

*Connaissance préalable des entrées et sorties du système appelées pseudo-mesures.* Les variables de mesure sont un ensemble de grandeurs physiques obtenues à partir des lectures des instruments. Dans les systèmes électriques, ces grandeurs physiques pourraient être les flux de puissance active et réactive sur les bus, les flux de puissance active et réactive dans les lignes, et l'amplitude de la tension et les angles de phase sur les bus (les variables d'état elles-mêmes). Les variables de mesure sont désignées par le vecteur  $\tilde{z}$ , quelles que soient les grandeurs physiques mesurées. Si le nombre de variables de mesure est  $m$ , la dimension du vecteur de mesure  $\tilde{z}$  est  $m$ . Normalement, le nombre de variables de mesure est supérieur au nombre de variables d'état. La différence entre le nombre de mesures  $m$  et le nombre de variables d'état  $n$ , c'est-à-dire  $(n - m)$  est appelé *redondance ou degrés de liberté*. Le *facteur de redondance* est défini comme le rapport entre le nombre de variables de mesure et le nombre de variables d'état, c'est-à-dire  $(m/n)$ . Afin d'obtenir la précision souhaitée dans l'estimation des variables d'état, l'amplitude du facteur de redondance doit être comprise entre 1,5 et 2,8.

*Le bruit* Le vecteur des grandeurs mesurées étant constitué de grandeurs physiques, il n'est jamais exempt d'imprécisions inévitables. Par conséquent, les quantités physiques contiennent des erreurs qui sont désignées comme du bruit et sont représentées comme des composants du vecteur  $\zeta$ . Cette erreur représente la relation entre le bruit et les mesures estimées  $\tilde{z}$  et les valeurs vraies  $z_{vr} = Hx$  des variables d'état du système. Les vraies valeurs des variables d'état  $z_{vr}$  cependant, ne sont pas connues. Il n'est pas possible d'établir les vraies valeurs des vecteurs d'état et de bruit, mais il est possible de calculer des estimations des éléments du vecteur d'état  $\tilde{x}$  et du vecteur de bruit  $\tilde{\zeta}$  à partir des approximations de  $x = x_{vr}$  la valeur vraie et l'erreur  $\zeta$  respectivement (6.6). Statistiquement, le bruit est supposé avoir une moyenne nulle sur un grand nombre de mesures. À partir de ce qui précède, la relation entre les variables mesurées et les variables d'état peut- être écrite (6.4).

$$\begin{aligned} \bar{z} &= Hx + \zeta = z_{vr} + \zeta \Rightarrow \zeta = \bar{z} - z_{vr} \\ \begin{bmatrix} \bar{z}_1 \\ \bar{z}_2 \\ \bar{z}_3 \\ \vdots \\ \bar{z}_m \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} h_{11} & h_{12} & h_{13} & \dots & h_{1n} \\ h_{21} & h_{22} & h_{23} & \dots & h_{2n} \\ h_{31} & h_{32} & h_{33} & \dots & h_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ h_{m1} & h_{m2} & h_{m3} & \dots & h_{mn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \vdots \\ x_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \zeta_1 \\ \zeta_2 \\ \zeta_3 \\ \vdots \\ \zeta_m \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (6.4)$$

$$\begin{cases} \bar{V}_i = V_i + \zeta_{V_i} \\ \bar{P}_{ij} = V_i^2(G_{si} + G_{ij}) - TV_j V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + \sin \theta_{ij}) + \zeta_{P_{ij}} \\ \bar{Q}_{ij} = -V_i^2(G_{si} + G_{ij}) - TV_j V_i (G_{ij} \sin \theta_{ij} + \cos \theta_{ij}) + \zeta_{Q_{ij}} \end{cases} \quad (6.5)$$

$$\bar{\zeta} = \bar{z} - \bar{z}_{vr} = \bar{z} - H(\bar{x} - x) \quad (6.6)$$

$H$  : matrice de coefficients connue de dimension  $m \times n$  et  $\zeta$  : vecteur de bruit (erreur aléatoire) de dimension  $m$ , ayant une moyenne nulle. Les mesures effectuées  $\bar{z}_i$  sur un nœud  $i^{ième}$  compte de l'erreur de mesure  $\zeta_m$  avec  $i = 1, \dots, m$ ,  $\bar{z}_i$  est la variable aléatoire avec une distribution Gaussienne de moyenne nulle et d'écart type  $\sigma_i$ . Par conséquent, plus la qualité de l'instrument de mesure est élevée, plus son écart type sera petit. Les mesures appropriées à un nœud du réseau sont (6.5). La prise en compte de la mesure de l'erreur considérée comme variables aléatoires indépendants par rapport aux autres conduits à prendre en compte de la matrice de covariance de l'erreur qui est une matrice diagonale de taille  $m \times m$  avec  $m$  le nombre de mesures à effectuer. Les entrées de cette matrice sont le carré de l'écart type. Ainsi on peut définir la matrice de mesure pondérée est qui calculée comme l'inverse de la matrice de covariance (6.8).

$$R_z = \begin{bmatrix} \ddots & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_i^2 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots \end{bmatrix} \quad (6.7)$$

$$W = R_z^{-1} = \begin{bmatrix} \ddots & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_i^2} & 0 \\ 0 & 0 & \ddots \end{bmatrix} \quad (6.8)$$

Une importance capitale est portée sur la qualité de l'instrument de mesure basée sur sa précision. Cela est facilement accompli en fournissant des facteurs de pondération plus élevés aux mesures provenant d'instruments d'une plus grande précision connue. Il est maintenant possible de définir un critère permettant de calculer les valeurs approchées des éléments du vecteur  $\bar{x}$  à partir desquelles seront calculés les éléments des vecteurs  $\bar{\zeta}$  et  $\bar{z}$ . Supposons que le critère choisi soit de minimiser les sommes algébriques des carrés des erreurs. Sur la base du critère supposé, la fonction de performance  $J$  donnée dans l'équation suivante devrait être minimisée. Ainsi  $w_i$  est le facteur de pondération attribué à la  $i^{ème}$  lecture qui est fonction de la précision de l'instrument, et  $m$  représente le nombre de mesures. Le critère pour minimiser les sommes algébriques des carrés des erreurs a été retenu, car prendre les sommes algébriques directes des erreurs conduirait à l'annulation des erreurs positives et négatives, conduisant ainsi à des estimations erronées. Le problème consiste à trouver le minimum de la somme scalaire des carrés des résidus ( $\zeta_i^2$ ) (6.9). Le facteur de pondération  $w_i$  est calculé à chaque fois qu'une nouvelle mesure est enregistrée. Pour que  $J$  soit minimum ( $g(x) = \partial J(x)/\partial x = 0$ ) doit être égal à zéro. Ainsi, la matrix associée (6.10). La notation utilisée

$g(x)|_{\tilde{x}}$  est utilisée pour indiquer que les équations sont évaluées à partir des éléments du vecteur d'estimation d'état  $\tilde{x}$  puisque les valeurs réelles des variables d'état ne sont pas connues.

$$J(x) = \sum_{i=1}^m w_i [\tilde{z}_i - H_i(\tilde{x} - x)]^2 = \sum_{i=1}^m w_i \zeta_i^2 \quad (6.9)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \zeta_1}{\partial x_1} & \frac{\partial \zeta_2}{\partial x_1} & \frac{\partial \zeta_3}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial \zeta_m}{\partial x_1} \\ \frac{\partial \zeta_1}{\partial x_2} & \frac{\partial \zeta_2}{\partial x_2} & \frac{\partial \zeta_3}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial \zeta_m}{\partial x_2} \\ \frac{\partial \zeta_1}{\partial x_3} & \frac{\partial \zeta_2}{\partial x_3} & \frac{\partial \zeta_3}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial \zeta_m}{\partial x_3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial \zeta_1}{\partial x_n} & \frac{\partial \zeta_2}{\partial x_n} & \frac{\partial \zeta_3}{\partial x_n} & \dots & \frac{\partial \zeta_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{\tilde{x}} \begin{bmatrix} w_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & w_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & w_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \zeta_1 \\ \zeta_2 \\ \vdots \\ \zeta_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.10)$$

Les valeurs des erreurs estimées  $\tilde{\zeta}_i$  remplacent également les erreurs réelles  $\zeta_i$  puisque celles-ci ne sont pas connues. Les premiers sont calculés à partir des valeurs des éléments du vecteur d'estimation d'état  $\tilde{x}$ , qui est connu.

$$H^t W \tilde{\zeta} = H^t W (\tilde{z} - H \tilde{x}) = 0; \quad H^t = \begin{bmatrix} h_{11} & h_{12} & h_{13} & \dots & h_{1n} \\ h_{21} & h_{22} & h_{23} & \dots & h_{2n} \\ h_{31} & h_{32} & h_{33} & \dots & h_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ h_{m1} & h_{m2} & h_{m3} & \dots & h_{mn} \end{bmatrix} \quad (6.11)$$

sachant que  $H^t W (H \tilde{x}) = H^t W \tilde{z}$

Dans les mesures linéaires, les éléments de la matrice des dérivées partielles sont des constantes et sont donnés par les éléments de la matrice  $H$  de l'équation (6.4).  $\tilde{z} = h(x)$  Représente le vecteur contenant les valeurs d'états mesurées sur le réseau. Ainsi, (6.10) peut s'écrire sous la forme suivante (6.11): une simplification supplémentaire de (6.11) en substituant  $G = H^t W \tilde{z}$  et en résolvant  $\tilde{x}$  conduit à l'expression suivante (6.12) qui est la matrice covariance des mesures estimées.

$$R_{\tilde{x}} = \begin{bmatrix} \tilde{x}_1 \\ \tilde{x}_2 \\ \vdots \\ \tilde{x}_n \end{bmatrix} = G^{-1} H^t W \tilde{z} \quad (6.12)$$

Les éléments du vecteur  $\tilde{x}$  sont les moindres carrés pondérés des variables d'état.  $G$  est symétrique et est fréquemment appelé matrice de gain. De plus, puisque  $G = H^t W H$ , son inverse est un inverse composé du produit des matrices  $H^t$ ,  $W$  et  $H$ , c'est-à-dire  $G^{-1} = (H^t W H)^{-1}$ . Ainsi nous avons une base pour calculer les valeurs estimées des variables  $\tilde{x}_n$ , en appliquant la technique des moindres carrés pondérés[446]. Le développement de la fonction non linéaire  $g(x)$  dans sa série de Taylor autour du vecteur d'état  $x^k$  permet de considérer une fonction d'approximation qui est établie en négligeant les termes d'ordre supérieur conduisant à un schéma de solution itératif connu sous le nom de méthode de Gauss-Newton, comme indiqué ci-dessous (6.13).  $G(x^k)$  est appelé gain de matrice. Il est clair que la seule information requise pour résoudre itérativement ( $x^{k+1}$ ) cette optimisation est la

matrice de covariance des erreurs de mesure,  $R$ , et la fonction de mesure,  $h(x)$ .  $G(x^k)$  est une matrice de gain clairsemé, défini positivement et symétrique à condition que le système soit pleinement observable.

$$\begin{aligned}
 g(x) &\approx g(x^k) + G(x^k)(\Delta x) = g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \dots = 0 \\
 x^{k+1} &= x^k - [G(x^k)]^{-1} * g(x^k) \\
 G(x^k) &= \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^t(x^k) * W * H(x^k) \\
 g(x^k) &= -H^t(x^k) * W * (\tilde{z} - h(x^k))
 \end{aligned} \tag{6.13}$$

La notion d'observabilité de la topologie du réseau modélisé sur un simulateur est prise en compte afin de permettre l'estimation d'état du système électrique à travers un ensemble de mesures estimées disponibles sur le système. Étant donné un ensemble de mesures et leurs emplacements, l'analyse d'observabilité du réseau déterminera si une estimation unique peut être trouvée pour l'état du système. Cette analyse peut être réalisée hors ligne lors de la phase initiale d'installation d'un estimateur d'état, afin de vérifier l'adéquation de la configuration de mesure existante. S'il s'avère que le système n'est pas observable, des compteurs supplémentaires devront peut-être être placés à des emplacements particuliers. L'analyse d'observabilité est également effectuée en ligne, avant d'exécuter l'estimateur d'état. Il garantit qu'une estimation d'état peut être obtenue à partir de l'ensemble des mesures reçues lors du dernier balayage de mesure. Des erreurs de télécommunication, des changements de topologie ou des pannes de compteurs peuvent parfois conduire à des cas où l'état de l'ensemble du système ne peut pas être estimé. Pour cette raison, l'usage de la théorie de graphe orienté ou non et des matrices d'incidences permettent d'établir la relation entre différents bus. *Nous n'allons pas approfondir la question d'observabilité ici comme clairement définie dans [447].* La solution à  $G(x^k)$  représentant une équation non linéaire est sous forme d'une matrice  $G(x^k)$  qui n'est généralement pas inversée (l'inverse sera en général une matrice complète, alors que  $G(x^k)$  elle-même est assez clairsemée), mais elle est plutôt décomposée dans ses facteurs triangulaires et l'ensemble linéaire clairsemé d'équations est résolu en utilisant des substitutions avant ou arrière à chaque itération  $k$  tel que (6.14) où  $\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k$ . L'ensemble d'équations donné (6.14) est également appelé équations normales [446].

$$[G(x^k)]\Delta x^{k+1} = H^t(x^k) * W * [\tilde{z} - h(x^k)] \tag{6.14}$$

### 6.1.2 Méthode d'estimation des moindres carrés pondérée (WLS)

L'estimation d'état fait référence à une procédure où l'on utilise des échantillons d'un grand nombre de mesures, dont certaines peuvent être inexactes, pour déterminer les meilleures estimations des états. Les statistiques peuvent être utiles pour manipuler les données selon des procédures connues utilisées par les statisticiens. Parmi les nombreux critères qui se sont avérés utiles, les trois suivantes conviennent mieux à l'estimation de l'état d'un système électrique :

- Le critère du maximum de vraisemblance: ici l'objectif est de maximiser la probabilité que l'estimation de la variable d'état  $\tilde{x}$  soit la vraie valeur du vecteur d'état  $x$ .
- Le critère des moindres carrés pondérés: Ici l'objectif est de minimiser la somme des carrés des écarts

pondérés des mesures estimées  $\tilde{z}$  par rapport aux mesures réelles  $z$ .

- Le critère de variance minimale: Ici l'objectif est de minimiser l'espérance de la somme des carrés des écarts des composantes estimées du vecteur variable d'état par rapport aux composantes correspondantes du vecteur d'état vrai.

Une estimation de l'état d'un réseau électrique nécessite la mesure de grandeurs électriques, telle que les écoulements de puissance active et réactive dans les lignes de transmission et les injections de puissance active et réactive au niveau des bus. L'estimation d'état est un schéma de traitement de données pour trouver les meilleurs vecteurs d'état, en utilisant la méthode des moindres carrés pondérés (WLS) pour ajuster une dispersion de données.

La surveillance en ligne des données de production et de transmission est utilisée pour le contrôle de la fréquence de charge et le dispatching optimal d'énergie. L'estimation de l'état est d'une importance primordiale pour éviter les pannes du système et les pannes régionales, joue un rôle important dans la surveillance et le contrôle des systèmes électriques. L'application de la technique des moindres carrés pondérés d'estimation (WLSE) est discutée ici afin d'obtenir des estimations des courants et des tensions du réseau MTCC-VSC. La technique WLSE sera utilisée pour estimer l'état d'un système d'alimentation en AC-CC. Dans ce dernier type de réseau, les équations de mesure sont non linéaires et leurs solutions nécessitent des méthodes itératives.

L'estimation d'état WLS implique la solution itérative des équations normales données par l'équation (6.14). Une première estimation doit être faite pour le vecteur d'état  $x^0$ . Comme dans le cas de la solution d'écoulement de puissance, cette estimation correspond généralement au profil de tension plat, où toutes les tensions de bus sont supposées être de 1,0 par unité et en phase ( $p.u$ ) les unes avec les autres. L'algorithme de solution itérative pour le problème d'estimation d'état WLS peut être décrit comme suit [446, 448]:

1. Démarrez les itérations en définissant l'index d'itération  $k = 0$ .
2. Initialisez le vecteur d'état  $x^k$ , généralement comme un départ plat.
3. Calculez la matrice de gain,  $G(x^k)$ .
4. Calculer le membre de droite  $T^k = H^t(x^k) * W * [\tilde{z} - h(x^k)]$
5. Décomposer  $G(x^k)$  et résoudre pour  $\Delta x^k$ .
6. Test de convergence,  $\max |\Delta x^k| \leq \epsilon$  ?
7. Si non, mettez à jour  $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$ ,  $k = k + 1$  et passez à l'étape 3 sinon, arrêtez.

L'algorithme ci-dessus implique essentiellement les calculs suivants à chaque itération,  $k$  :

1. Calcul du membre de droite de l'équation (6.14).
  - a) Calcul de la fonction de mesure,  $h(x^k)$
  - b) Construction de la mesure Jacobienne,  $H(x^k)$ .
2. Calcul de  $G(x^k)$  et solution de l'équation (6.14).
  - a) Construction de la matrice de gain,  $G(x^k)$ .

- b) Décomposition de  $G(x^k)$  en ses facteurs de Cholesky.
- c) Effectuer les substitutions avant ou arrière pour résoudre  $\Delta x^{k+1}$

La matrice de covariance des erreurs de mesure  $W$  est comprise dans la fonction  $g(x)$  qui peut être minimale  $g(x) = \partial J(x)/\partial x = 0$  en écrivant (6.16).

La matrice Jacobiéenne  $H$  correspondant à (6.15) au réseau sera écrite telle que (6.17). La principale charge de calcul associé à l'algorithme de solution d'estimation d'état WLS présenté ci-dessus effectuée un calcul basé sur la décomposition triangulaire de la matrice de gain. Une façon de réduire cette charge est de maintenir une matrice de gain constante, mais approximative en utilisant une formulation découplée de l'estimation de l'état WLS [448].

Dans la méthode d'estimation WLS décrite précédemment, l'affectation de poids importants et d'erreurs d'arrondies pose des problèmes numériques et peut parfois rendre le système mal conditionné. Le calcul et la décomposition triangulaire de la matrice ont également un temps de calcul très important. Des techniques efficaces d'estimation d'état découplé rapide basées sur le découplage  $P, \delta$  et  $Q, V$  ont été développées sur la base de techniques d'écoulement de charge à découplage rapide. Pour les systèmes électriques à grande échelle comme le réseau MTCC, les lignes de transmission ont un rapport  $X/R$  très élevé. Dans un tel cas, les changements de puissance active sont moins sensibles au changement d'amplitude de tension et peuvent être ignorés. De même le changement de puissance réactive est moins sensible aux changements d'angles. En faisant ces simplifications, la matrice de gain ( $G(x^k)$ ) dans l'algorithme d'estimation d'état peut être simplifiée.

$$\min J(x) = [\bar{z} - h(x)]^t * W * (\bar{z} - h(x)) \quad (6.15)$$

$$H^t(x) * W * (\bar{z} - h(x)) = 0 \quad (6.16)$$

$$[H] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta} & \frac{\partial P_i}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_i}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial \theta}{\partial V_i} & \frac{\partial \theta}{\partial V_i} \\ \frac{\partial \theta}{\partial V} & \frac{\partial \theta}{\partial V} \\ \frac{\partial \theta}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \theta}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial \theta}{\partial \theta_v} & \frac{\partial \theta}{\partial \theta_v} \\ \frac{\partial \theta}{\partial I_i} & \frac{\partial \theta}{\partial I_i} \\ \frac{\partial \theta}{\partial V} & \frac{\partial \theta}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (6.17)$$

La matrice de mesure est donc partitionnée en mesure de puissance active et en mesure de puissance réactive. Les mesures de puissance active incluent les injections de bus de puissance active et les écoulements de puissance active dans les branches. Les mesures de puissance réactive incluent les injections de puissance réactive dans le bus, les écoulements de puissance réactive dans les branches et l'amplitude de la tension du bus. Les deux principales caractéristiques des estimateurs d'états découplés rapides sont : Découplage de puissance active/réactive; utilisation de matrices constantes ( $G$  et/ou  $H$ , qui sont uniquement des fonctions d'admittance du réseau). Le découplage de



puissance active/réactive ne peut s'appliquer que sur la matrice  $G$  (découplage d'algorithme) ou également sur la matrice jacobienne  $H$  (découplage de modèle) [447].

## ***6.2 Gestion hiérarchisée de l'estimation d'état du système***

Le problème d'estimation d'état par la méthode WLS est formulé sur la base de certaines hypothèses concernant les erreurs de mesure. Ces erreurs sont considérées comme des variables aléatoires indépendantes distribuées selon la distribution gaussienne à moyenne nulle et à variance connue. Les écarts d'erreur de mesure sont choisis sur la base de la précision de mesure supposée et/ou des données historiques sur les erreurs de mesure. Cependant, des erreurs grossières occasionnelles dues à divers bruits ou défaillances de télémétrie sont connues pour se produire. Le traitement post-estimation des résidus de mesure afin de détecter et d'identifier ces valeurs aberrantes dans les mesures ainsi que l'existence d'autres types de valeurs aberrantes qui influencent fortement l'état estimé, mais peuvent ou non contenir de mauvaises données. Les estimateurs robustes employés à cet effet devraient rester sans biais malgré l'existence de différents types de valeurs aberrantes. Il est donc nécessaire de citer une formulation plus poussée dans l'analyse de l'estimation de l'état du système et désignée par estimateur du maximum de vraisemblance (estimateur  $M$ ) est une estimation robuste.

Un test d'observabilité du réseau doit être effectué avant d'exécuter l'estimation d'état. Étant donné que ce problème est lié à la configuration du système ou à la topologie du réseau, une analyse de l'observabilité topologique est effectuée pour déterminer l'observabilité du réseau. L'analyse de l'observabilité du réseau fait un usage intensif de la théorie des graphes, qui a été utilisée. Le graphe d'un système physique se compose d'un ensemble de nœuds et d'arêtes, où chaque arête est connectée à deux nœuds différents. Les états dans les régions non observables du réseau sont estimés en ajoutant des mesures supplémentaires à l'aide de pseudo-mesures. Les pseudo-mesures ne sont pas obtenues à partir des compteurs, mais sont généralement calculées à l'aide de données historiques.

Les approches topologiques utilisent le modèle de mesure découplé et la théorie des graphes. Des questions concernant l'observabilité du réseau se posent dans l'estimation de l'état, car l'estimation de l'état ne peut être effectuée que si le système est observable. Dans le cas où le système n'est pas observable, des pseudo-mesures doivent être ajoutées à l'ensemble de mesures pour permettre de calculer une estimation du vecteur d'état. Des pseudo-mesures sont également nécessaires pour identifier les erreurs grossières qui peuvent ne pas être éliminées par de mauvaises routines de détection de données[447]. Les objectifs de l'observabilité topologique sont : juger si le réseau est observable ; identifier l'îlot observable si le réseau n'est pas observable ; identifier les branches où des pseudo-mesures sont nécessaires pour rendre le système observable.[446]

### ***6.2.1 Erreurs et mauvaise reconnaissance des données***

L'estimation d'état (SE) du système MTCC fonctionne avec un modèle électrique fourni par le processeur de topologie (TP) (*Figure 6.1*) représenté par un ensemble d'éléments de mesure PMU installés sur le réseau et des disjoncteurs (CB) donc l'analyse de leur état est scrutée ainsi que les appareils de commutation afin de déterminer :

La façon dont les nœuds physiques (sections de bus) sont interconnectés pour donner lieu à un ensemble réduit de nœuds électriques; le ou les nœuds électriques auxquels chaque élément de transmission (ligne, transformateur ou dispositif de dérivation) est connecté; les îlots électriques sous tension ou non triviaux.

Les erreurs survenant dans la topologie du réseau MTCC peuvent être classées en deux grandes catégories : *Erreurs de l'état des branches* : Erreurs affectant l'état des branches régulières du réseau (lignes ou transformateurs). *Une erreur d'exclusion* est celle qui se produit lorsqu'un élément sous tension est exclu du modèle. L'inverse, c'est-à-dire *l'erreur d'inclusion*, est celui qui se produit lorsqu'un élément déconnecté est supposé être en service. Les branches impliquées dans cette catégorie d'erreurs, pouvant affecter un ou plusieurs disjoncteurs, auront toujours des impédances non nulles; *Configuration de sous-station* : Erreurs affectant les disjoncteurs dont le but est de relier les sections de bus au sein de la sous-station. *Une erreur de fractionnement* se produit lorsqu'un seul bus électrique est modélisé comme deux bus. L'opposé s'appelle *erreur de fusion*. Comme tous sont des disjoncteurs, aucune impédance ne peut être associée aux branches impliquées dans cette catégorie d'erreurs. Nous allons plus intéresser au type deux d'erreurs, car, les techniques proposées pour traiter le premier type d'erreurs sont étroitement liées à celles décrites dans l'analyse de WLS par la méthode de décomposition. Le deuxième type d'erreurs, cependant, nécessite des procédures spécifiques dans lesquelles les CBs concernés apparaissent explicitement dans le modèle SE avec des contraintes d'égalité au WLS. La détection du type d'erreurs d'une topologie a, en général, une influence plus importante sur les résidus de mesure que les erreurs de paramètres. Ceci peut être facilement illustré en considérant par exemple une erreur d'exclusion affectant une branche d'admittance  $Y$ .

Les méthodes d'analyse des erreurs topologiques peuvent être classées selon différents critères. Les deux grandes catégories suivantes peuvent être définies sur la base du modèle adopté :

- **Modèle de branche de bus:** Les informations pertinentes pour l'analyse des erreurs de topologie sont obtenues à partir du modèle de branche de bus conventionnel généré par le TP.
- **Modèle de commutateur de section de bus:** la partie du réseau vraisemblablement affectée par l'erreur de topologie est modélisée en détail, y compris tous les disjoncteurs individuels présents dans cette partie du réseau.

L'application de la deuxième approche nécessite actuellement une identification correcte de la zone dont le modèle doit être étendu. Cela conduit à une procédure en deux étapes. Tout d'abord, sur la base des résidus fournis par le modèle conventionnel, les sous-stations ou branches suspectées sont identifiées. Deuxièmement, les CBs associés aux composants candidats sont ajoutés au modèle et l'analyse SE et des données erronées sont à nouveau effectuée. Cette procédure plus coûteuse en calcul remplace les anciennes techniques basées uniquement sur le modèle bus-branche, en raison de sa fiabilité et de sa flexibilité accrue pour analyser des situations complexes. Un avantage supplémentaire de ce modèle est que certaines mesures rejetées par le modèle compact peuvent être prises en compte. Les techniques d'analyse des erreurs de topologie peuvent également être classées en fonction du moment auquel l'analyse est effectuée : analyse du traitement à priori et le traitement à posteriori.

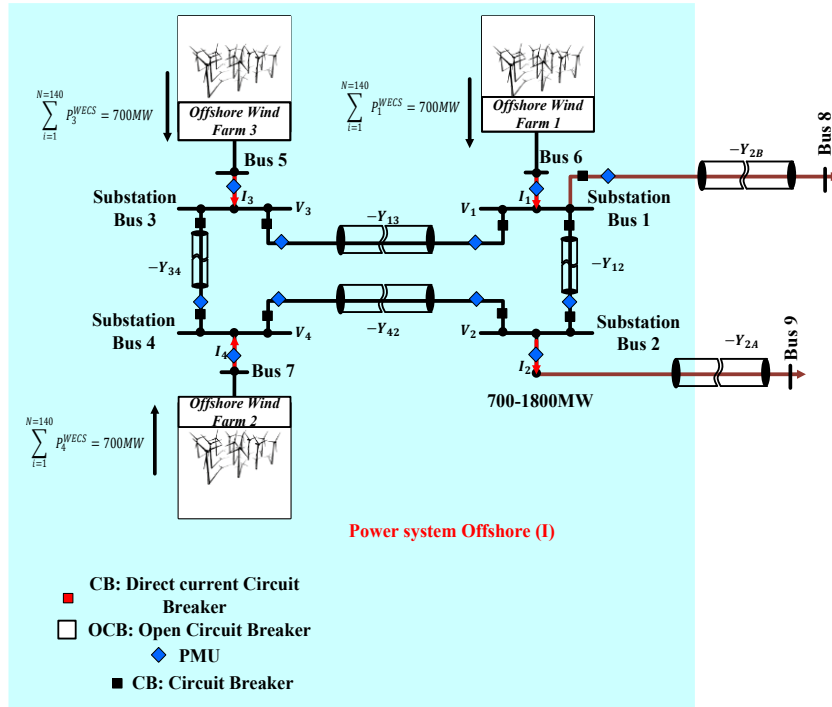


Figure 6.2 : Processeur de la topologie du réseau maillé MTCC

La deuxième classe de méthodes, basée sur l'analyse des résidus et du multiplicateur de Lagrange pour identifier les deux types d'erreurs de topologie (erreurs de branche et de bus) est plus récente et actuellement développée, elle permet d'obtenir l'information pour le traitement des erreurs de topologie, à un coût modéré, à partir d'une seule exécution d'un modèle SE implicitement contraint. Cette approche actuelle permet la modélisation détaillée de l'ensemble du réseau avec peu de frais de calcul et pourrait donc bientôt remplacer la procédure existante en deux étapes qui peut incorporer des modèles explicites d'un ensemble limité de certains dispositifs de commutation à la deuxième étape.

La Faiblesse de la formulation des équations normales (6.14) précédentes dans l'analyse de SE pour les réseaux à grande échelle recommande une reformulation de WLSE prenant en compte les équipements d'une sous-station. L'Estimation d'État sous contrainte d'égalité constitue là une nouvelle approche de configuration du réseau. L'utilisation de poids très élevés pour modéliser des mesures virtuelles ( $c(x)$ ) très précises telles que des injections nulles conduit à un mauvais conditionnement de la matrice de gain  $G(x^k)$ . Une façon d'éviter l'utilisation de poids élevés consiste à modéliser ces mesures comme des contraintes explicites dans l'estimation WLS. Le problème d'estimation d'état WLS contraint peut alors être formulé comme suit (6.18).

$$\min J(x) = \frac{1}{2} [\bar{z} - h(x)]^t * W * (\bar{z} - h(x)) \quad (6.18)$$

$$\text{s. t. } c(x) = 0$$

où  $c(x) = 0$  représente les mesures virtuelles précises telles que les injections zéro, qui sont désormais exclues de  $h(x)$ . Ce problème peut être résolu par la méthode lagrangienne, où le lagrangien suivant est construit (6.19).

$$\mathcal{L} = J(x) - \lambda^t c(x) \quad (6.19)$$

En tenant compte des conditions d'optimisation du premier ordre (6.20) que sont les dérivées de ( $\mathcal{L}$ ), où la matrice  $C = \partial c(x)/\partial x$ , est la Jacobienne de  $c(x)$ . En appliquant la méthode de Gauss-Newton, l'ensemble non linéaire d'équations (6.20) est résolu itérativement au moyen du système linéaire suivant (6.21).

Avec  $\Delta x = \Delta x^k = x^{k+1} - x^k$

$$\begin{aligned} \partial \mathcal{L}(x)/\partial x = 0 &\Rightarrow H^t * W * (\bar{z} - h(x)) + C^t \lambda^t = 0 \\ \partial \mathcal{L}(x)/\partial \lambda = 0 &\Rightarrow c(x) = 0 \end{aligned} \quad (6.20)$$

$$\begin{bmatrix} H^t * W * H & C^t \\ C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ -\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^t(x^k) * W * H(x^k) \\ -c(x^k) \end{bmatrix} \quad (6.21)$$

Il convient de mentionner que le nombre de conditions de la matrice de coefficients dans l'équation (6.21) peut être encore amélioré en mettant simplement à l'échelle le terme du lagrangien correspondant à la fonction objectif, ce qui donne (6.22).

$$\mathcal{L} = \alpha J(x) - \lambda_s^t c(x) \quad (6.22)$$

Il est facile de montrer que le facteur d'échelle  $\alpha$  n'exerce aucune influence sur l'état estimé et que  $\lambda_s = \alpha \lambda$ . Le système d'équations qui doit être résolu à chaque itération est obtenu en substituant  $\alpha W$  à  $W$  (6.23):

$$\begin{bmatrix} \alpha H^t * W * H & C^t \\ C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ -\lambda_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha H^t(x^k) * W * H(x^k) \\ -c(x^k) \end{bmatrix} \quad (6.23)$$

$$\alpha = \frac{1}{\max W_{ii}}$$

Il importe de prendre connaître que  $\alpha = 1$  peut conduire à des nombres de conditions encore pires que ceux de la matrice de gain  $G(x^k)$  conventionnel, car les valeurs  $W_{ii}$  sont généralement très grands par rapport aux coefficients de  $C$ . Cette flexibilité n'est pas possible dans l'approche conventionnelle, où la mise à l'échelle de la fonction objectif n'a aucun effet sur ( $G(x^k)$ ). C'est donc un avantage supplémentaire de la modélisation des mesures virtuelles en tant que contraintes d'égalité. Il est intéressant de montrer la relation entre les deux formulations. Pour cela, écrivons  $J(z)$  la fonction objective de la formulation conventionnelle de telle sorte que les mesures ordinaires et virtuelles apparaissent séparément (6.24)[448].

$$J(x) = \frac{1}{2} [\bar{z} - h(x)]^t * W * (\bar{z} - h(x)) + \frac{\rho}{2} c^t(x) * c(x) \quad (6.24)$$

Où  $\rho$  est un facteur de pondération supérieur de plusieurs ordres de grandeur à tout  $W_{ii}$ . Les conditions d'optimalité pour le scalaire ci-dessus est (6.25) avec optimum du multiplicateur de Lagrange  $\lambda = -\rho * c(\hat{x})$ . C'est-à-dire que plus  $\rho$  est grand, plus les résidus des mesures virtuelles sont petits, mais leur produit tend vers le vecteur multiplicateur de Lagrange[447, 448].

$$\begin{bmatrix} \alpha H^t * W * H & C^t \\ C & -1/\rho \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ -\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^t(x^k) * W * H(x^k) \\ -c(x^k) \end{bmatrix} \quad (6.25)$$

Étant donné deux vecteurs de mesure (6.26) associée à la formulation de  $J(z)$  qui sont  $z_1$  et  $z_2$ , où  $z_1$  est composé de mesures traditionnelles et  $z_2$  est composé de mesures de phase (PMU). Les deux vecteurs de mesure peuvent être concaténés verticalement pour servir de vecteur de mesure pour cette formulation augmentée de l'estimateur d'état traditionnel est une méthode dite mixte.

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_1 \\ V_{réel} \\ V_{imag} \\ I_{réel} \\ I_{imag} \end{bmatrix} \quad (6.26)$$

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x) \\ h_2(x) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \end{bmatrix} \quad (6.27)$$

$$[W] = \begin{bmatrix} W_1 & 0 \\ 0 & W_2' \end{bmatrix} \quad (6.28)$$

Suivant le modèle, la contrainte d'égalité pour l'optimisation devient la suivante (6.27) où  $h_2(x)$  est la fonction non linéaire reliant le vecteur d'état du système (qui est en coordonnées polaires) au vecteur de mesure de phase (PMU)  $z_2$ . La matrice de covariance d'erreur de mesure pour la minimisation prend la forme suivante (6.28) où  $[W_1]$  est les covariances d'erreur de mesure des mesures traditionnelles et  $[W_2']$  est les covariances d'erreur de mesure des mesures de phase (PMU) seulement, il a été transformé pour refléter le fait que le vecteur d'état est sous forme polaire malgré la forme rectangulaire des mesures de phase. La matrice Jacobienne de mesure est construite de manière similaire (6.29) à (6.31).

$$[H(x)] = \begin{bmatrix} H_1(x) \\ H_2(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1(x)}{\partial x} \\ \frac{\partial h_2(x)}{\partial x} \end{bmatrix} \quad (6.29)$$

$$[x^{k+1}] = [x^k] + [G(x^k)][H_1^t W_1^{-1}][z_1 - h_1(x_k)] + [G(x^k)][H_2^t W_2^{-1}][z_2 - h_2(x_k)] \quad (6.30)$$

$$[G(x^k)] = [H_1^t(x^k)W_1^{-1}H_1(x^k) + H_2^t(x^k)W_2^{-1}H_2(x^k)]^{-1} \quad (6.31)$$

### 6.2.1.1 Estimation d'état généralisé triphasé local des données de sous-station

La prise en compte des états des disjoncteurs (CB) dans le diagramme d'écoulement d'estimation d'état, et les problèmes connexes tels que la détection et l'identification des erreurs de topologie, est maintenant un sujet vieux de vingt ans. Mais la complexité des réseaux (hybrides (CA-CC)) conduit à la reformulation des analyses dans la modélisation mathématique des sous-stations à travers les mesures effectuées par les PMU et les disjoncteurs CC installés dans le réseau CC. La modélisation de ces sous-stations dans un réseau a offert essentiellement plusieurs méthodes qui peuvent être appliquées et sont classées selon le modèle adopté. L'extraction de certaines informations pertinentes sur le réseau est souvent effectuée à partir d'un modèle de branche de bus conventionnel. D'autres effectuent une modélisation détaillée au niveau physique de certaines sous-stations[449]. Le plus souvent, lorsque cette dernière approche est adoptée, le processus d'estimation d'état comprend deux étapes, à savoir : 1) Estimation d'état conventionnelle et analyse de données erronées. 2) Estimation de l'état incluant des modèles complets de sous-stations suspects. Certains cas ont été rapportés montrant que les estimateurs d'état sont sujets à des problèmes de convergence en présence de certaines erreurs de topologie. En conséquence, la procédure en deux étapes ci-dessus considérées comme estimation d'état statique peut ne pas être viable, ce qui a incité plusieurs auteurs à développer des méthodes alternatives et un estimateur d'état dynamique de topologie basé sur un modèle de système électrique approximatif [449, 450] prenant en compte les combinaisons arbitraires de dispositifs de commutation (CBs), afin

de pouvoir inclure dans le modèle toutes les mesures ou contraintes existantes ensuite avoir également la possibilité de vérifier a posteriori l'état des dispositifs (disjoncteurs (CBs)) douteux au moyen de tests d'hypothèses.

Tout disjoncteur peut être explicitement modélisé (Figure. 6.2 et Figure 6.3) en ajoutant son flux de puissance,  $p_{ij}$ , au vecteur d'état et également deux variables d'état régulières impliquées ( $\theta_i, \theta_j$ ). Par rapport à la sortie d'un processeur de topologie conventionnel, ce modèle nécessite une variable d'état supplémentaire ( $p_{ij}$ ) pour composant ouvert, mais deux variables supplémentaires ( $\theta_i, p_{ij}$ ) pour un périphérique fermé. L'avantage est que toute mesure/contrainte disponible peut être gérée et ensuite vérifiée si la redondance le permet. La contrainte ( $\theta_i - \theta_j = 0$ ) ou ( $p_{ij} = 0$ ) est ajoutée au modèle de statut fermé ou ouvert respectivement. De plus, quel que soit le statut du CB, il est parfois possible d'ajouter des contraintes supplémentaires comme pour le cas où le nœud est connecté à une seule branche, il s'agira très probablement d'un nœud à injection nulle ( $p_i = 0$ ).

L'approche de modélisation de SE prend en compte les données mesurées traditionnelles ou ordinaires et ceux virtuelles. Elle démontre ainsi deux étapes d'exécution du programme de mesure. Le système électrique dispose ainsi de PMU qui mesurent la tension et l'angle de bus. La mesure directe des variables d'état sur tous les bus, donne une solution SE simple et linéaire (même avec un vecteur d'état sous forme polaire). Il faut noter que les PMU mesurent non seulement les tensions de bus, mais aussi les courants sur les branches de connexion. Le vecteur d'état augmenté de la sous-station *Figure 6.2* du bus 1, 3 et 4 est l'équation (6.32) de variables d'état formée d'angles et de puissances écoulées. En termes de variables mesurées analogiques au niveau des puissances écoulées l'expression est (6.33), les contraintes de la topologie de sous-station forment l'équation (6.34), la structuration associée à une injection nulle au bus est donnée par (6.35). Cependant, il faut impérativement se méfier des signes, qui indiquent l'injection dans la sous-station avec un signe négatif pour le flux de puissance sortant mesuré. Le vecteur d'état ( $x_{bus}$ ) compte dix variables.

Dans le cas de la sous-station du bus 1, l'état de  $CB_{2-5}$  est inconnu (fermé/ouvert), l'estimateur d'état conventionnel aurait besoin d'une seule variable ( $\theta_5$ ) d'état si le  $CB_{2-5}$  est supposé fermé ou deux variables ( $\theta_5 - \theta_2$ ) s'il est supposé ouvert. Pour compenser les variables supplémentaires, sept contraintes d'égalité sont appliquées (3 d'entre elles correspondant à des nœuds à injection nulle). Ainsi on peut construire le graphe de sous-station (GS) est composé de  $n_{bus} + 1$  sommets. Les nœuds réels de bus  $n_{bus}$  sont interconnectés par des branches internes ( $s$ ) représentant les CBs. En plus de ce sous-graphe interne, deux types de branches externes peuvent exister : 1) les branches ( $n_i$ ) reliant des nœuds d'injection non nuls au nœud externe ; 2) branches ( $n_z$ ) d'impédance non nulle (branches régulières allant au bus 6). Collectivement, les deux ensembles de branches seront appelés sous-graphe externe. Par définition, tout arbre connecté contient  $n$  branches d'arbre et, par conséquent, détermine des  $((s + n_i + n_z) - n)$  liens ( $s = 5, n_i = 2, n_z = 1$ ). La *Figure 6.3* présente une sous-station ayant les valeurs mesurées sont  $P_3^m = 1,55 p.u.$ ,  $P_4^m = -0.62 p.u$  et  $P_{65}^m = -0.88 p.u.$ , et les variances correspondantes sont  $\sigma_3^2 = 0,001$ ,  $\sigma_4^2 = 0,001$  et  $\sigma_{P_{65}}^2 = 0,001$ . Une variance de pseudo-mesure  $\sigma_{pseudo}^2 = 0,0001$  est également

attribuée. Dans ce cas il y a trois îlots distincts, donc trois références angulaires sont nécessaires :  $\theta_1$  pour l'îlot formé par les nœuds 1,  $\theta_2$  pour l'îlot formé par les nœuds 2, 3 et 4, et  $\theta_5$  pour l'îlot formé par les nœuds 5 et 6. La suppression des états  $\theta_1$ ,  $\theta_2$  et  $\theta_5$  (angles de référence) donne le modèle de mesure suivant (6.32) à (6.35).

$$x_{bus} = [\theta_1, \theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5, p_{32}, p_{25}, p_{34}, p_{14}, p_{15}, \zeta_{bus}]^t \quad (6.32)$$

$$\begin{cases} p_5^m = -p_{25} + p_{15} + \zeta_5 \\ p_{23}^m = p_{23} \\ p_{34}^m = p_{34} \\ p_{14}^m = p_{14} \end{cases} \quad (6.33)$$

$$\begin{cases} \theta_3 - \theta_2 = 0; & \theta_5 - \theta_2 = 0; & \theta_4 - \theta_1 = 0; & \theta_5 - \theta_1 = 0; & \theta_3 - \theta_4 = 0 \\ p_{14} = 0; & p_{15} = 0; \end{cases} \quad (6.34)$$

$$\begin{cases} p_3^m = 0; & -p_{34} + p_{23} + x_{3-l_3}^{-1}(\theta_3 - \theta_{l_3}) = 0 \\ p_4^m = 0; & p_{43} + p_{14} + x_{4-l_4}^{-1}(\theta_4 - \theta_{l_4}) = 0 \\ p_5^m = 0; & p_{25} + p_{15} + x_{5-l_5}^{-1}(\theta_5 - \theta_{l_5}) = 0 \\ p_1^{pseudo} = 0; & p_{14} + p_{15} = 0 \\ p_2^{pseudo} = 0; & p_{23} + p_{25} = 0 \end{cases} \quad (6.35)$$

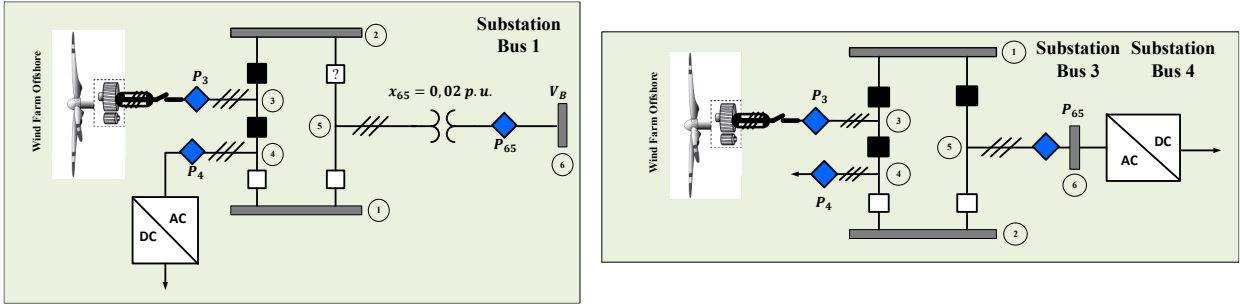


Figure 6.3 : Configuration d'estimation locale de sous-station en Offshore

Le vecteur d'état est augmenté de la sous-station Figure 6.3 du bus 2, l'expression des termes de variables mesurées analogique, les contraintes de la topologie de sous-station, la structuration associée à une injection nulle au bus seront reproduites comme pour la Figure 6.3 (6.36).

$$\begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -50 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 50 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \theta_3 \\ \theta_4 \\ \theta_6 \\ P_{14} \\ P_{15} \\ P_{23} \\ P_{25} \\ P_{34} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} p_{14}^{pseudo} = 0 \\ p_{15}^{pseudo} = 0 \\ p_{23}^{pseudo} = 0 \\ p_{34}^{pseudo} = 0 \\ p_1^{pseudo} = 0 \\ p_2^{pseudo} = 0 \\ p_5^{pseudo} = 0 \\ p_3^m = 1,55 \\ p_4^m = -0,62 \\ p_{65}^m = -0,88 \end{pmatrix} \quad (6.36)$$

L'estimation d'état  $\tilde{x}$  est tel que :

$$\tilde{x} = \begin{pmatrix} \theta_3 \\ \theta_4 \\ \theta_6 \\ P_{14} \\ P_{15} \\ P_{23} \\ P_{25} \\ P_{34} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,0 \\ 0,0 \\ -0,0179 \\ -0,00005 \\ -0,00005 \\ -0,897 \\ 0,897 \\ 0,637 \end{pmatrix}$$

A noter que les débits dans les disjoncteurs supposés fermés sont  $P_{23} = -0,897 p. u.$  et  $P_{34} = 0,637 p. u.$ , tandis que les débits dans les disjoncteurs ouverts sont  $P_{14} = -0,0005 p. u.$  et  $P_{15} = -0,0005 p. u.$ ; de plus, le disjoncteur dont l'état est considéré comme inconnu a un débit  $P_{25} = 0,897 p. u.$  Cela suggère que l'état réel du disjoncteur 2-5 est probablement fermé. Les valeurs estimées des grandeurs mesurées,  $\tilde{z}$ , sont alors (6.37). Ces résultats sont également cohérents avec l'hypothèse selon laquelle le disjoncteur (2-5) est en fait fermé, car il existe une trajectoire de puissance continue entre le nœud 3 (ou 4) et le nœud 6.

$$\tilde{z} = \begin{pmatrix} \tilde{P}_{14} \\ \tilde{P}_{15} \\ \tilde{\theta}_{23} \\ \tilde{\theta}_{34} \\ \tilde{P}_1 \\ \tilde{P}_2 \\ \tilde{P}_5 \\ \tilde{P}_3 \\ \tilde{P}_4 \\ \tilde{P}_{65} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0,00005 \\ -0,00005 \\ 0,0 \\ 0,0 \\ -0,00011 \\ -0,00016 \\ -0,00016 \\ 1,53 \\ -0,637 \\ -0,897 \end{pmatrix} \quad (6.37)$$

La stratégie permettant d'inclure les détails de la sous-station dans SE (Figure 6.3) et (Figure 6.4) consiste à utiliser une méthode à deux niveaux, représentée en Figure 6.5, car elle limite la modélisation détaillée à une zone locale, permettant une SE au niveau du Gestionnaire du Réseau de Transmission (GRT) d'utiliser le modèle de branche de bus : *Niveau 1* Estimation de l'état au niveau de la sous-station (SLSE), où les mesures brutes sont utilisées pour une SE locale, en utilisant un mode de coupure de nœud dans chaque sous-station. *Niveau 2* Estimation de l'état au niveau du GRT, où les résultats SE au niveau local sont coordonnés.

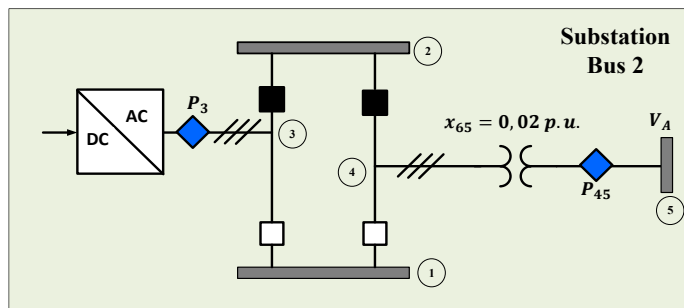


Figure 6.4 : Configuration d'estimation locale de sous-station en Onshore

Dans ce contexte, la SE de niveau GRT peut être exécutée dans la salle de contrôle du GRT, en utilisant un modèle de branche de bus. Cette méthode d'analyse dite hiérarchisée est bien adaptée à l'analyse de l'estimation d'état dans un système multizone (MASE), elle utilise le GRT pour coordonner les solutions locales. La méthode à deux niveaux discutés dans l'analyse de SE sera itérative au niveau de la prise en compte des sous-stations dans l'analyse



dynamique d'estimation d'état (DSE). Lors de l'incorporation de l'ensemble de mesures complet d'une sous-station, il y aurait trois approches différentes [449]: Modèle monophasé, en supposant que les mesures monophasées soient de la même quantité, de sorte qu'il y ait trois mesures disponibles pour la même quantité; modèle monophasé, utilisant les trois mesures monophasées pour calculer la mesure de séquences directe, qui est ensuite appliquée dans le SE; modèle triphasé, supposant que chaque erreur de mesure monophasée est indépendante et non agrégé. L'avantage d'utiliser le modèle triphasé, comme dans le SLSE non linéaire, est que toutes sortes de mesures peuvent être utilisées ; les déséquilibres et les couplages mutuels sont également pris en considération. Cependant, pour un réseau linéaire, tel que l'accent est mis ici, il n'y a pas de différence entre utiliser un modèle monophasé pour chaque phase séparément et utiliser un modèle triphasé, les phases sont de toute façon découplées. Par conséquent, un modèle monophasé est appliqué dans les tests[449, 452].

### 6.2.1.2 Traitement local des mauvaises données

Les données incorrectes (BD), à la fois dans les mesures analogiques et dans l'état de CBs, sont prises en compte dans le traitement de SE. Les données incorrectes sont traitées, en utilisant un test très populaire pour détecter et identifier les mauvaises données dans le processus d'estimation d'état : *le plus grand résidu normalisé*. Ceci sur la base des propriétés statistiques des résidus estimés ( $\tilde{r}_i$ ) associés aux mesures, qui sont calculés après avoir obtenu l'état estimé en utilisant (6.38).

$$\tilde{r}_i = \tilde{z}_i - h_i(\tilde{x}) = \tilde{z}_i - \tilde{z}_{vr_i} \quad (6.38)$$

$$R_{\tilde{r}} = R_{\tilde{z}} - R_{\tilde{x}} = R_{\tilde{z}} - HG^{-1}H^t \quad (6.39)$$

$$\tilde{r}_i^N = \frac{\tilde{r}_i}{\sqrt{R_{\tilde{r}}(i, i)}} \quad (6.40)$$

Une mauvaise donnée et toute autre mesure qui lui est associée présenteront des résidus normalisés qui peuvent également dépasser la valeur seuil de trois. Notez qu'une seule mauvaise donnée est éliminée par cycle. À la fin de ce processus, l'état estimé du réseau électrique est connu avec le sous-ensemble de mesures classées comme mauvaises données. Ce sous-ensemble ne participe pas au processus d'estimation. On peut montrer que dans le cas d'une seule mauvaise donnée, le résidu normalisé avec la valeur la plus élevée correspond à la mesure erronée. Le test de détection et d'identification des mauvaises données peut être mis en œuvre à l'aide de l'algorithme suivant [133]:

- Obtenir un état estimé  $\tilde{x}$  ;
- Calculer les éléments diagonaux de la matrice de covariance des résidus *diag* ( $R_{\tilde{r}}$ );
- Calculer les résidus normalisés des mesures  $\tilde{r}_i^N (i = 1, \dots, m)$  ;
- Si le plus grand résidu normalisé est inférieur à 3, arrêtez-vous;
- Supprimer du processus d'estimation la mesure avec le résidu normalisé le plus élevé;
- Passes à l'étape 1.

Les fonctionnalités de processeurs de topologie de réseau (NTP), conventionnels et généralisés utilisent un certain nombre de fonctions du système de gestion du réseau à travers les informations de connectivité au réseau.

Elles offrent un intérêt principal d'estimation d'état. Son application au réseau facilite en plus la connectivité du réseau, mais également l'emplacement des dispositifs de mesure dans un réseau électrique identifié (Figure 6.5).

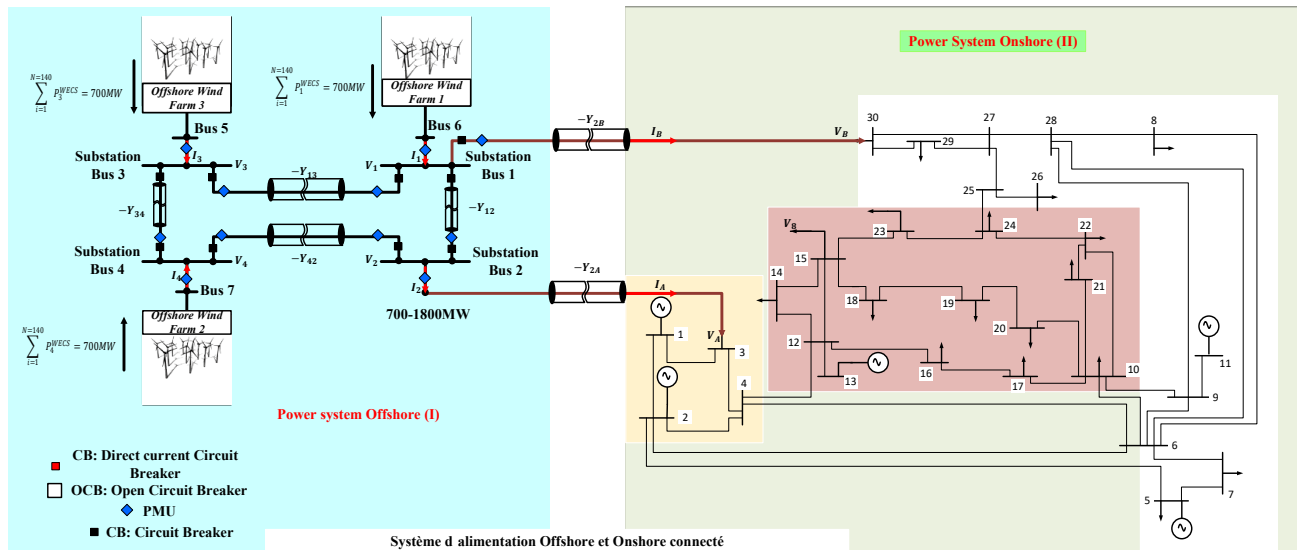


Figure 6.5 : Éléments de mesure et protection pour SE dans le réseau maillé MTCC

Ainsi, dans l'approche conventionnelle, le problème plus général de l'extraction d'un modèle en temps réel à partir de l'ensemble de données disponibles est décomposé en deux sous-problèmes principaux : le traitement des données logiques (l'état des dispositifs de commutation) et le traitement des données analogiques (par exemple, la puissance de mesures de débit, d'injection de puissance et d'amplitude de tension)[451]. Dans l'approche conventionnelle, l'estimateur d'état utilise un modèle bus/branche du même type utilisé dans les calculs d'écoulement de puissance. Cependant, les données réelles recueillies sur le terrain ne sont pas dans un format de branche de bus, car la connectivité du réseau est normalement décrite en termes de sections de bus et de dispositifs de commutation (représentation au niveau physique). L'une des fonctions du processeur de topologie de réseau (NTP) est de transformer le modèle de section de bus/dispositif de commutation en un modèle de bus/branche requis par l'estimateur d'état et pour d'autres fonctions d'analyse de réseau. Une deuxième fonction assurée par NTP est l'affectation de dispositifs de comptage aux composants du modèle de réseau bus/branche identifiée. Ainsi une implémentation du modèle conventionnel sous MATLAB est réalisée. Le calcul d'états du système de bus de test dans les systèmes de coordonnées cartésiennes à l'aide de mesures d'écoulement d'injection de puissance conventionnelle. Ce programme effectue également une analyse des données erronées à l'aide d'un test résiduel normalisé maximal en *Annexe-D*.

La surveillance des systèmes d'alimentation effectuée à l'aide de l'estimateur d'état (SE) fournit des estimations d'états du système d'alimentation (les amplitudes et les angles de tension du bus) à intervalles réguliers (Figure 6.5). Cette estimation des états du système d'alimentation par un estimateur d'état contemporain est basée sur les mesures conventionnelles, telles que les écoulements de puissance, ainsi que, les injections de puissance active/réactive et les amplitudes de tension de bus. Il convient de noter que le système électrique doit être entièrement observable

grâce à l'installation de PMU sur un bus qui effectue des mesures de tension et courant à travers les lignes connectées à ce bus pour une estimation d'état unique de mesure. Les mesures conventionnelles ont un taux de rapport intrinsèquement lent (3 – 5s) et donc l'estimateur d'état conventionnel convient pour surveiller un système d'alimentation en régime permanent. Suivre la dynamique des états après des perturbations, comme l'apparition d'un défaut, à l'aide de cet estimateur d'état classique est donc impossible[448, 453].

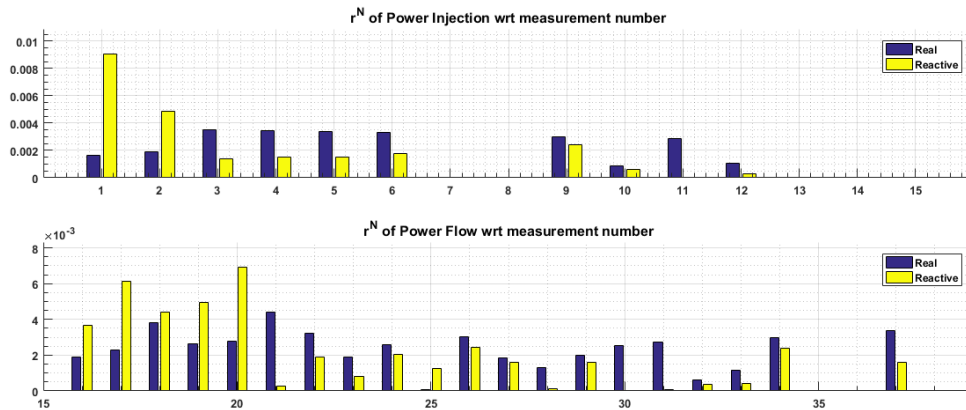


Figure 6.6 : Résidu de la tension de phases et puissance injectée et mesurée par méthode conventionnelle

L'inclusion des mesures de phases de tension et courant dans un estimateur d'état contemporain avec les mesures conventionnelles semble être l'option la plus appropriée à l'heure actuelle pour exploiter les avantages des mesures effectuées à base de PMU. Un estimateur d'état qui prend en compte les mesures conventionnelles ainsi que les mesures PMU est souvent appelé estimateur d'état hybride (HSE). Le programme correspondant à ce type d'estimation d'état est en *Annexe-D*. L'estimateur d'état à deux étages utilisés vise à proposer un suivi de la dynamique des états du système électrique à la suite d'un défaut. Ceci peut être accompli sans que le système d'alimentation soit complètement observable sur l'ensemble du réseau par les PMU et en cas de défaut il y a création de pseudo-mesures pour les bus non observables, le système n'a pas besoin d'être pré-identifier lors d'un défaut. Dans la première étape, un HSE est exécuté au fur et à mesure que les mesures conventionnelles sont mises à jour (en utilisant à la fois des mesures conventionnelles et PMU). Dans la deuxième étape, un estimateur d'état linéaire (LSE) est ensuite formulé sur la base des mesures PMU mises à jour, et de quelques pseudo-mesures (créées à partir des mesures PMU mises à jour et des états estimés précédemment) calculées pour les bus non observables (Figure 6.3). Ceci accomplit le suivi des transitoires des états estimés pendant des conditions de défaut. Un HSE est exécuté lorsque les mesures conventionnelles sont mises à jour, tandis qu'un LSE est exécuté lorsque les mesures PMU sont mises à jour.

Les principales différences entre le SE à deux étages proposés et celui basé sur un estimateur mixte proposé dans [454] sont le taux d'exécution des estimateurs d'état et les mesures utilisées dans les deux étages d'estimateurs d'état. En particulier, dans l'estimateur d'état mixte ci-dessus, dans la première étape, seules des mesures conventionnelles sont utilisées, tandis que la deuxième étape (exécution LSE) est exécutée pour affiner les états

estimés fournis dans la première étape, en utilisant les états estimés précédemment et les mesures du PMU. De plus, le temps d'exécution de l'estimateur d'état mixte est basé sur le taux de mise à jour des mesures conventionnelles, surveillant ainsi l'état d'équilibre des systèmes électriques. Cependant, le temps d'exécution de l'estimateur d'état à deux étages est basé sur le taux de mise à jour des mesures PMU. Lorsqu'un système électrique est entièrement observable par des mesures PMU, les états du système électrique peuvent être estimés par un LSE. Afin d'exprimer les mesures de phase de courant fournies par les PMU avec une relation linéaire avec les états du système électrique (6.4), les phases de tension doivent être transformées en forme rectangulaire. La solution WLS non itérative des états (6.14) permet de définir la séquence de fonctionnement du SE à deux étages. Dans la première étape, un HSE est exécuté (par exemple dès que toutes les mesures conventionnelles sont mises à jour à l'instant temporel courant ( $t_{HSE}$ )). La deuxième étape comprend un certain nombre d'exécutions LSE (par exemple dès que les mesures PMU sont mises à jour par tranche de temps ( $t_{LSE}$ )). Lorsque le prochain ensemble de mesures conventionnelles arrive, un HSE est à nouveau exécuté, suivi du même nombre d'exécutions de LSE.

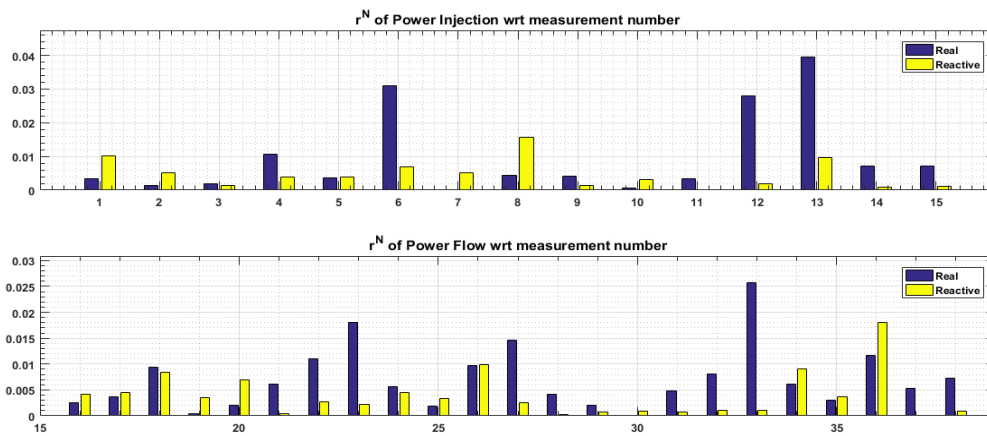


Figure 6.7 : Résidu de la puissance injectée de phases et puissance écoulee mesurée par méthode HSE

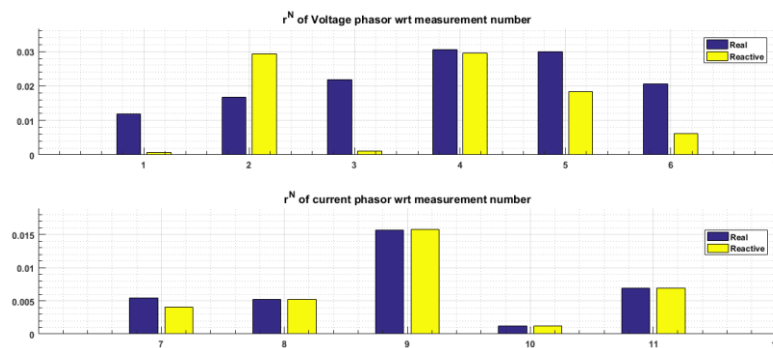


Figure 6.8 : Résidu de la tension de phases et courant mesuré par méthode estimateur d'état hybride (HSE)

Ce cycle se poursuit indéfiniment. La méthode à deux étages *Annexe-D* calcule les états du système de bus test dans les systèmes de coordonnées cartésiennes, la Puissance de l'algorithme d'estimation d'état à deux étages utilise la mesure de phase[453]. Le programme effectue aussi l'analyse des données erronées à l'aide d'un test résiduel normalisé maximal (Figure 6.7, Figure 6.8).

### 6.2.1.3 Modèle de WLS-SE dans un réseau multi-terminal -HTCC-VSC

Le système MTCC comporte des variables d'état à mesurer au système CC. Elles correspondent à la tension des bus CC contrôlée et CA ceux cités ci-dessous (6.41).

$$X_{MTDC} = [V_{AC_1}, V_{AC_2}, \dots, V_{AC_n}, \theta_{AC_1}, \theta_{AC_2}, \dots, \theta_{AC_n}, E_{DC_1}, E_{DC_2}, \dots, E_{DC_n}] \quad (6.41)$$

$$\begin{cases} \tilde{I}_{DC_i} = g_{DC_i} E_{DC} + \varepsilon_{I_{DC_i}} \\ \tilde{E}_{DC_i} = E_{DC} + \varepsilon_{E_{DC_i}} \\ \tilde{P}_{DC_i} = E_{DC_i} I_{DC_i} E_{DC} + \varepsilon_{P_{DC_i}} \end{cases} \quad (6.42)$$

$$\begin{cases} \tilde{I}_{DC_{ij}} = \frac{E_{DC_i} - E_{DC_j}}{R_{DC_{ij}}} + \varepsilon_{I_{DC_{ij}}} \\ \tilde{P}_{DC_{ij}} = \frac{E_{DC_i}^2 - E_{DC_i} E_{DC_j}}{R_{DC_{ij}}} + \varepsilon_{I_{DC_{ij}}} \end{cases} \quad (6.43)$$

Les mesures conventionnelles du côté CC sont telles que les variables injectées (6.42) et celles écoulées dans la ligne CC (6.43). Le contrôle de mesures (6.44) portera sur l'indice de modulation ( $\tilde{m}_{r_i}$ ) associé aux MMC-VSC des terminaux et le signal de l'angle de phase ( $\tilde{\gamma}_{r_j}$ ). Les variables d'état du côté CA sont les puissances écoulées vers les terminaux (6.45).

$$\begin{cases} \tilde{m}_{r_i} = \frac{V_r}{k_1 E_{DC_i}} + \varepsilon_m \\ \tilde{\gamma}_{r_j} = \theta_r + \theta_j + \varepsilon_{\theta_{r_j}} \end{cases} \quad (6.44)$$

$$\begin{aligned} \tilde{V}_r &= V_r + \varepsilon_{e_{V_r}}; \quad \tilde{V}_j = V_j + \varepsilon_{e_{V_j}} \\ \tilde{P}_{r_j} &= G_{r_j} V_r^2 - V_r V_j (G_{r_j} \cos \gamma_{r_j} + B_{r_j} \sin \gamma_{r_j}) + \varepsilon_{p_{r_j}} \\ \tilde{Q}_{r_j} &= -B_{r_j} V_r^2 - V_r V_j (G_{r_j} \sin \gamma_{r_j} + B_{r_j} \cos \gamma_{r_j}) + \varepsilon_{q_{r_j}} \end{aligned} \quad (6.45)$$

## 6.3 Résultats de simulation d'algorithme séquentielle de l'estimation d'état

Le souci d'avoir une valeur vraie identique à celle estimée ( $\hat{x} = \tilde{x}$ ) a conduit à définir le critère de moindres carrés d'équation minimisée pour déterminer  $\tilde{x}$ . Cela met implicitement la même importance sur chaque mesure  $\tilde{z}$ . Pour le cas courant où les mesures sont effectuées avec une précision inégale, cette approche dite à poids égal semble logiquement infondée. Ainsi, la question se pose de savoir comment sélectionner les poids appropriés. La minimisation du critère des moindres carrés pondérés (6.18) accorde une importance relative au modèle concordant plus étroitement avec certaines mesures qu'avec d'autres. Selon les sous-systèmes, les observations originales de ceux-ci décrits par (6.4) se répartissent naturellement dans les sous-systèmes décrits (6.18) sous forme de contraintes. Dans de nombreuses applications dans le monde réel, les mesures deviennent disponibles séquentiellement en sous-ensembles et, immédiatement après réception d'un nouveau sous-ensemble de données, il peut être souhaitable de déterminer de nouvelles estimations basées sur toutes les mesures précédentes (6.27) et (6.28) (y compris le sous-ensemble actuel).  $\hat{z}$  Vecteur de valeurs mesurées,  $\tilde{z}$  vecteur de valeurs estimées,  $z$  valeur vraie

$$\begin{aligned} \hat{z}_1 &= [\tilde{z}_{11} \ \tilde{z}_{12} \ \dots \ \tilde{z}_{1m_1}]^t \\ \hat{z}_2 &= [\tilde{z}_{21} \ \tilde{z}_{22} \ \dots \ \tilde{z}_{2m_2}]^t \end{aligned} \quad (6.46)$$

Les mesures de vecteur de valeurs (6.47) vraies  $\hat{z}_1, \hat{z}_2$  sont respectivement  $(m_1 \times 1)$  et  $(m_2 \times 1)$ . Avec  $x = x_{vr}$  le vecteur de paramètres de valeurs vraies  $(n \times 1)$ ,  $H_1$  et  $H_2$  matrice de coefficient connu de rang  $(n \leq m_1)$  et  $(n \leq m_2)$ ,  $\zeta_1$  et  $\zeta_2$  vecteur de mesures d'erreurs.

$$\begin{aligned}\hat{z}_1 &= H_1 x + \zeta_1 \\ \hat{z}_2 &= H_2 x + \zeta_2\end{aligned}\quad (6.47)$$

Les variables d'états des sous-ensembles  $x_1$  et  $x_2$  sans itération peuvent être écrites sous la base de (6.14) en représentant (6.48)

$$\begin{aligned}\tilde{x} &= [G(\hat{x})]^{-1} H^t(\hat{x}) * W * [\hat{z} - h(\hat{x})] = [G(\hat{x})]^{-1} H^t(\hat{x}) * W * \hat{z} \\ \tilde{x}_1 &= [G(\hat{x}_1)]^{-1} H_1^t(\hat{x}_1) * W_1 * \hat{z}_1 \\ \tilde{x}_2 &= [G(\hat{x})]^{-1} H^t(\hat{x}) * W * \hat{z} = [G(\hat{x}_2) + G(\hat{x}_1)]^{-1} [H_1^t(\hat{x}_1) * W_1 * \hat{z}_1 + H_2^t(\hat{x}_2) * W_2 * \hat{z}_2]\end{aligned}\quad (6.48)$$

L'estimation optimale des moindres carrés basée sur les deux sous-ensembles de mesure (6.48) utilise  $W$  qui est une diagonale de bloc, ce qui permet d'avoir les variables d'état des valeurs estimées  $\tilde{x}_2$  permettant de former une nouvelle équation normale fusionnée utilisant une procédure de réception de chaque sous-ensemble de données et résolvant de nouvelles estimations optimales comme dans  $\tilde{x}_2$ . Cette forme d'itération n'offre pas un avantage efficace des calculs effectués lors du traitement des sous-ensembles de données précédents. Ainsi la mise en œuvre d'une approche séquentielle du problème des moindres carrés est d'organiser simplement des calculs pour la nouvelle estimation de  $\tilde{x}_2$  afin d'utiliser efficacement les estimations précédentes et les calculs secondaires associés [448]. La dérivation de l'approche séquentielle commence en définissant les variables suivantes (6.49).

$$\begin{aligned}P_1 &= [G(\hat{x}_1)]^{-1} \\ P_2 &= [G(\hat{x}_1) + G(\hat{x}_2)]^{-1} \\ \tilde{x}_1 &= P_1 H_1^t(\hat{x}_1) * W_1 * \hat{z}_1 \\ \tilde{x}_2 &= P_2 [H_1^t(\hat{x}_1) * W_1 * \hat{z}_1 + H_2^t(\hat{x}_2) * W_2 * \hat{z}_2]\end{aligned}\quad (6.49)$$

En faisant des substitutions, et considérants, la relation entre  $P_1$  et  $P_2$  nous avons (6.50).

$$\begin{aligned}P_2^{-1} &= P_1^{-1} + H_2^t(\hat{x}_2) * W_2 * H_2(\hat{x}_2) \\ P_1^{-1} \tilde{x}_1 &= H_1^t(\hat{x}_1) * W_1 * \hat{z}_1 \\ P_1^{-1} &= P_2^{-1} + H_2^t(\hat{x}_2) * W_2 * H_2(\hat{x}_2) \\ H_1^t(\hat{x}_1) * W_1 * \hat{z}_1 &= P_2^{-1} \tilde{x}_1 - H_2^t(\hat{x}_2) * W_2 * H_2(\hat{x}_2) * \hat{x}_1\end{aligned}\quad (6.50)$$

$$\tilde{x}_2 = \tilde{x}_1 + K_2(\hat{z}_2 - H_2 \tilde{x}_1) \text{ avec } K_2 = P_2 * H_2^t(\hat{x}_2) * W_2 \quad (6.51)$$

Nous avons à partir de (6.51), un mécanisme pour fournir séquentiellement une estimation mise à jour de  $\tilde{x}_2$ , basée sur l'estimation précédente  $\tilde{x}_1$ . Nous pouvons à partir de cette formulation généraliser l'approche d'itération permettant d'utiliser la  $k^{ième}$  estimation visant à déterminer l'estimation à  $k + 1$  à partir du sous-ensemble  $k + 1$  de mesures, ce qui conduit à un résultat des plus importants dans la théorie de l'estimation séquentielle (6.51) rendant la possibilité d'avoir une approche dynamique d'estimation d'état (6.52).

$$\begin{aligned}\tilde{x}_{k+1} &= \tilde{x}_k + K_{k+1}(\hat{z}_{k+1} - H_{k+1} \tilde{x}_k) \\ K_{k+1} &= P_{k+1} * H_{k+1}^t(\hat{x}_{k+1}) * W_{k+1} \\ P_{k+1}^{-1} &= P_k^{-1} + H_{k+1}^t(\hat{x}_{k+1}) * W_{k+1} * H_{k+1}(\hat{x}_{k+1})\end{aligned}\quad (6.52)$$

Ainsi à travers (6.52) on parvient à apporter une meilleure correction sur la précédente valeur de mesure estimée  $\tilde{x}_k$  par une correction supplémentaire pour tenir compte de l'information contenue dans le sous-ensemble de mesure  $k + 1$ . Cette équation est celle de mise à jour de Kalman pour calculer l'estimation améliorée  $\tilde{x}_{k+1}$  avec pour terme de correction ( $K_{k+1}$ ), connu sous le nom de matrice de gain de Kalman. Ainsi l'algorithme des moindres carrés séquentiels décrit joue un rôle important pour l'estimation d'état dynamique linéaire (et non linéaire) surtout avec *un filtre de Kalman* qui permet d'avoir des résultats meilleurs de mesure. L'équation de  $\tilde{x}_{k+1}$  est en fait une équation de différence linéaire, couramment trouvée dans l'analyse de contrôle numérique. Cette équation peut être réarrangée comme ce qui est sous la forme d'un système dynamique variant dans le temps (6.53). Par conséquent, des outils linéaires peuvent être utilisés pour vérifier la stabilité, les temps de réponse dynamiques ...etc. [445, 448]

$$\tilde{x}_{k+1} = \tilde{x}_k [I - K_{k+1} H_{k+1}] + K_{k+1} \hat{z}_{k+1} \quad (6.53)$$

Il s'avère que lorsque le nombre de mesures  $m$  dans le nouveau sous-ensemble de données est petit par rapport à  $n$  (comme c'est généralement le cas), un petit ajustement de rang au  $P_k$  déjà calculé peut-être calculée efficacement à l'aide de la matrice d'inversion de Sherman-Morrison-Woodbury L'équation de mise à jour (6.53) peut également être réorganisée sous plusieurs formes alternatives[445]. L'un des plus courants est obtenu en substituant l'équation (6.54) à l'équation ( $K_{k+1}$ ) dans (6.52) pour obtenir (6.55).

$$P_{k+1} = P_k - P_k H_{k+1}^t [H_{k+1} P_k H_{k+1}^t + W_{k+1}^{-1}]^{-1} P_k H_{k+1} \quad (6.54)$$

$$K_{k+1} = P_k H_{k+1}^t [I - (H_{k+1} P_k H_{k+1}^t + W_{k+1}^{-1})^{-1} H_{k+1}^t P_k H_{k+1}] \quad (6.55)$$

Nous définissons ainsi la forme de récursivité de covariance donnée par (6.56).

$$\begin{aligned} \tilde{x}_{k+1} &= \tilde{x}_k + K_{k+1} (\hat{z}_{k+1} - H_{k+1} \tilde{x}_k) \\ K_{k+1} &= P_k H_{k+1}^t [(H_{k+1} P_k H_{k+1}^t + W_{k+1}^{-1})^{-1}] \\ P_{k+1} &= [I - K_{k+1} H_{k+1}] P_k \end{aligned} \quad (6.56)$$

Compte tenu du fait que la plupart des problèmes d'estimation du monde réel sont non linéaires, la fonction de coût minimale  $J(\hat{x})$  ne peut pas être directement minimisé par l'application d'un calcul ordinaire dans un problème de sous-ensemble. L'usage d'une stratégie locale pour déterminer les corrections approximatives (« corrections différentielles ») analysées ci-dessus à travers la détermination dans (6.14) de  $\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k$  consistait à sélectionner les corrections particulières qui conduisent à la somme minimale des carrés des résidus prédits linéairement. L'estimation de la variance minimale constitue une méthode visant à minimiser la fonction de moindre carré  $J(\hat{x})$  à les estimations des moindres carrés grâce à une preuve rigoureuse de la relation entre la matrice de poids et la matrice de covariance d'erreur de mesure. Mais il existe une méthode connue sous le nom d'estimation du maximum de vraisemblance. *Elle utilise aussi l'approche séquentielle pour résoudre le problème d'estimation d'état.* Cette méthode fut introduite pour la première fois par R.A. Fisher, généticien et statisticien, dans les années 1920. Le maximum de vraisemblance produit des estimations pour les quantités de paramètres inconnues  $\hat{x}$  dont la probabilité d'obtenir l'ensemble de données observables  $\hat{z}$  est maximisée. Sous hypothèse du processus d'erreur de

mesure du bruit gaussien à moyenne nulle, l'estimation de la vraisemblance maximale et de la variance minimale donne les mêmes résultats exacts pour les estimations des moindres carrés[445, 448, 451].

La fonction  $f_m(\hat{z})$  est appelée fonction de vraisemblance pour  $\hat{z}$  qui est essentiellement une mesure de la probabilité d'observer l'ensemble particulier de mesures dans le vecteur  $z$ . L'estimation du maximum de vraisemblance de  $f_m(\hat{z})$  consiste à la maximiser en faisant varier les paramètres supposés d'erreur aléatoire  $\sigma$  et  $\mu$  valeur moyenne ou attendue de  $\hat{z}$  en fonction de la densité [447]. L'estimation du maximum de vraisemblance est obtenue en trouvant le maximum de  $\log f_m(\hat{z})$  (6.57), qui peut également être obtenu en trouvant le minimum de (6.58).

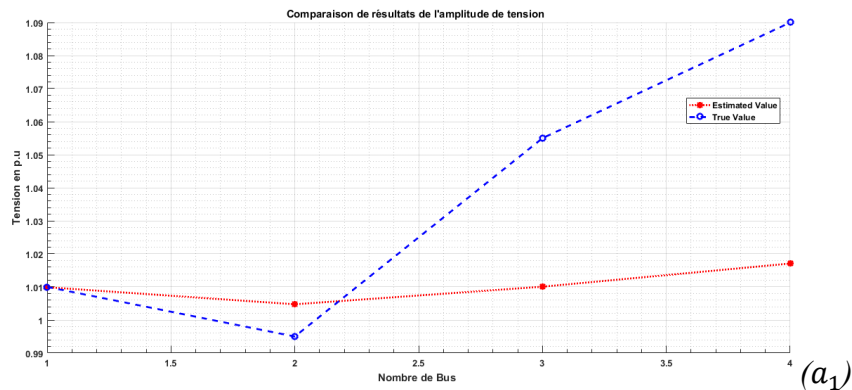
$$\log f_m(\hat{z}) = -\frac{1}{2} \frac{(\hat{z} - \mu)^2}{\sigma} - \log \sigma \sqrt{2\pi} \quad (6.57)$$

$$\min J(\hat{z}) = \sum_{i=1}^m \left( \frac{\hat{z}_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 = \sum_{i=1}^m \left( \frac{\hat{r}_i}{\sigma_i} \right)^2 \quad (6.58)$$

L'équation (6.58) est l'estimateur des moindres carrés pondérés équivalent à un estimateur du maximum de vraisemblance si les erreurs de mesure sont représentées par des nombres aléatoires ayant une distribution normale. Le problème de minimisation peut aussi s'écrire sous forme de résidus de mesure[448]. Si  $r_i$  est le résidu de la mesure  $i$ , alors (6.59). L'avantage de l'utilisation du maximum de vraisemblance est que nous ne sommes pas limités aux distributions gaussiennes du processus de mesure d'erreur.

$$\hat{r}_i = \hat{z}_i - \mu_i \quad (6.59)$$

Le programme présenté en Annexe-D décrit les données mesurées sur MATLAB-Simulink au niveau de 04 bus. L'implémentation de l'estimateur maximal utilise des statistiques de projection pour l'estimation de l'état du système électrique. Le système de test comprend le système tenant en compte quatre bus de terminaux. *Figure 6.9a<sub>1</sub>* et *Figure 6.9a<sub>2</sub>* décrit un nombre d'itérations par rapport aux mesures lorsque le bruit est connu. L'erreur d'estimation de tension maximale est 0.0669, celle d'estimation d'angle maximum est de 0.6636, d'estimation de tension moyenne est 0.0319 enfin d'estimation d'angle moyen est de 2.7525. Pour la *Figure 6.9b<sub>1</sub>* et *Figure 6.9b<sub>2</sub>* lorsque la provenance du bruit est inconnue, l'erreur d'estimation d'angle est 0.6682, celle d'estimation de tension devient 0.0567, l'erreur moyenne d'estimation de tension est 0.0264 enfin l'erreur moyenne d'estimation d'angle sera 3.3675 pour un nombre d'itérations.





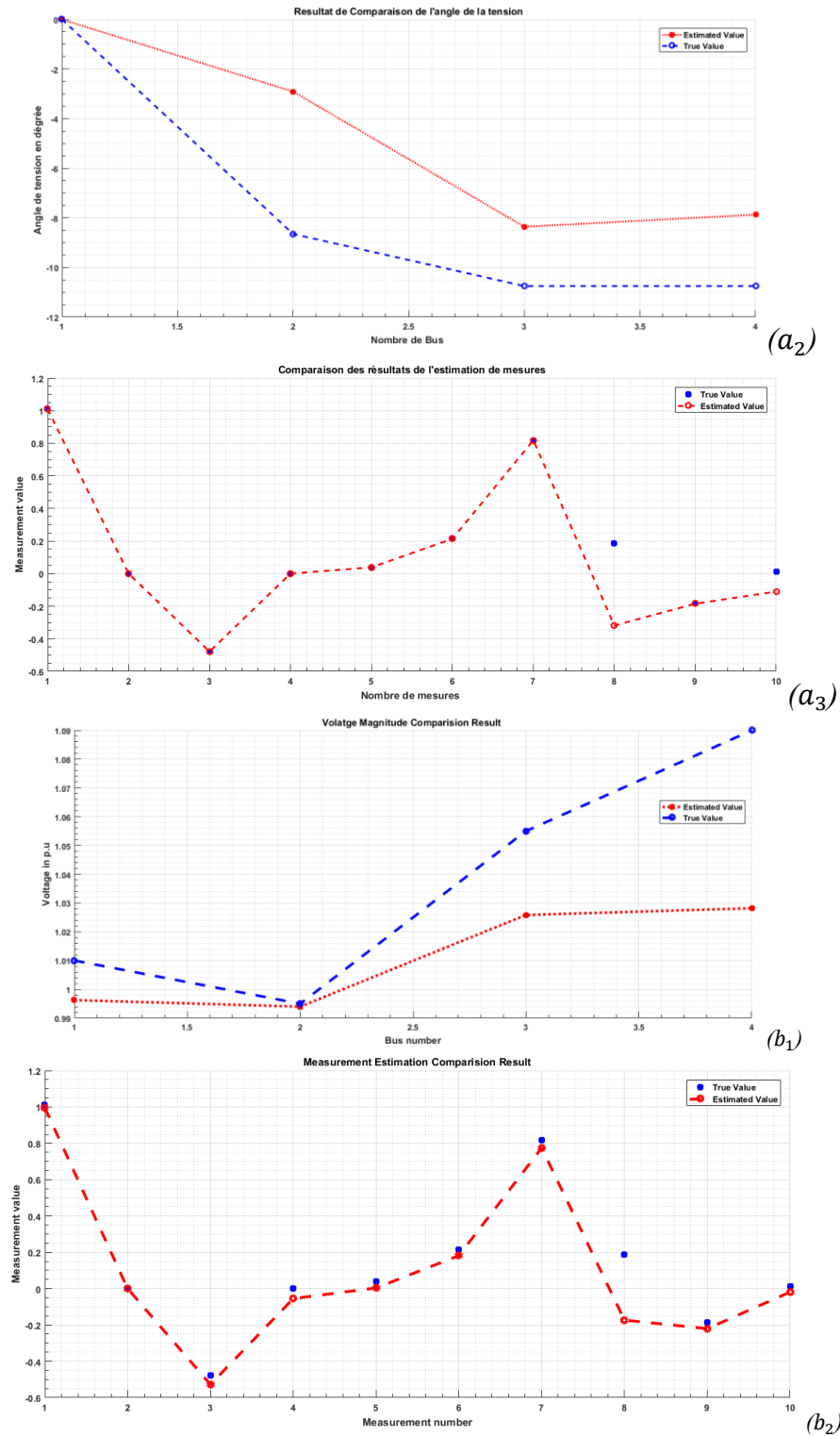


Figure 6.9 : Estimation d'état par la méthode de vraisemblance pour 04 Terminaux sans bruit.

Tableau 6.1 : Résultats de simulation d'un système 04 bus

Estimation d'état		
Bus (N <sup>o</sup> )	Tension (V) en p.u.	Angles (Dégré)
1	1.0099	-0.0000
2	1.0047	-2.9100

3	1.0101	-8.3600
4	1.0171	-7.8700

Les analyses d'estimation d'état d'un système nous ont montré que les concepts d'estimation sont formulés et appliqués à des systèmes dont les variables mesurées sont liées aux paramètres estimés par des équations algébriques. Les estimateurs d'état statiques ont été nommés à cet effet par Schweppe et al pour définir le problème WLS. Il est dit statique en raison des caractéristiques mêmes du système électrique, qui est un système quasi statique, puisqu'en situation normale les changements sont très lents, et donc prévisibles, en fonction de l'évolution des charges. Dans les formulations d'estimation développées dans ce cas, on suppose qu'un ensemble spécifique de paramètres est estimé ; des données supplémentaires ont été autorisées, mais les paramètres estimés sont restés inchangés. Lorsque le système est soumis à des perturbations perceptibles au niveau des bus, le bruit mesuré connu suit la distribution gaussienne à travers la méthode des moindres carrés repondérés itérativement avec l'estimation d'échelle robuste. La correction d'erreur par la méthode du maximum de vraisemblance de l'estimation d'état du système à 4 terminaux est (Figure 6.9) avec le résultat des valeurs en pu au Tableau 6.1.

Dans une situation complexe, il se présente dans le système, à tout moment un ensemble de paramètres estimés qui est autorisé à changer au cours du processus d'estimation. Au fur et à mesure que chaque sous-ensemble d'observations devient disponible, il est souhaité d'obtenir *une estimation optimale de l'état* à cet instant afin, par exemple, de fournir les meilleures informations actuelles sur lesquelles seront basées les décisions de contrôle. Le réseau de transmission a des paramètres intégrés formant un modèle de système dynamique, qui comprend à la fois des équations algébriques et différentielles, le problème WLS est résolu par l'approche d'estimation séquentielle et l'estimateur du maximum de vraisemblance concept de probabilité basé sur les distributions gaussiennes. L'approche d'estimation séquentielle offre des résultats qui doivent être étendus pour tenir compte de la nature dynamique du système entre les époques de mesure et d'estimation. À cet effet, dans le cadre du système dynamique, les expressions « estimation d'état séquentiel » et « filtrage (Filtre de Kalman) » seront utilisées pour analyser l'estimation d'état du système. *Le concept de filtrage est régulièrement énoncé lorsque le moment auquel une estimation est souhaitée coïncide avec le dernier point de mesure. L'estimation d'état séquentielle est souvent utilisée non seulement pour reconstruire des variables d'état, mais aussi pour « filtrer » les processus de mesure bruités.* Ainsi, « estimation d'état séquentiel » et « filtrage » sont souvent intervertis dans la littérature[445].

L'approche d'estimation séquentielle décrit souvent un processus de filtrage séquentiel du premier c'est-à-dire le système est décrit par une équation du premier ordre qui contient des paramètres à estimer, un simple processus de filtrage séquentiel du premier ordre est ainsi appliqué. Afin de produire de meilleurs résultats de contrôle du système dynamique, un système de rétroaction linéaire pour les estimations d'état et de sortie correspondant à (6.56) est appliqué (6.60),  $F$  est la matrice du modèle de système et  $H$  la matrice des valeurs mesurées du système.

$$\begin{aligned}\hat{\tilde{x}}(t) &= F\tilde{x}(t) + K[\hat{z}(t) - H\tilde{x}(t)] \\ \tilde{z}(t) &= H\tilde{x}(t)\end{aligned}\tag{6.60}$$

Pour un système d'ordre supérieur, le concept de reconstruction de toutes les variables d'état dans un système dynamique est une préoccupation constante dans les systèmes réels, son utilisation permet l'usage de la formule d'Ackermann conduisant à l'usage du filtre de Kalman pour un système linéaire. La structure de ce filtre Kalman pour l'estimateur offre un gain associé qui est rigoureusement dérivé en utilisant les concepts de probabilité du maximum de vraisemblance. Mais pour des modèles dynamiques non linéaires, l'usage du filtre de Kalman est étendu (EKF) et non-étendu (UKF) est développé. De nombreuses formulations de filtres dans la littérature [445] sont présentées pour des mesures et des modèles en temps continu, des mesures et des modèles en temps discret et des mesures en temps discret avec des modèles en temps continu. Le filtre de Kalman étendu (EKF), s'est avéré efficace avec un principe de base tel que les erreurs sont suffisamment « petites » pour qu'un développement du premier ordre du modèle non linéaire décrit suffisamment les erreurs à tout moment. Le filtre non parfumé non étendu de Kalman (Unscented KF(UKF)) fournit essentiellement des termes d'ordre supérieur dans l'expansion sans nécessiter de matrices analytiques jacobiniennes et hessiennes. Cependant, les deux approches supposent que la densité de probabilité postérieure (pdf) est gaussienne, c'est-à-dire que la densité de probabilité postérieure (pdf) est unimodale. Lorsqu'il s'agit de systèmes non linéaires, cela peut ne plus être vrai, même avec des entrées gaussiennes dans le modèle non linéaire. Le filtrage de somme gaussien et le filtrage de particules fournissent des moyens d'estimer les densités de probabilité postérieure (pdf) qui sont multimodales.

Pour la première étape, le système dynamique est représenté sous la forme d'une équation d'état. Cela conduit au système équivalent suivant de  $n^{\text{ième}}$  équations du premier ordre, donné sous forme matricielle par (6.61) où  $y$  est la variable de sortie,  $u$  est la variable d'entrée,  $x$  est le vecteur des variables d'état.

$$\begin{aligned}\dot{x}(t) &= Fx(t) + Bu(t) \\ z(t) &= Hx(t) + Du(t)\end{aligned}\quad (6.61)$$

Le système dynamique est modélisé par des éléments du système correspondant aux matrices de (F, B, H), avec  $D = 0$  [445]. L'estimation d'état des systèmes multi-entrées et multi-sorties (MIMO) donne (6.62).

$$\begin{aligned}\dot{\hat{x}} &= F\hat{x} + Bu + K[\hat{z} - H\hat{x}] \\ \hat{z} &= H\hat{x}\end{aligned}\quad (6.62)$$

Le modèle des valeurs vraies sont données par (6.63) et les vecteurs mesurés avec vecteur de mesure de bruit ( $v$ ) sont (6.64).

$$\begin{aligned}\dot{x} &= Fx + Bu \\ z &= Hx\end{aligned}\quad (6.63)$$

$$\hat{x} = Hx + v; \quad \hat{x} = \tilde{x} - x \quad (6.64)$$

$$\dot{\hat{x}} = (F - KH)\tilde{x} + Kv \quad (6.65)$$

La substitution dans (6.64) de la dérivée temporelle de l'équation (6.63) et les équations (6.62) dans l'expression résultante conduit à noter que l'équation (6.65) n'est plus une fonction de  $u$ . La dynamique du filtre est donnée par ( $E = F - KH$ ), il faut choisir le gain  $K$  pour que  $F - KH$  soit stable. Si la dynamique du filtre est stable et que les

erreurs de mesure sont négligeables, alors l'erreur décroîtra jusqu'à zéro et restera pour toute erreur de condition initiale. Il est évident d'après le terme de forçage  $Kv$  dans l'équation (6.65) que si le gain  $K$  est grand, les valeurs propres du filtre (pôles) seront rapides, mais le bruit à haute fréquence peut dominer les erreurs dues aux mesures [445]. Ainsi le choix des différentes valeurs de gains représentés dans une matrice  $K$  assure un meilleur filtrage. Elle conduit à déterminer une erreur nulle qui passe par une méthode visant à définir un ensemble d'emplacements de valeurs propres d'erreur d'estimateur connu, et devant être choisie ( $K = [k_1 \ k_2 \ \dots \ k_n]^t$ ) pour que ces emplacements souhaités soient atteints. Ce concept dit de « placement de pôles » s'applique aisément à la commande de systèmes dynamiques [445, 455].

Le choix des pôles de l'estimateur n'est pas aisé en pratique. Il implique généralement une approche ad-hoc jusqu'à ce qu'un niveau de performance spécifié soit atteint. Le filtre de Kalman fournit une approche théorique rigoureuse pour « placer » les pôles de l'estimateur, basée sur des processus stochastiques pour l'erreur de mesure et l'erreur de modèle. Pour ce fait, l'expression de dérivation de la valeur vraie itérative pour le filtre de Kalman à temps discret est donnée (6.66), où  $v_k$  et  $w_k$  sont supposés être des processus de bruit blanc gaussien à moyenne nulle, ce qui signifie que les erreurs ne sont pas corrélées en avant ou en arrière dans le temps de sorte que le filtrage répond aux contraintes (6.66) à (6.67). Cette exigence préserve la structure diagonale par blocs des matrices de covariance et de poids. Avec une supposition telle que  $v_k$  et  $w_k$  ne sont pas corrélés et entraîne  $E\{v_k w_k^t\} = 0$  pour tout  $k$ . La quantité  $w_k$  est un bruit de forçage (« process ») sur le système d'équations différentielles.

$$\begin{aligned} x_{k+1} &= \Phi_k x_k + \Gamma_k u_k + Y_k w_k \\ \hat{z}_k &= H_k x_k + v_k \end{aligned} \quad (6.66)$$

$$\begin{aligned} E\{v_k v_j^t\} &= \begin{cases} 0 & k \neq j \\ R_k & k = j \end{cases} \\ E\{w_k w_j^t\} &= \begin{cases} 0 & k \neq j \\ Q_k & k = j \end{cases} \end{aligned} \quad (6.67)$$

Il importe alors de décrire le processus souhaité de mise à jour de l'estimation courante de l'état  $\tilde{x}_k$  pour obtenir  $\tilde{x}_{k+1}$  sur la base de tous les  $k + 1$  sous-ensemble de mesure. Cependant, le gain  $K$  peut varier dans le temps, considérant du principe (6.52) du modèle de sorte que  $\tilde{x}_k^+$  et  $\tilde{x}_k^-$  sont les valeurs estimées mises à jour et celle prédite respectivement (6.68).

$$\begin{aligned} \tilde{x}_{k+1}^- &= \Phi_k \tilde{x}_k^+ + \Gamma_k u_k \\ \tilde{x}_k^+ &= \tilde{x}_k^- + K_k [\hat{z}_k - H_k \tilde{x}_k^-] \end{aligned} \quad (6.68)$$

La matrice de covariance associée aux sous-ensembles comme définie (6.49) permet de définir sa formulation de prédiction  $P_{k+1}^-$  et de mise à jour  $P_{k+1}^+$ . Elles découlent de (6.50) et permet d'écrire (6.69).

$$\begin{aligned} P_{k+1}^- &= \Phi_k P_k^+ \Phi_k^t + Y_k Q_k Y_k^t \\ P_k^+ &= [I - K_k H_k] P_k^- [I - K_k H_k]^t + K_k R_k K_k^t \end{aligned} \quad (6.69)$$

Afin de déterminer le gain  $K_k$ , il faudrait minimiser la Trace de la matrice de covariance mise à jour équivaut à minimiser la longueur du vecteur d'estimation des erreurs (6.70).

$$\min J(K_k) = \text{Tr}(P_k^+) \frac{\partial J}{\partial K_k} = 0 \quad (6.70)$$

$$K_k = H_k^t P_k^- [H_k^t P_k^- H_k + R_k]^{-1} = P_k^+ H_k^t R_k^{-1}; \quad P_k^+ = [I - K_k H_k] P_k^-$$

$$\tilde{x}_k^+ = P_k^+ [(P_k^-)^{-1} \tilde{x}_k^- + H_k^t R_k^{-1} \hat{z}_k] \quad (6.71)$$

Le gain du filtre de Kalman est ainsi dérivé d'une approche probabiliste optimale utilisant l'approche de variance minimale. L'étape de propagation du filtre de Kalman donne une mise à jour temporelle grâce à une prédiction de  $\tilde{x}_k^-$  et de covariance  $P_k^-$ . L'étape de mise à jour de la mesure du filtre de Kalman donne une correction basée sur la mesure pour produire une nouvelle estimation a posteriori  $\tilde{x}_k^+$  et une covariance  $P_k^+$ . Cet ensemble d'équations (6.71) constitue la forme *prédicteur-correcteur* du filtre de Kalman. Ainsi à partir du modèle et des conditions initiales associées aux valeurs estimées et de la matrice de covariance, nous avons la matrice du gain utilisée pour mettre à jour les valeurs estimées et la matrice de pondération et enfin définir la valeur estimée et la covariance estimée qui forment la propagation constituant la prédiction et la correction. Les équations de propagation et de mise à jour des mesures correspondantes à (6.56) et (6.70) peuvent être combinées pour former la forme a priori récursive du filtre de Kalman (6.72).

$$\begin{aligned} \tilde{x}_{k+1} &= \Phi_k \tilde{x}_k + \Gamma_k u_k + \Phi_k K_k [\hat{z}_k - H_k \tilde{x}_k] \\ K_k &= H_k^t P_k [H_k^t P_k H_k + R_k]^{-1} \\ P_{k+1} &= \Phi_k P_k \Phi_k^t - \Phi_k K_k H_k P_k \Phi_k^t + Y_k Q_k Y_k^t \end{aligned} \quad (6.72)$$

Pour plusieurs raisons, l'estimation d'état pour les systèmes non linéaires est considérablement plus difficile et admet une plus grande variété de solutions que le problème linéaire. Ainsi l'usage du filtre de Kalman étendu (EKF) permet de trouver les solutions recherchées dans la mise à jour des valeurs et choix du gain de la matrice pour corriger les erreurs de mesure. Une grande majorité des modèles non linéaires sont donnés en temps continu. Un modèle réel non linéaire commun aux systèmes avec mesures en temps continu est (6.73),  $f(x(t), u(t), t)$  et  $h(x(t), t)$  sont supposés continûment dérivables, et  $w(t)$  et  $v(t)$  découlent exactement de (6.66). Le problème avec ce modèle non linéaire est qu'une entrée gaussienne ne produit pas nécessairement une sortie gaussienne (contrairement au cas linéaire).

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= f(x(t), u(t), t) + G(t)w(t) \\ \hat{z}(t) &= h(x(t), t) + v(t) \end{aligned} \quad (6.73)$$

Le système non linéaire nécessite une linéarisation dans l'analyse permettant de le ramener à une forme linéaire. L'usage d'un filtre de Kalman étendu sera considéré bien qu'il ne soit pas précisément « optimal » dans de nombreux systèmes non linéaires au cours des dernières années[445]. Le concept fondamental de ce filtre implique la notion que l'état des valeurs réelles est suffisamment proche de l'état de valeurs estimées. Par conséquent, la dynamique d'erreur peut être représentée assez précisément par un développement en série de Taylor linéarisé du premier ordre de  $f(x(t), u(t), t)$  autour d'un état nominal  $\bar{x}(t)$  (6.75) avec pour covariance (6.76). Dans le filtre de Kalman étendu, l'estimation actuelle (c'est-à-dire la moyenne conditionnelle) est utilisée pour l'estimation de l'état nominal, de sorte que  $\bar{x}(t) = \tilde{x}(t)$ . Par conséquent, la structure du EKF pour l'estimation d'état et de sortie est donnée par (6.74) avec le gain (6.77).

$$\begin{aligned}\dot{\hat{x}}(t) &= f(\hat{x}(t), u(t), t) + K(t)[\dot{z}(t) - h(\hat{x}(t), t)] \\ \dot{z}(t) &= h(\hat{x}(t), t)\end{aligned}\quad (6.74)$$

$$F(t) \equiv \left. \frac{\partial f}{\partial \hat{x}} \right|_{\hat{x}(t), u(t)}, \quad H(t) \equiv \left. \frac{\partial h}{\partial \hat{x}} \right|_{\hat{x}(t)} \quad \text{avec } \hat{x}(t) = \tilde{x}(t) - x(t) \quad (6.75)$$

$$\dot{P}(t) = F(t)P(t) + P(t)F^t(t) - P(t)H^t(t)R^{-1}(t)H(t)P(t) + G(t)Q(t)G^t(t) \quad (6.76)$$

$$K(t) = P(t)H^t(t)R^{-1}(t) \quad (6.77)$$

L'autre approche développée par Julier, Uhlmann et Durrant-Whyte constitue une alternative au filtre de Kalman étendu [445]. Cette approche, appelée le filtre non étendu de Kalman (UFK), implique généralement plus de calculs que le filtre de Kalman étendu (EKF), mais présente plusieurs avantages, notamment : 1) *l'erreur attendue est inférieure à celle du filtre de Kalman étendu*, 2) *le nouveau filtre peut être appliqué aux fonctions non différentiables*, 3) *le nouveau filtre évite la dérivation de matrices jacobiennes*, et 4) *le nouveau filtre est valable pour les développements d'ordre supérieur que le filtre de Kalman étendu standard*. Le UKF part du principe qu'avec un nombre fixe de paramètres, il devrait être plus facile d'approcher une distribution gaussienne que d'approcher une fonction non linéaire arbitraire [445, 447, 456]. Même si des propagations de l'ordre de  $2n$  conviennent facilement aux UKF, les calculs peuvent être comparables au EKF (surtout si l'équation de covariance en temps continu doit être intégrée et qu'une matrice jacobienne numérique est évaluée). De plus, si le bruit de mesure,  $v_k$  apparaît linéairement dans la sortie, alors l'état augmenté peut-être réduit, car l'état du système n'a pas besoin d'être augmenté avec le bruit de mesure. Dans ce cas, la covariance de l'erreur de mesure est simplement ajoutée à la covariance des innovations d'où l'estimation sans contrainte (6.79) avec  $d_k$  contrainte de filtrage définie et associée au modèle du système (6.78), l'estimation avec contrainte est (6.80).

$$\begin{cases} x_{k+1} = \Phi_k x_k + \Gamma_k u_k + Y_k w_k \\ \hat{z}_k = H_k x_k + v_k \\ d_k = D_k x_k \end{cases} \quad (6.78)$$

$$\begin{cases} \bar{K}_k = H_k^t \bar{P}_k^- [H_k^t \bar{P}_k^- H_k + R_k]^{-1} \\ \bar{x}_{k+1} = \Phi_k \bar{x}_k^+ + \Gamma_k u_k \\ \bar{x}_k^+ = \bar{x}_k^- + \bar{K}_k [\hat{z}_k - H_k \bar{x}_k^-] \\ \bar{P}_k^+ = [I - \bar{K}_k H_k] \bar{P}_k^- \\ \bar{P}_{k+1}^- = \Phi_k \bar{P}_k^+ \Phi_k^t + Y_k Q_k Y_k^t \end{cases} \quad (6.79)$$

$$\begin{aligned} K_k &= D_k^t \bar{P}_k^+ [D_k^t \bar{P}_k^+ D_k]^{-1} \\ \tilde{x}_k &= \bar{x}_k^+ + K_k [d_k - D_k \bar{x}_k^+] \\ P_k &= [I - K_k D_k] \bar{P}_k^+ \end{aligned} \quad (6.80)$$

### 6.3.1.1 Estimation d'état dynamique par Filtrage décentralisé

Les analyses de l'estimation d'état ci-dessus ont abordées des concepts où les filtrages étaient supposés être appliqués de manière centralisée, c'est-à-dire que toutes les données de mesure sont traitées dans un seul filtre pour

déterminer les estimations du vecteur d'état. Le filtrage décentralisé, également connu sous le nom de filtrage distribué, est un concept important dans les systèmes de fusion de données modernes comme les réseaux MTCC. L'idée de base derrière le filtrage décentralisé est qu'au lieu d'envoyer toutes les informations de mesure à un emplacement central pour traitement, plusieurs filtres sont exécutés en parallèle sur chaque nœud pour développer plusieurs estimations [445]. Ces estimations sont ensuite envoyées à un nœud de fusion, à la place des mesures brutes, qui les combine d'une certaine manière pour fournir une estimation globale comme illustre le processus (Figure 6.10) d'un réseau MTCC. Il convient de noter que, bien qu'un seul nœud de fusion soit représenté ici, plusieurs nœuds de fusion peuvent exister dans une architecture de fusion globale. Chaque nœud de fusion peut combiner différents sous-ensembles de filtres locaux, une revue des premières méthodes de filtrage décentralisé peut être trouvée [457]. Après avoir formulé le modèle de système d'alimentation, le système peut ensuite être contrôlé. Pour contrôler un système, il est nécessaire de comprendre l'état du système, c'est-à-dire de faire une estimation de l'état du système. Les propriétés de dispatching géographique de toutes les centrales électriques du système électrique facilitent l'application de la méthode de décomposition dans l'analyse et le contrôle du système. Naturellement, le système électrique divise le système en trois niveaux : le bas est la centrale ou les unités de production (OWF), le milieu est les centres de dispatching à tous les niveaux et le plus haut est un centre de dispatching conjoint. Au regard de la situation actuelle, l'estimation ne sera prise en compte que pour les deux premiers niveaux.

Cette approche SE d'un système distribué/décentralisé a des avantages et des inconvénients. Les deux principaux avantages sont la fiabilité et la flexibilité. En cas de défaut d'un nœud de filtre local supposé perdu en raison d'une défaillance de la liaison de communication ou pour une autre raison, le système décentralisé, à travers chaque filtre local qui fournit une estimation locale de sorte que l'ensemble du système puisse fonctionner avec la perte d'un ou de plusieurs nœuds et, fréquemment, toujours fournir une estimation fiable et rapide. Pour un système d'estimation centralisé, la communication est lente et l'estimation s'avère difficile, car ce système à fusion centrale pour une défaillance du nœud de fusion commun entraînera un effondrement catastrophique de la fourniture des informations d'estimation du réseau [445].

La méthode d'estimation hiérarchique est utilisée pour estimer l'état du système électrique à structure hiérarchique, en utilisant des estimateurs à deux étages appliqués au système électrique, c'est-à-dire un estimateur local et un estimateur central. Étant donné que la variable  $\Delta\omega_j$  dans le système peut être mesuré en utilisant uniquement le fréquencemètre,  $\Delta\omega_j$  est considérée comme une variable mesurée. Sur la base du modèle de système d'alimentation, toutes les variables d'état du système peuvent être estimées à l'aide du filtre de Kalman. Le fonctionnement coordonné de l'estimateur local équipé de PMU chacun et de l'estimateur central est montré dans *Figure 6.10*.

Le réseau MTCC intégré au réseau de distribution onshore et surveillé par le gestionnaire contrôle les oscillations des paramètres par rapport au point de fonctionnement en effectuant une optimisation de ceux-ci afin d'éviter l'instabilité du système électrique. L'état de fonctionnement du système doit être estimé en temps réel, avec

des taux de mise à jour qui sont dans des échelles de temps de dix millisecondes ou moins (car les constantes de temps associées à de telles oscillations ne dépassent pas dix millisecondes), et cette estimation en temps réel de l'état de fonctionnement est un autre outil de contrôle du réseau connu sous le nom *d'estimation d'état dynamique* (DSE) [458]. Le DSE est une méthode de contrôle qui peut stabiliser dynamiquement le système.

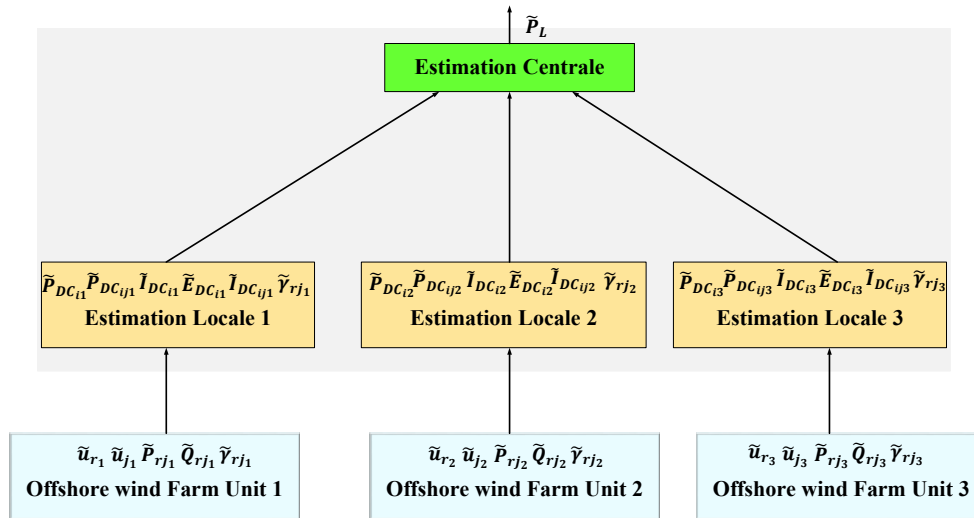


Figure 6.10 : Estimation hiérarchisée dans le système MTCC-MMC-VSC

L'estimation d'état dynamique basée sur une méthode décentralisée utilise les PMU (unités de mesure de phases), pour assurer une synchronisation temporelle. La synchronisation temporelle à base de PMU a du bruit et des erreurs de synchronisation associés. Celle-ci augmente l'erreur vectorielle totale (TVE) des mesures PMU. Comme des mesures synchronisées sont utilisées pour la DSE, ces erreurs peuvent se propager aux états estimés et détériorer la précision et la robustesse globales de l'estimation.

Il n'est pas non plus possible d'éliminer complètement la synchronisation temporelle, car elle est intrinsèquement requise pour l'estimation des angles de rotor. Pour cette raison, la seconde approche DSE qui peut éliminer la nécessité d'utiliser les PMU n'est pas développée pour notre réseau MTCC. Bien que la synchronisation temporelle soit nécessaire pour l'estimation de l'angle du rotor, elle n'est pas nécessaire pour l'estimation d'autres états dynamiques, tels que la vitesse du rotor, les tensions du rotor et les flux, car ces états ne sont pas définis par rapport à un angle de référence commun. Ainsi, si le modèle dynamique utilisé pour l'estimation peut être modifié de telle sorte que l'angle du rotor soit remplacé par un autre angle qui ne nécessite pas de synchronisation temporelle, alors cela peut minimiser les effets de la synchronisation sur la précision et la robustesse de l'estimation.

La tension, le courant ayant respectivement un angle de phase mesurée par le PMU et la puissance d'une WPP sont des quantités sinusoïdales, et puisque chaque sinusoïde a une amplitude et une phase (phaseur), ces quantités peuvent être représentées sous forme d'ondes sinusoïdales ou de phaseur. La conversion des ondes sinusoïdales en phaseurs est effectuée par des unités de mesure de phaseur (PMU). Au cours de cette conversion, les PMU fournissent un angle de référence commun à la phase du phaseur. Ceci est nécessaire, car un système d'alimentation est un système rotationnel (à cause des parties rotatives des générateurs), et chaque système de rotation doit avoir



un angle de référence commun à tous les angles du système. Cet angle de référence commun est fourni par les PMU utilisant une source de temps commune pour la synchronisation obtenue par l'horloge du (GPS) système de positionnement global. L'angle de référence est l'angle du rotor de toute une WPP qui doit être ainsi estimé. Tout algorithme DSE basé sur PMU employé pour estimer l'angle de référence nécessite des mesures synchronisées dans le temps[458].

Les précédents chapitres décrivent les outils de contrôle côté CA et CC du réseau MTCC assurant la stabilité en tension côté CC et en fréquence côté CA. La propagation rapide des phénomènes électromécaniques dans le réseau crée des perturbations qui peuvent rendre instable le système en produisant des changements de niveaux de tension et de courant responsables de l'initiation d'une dynamique oscillatoire à petits signaux plus lente des dispositifs qui sont connectés aux bus. Par conséquent, la simple connaissance de la tension et du courant du bus local est suffisante pour prédire et estimer la dynamique des appareils connectés à ce bus local ; dans notre cas cet appareil est une centrale éolienne offshore représentée par un générateur synchrone. Mais cette connaissance de la tension et du courant locaux doit être complète (l'amplitude et la phase sont nécessaires), ce qui rend la synchronisation des divers dispositifs PMU via les satellites GPS cruciale pour le processus d'estimation. La synchronisation de PMU peut également être considérée comme une coordination indirecte entre les estimateurs décentralisés/distribués. L'approche DSE utilisant la transformation sans parfum (UT) cité ci-dessus par la méthode UKF d'approximation de transformations non linéaires de distributions de probabilité sera appliquée localement.

### ***6.3.1.2 Contrôle par estimation hiérarchisée dans le système HTCC-MT***

Le schéma d'estimation décentralisé traite la tension  $V$  et l'angle  $\theta$  comme des entrées, plutôt que comme des mesures,  $I$  et  $\varphi$  sont traités comme des sorties (c'est-à-dire comme des mesures normales), alors les équations dynamiques pour une unité de génération peuvent être découplées des équations dynamiques pour les autres unités. Cette idée de « *pseudo-entrants* » constitue le thème central du concept de décentralisation. Il faut noter ici que cette représentation n'est pas unique, et les équations différentielles et algébriques (DAE) peuvent être réarrangées de telle sorte que  $V$  et  $\theta$  et deviennent les sorties et  $I$  et  $\varphi$  deviennent les entrées. L'idée est donc d'utiliser l'une des paires de mesures comme paire d'entrées et l'autre paire comme paire de sorties. Dans la méthode décentralisée de DSE, chaque OWF connecté à un point de couplage commun dispose un PMU pour son propre estimateur. Chaque estimateur décentralisé traitant l'une des paires de  $(V, \theta)$  et  $(I, \varphi)$  comme entrée et l'autre paire comme mesure normale, assurera la prédiction d'état et la prédiction de mesure. Mais cette connaissance de la tension et du courant locaux doit être complète (l'amplitude et la phase sont nécessaires), ce qui rend la synchronisation des divers dispositifs PMU via les satellites GPS cruciale pour le processus d'estimation. Cette synchronisation des PMU peut également être considérée comme une coordination indirecte entre les estimateurs décentralisés. L'idée de découpler en traitant  $V$  et  $\theta$  comme des entrées pose un problème : seules les valeurs mesurées de  $\hat{V}$  et  $\hat{\theta}$  sont disponibles (données estimées par  $\tilde{V}$  et  $\tilde{\theta}$ , respectivement), au lieu de leurs valeurs réelles, et donc elles ont des bruits associés,

donnés par  $w_V$  et  $w_\theta$ , respectivement. Une façon d'inclure ces bruits dans les DAE est de les modéliser (6.81) et (6.82) comme des bruits d'entrée[458].

$$\hat{V}_i(k) = \tilde{V}_i(k) - w_{V_i}(k); \quad \hat{\theta}_i(k) = \tilde{\theta}_i(k) - w_{\theta_i}(k) \quad (6.81)$$

$$\hat{I}_i(k) = \tilde{I}_i(k) - w_{I_i}(k); \quad \hat{\varphi}_i(k) = \tilde{\varphi}_i(k) - w_{\varphi_i}(k) \quad (6.82)$$

Le modèle de processus décentralisé pour la  $OWF^{i\text{ème}}$  unité s'écrit sous la forme suivante, avec  $x_i$  comme vecteur des états dynamiques et  $f_i$  comme fonctions d'état correspondantes (6.83) avec dans le modèle ci-dessus,  $u'_i(k-1)$  agit comme un vecteur de pseudo-entrée,  $y_i(k-1)$  est son bruit, et  $u'_i(k-1)$  et  $y_i(k-1)$ ,  $w_{V_i}$  et  $w_{\theta_i}$  sont des bruits blancs avec une moyenne nulle et des écarts types constants donnés par  $\sigma_{w_{V_i}}$  et  $\sigma_{w_{\theta_i}}$ , respectivement.

$$\begin{aligned} x_i &= f_i[x_i(k-1), u'_i(k-1), y_i(k-1)] + v_i(k-1) \quad i = 1, 2, \dots, M \\ u'_i(k-1) &= [\hat{V}_i(k-1), \hat{\theta}_i(k-1)]^t \\ y_i(k-1) &= [w_{V_i}(k-1), w_{\theta_i}(k-1)]^t \end{aligned} \quad (6.83)$$

Ainsi, la moyenne et la covariance de  $y_i(k-1)$  restent également constantes pour chaque échantillon  $i = 1, 2, \dots, M$  avec  $\bar{y}(k-1) = \tilde{y}(k-1)$ , puis on définit  $\tilde{x}_i(k-1)$  et  $P_{\tilde{x}_i}(k-1)$  sont les estimations de la moyenne et de la covariance de  $x_i(k-1)$ ;  $P_{x_i, y_i}(k-1)$  est la corrélation croisée entre  $x_i(k-1)$ , et  $y_i(k-1)$  ensuite  $x_i(k-1)$  est augmenté de  $y_i(k-1)$  pour donner  $X_i(k-1) = [x_i(k-1)^t, y_i(k-1)^t]^t$ , puis les estimations de la moyenne et de la covariance de  $i = 1, 2, \dots, M$ . L'état augmenté  $X_i(k-1)$  est également une variable aléatoire avec une moyenne estimée  $\tilde{X}_i(k)$  et une covariance estimée  $P_{\tilde{X}_i}(k)$  (6.84) à (6.85).

$$\begin{aligned} \bar{y}_i(k-1) &= 0 \\ P_{y_i}(k-1) &= P_{y_i} = \text{diag}\{\sigma_{w_{V_i}}^2, \sigma_{w_{\theta_i}}^2\} \end{aligned} \quad (6.84)$$

$$\begin{aligned} \tilde{X}_i(k-1) &= \begin{bmatrix} \tilde{x}_i(k-1) \\ \tilde{y}_i(k-1) \end{bmatrix} \\ P_{\tilde{X}_i}(k-1) &= \begin{bmatrix} P_{x_i}(k-1) & P_{x_i, y_i}(k-1)^t \\ P_{x_i, y_i}(k-1) & P_{y_i}(k-1) \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (6.85)$$

Le modèle des agrégats pour la nième unité est donné par la fonction du système décentralisé DSE représentée par (6.86) et (6.87), avec  $h_i$  la fonction de valeurs mesurées associées au vecteur de bruit  $w_i$  aura pour moyenne et covariance.

$$\Psi_i(k) = h_i[X_i(k), u'_i(k-1)] + w_i(k) \quad (6.86)$$

$$\tilde{w}_i(k) = 0; \quad P_{\tilde{w}_i}(k) = P_{\tilde{w}_i} = \text{diag}\{\sigma_{w_{I_i}}^2, \sigma_{w_{\varphi_i}}^2\} \quad (6.87)$$

### 6.3.1.3 Estimateur local et central dans le réseau MTCC-VSC

L'application du filtre EKF ou UKF comme décrit les modèles ci-dessus dans l'estimation locale procède comme présenté pour le cas de UKF en (6.79). EKF très largement utilisé pour les systèmes non linéaires a été cité plus haut avec ses limites au niveau de leur mise en œuvre, leur réglage ainsi que leur fiabilité au temps de la mise à jour des paramètres à contrôler. Beaucoup de ces difficultés proviennent au moment de la linéarisation du système non linéaire[459]. Pour surmonter cette limitation, une transformation non parfumée (UT) adaptée au filtre Kalman

est au bus disposant ou pas de PMU pour propager les informations de moyenne des valeurs mesurées et de covariance par transformation non linéaire[460, 461].

*L'estimation locale* : En se référant aux équations de UKF (6.78) jusqu'à (6.80) analysant l'estimation d'état, la première étape pour l'estimation locale consiste à générer un ensemble de points, appelés points sigma, dont la moyenne et la covariance de l'échantillon sont les mêmes que celles de  $X(k-1)$ . Si la dimension de  $X(k-1)$  est  $n$ , alors seulement  $2n$  points sigma,  $\chi_l(k-1)$ , avec  $l = 1, 2, \dots, 2n$ , doivent être générés pour capturer sa distribution avec des matrices covariance de bruit sur les variables d'entrée ( $v_k \sim (0, R_k)$ ) et sortie ( $w_k \sim (0, Q_k)$ ) [462]. Afin d'effectuer une propagation d'un pas de temps ( $k-1$ ) à  $k$ , il faudrait choisir tout d'abord les points sigma  $\chi_l(k-1)$  spécifié dans l'algorithme utilisé pour la génération des points sigma (6.88), avec les changements appropriés puisque les meilleures estimations actuelles pour la moyenne et la covariance de  $\chi(k)$  sont  $\tilde{\chi}^+(k-1)$  valeur estimée a posteriori ou prédite et  $P_{\tilde{\chi}}^+(k-1)$  [461, 463]. L'estimation d'état à priori des vecteurs  $\tilde{\chi}^-(k-1)$  à l'instant  $k$  est (6.90).

$$\begin{aligned} \tilde{\chi}_l(k-1) &= \tilde{\chi}^+(k-1) + \hat{\chi}_l \quad \text{avec } l = 1, 2, \dots, 2n \\ \hat{\chi}_l(k-1) &= \tilde{X}(k-1) + \left( \sqrt{n P_{\tilde{\chi}}^+(k-1)} \right)_l ; \quad \hat{\chi}_l = \left( \sqrt{n P_{\tilde{\chi}}^+(k-1)} \right)_l ; \quad l = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (6.88)$$

$$\begin{aligned} \hat{\chi}_l(k-1) &= \tilde{X}(k-1) + \left( \sqrt{n P_{\tilde{\chi}}^+(k-1)} \right)_l ; \quad \hat{\chi}_l = - \left( \sqrt{n P_{\tilde{\chi}}^+(k-1)} \right)_l \quad l = (n+1), (n+2), \dots, 2n \\ \tilde{\chi}_l(k) &= f(\tilde{\chi}_l(k-1), u(k), t(k)) \end{aligned} \quad (6.89)$$

$$\tilde{\chi}^-(k) = \frac{1}{2n} \sum_{l=1}^{2n} \tilde{\chi}_l(k) \quad (6.90)$$

Utilisez l'équation du système non linéaire connue  $f(x(t), u(t), t)$ , tel que pour transformer les points sigma en vecteurs  $\tilde{\chi}_l(k-1)$ , avec les changements (6.89) appropriés puisque la transformation non linéaire est  $f(\cdot)$ . Dans l'analyse,  $\left( \sqrt{n P_{\tilde{\chi}}^+(k-1)} \right)_l$  est la  $l^{\text{ième}}$  colonne de la matrice triangulaire inférieure à  $\sqrt{n P_{\tilde{\chi}}^+(k-1)}$  obtenue par décomposition de Cholesky et est donnée par (6.91) où on peut déterminer le nombre de points sigma et la covariance.

$$P_X(k-1) = \frac{\hat{\chi}_l * (\hat{\chi}_l)^t}{n} \quad (6.91)$$

Dans la deuxième l'étape,  $\chi^-(k) = f_l[\chi_l(k-1), u_i^-(k-1)]$  gère les points sigma d'état prédit,  $l = 1, 2, \dots, 2n$  en vue de l'estimation à priori de l'erreur de covariance par l'augmentation de  $Q(k-1)$ . La moyenne d'échantillon de ces points est égale à  $\tilde{X}^-(k)$ , tandis que la somme de  $Q(k-1)$  augmenté à la covariance d'échantillon de ces points est égale à  $P_{\tilde{\chi}}^-(k)$ . Ici,  $\tilde{X}^-(k)$  et  $P_{\tilde{\chi}}^-(k)$  sont respectivement la moyenne estimée et la covariance à priori estimée d'une variable aléatoire à l'état prédit,  $X^-(k)$ . Ainsi on estime la covariance d'erreur a priori  $P_{\tilde{\chi}}^-(k)$  en tenant compte de la covariance du bruit  $Q(k-1)$  dans l'équation (6.92).

$$P_{\tilde{\chi}}^-(k) = \frac{1}{2n} \sum_{l=1}^{2n} (\tilde{\chi}_l(k) - \tilde{\chi}^-(k)) * (\tilde{\chi}_l(k) - \tilde{\chi}^-(k))^t + Q(k-1) \quad (6.92)$$

La troisième étape consiste à la mise à jour de la matrice de mesure des valeurs des équations en choisissant les points sigma  $\tilde{\chi}_l(k-1)$  de (6.88), avec les changements appropriés puisque la meilleure estimation actuelle pour la moyenne et la covariance de  $\chi(k)$  est  $\tilde{\chi}^-(k)$  et  $P_{\tilde{\chi}}^-(k)$  (6.93). La prédiction de mesure des points sigma est donnée par la fonction à priori issue de  $h(x(t), t)$  de (6.86) à travers  $\Psi_l^-(k) = h[\chi_l^-(k), u_l'(k)]$ ,  $l = 1, 2, \dots, 2n$ . La moyenne d'échantillon de ces points est égale à  $\tilde{\Psi}^-(k)$ , tandis que la somme de  $P_w$  et la covariance d'échantillon de ces points est égale à  $P_{\tilde{\Psi}}^-(k)$ . Ici,  $\tilde{\Psi}^-(k)$  et  $P_{\tilde{\Psi}}^-(k)$  sont respectivement la moyenne [458] estimée et la covariance estimée d'une variable aléatoire à mesure prédite  $\Psi^-(k)$ . La corrélation croisée entre les points sigma d'état prédit et les points sigma de mesure prédite est égale à  $P_{\tilde{\Psi}, X}^-(k)$ , qui est considérée comme la corrélation croisée estimée entre  $X^-(k)$  et  $\Psi^-(k)$ .

$$\begin{aligned} \tilde{\chi}_l(k) &= \tilde{\chi}^-(k) + \hat{\chi}_l \quad \text{avec } l = 1, 2, \dots, 2n \\ \hat{\chi}_l(k) &= \tilde{X}(k) + \left( \sqrt{n P_{\tilde{\chi}}^-(k)} \right)_l ; \quad \hat{\chi}_l = \left( \sqrt{n P_{\tilde{\chi}}^-(k)} \right)_l ; \quad l = 1, 2, \dots, n \\ \hat{\chi}_l(k-1) &= \tilde{X}(k) + \left( \sqrt{n P_{\tilde{\chi}}^-(k)} \right)_l ; \quad \hat{\chi}_l = - \left( \sqrt{n P_{\tilde{\chi}}^-(k)} \right)_l \quad l = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (6.93)$$

La quatrième étape est la mise à jour consiste à trouver  $\tilde{X}(k)$  et  $P_X(k)$  en utilisant les équations normales du filtre de Kalman (6.94). Les quatre étapes ci-dessus constituent l'UKF. Comme indiqué au début de ce chapitre, la supériorité de UKF a été établie sur d'autres filtres non linéaires, tels que le filtre de Kalman étendu [459, 461, 464].

$$\begin{aligned} K(k) &= [P_{\tilde{\Psi}, X}^-(k) P_{\tilde{\Psi}}^-(k)]^{-1} \\ \tilde{X}(k) &= \tilde{X}^-(k) + K(k) [\Psi(k) - \tilde{\Psi}^-(k)] \\ P_X(k) &= P_{\tilde{X}}^-(k) - K(k) [P_{\tilde{\Psi}, X}^-(k)]^t \end{aligned} \quad (6.94)$$

Dans le cadre du réseau MTCC, et vu les relations précédemment définies au sujet de l'optimisation des paramètres en sortie de chaque OWF à savoir le contrôle de la puissance active délivrée par une OWF pour le réseau MTCC qui oscille autour d'un point de fonctionnement, nous avons défini une vitesse de rotation équivalente à chaque OWF permettant d'avoir une fréquence de consigne. Compte tenu des paramètres de  $N_{DFIG} = 140$  turbine, visant à assurer la stabilité de la puissance côté CA en contrôlant la fréquence à travers  $\delta_i$  l'angle de rotation,  $\omega_i$  la vitesse de la machine par rapport à la vitesse nominale, d'inertie de la machine ( $H_i$ ), le coefficient d'amortissement ( $D_i$ ), la puissance d'entrée ( $P_{mi}$ ) d'origine mécanique et la puissance de sortie ( $P_{ei}$ ) d'origine électrique de la machine, afin d'assurer la prise en compte de l'angle et la vitesse de rotation de référence pour contrôler un OWF, la définition d'un COI (*référentiel de centre d'inertie*) dans lequel l'angle  $\delta_0$  et la vitesse  $\omega_0$  seront calculé est prise en compte comme alternative comme indiquée dans (6.61) et (6.62) en tenant compte du cadre de référence à rotation synchrone décrite par (6.59) et (6.60). Maintenant, dans le cadre de l'estimation des valeurs à contrôler dans le système multi-machine avec trois OWF, il est nécessaire de transformer l'équation (6.58) en une équation pour les  $n$  générateurs pour former un générateur équivalent qui peut être complété par différents types de transformation. Il importe de considérer la variation de puissance mécanique ( $\Delta P_m$ ) et les changements de charge au point de couplage commun des différentes OWF des zones de connexion à travers ( $\Delta P_{L_1}, \Delta P_{L_2}, \Delta P_{L_3}$ ) en

utilisant un signe approprié dans (6.83),  $\Delta P_{L_k}$  est la différence entre la production prévue par la source et la production réelle écoulee dans la ligne (6.95).

$$\Delta f_i(s) = \frac{1}{2H_i s + D_i} \left[ \sum_{k=1}^{N_{DC}} \Delta P_{m_{ki}}(s) - \Delta P_{L_i}(s) \right]; \quad \Delta P_{L_k}(s) = \Delta P_i(s) - \Delta P_{L_1}(s); \quad M_k = 2H_i s; \quad (6.95)$$

$$\sum_{k=1}^n M_k \Delta \dot{\omega}_k + \sum_{k=1}^n D_k \Delta \omega_k = \sum_{k=1}^n \Delta P_{m_{ki}} - \sum_{k=1}^n \Delta P_{L_k}; \quad M_e = \sum M_k; \quad \Delta \omega_e = \sum \frac{M_k \Delta \omega_k}{M_e}; \quad D_e = \sum \frac{D_k \Delta \omega_k}{\Delta \omega_e} \quad (6.96)$$

Supposons qu'il y ait  $n = N_{DC}$  générateurs associés aux terminaux dans le système et que l'équation du  $k^{ième}$  générateur soit (6.96),  $i = N_G$  est le nombre de générateurs dans un OWF,  $M_e$  constante d'inertie équivalente de générateurs,  $D_e$  coefficient d'amortissement équivalent de générateurs,  $\Delta \omega_e$  vitesse de rotation relative équivalente de générateurs (6.97).

$$M_e \Delta \dot{\omega}_k + D_e \Delta \omega_e = \Delta P_{m_e} - \Delta P_{L_e}; \quad \Delta P_{m_e} = \sum_{k=1}^n \Delta P_{m_{ki}}; \quad \Delta P_{L_e} = \sum_{k=1}^n \Delta P_{L_k} \quad (6.97)$$

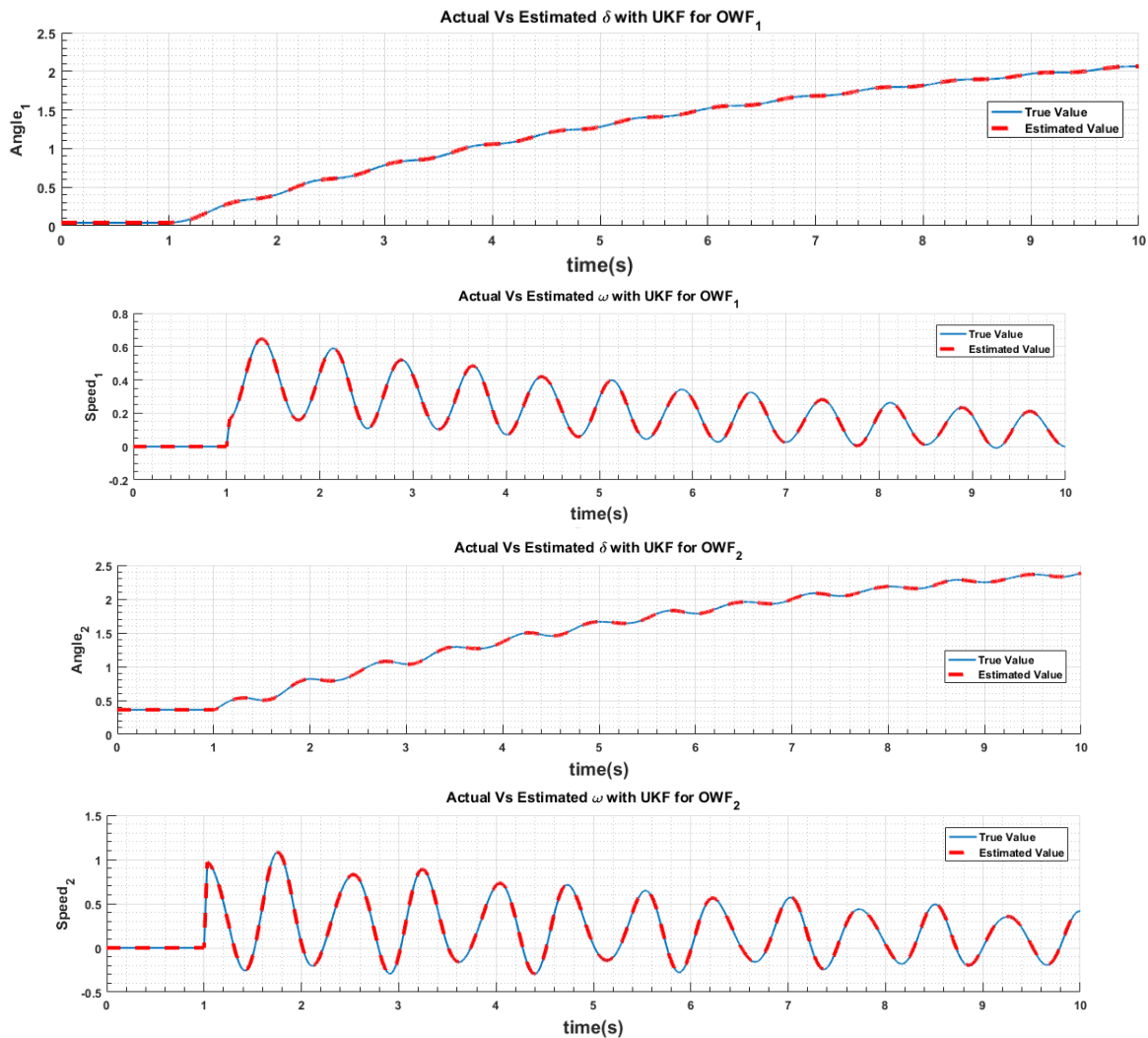
Dans le cadre de la transmission MTCC, les mesures de la vitesse angulaire et de la puissance transmise vers les terminaux CA-CC tiennent compte des erreurs de mesure comme pour la tension présentée (6.81) en considérant  $w = \Delta P_{L_k}$  la perturbation de puissance lors du changement de charge dans la ligne,  $\mu_k$  et  $v_k$  sont les bruits blancs respectivement pour les variables d'états et la vitesse angulaire. À partir de (6.98) nous appliquons l'algorithme du Filtre de Kalman pour corriger les erreurs du système

$$\begin{aligned} x_{k+1} &= \phi_k x_k + \Gamma_k u_k + Y_k w_k + \mu_k \\ \tilde{\omega}_k &= \hat{\omega}_k + \eta_k = H_k x_k + v_k \end{aligned} \quad (6.98)$$

*Estimateur central* : À partir de l'estimateur hiérarchique, il est possible d'acquérir les informations de toutes les centrales électriques et, par conséquent, l'estimateur central peut être utilisé pour estimer l'ensemble des informations du système. Tout d'abord, discrétisez l'équation du générateur équivalent du système [418]. La définition de (6.96) modèle de générateur équivalent permet de définir l'expression (6.99) conduisant à préciser la tâche du contrôle de fréquence dans l'estimateur central qui consiste pour le système d'alimentation à rechercher la loi de contrôle  $u_k$  des variables d'état sous toute perturbation de charge  $\Delta P_{L_k}$  visant à maintenir les changements de fréquence dans une plage relativement petite et effectuer un contrôle de fréquence rapide, stable et précis,  $X = \{y_1 y_2 \dots y_n \omega\}$  représente les variables d'état associées aux modèles de charges tout en tenant compte de la fréquence du contrôle de fréquence. Les bruits blancs au niveau de l'estimateur central sont pour les variables d'entrée  $\rho$  et celle de sortie  $\psi$  pour est la fréquence [418].

$$\begin{aligned} X_{k+1} &= \phi_k X_k + Y_k w_k + \rho \\ \tilde{\omega}_k &= H_k X_k + \psi \end{aligned} \quad (6.99)$$

L'algorithme décentralisé DSE avec PMU a été testé avec EKF et UKF sur le système MTCC (Figure 6.13) pour évaluer son évolutivité. Comme les mesures sont mises à jour toutes les 8,33 ms ( $T_0 = 8,33 \text{ ms}$ ), une seule itération de l'algorithme ne devrait pas nécessiter plus de 8,33 ms, sinon l'algorithme ne fonctionnerait pas en temps réel. On peut déduire que la vitesse de calcul de l'algorithme décentralisé DSE avec PMU est très élevée et qu'elle reste indépendante de la taille du système, tandis que l'algorithme centralisé devient lent et infaisable pour les grands systèmes.[458]. Le temps moyen pour une itération  $T_0$  est la taille du pas ou la période d'échantillonnage de la discrétisation du système étudié. Cette simulation est réalisée grâce à plusieurs boîtes à outils associées à MATLAB Simulink tel que la boîte à outils EKF/UKF[465], MATPOWER 4.1, PSDSE (Power System Dynamic State Estimation)[466]. Le modèle reconfiguré sur MATLAB en s'inspirant des configurations des réseaux à 9 bus IEEE est implémenté sur la base des boîtes à outils ci-dessus cités et joint sous MATLAB-Simulink. *Les tests EKF/UKF sont effectués sur un ordinateur de bureau basé sur un processeur Intel(R) Core (TM) i7-4790S à 3,2 GHz.*



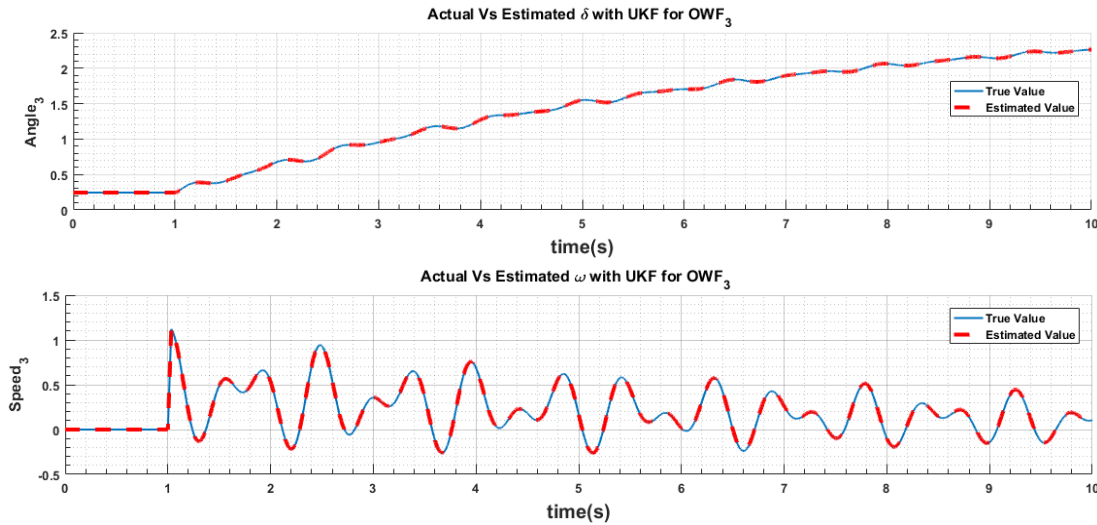


Figure 6.11 : Valeurs estimées par rapport aux valeurs simulées pour  $\delta$ , et  $\omega$  des trois OWF avec UKF

Tableau 6.2 : Données de bus

Bus	Tension		Générateur		Charge	
#	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	1.000	0.000	67.00	27.03	-	-
2	1.000	9.796	163.00	6.54	-	-
3	1.000	5.061	85.00	-10.95	-	-
4	1.000	-2.211	-	-	-	-
5	1.000	-4.063			125.00	50.00
6	1.000	-3.738			90.00	30.00
7	1.000	3.959				
8	1.000	0.822				
9	1.000	2.207			100.00	35.00
<b>Total:</b>			315.00	22.62	315.00	115.00

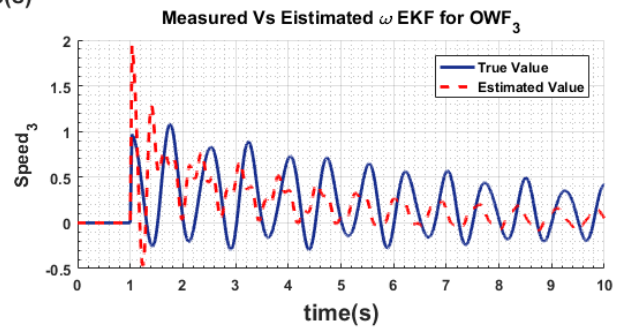
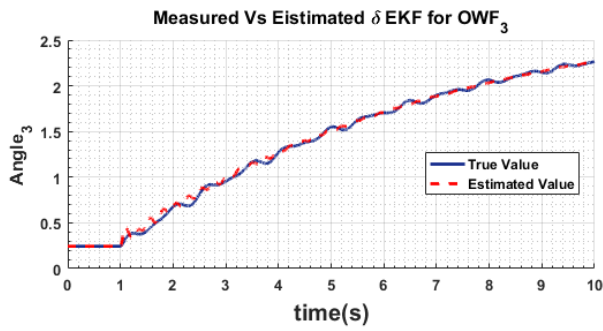
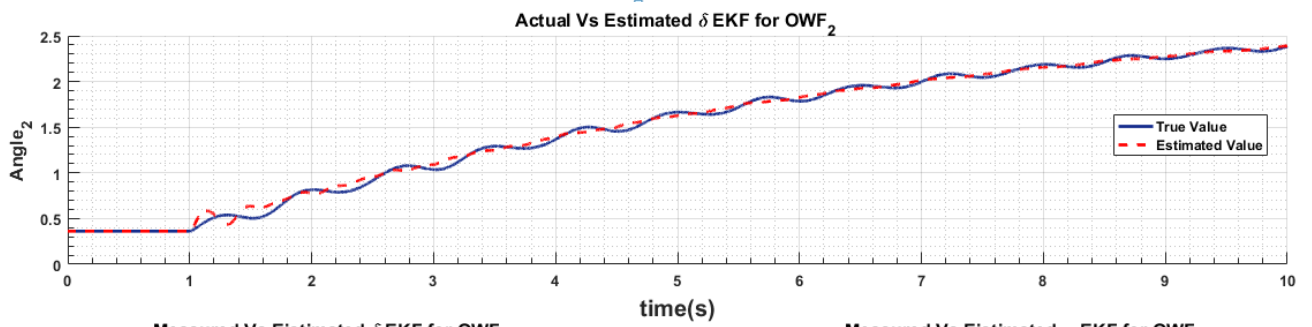
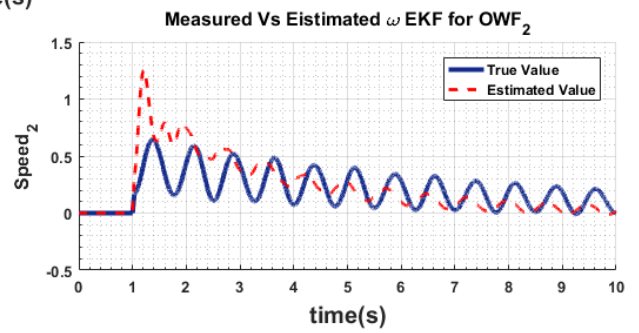
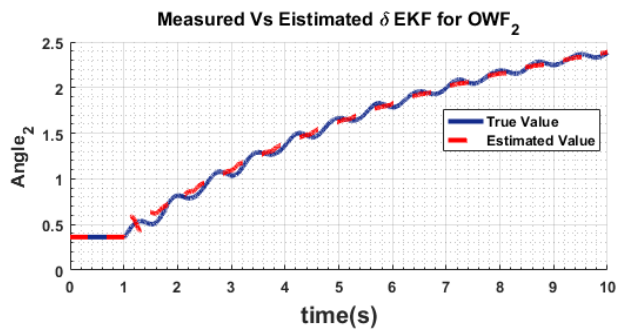
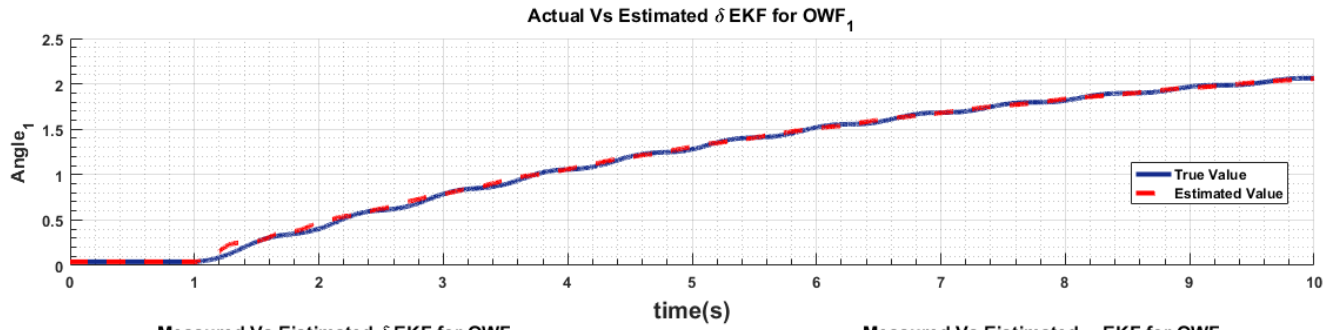
Les trois sous-stations de conversion dans un réseau à 9 bus (Figure 6.12) représente le contrôle de la déviation de fréquence et l'angle de rotation de chaque source d'alimentation lorsque la demande de consommation. Le filtre UKF démontre l'estimation d'état du système équipé pour des valeurs de fréquence et d'angle assurant la stabilité du réseau MTCC (Tableau 6.2). Précision de l'estimation d'état pour le DSE des PMU installés sur les terminaux permet de voir sur la Figure 6.12 que pour chaque état dynamique, gérant les points sigma d'état prédit en vue de l'estimation a priori de l'erreur de covariance par augmentation de  $Q(k-1)$ , le tracé des valeurs estimées coïncide presque avec ceux des valeurs simulées et que l'erreur d'estimation maximale dans un état reste à moins de 2% de l'écart maximal dans l'état (sans tenir compte des erreurs pendant et juste après une perturbation).

Ainsi, il est évident que le schéma UKF décentralisé génère des estimations précises de tous les états dynamiques d'une unité de production. Comme tous les états du générateur ont été estimés avec une grande précision, ils peuvent être utilisés de manière fiable pour d'autres décisions de contrôle et de sécurité. Dans le cadre Précision de l'estimation d'état dans le système Décentralisé DSE avec PMU installés sur les terminaux le suivi des valeurs de référence présentées en Figure 6.12 pour chaque état dynamique, sachant qu'un état prédit l'estimation a priori d'erreur de covariance augmentée trace les valeurs estimées ne coïncidant pas avec la valeur simulée et que l'erreur d'estimation maximale dans un état supérieur à au moins 2% de l'écart maximal dans l'état.

Le principe décentralisé des états dynamiques d'un système électrique présenté pour un MTCC préserve la non-linéarité dans la dynamique du système avec pour idée de base le traitement de certains des signaux mesurés comme des pseudo-entrées. Les avantages du schéma DSE décentralisé avec PMU par rapport aux schémas centralisés reposent sur leur rapidité de faisabilité, de simplicité et de précision. Le schéma est également robuste à des niveaux de bruit modérément élevés et à des erreurs grossières dans les signaux de mesure. Les principaux avantages du schéma présenté peuvent être résumés comme suit : un schéma d'estimation décentralisée des états dynamiques d'un système électrique a été présenté dans ce chapitre. Ce schéma préserve la non-linéarité dans la dynamique du système grâce à l'application de UKF. L'idée de base de la décentralisation dans le schéma est concentrée sur le traitement de certains des signaux mesurés comme des pseudo-intrants. Les avantages du schéma DSE décentralisé avec PMU par rapport aux schémas centralisés ont été présentés en termes de rapidité, de faisabilité, de simplicité et de précision. Les principaux avantages du schéma présenté peuvent être résumés comme suit :

- 1) Les signaux nécessaires à l'estimation (qui sont la tension et le courant du générateur) sont faciles à mesurer à l'aide de PMU;
- 2) Chaque estimateur distribué doit estimer uniquement les états locaux de l'unité de production correspondante. L'estimateur est donc très rapide et sa vitesse reste indépendante de la taille du système, contrairement à un schéma centralisé. C'est le plus grand avantage par rapport à un schéma centralisé, car pour un grand système électrique, le nombre d'états qu'un estimateur central doit estimer est très grand, nécessitant une énorme capacité de calcul pour l'estimation en temps réel;
- 3) Les signaux distants n'ont pas besoin d'être transmis ; par conséquent, le processus d'estimation n'est pas affecté par les problèmes de réseau tels que les retards de transmission et les pertes. De plus, les taux d'échantillonnage du signal ne sont pas limités par la bande passante du réseau;
- 4) L'estimation de l'état pour une unité de production est complètement indépendante de l'estimation pour les autres unités. Ainsi, les erreurs d'estimation restent isolées et sont plus faciles à repérer que dans un schéma d'estimation centralisé;
- 5) Les PMU ne doivent être installés qu'à chaque unité de production, et la plupart des centrales électriques sont susceptibles d'avoir des PMU installés [455, 458, 467].





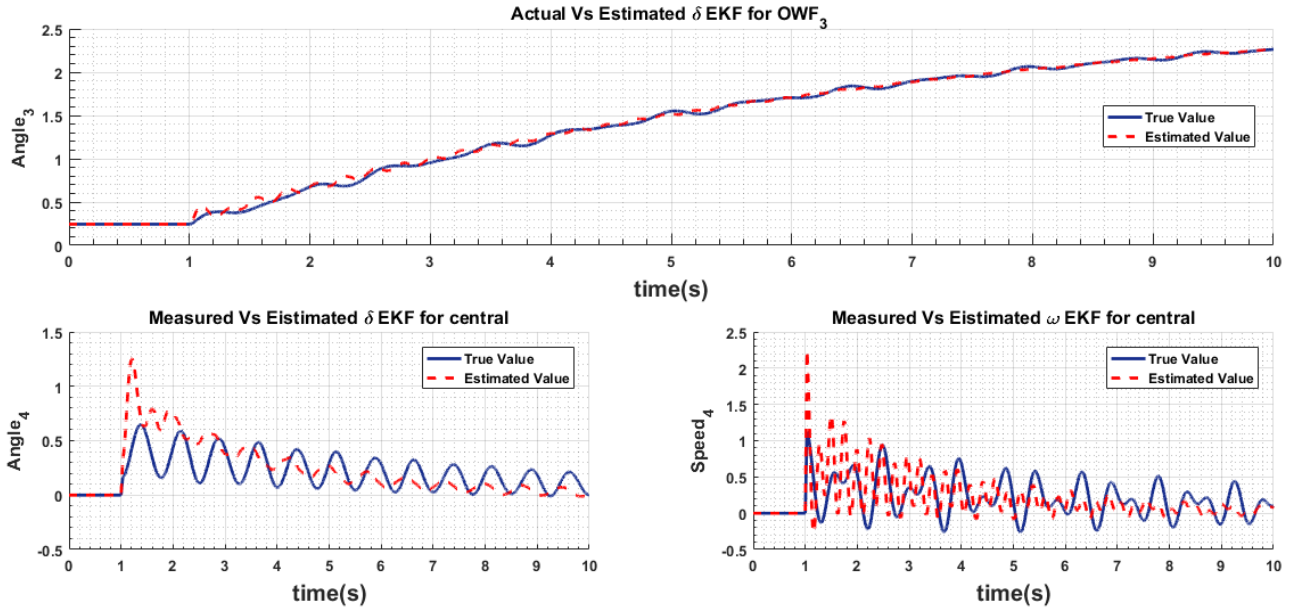


Figure 6.12 : Valeurs estimées par rapport aux valeurs simulées pour  $\delta$ , et  $\omega$  des trois OWF avec EKF

#### 6.4 Placement de PMU pour détection d'erreurs

Contrôler le réseau de transmission a toujours préoccupé les gestionnaires. Avant l'avènement de l'estimation de l'état, l'opérateur du réseau électrique était responsable de nombreuses fonctions du centre de contrôle en temps réel, notamment la programmation de l'alimentation et des échanges, la surveillance des pannes et des alternatives de programmation, la supervision des pannes programmées, la programmation des corrections de fréquence et d'heure, la coordination des paramètres de polarisation et la restauration d'urgence du système. Tout cela a été fait avec des guides d'exploitation élaborés par le service de planification après avoir exécuté un grand nombre d'écoulements de charge. Comme c'est toujours le cas, les événements réels rencontrés par l'exploitant étaient parfois inattendus et n'avaient pas été inclus dans les cas de planification. La solution était de fournir à l'opérateur un programme d'écoulement de charge installé dans le centre de contrôle. L'opérateur pourrait saisir manuellement des données décrivant la situation actuelle et obtenir un écoulement de charge correspondant au monde réel. De manière inattendue, le flux de charge de l'opérateur n'a pas bien fonctionné. Les problèmes étaient causés par des données insuffisantes, des données non uniformes et des erreurs dans les données et dans le modèle[468].

L'importance de suivre et planifier l'écoulement de puissance du réseau par l'opérateur à démontrer la nécessité d'un nombre important d'opérations tant sur le terrain que dans le centre de dispatching à travers lesquels la qualité de la demande devrait satisfaire. Nous avons ainsi énuméré les outils de contrôle du réseau MTCC raccordé au réseau de transmission en onshore. Ceux-ci permettent d'alléger l'analyse de l'écoulement de charge grâce au prélèvement d'un grand nombre de mesures à partir du placement des PMU dans le réseau permettant d'effectuer l'estimation d'état du système. Ainsi les algorithmes d'estimation d'état précédemment décrits ci-dessus sont utilisés pour mesurer et estimer les valeurs des angles et les amplitudes de la tension du bus afin de réaliser une correction

et prédiction des flux de ligne, à la fois de la puissance active et réactive. Les OWF regroupés en une source CA (Figure 6.13) forment dans le MTCC un réseau maillé multi-machine donc l'analyse du contrôle a été présentée ci-dessus.

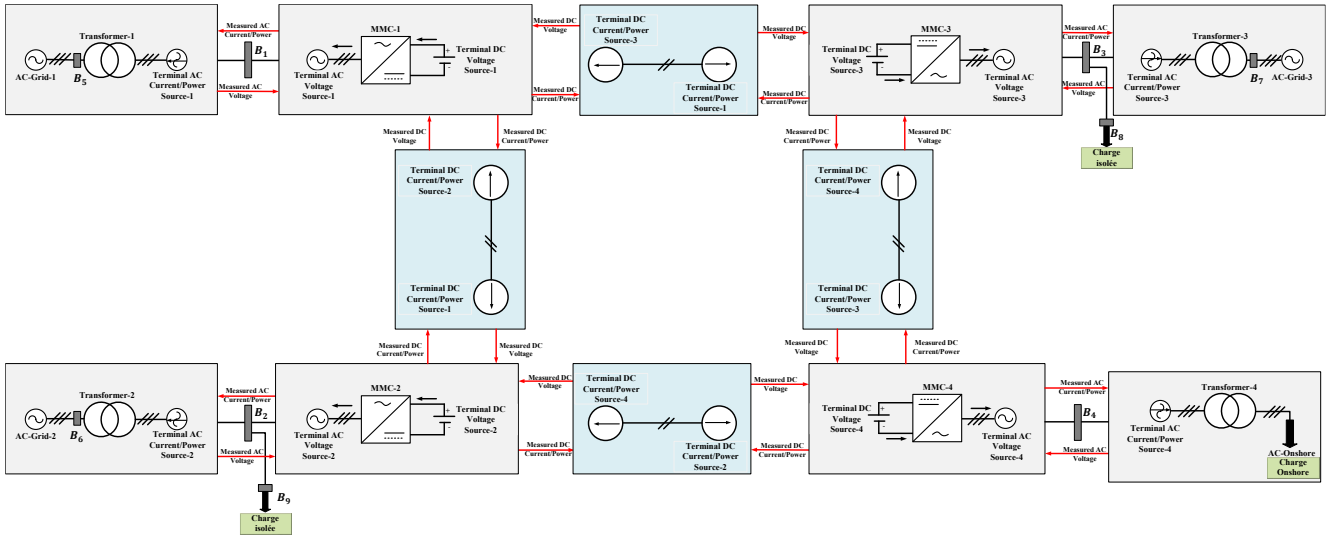
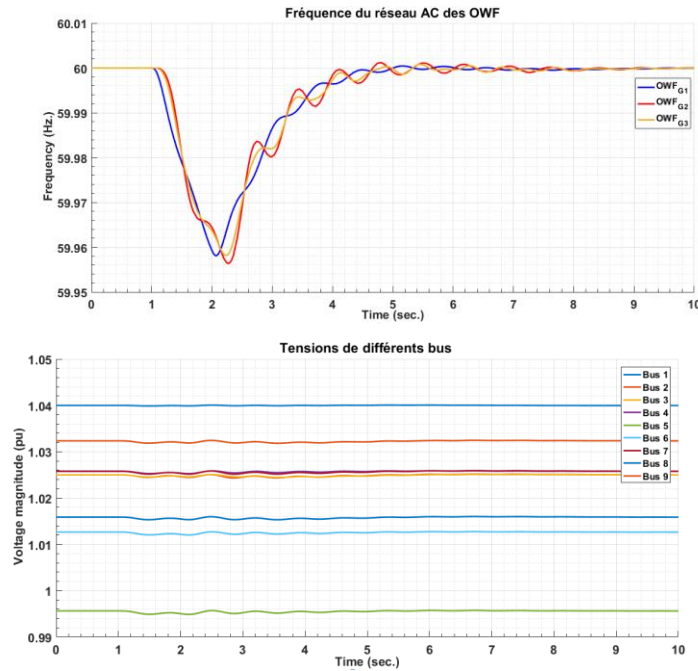


Figure 6.13 : Système d'alimentation à neuf bus avec réseau MTCC

La description des paramètres d'entrée et sortie des génératrices est associée à des équations différentielles algébriques (DAE) permettant d'effectuer une analyse dynamique du système de transmission. Sur la base de l'outil MATPOWER et PSDAT (Power System Dynamic Analysis Toolbox) et intégré sous MATLAB, nous avons l'analyse de l'écoulement de charge vers les différents bus du réseau à partir des sources d'alimentations respectives pour les différentes charges qui y sont raccordées en *p. u.* (Figure 6.14).



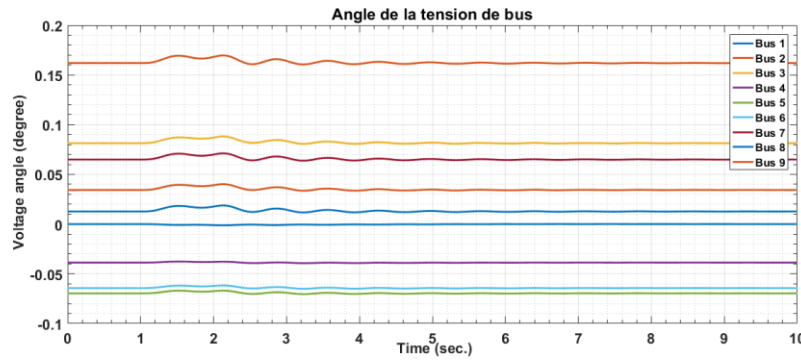


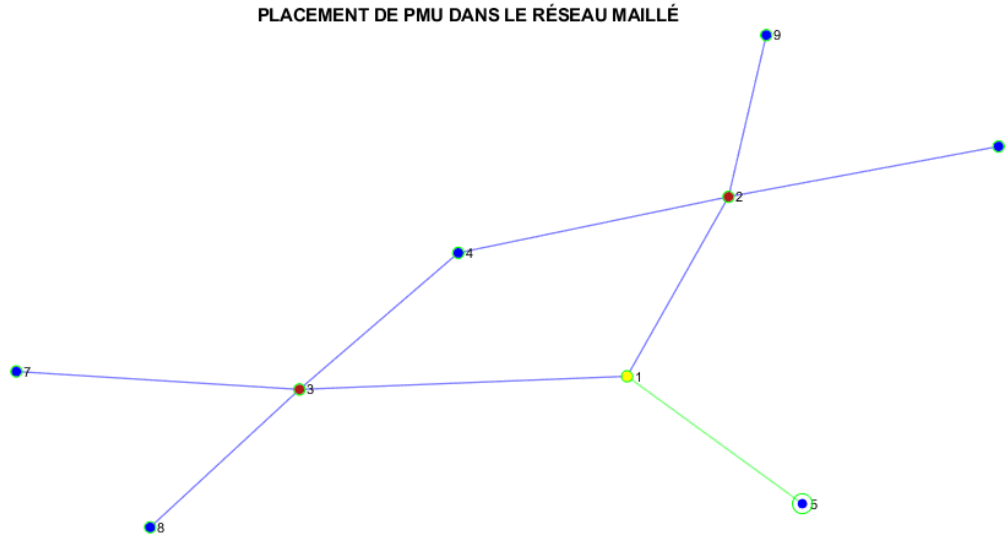
Figure 6.14 : Éléments de mesure sur les bus : fréquence, tension et angle

L'estimation décentralisée d'états dynamiques du système électrique résolu à partir des données mesurées par les PMU installés sur les bus raccordés aux OWF permet d'obtenir une estimation dynamique à un instant dans le temps. Les données obtenues pourraient être décalées en raison des délais de communication, mais il s'agirait d'une estimation d'état du système au moment où les mesures ont été effectuées. Cet aspect présentant des données mesurées pose plusieurs problèmes qui doivent être résolus tel que le besoin de redondance pour éliminer les mauvaises données, et l'autre est le nombre de PMU nécessaires. Des algorithmes pour trouver des emplacements de PMU afin de minimiser le nombre de PMU pour une profondeur donnée ont été développés. Le cas de l'observabilité complète a été abordé de plusieurs manières avec un consensus selon lequel des PMU sont nécessaires dans environ un tiers des bus pour obtenir une observabilité complète[468].

Tableau 6.3 : Écoulement de puissance dans les branches

Branch #	Du bus	Au bus	Du bus d'injection		Au bus injecté		Pertes		
			P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)	
1	5	1	71.64	27.05	-71.64	-23.92	0.00	3.12	
2	1	3	30.70	1.03	-30.54	-16.54	0.166	0.90	
3	3	7	-59.46	-13.46	60.82	-18.07	1.354	5.90	
4	8	3	85.00	-10.86	-85.00	14.96	0.000	4.10	
5	4	3	-24.10	-24.30	24.18	3.12	0.088	0.75	
6	4	2	76.38	-0.80	-75.90	-10.70	0.475	4.03	
7	2	6	163.00	6.65	-163.0	9.18	0.000	15.83	
8	2	9	-84.32	-11.31	86.62	-8.38	2.300	11.57	
9	1	2	40.94	22.89	-40.68	-38.69	0.258	2.19	
Total							4.641	48.38	

L'usage de PMU entraîne la définition d'un système de programmation linéaire de mesure sous contrainte associée à une fonction objective. Ces contraintes permettent de résoudre à travers un algorithme le besoin de redondance dans le placement de PMU. Deux méthodes sont fréquemment utilisées pour résoudre le placement de PMU : 1) élaboration d'une liste prioritaire de sites de placement basée essentiellement sur l'observabilité ; 2) Placement des PMU pour représenter correctement la dynamique critique du système.



*Figure 6.15 : Emplacements PMU et nombre total*

La première méthode concerne l'estimation d'état et ne prend donc pas en compte la stabilité transitoire et dynamique du système. La seconde approche ne considère pas l'observabilité complète comme l'une de ses priorités. Le résultat net est que pour le même système, différents ensembles de placement PMU « optimaux » sont créés en fonction de la méthodologie suivie. Puisqu'il n'est pas possible pour un service public de mettre en œuvre tous les schémas proposés, la stabilité transitoire/dynamique ou l'observabilité, où les deux sont compromises. Une façon de concilier ces deux approches est de placer dans un premier temps des PMU sur les bus importants du réseau identifiés sur la base d'études/topologies système, puis de calculer le nombre optimal de PMU requis pour une observabilité complète du système. Appelée technique d'optimisation d'entier binaire basée sur le bus critique (CBBBIO) pour le placement de PMU[469], les bus critiques comprennent : 1) *Bus haute tension*, 2) *Bus à haute connectivité*, 3) *Bus pertinents pour la perspective de stabilité transitoire/dynamique*, 4) *Bus de contrôle à petits signaux*, etc.

Les méthodes pour un placement optimal des unités de mesure de phases (PMU) basées sur la prise en compte des critiques des bus et appliquées pour l'estimation d'état du réseau à neuf bus nous décrivent les sites de placement de PMU (Figure 6.15). Le système comptera deux PMU au lieu de trois comme souhaité ci-haut à savoir sur le bus 2 et bus 3. L'algorithme de programmation linéaire utilise les méthodes de points intérieurs (IPM) primaux ou duaux (prime-dual) en raison de leurs excellentes performances de calcul. La plupart des IPM primaux-duaux sont basés sur la méthode du prédicteur-correcteur (MPC) de Mehrotra. L'algorithme trouve un point initial pour le problème auxiliaire à l'aide d'une méthode heuristique qui ajoute du Slack (mou) et des variables artificielles. Ensuite, l'algorithme résout le problème auxiliaire en utilisant le point initial (faisable) avec l'algorithme du simplexe comme représenté en *Annexe-D*.

## ***Conclusion***

Les sources d'énergie renouvelables sont généralement situées de manière distribuée comme c'est le cas des WPP en offshore, par opposition aux grandes centrales électriques centralisées classiques. Cela nous conduit actuellement à un système énergétique plus vaste et plus complexe avec des approches de plus en plus complexes analysés de façon hiérarchisée. Ces systèmes considérés à grande échelle constituent ainsi un grand système non linéaire hautement structuré composé d'un certain nombre de générateurs distribués (DG) ou de sous-systèmes interconnectés. Il est ainsi difficile d'employer un contrôleur centralisé pour contrôler un tel système à grande échelle pour de nombreuses raisons telles qu'une capacité de communication limitée entre les sous-systèmes ainsi qu'une capacité de calcul limitée dans un seul contrôleur. Afin de traiter ce problème, une méthode de contrôle décentralisée a été proposée pour concevoir un contrôleur local pour chaque sous-système. Au fil des années, l'intégration des ressources énergétiques renouvelables distribuées évolue comme un scénario énergétique émergent et prometteur pour le système énergétique. Les gestionnaires de réseaux de transmission doivent exploiter les moyens technologiques actuels pour disposer d'un réseau intelligent à travers une disponibilité en temps réels des paramètres à optimiser afin de pouvoir disposer des données favorables à une estimation de l'état du réseau et introduire les données capables de correspondre aux besoins au niveau de la charge et la production. Le réseau intelligent, en tant que réseau électrique modernisé, utilise les technologies de l'information et de la communication pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et l'économie de la production et de la distribution d'électricité. Le réseau maillé constitue ainsi un micro-réseau qui est raccordé au réseau local terrestre. En tant que bloc de construction principal du réseau intelligent, le micro-réseau (MG) intègre un certain nombre d'unités locales de WT, de systèmes de stockage d'énergie et de charges locales pour former un système électrique à petite échelle. Un contrôle hiérarchique pour le système MG offshore a été proposé. Il divise la structure de contrôle en trois couches, à savoir le contrôle primaire, secondaire et tertiaire. Classiquement, le contrôle secondaire et le contrôle tertiaire sont réalisés de manière centralisée.

Le système considéré comme décentralisé et dynamique devrait être soumis à la méthode d'estimation d'état et les outils adaptés à un système hiérarchisé nous ont permis à partir du centre de contrôle de suivre la topologie du réseau, procéder à son observabilité, la mise à jour des paramètres mesurés puis la correction-prédiction des mauvaises données et des défauts. L'usage de PMU ainsi que l'Optimisation de leur placement nous amènent dans le cadre du MTCC à obtenir le nombre d'appareils PMU. Leur placement étant basée sur le critère d'observabilité topologique, qui spécifie uniquement que les états du système électrique doivent être estimés avec un nombre minimum de PMU, mais néglige des paramètres importants tels que l'admittance des lignes de transmission de seulement en se concentrant sur le graphe de connectivité binaire.

## CONCLUSION GÉNÉRALE

---

Au terme de ce travail où nous avons présenté le processus de collecte et les topologies de collecte de tension en offshore, dans le but de répondre à une configuration satisfaisant aux besoins réels actuels sur le terrain. La collecte en CA dans les OWF permet au point de couplage commun d'alimenter les sous-stations de conversion CA-CC à base de MMC-VSC pour former un réseau maillé afin de réaliser une transmission HTCC pour les besoins de consommation. Dans l'état de l'art, nous avons essayé de ressortir le processus de contrôle d'une sous-station de conversion et les paramètres essentiels à contrôler afin de garantir une tension stable du côté du bus CC. Chaque sous-station forme l'interface d'un système de transmission parallèle-série pour une installation multi-terminal (MT). Cette configuration à entrées côté CA en parallèle et sortie côté CC série est flexible, avec une option pour augmenter le courant nominal à des valeurs très élevées, avec une meilleure acceptation publique pour des connexions au réseau de distribution, une redondance et une disponibilité améliorées lors de pannes de convertisseur grâce aux stratégies de contrôle déployées depuis la collecte jusqu'aux terminaux, une meilleure exploitation du réseau par la gestion du réseau à travers des tensions de transmission et de puissance très élevées. Le choix d'une installation multi-terminal à base de systèmes modulaires permet une implantation à différents endroits avec un fonctionnement très flexible et une adaptation aux besoins changeants de flux d'énergie. Elle constitue la solution idéale pour connecter des réseaux CA avec un contrôle et une prise en charge rapides de la stabilité du réseau côté CA.

Dans la mesure où les configurations topologiques font l'objet d'un développement important dans le but de réduire la taille et le coût de systèmes, dans les réseaux de transmission haute tension hybride (CA/CC), le choix de la technologie et le fonctionnement de la topologie de conversion d'énergie pour une transmission nécessitent la mise en contexte du problème à résoudre à travers la définition de la plage de tension et la connexion des systèmes dans l'architecture du système de transmission. Les configurations MSDC et MMC sont récentes pour les technologies VSC/CSC. Les MMC-VSC ont des phases formant des jambes en parallèle aux bus qui permettent de gérer la haute puissance. Il est nécessaire d'effectuer un bon contrôle du courant pour assurer son partage entre les jambes formées de bras. À la même puissance, une connexion en parallèle des phases offre un courant considérablement plus faible et une tension nominale plus élevée dans les semi-conducteurs du convertisseur. Par conséquent, il s'agit d'une solution efficace pour transférer plus d'énergie lorsque le courant nominal de l'appareil et la tension nominale du câble CC sont limités. La phase des topologies de convertisseur modulaire peut également être connectée en série avec un système triphasé pour constituer une architecture de convertisseurs modulaires empilés (MSDC). Cette structure vise à diviser la tension totale de la liaison CC entre les phases de manière égale, tandis que chaque phase est connectée indépendamment du côté alternatif via les connexions du transformateur. Par conséquent, en supposant le même transfert de puissance, la connexion en série nécessite une tension considérablement plus faible et un courant nominal plus élevé dans les semi-conducteurs du convertisseur. La

connexion en série offre actuellement une solution de convertisseur compacte pour une plage de puissance inférieure ; cependant, avec le coût d'un contrôleur plus complexe lors de la gestion des transitoires en raison du manque de courant circulant entre les phases. Cette distinction de topologie nous a permis de décrire le fonctionnement du MMC-VSC et ses applications dans le réseau haute tension comme convertisseur CA-CC et CC-CC à travers les algorithmes de contrôle de MMC-VSC. Bien que leur complexité augmente avec l'augmentation du nombre de niveaux de tension, les défis actuels de contrôle de MMC-VSC reposent sur les problèmes d'équilibrage de la tension des condensateurs de SM et l'élimination du courant de circulation. Les différentes méthodes de modulation, méthodes d'équilibrage de la tension des condensateurs, méthodes de suppression du courant de circulation et les méthodes de contrôle du courant côté CA pour MMC ont été décrits à cause des stratégies de contrôle qu'ils offrent.

Après une définition du contrôle adapté aux sous-stations de conversion à base de MMC-VSC, la contribution de ce travail repose à la mise en œuvre d'une connexion dans un réseau maillé de trois WPP situées en offshore. Le réseau MT-HTCC formé de quatre terminaux donc trois en offshore et un en onshore dispose d'une stratégie de contrôles des terminaux MMC-VSC basé sur le contrôle de statisme de tension au détriment du contrôle de marge de tension dans un réseau ayant un contrôle distribué/décentralisé. L'optimisation des coefficients de statisme visant à trouver la valeur de tension du bus côté CC devient ainsi une priorité dans la correction des erreurs de tension CC et l'écoulement de puissance dans le réseau MTCC.

Après une analyse du processus de stabilisation de la tension côté CC, l'analyse systémique visant à effectuer une description globale du système à grande échelle utilisant un contrôle décentralisé des sous-stations de conversion dans un réseau MT-HTCC recommande l'analyse de la stabilité côté CA de la fréquence du réseau. Puis de l'intégration du réseau MTCC en Offshore au réseau de transmission Onshore et charges isolées formant un système d'ilotage. L'application du réseau étudié dans un environnement physique et modélisé à travers des modèles mathématiques utilise à cet effet des boîtes à outils ajoutés aux logiciels afin d'analyser son comportement lors des contingences. Dans l'impossibilité de prendre en compte tous les événements observés lors des simulations, la plateforme MATLAB-Simulink nous a permis de constituer les WPP offshore connectés dans un réseau maillé ayant pour interface les sous-stations de conversion ce qui nous ont permis d'évaluer la tension délivrée par les centrales à partir d'une base de données de vitesses de vent étalée sur une période précise, sur PSCAD/EMTDC la prise en compte par le simulateur des réponses instantanées dans le domaine temporel (également connues sous le nom de transitoires électromagnétiques) incluant le courant continu (CC) nous a permis d'avoir les données mesurées sur chaque sous-station de conversion du système électrique. Dans le souci de tenir compte des exigences de la charge qui pourra varier et des reconfigurations du réseau par rapport à celle-ci sans pour autant constater l'instabilité du réseau, un contrôle primaire par découplage de fréquence du réseau MTCC est proposé et dans le besoin de maintenir la stabilité du réseau MTCC, une stabilité marginale exploitant les équations d'écoulement de puissance est adoptée afin de palier à la vulnérabilité du système de transmission qui est caractérisée par quatre symptômes différents à savoir l'instabilité angulaire, l'instabilité de la tension, l'instabilité de la fréquence et les surcharges.



Celle-ci intègre plusieurs opérations d'analyse qui sont l'estimation d'état du réseau, sa sécurité à court terme et l'analyse du marché d'électricité.

L'optimisation du réseau MTCC devient ainsi une contrainte fondamentale de stabilité de celui-ci à travers l'usage de la programmation non linéaire du système qui est dynamique au regard des DAE qui le caractérisent. Celle-ci vise à résoudre les problèmes d'optimisation impliquant un objectif non linéaire et des contraintes associées au système MTCC. À cet effet, le réseau MTCC apparaît devant le gestionnaire du réseau de transmission comme une unité d'engagement qui peut être sollicitée par celui-ci selon les besoins de la demande dans le réseau global. L'engagement horaire de cette unité de production décrite par un MTCC engendre une prise en compte de la répartition économique des puissances d'où l'analyse de l'écoulement de puissance optimale incluant les sous-stations de conversion MMC-VSC dans une formulation de relaxation conique du second ordre (SOCP). Ce qui nous a permis d'évaluer le coût d'exploitation du système de production et l'évolution de la demande en fonction de la production sur une période de 24h réalisée sur le logiciel GAMS formant ainsi un dispatching (répartition) économique dynamique du système de transmission.

L'estimation d'état du système constitue ici la phase de mise en œuvre du réseau dans les conditions dynamiques à travers l'analyse de la qualité de son alimentation et l'apparition des phénomènes transitoires et électromagnétiques susceptibles de nuire la prise en compte des paramètres liés au point de fonctionnement dans les équations différentielles algébriques du réseau. La connectivité du réseau, l'acquisition des données ainsi que leur traitement puis la correction est assurée par des algorithmes de différents types intégrés dans les appareils installés sur les bus du réseau. La qualité des mesures des valeurs, leur estimation ainsi que le processus de mise à jour du réseau enfin la prédiction des bruits à chaque moment constituent une obligation de garantie de stabilité du réseau. Ainsi le mode d'estimation d'état décentralisé des valeurs du réseau MTCC a conduit à adopter la méthode de contrôle hiérarchisée par estimation d'état dynamique pour assurer l'utilisation des PMU dans le réseau. La Simulation sous MATLAB -Simulink avec boîtes à outils associés au simulateur MATPOWER nous a permis de modéliser notre réseau MTCC optimise l'emplacement des PMU dans le réseau MTCC. Une comparaison des méthodes de correction-prédiction des valeurs sur le réseau devant être analysé par le gestionnaire du système a confirmé l'importance des filtres UKF dans l'estimation d'état du système. Ainsi les valeurs estimées dans le réseau suivent les valeurs réelles, ce qui démontre l'importance et la performance du processus de contrôle et de suivi mis en œuvre dans la transmission en haute tension du réseau MTCC.

De nombreux travaux pourraient suivre celui-ci principalement ceux prenant en compte les contraintes du réseau côté CC en particulier au niveau des disjoncteurs CC dans le processus d'estimation des deux parties du réseau et améliorer la qualité de l'optimisation de l'écoulement de puissance dans l'ensemble du réseau.

## RÉFÉRENCES

- 
- [1] Athanasia Arapogianni and Anne-Bénédicte Genachte, Javier Pascual Vergara "Deep Water The next step for offshore wind energy," *A report by the European Wind Energy Association* -, 2013.
- [2] L. Ziegler, S. Voormeeren, S. Schafhirt, and M. Muskulus, "Design clustering of offshore wind turbines using probabilistic fatigue load estimation," *Renewable Energy*, vol. 91, pp. 425-433, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.01.033.
- [3] S. Sepasian, *Electric Power System Planning Issues, Algorithms and Solutions*. Springer Heidelberg Dordrecht London New York, 2011.
- [4] M. Tomren, "Modular Stacked DC Power System for Offshore Electrification," *Master of Energy and Environmental Engineering*, 2013.
- [5] Juan-Pablo Carvallo, Duncan Callaway, Daniel M. Kammen, "Distributed Resources Shift Paradigms on Power System Design, Planning, and Operation: An Application of the GAP Model," 2019.
- [6] J. Carvallo, N. Zhang, S. Murphy, B. Leibowicz, and P. Larsen, "The economic value of a centralized approach to distributed resource investment and operation," *Applied Energy*, vol. 269, p. 115071, 2020/07/01/ 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115071>.
- [7] G. Johnson, *Wind Energy Systems, Electronic Edition* ed. Manhattan, KS, 2006.
- [8] ABB, "Wind power plants," *Technical Application Papers No.13*, 2011.
- [9] Zhu, *Power Converters for Medium Voltage Networks-S (Green Energy and Technology)*. Springer Heidelberg New York Dordrecht London, 2014.
- [10] C. Bansal, *Handbook-of-Renewable-Energy-Technology*. 2011.
- [11] Bin. Wu. Venkata Yaramasu, *Model Predictive Control of Wind Energy Conversion Systems (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.)*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2017.
- [12] A. Arapogianni and A. Genachte, "Deep water The next step for offshore wind energy," July 2013. [Online]. Available: [www.ewea.org/report/deep-water](http://www.ewea.org/report/deep-water)
- [13] A.S.A, *Technical Application Papers No.13 Wind power plants*. 2011.
- [14] V. Yaramasu, Bin. Wu, P. C. Sen, S. Kouro, and M. Narimani, "High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies," *Proceedings of the IEEE*, vol. 103, no. 5, pp. 740-788, 2015, doi: 10.1109/JPROC.2014.2378692.
- [15] J. Baroudi, V. Dinavahi, and A. M. Knight, "A review of power converter topologies for wind generators," *Renewable Energy*, vol. 32, no. 14, pp. 2369-2385, 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.12.002.
- [16] E. Camm et al., "Characteristics of wind turbine generators for wind power plants," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 26-30 July 2009*, pp. 1-5, doi: 10.1109/PES.2009.5275330.
- [17] Q. Wei, B. Wu, D. Xu, and N. R. Zargari, "A Medium-Frequency Transformer-Based Wind Energy Conversion System Used for Current-Source Converter-Based Offshore Wind Farm," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 1, pp. 248-259, 2017, doi: 10.1109/tpel.2016.2524635.
- [18] S. Kouro et al., "Recent Advances and Industrial Applications of Multilevel Converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 8, pp. 2553-2580, 2010, doi: 10.1109/TIE.2010.2049719.
- [19] V. Yaramasu, A. Dekka, M. Durán, S. Kouro, and Bin. Wu, "PMSG-based wind energy conversion systems: survey on power converters and controls," *IET Electric Power Applications*, vol. 11, no. 6, pp. 956-968, 2017, doi: 10.1049/iet-epa.2016.0799.
- [20] Bin. Wu, *High-Power Converters and AC Drives*. 2006.
- [21] J. Gonzalo Abad, Miguel Rodríguez, Luis Marroyo, Grzegorz Iwanski *Doubly Fed Induction Machine\_ Modeling and Control for Wind Energy Generation Applications (IEEE)*. Wiley-IEEE Press, 2011.
- [22] L. Yo-Han, S. Bum-Seok, and H. Dong-Seok, "A novel PWM scheme for a three-level voltage source inverter with GTO thyristors," in *Proceedings of 1994 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, 2-6 Oct. 1994*, vol. 2, pp. 1151-1157 vol.2, doi: 10.1109/IAS.1994.377573.
- [23] R. Rojas, T. Ohnishi, and T. Suzuki, "An improved voltage vector control method for neutral-point-clamped inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 10, no. 6, pp. 666-672, 1995, doi: 10.1109/63.471286.

- [24] F. Li and L. Li, "Improved SVPWM strategy based on neutral-point charge balance for three-level neutral-point-clamped converter," in *2018 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, 31 May-2 June 2018 2018, pp. 2450-2455, doi: 10.1109/ICIEA.2018.8398121.
- [25] V. Yaramasu and B. Wu, "Predictive Control of a Three-Level Boost Converter and an NPC Inverter for High-Power PMSG-Based Medium Voltage Wind Energy Conversion Systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 10, pp. 5308-5322, 2014, doi: 10.1109/tpel.2013.2292068.
- [26] M. Remus Teodorescu, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems (IEEE)*. John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
- [27] L. Pao and K. Johnson, "Control of Wind Turbines," *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 31, no. 2, pp. 44-62, 2011, doi: 10.1109/MCS.2010.939962.
- [28] V. Yaramasu, Bin. Wu, *Model Predictive Control of Wind Energy Conversion Systems* John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey: IEEE, 2017.
- [29] C. Sihler, "Methods and systems for direct current power transmission," *Europe Patent EP 2 528 180 A2*, 2012.
- [30] N. Rajib Datta, Christof Martin Sihler, Richard S. Zhang, "Collection and Transmission System," NY (US), 2009.
- [31] Bin. Wu, "Direct-current series-parallel offshore wind power plant based on multi-winding permanent magnet generator and control method thereof," *Chine*, 2019.
- [32] P. Joskow, "Lessons Learned From Electricity Market Liberalization," *Energy Journal*, 2008.
- [33] D. Strbac, Ltd, Ed. *Fundamentals of Power System Economics Power System Economics 2nd Edition* ed. 2019.
- [34] Dirk Van Hertem, *HVDC Grids For Offshore and supergrid of the Future*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2016.
- [35] O. Anaya-Lara ; Uhlen, K.; Adaramola, M., "Control Challenges and Possibilities for Offshore Wind Farms," 2013.
- [36] Adam, *Offshore Wind. Energy Generation Control, Protection and Integration to Electrical Systems*. John Wiley & Sons, Ltd, 2014.
- [37] G. Quinonez-Varela, G. W. Ault, O. Anaya-Lara, and J. R. McDonald, "Electrical collector system options for large offshore wind farms," *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 2, pp. 107-114, 2007, doi: 10.1049/iet-rpg:20060017.
- [38] P. Bauer, C.R.Meyl, J.T.G.Pieriko, "Evaluation of Electrical Systems for offshore Windfarms," *IEEE Access*, 2000.
- [39] S. Lundberg, "Performance comparison of wind park configurations," *Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology Goteborg, Sweden*, 2003.
- [40] P. Bauer, D. Haan, C. R. Meyl, and G. Pierik, "Evaluation of electrical systems for offshore windfarms," in *Conference Record of the 2000 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Fifth IAS Annual Meeting and World Conference on Industrial Applications of Electrical Energy (Cat. No.00CH37129)*, 8-12 Oct. 2000 2000, vol. 3, pp. 1416-1423 vol.3, doi: 10.1109/IAS.2000.882070.
- [41] M. de Prada Gil, O. Gomis-Bellmunt, and A. Sumper, "Technical and economic assessment of offshore wind power plants based on variable frequency operation of clusters with a single power converter," *Applied Energy*, vol. 125, pp. 218-229, 2014/07/15/ 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.03.031>.
- [42] G. Stamatou, "Techno-Economical Analysis of DC Collection Grid for Offshore Wind Parks," *Master of Science The University of Nottingham*, 2010.
- [43] M. Prada, L. Igualada, C. Corchero, O. Gomis-Bellmunt, and A. Sumper, "Hybrid AC-DC Offshore Wind Power Plant Topology: Optimal Design," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4, pp. 1868-1876, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2354457.
- [44] P. Sandeberg, "DC Connection of Offshore Wind Power Plants without Platform," *Wind Integration Workshop, Berlin, Germany*, 2014.
- [45] M. Santos, D. Ben Haim, J. L. Mendia, P. Ricci, Villate, J. Khan, D. Leon, S. Arabi, A. Moshref, et al., "Integrating wave and tidal current power Case Studies Through Modelling and Simulation.pdf," *Tecnalía, Powertech Labs and HMRC*, 2011.
- [46] DTOcean, "State-of-the-art assessment and specification of data requirements for electrical system architectures," 2014.
- [47] M. Zhao, Z. Chen, and F. Blaabjerg, "Optimisation of electrical system for offshore wind farms via genetic algorithm," *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 2, pp. 205-216, 2009, doi: 10.1049/iet-rpg:20070112.

- [48] N. Holtmark, H. J. Bahirat, M. Molinas, B. A. Mork, and H. K. Hoidalén, "An All-DC Offshore Wind Farm With Series-Connected Turbines: An Alternative to the Classical Parallel AC Model?," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 6, pp. 2420-2428, 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2232255.
- [49] S. Lundberg, "Evaluation of wind farm layouts," *Wind Farm conference Energy*, 1996.
- [50] W. Chen, A. Huang, S. Lukic, J. Svensson, J. Li, and Z. Wang, "A comparison of medium voltage high power DC/DC converters with high step-up conversion ratio for offshore wind energy systems," in *2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 17-22 Sept. 2011 2011, pp. 584-589, doi: 10.1109/ECCE.2011.6063822.
- [51] Shoji Horiuchi; Yoshimichi Nakamura; Nozomi Tan, "DC-DC converter," 2008.
- [52] Lena Max; Stefan Lundberg, "System Efficiency of a DC/DC Converter-based Wind Farm," *Wiley Interscience*, 2007, doi: 10.1002/we.259.
- [53] N. Lu, "Réseaux de transmission d'alimentation en courant continu fonctionnant à des tensions différentes," 2014.
- [54] P. Lakshmanan, J. Liang, and N. Jenkins, "Assessment of collection systems for HVDC connected offshore wind farms," *Electric Power Systems Research*, vol. 129, pp. 75-82, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.07.015.
- [55] M. Dicorato, G. Forte, M. Pisani, and M. Trovato, "Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 2043-2051, 2011, doi: 10.1016/j.renene.2011.01.003.
- [56] K. SRIVASTAVA, "DC connection scheme for windfarm with Internal MVDC Collection Grid ", 2012.
- [57] L. Shu et al., "A Resonant ZVZCS DC-DC Converter With Two Uneven Transformers for an MVDC Collection System of Offshore Wind Farms," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 10, pp. 7886-7895, 2017, doi: 10.1109/TIE.2017.2694389.
- [58] X. W. Xuesong Jiang, Haiping Xu, "Study on Isolated Boost Full Bridge Converter in FCEV," *IEEE*, 2005.
- [59] T. Jimichi, M. Kaymak, and R. W. D. Doncker, "Design and loss analysis of a medium-voltage DC-DC converter intended for offshore wind farms," in *2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 20-23 Nov. 2016 2016, pp. 137-142, doi: 10.1109/ICRERA.2016.7884517.
- [60] M. Bezerra, W. Oliveira, P. P. Praça, D. S. Oliveira, L. H. S. C. Barreto, and B. R. d. Almeida, "Isolated AC-DC Interleaved Converter for MVDC Collection Grid in HVDC Offshore Wind Farm," in *2019 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 17-21 March 2019 2019, pp. 1926-1933, doi: 10.1109/APEC.2019.8722018.
- [61] W. Tang, X. Yuan, M. Shi, Z. Li, and F. Chen, "Design of a Novel Medium-Frequency Coaxial Transformer for Modular Isolated DC/DC Converter," in *2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC)*, 4-7 Nov. 2018 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/PEAC.2018.8590589.
- [62] R. Doncker, D. Divan, and M. H. Kheraluwala, "A three-phase soft-switched high power density DC/DC converter for high power applications," in *Conference Record of the 1988 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 2-7 Oct. 1988 1988, pp. 796-805 vol.1, doi: 10.1109/IAS.1988.25153.
- [63] F. Ye, *Advanced DC-DC converters*. CRC Press LLC, 2004.
- [64] R. Severns, "Topologies for three element resonant converters," in *Fifth Annual Proceedings on Applied Power Electronics Conference and Exposition*, 11-16 March 1990 1990, pp. 712-722, doi: 10.1109/APEC.1990.66374.
- [65] D. Czarkowski, *Resonant Power Converters, Second Edition ed.* John Wiley & Sons, Inc, 2011.
- [66] K. Yahya, "Resonant Power Converters," *IntechOpen*.
- [67] M. T. Outeiro, G. Buja, and A. Carvalho, "Resonant converters for electric equipment power supply," in *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 29 Oct.-1 Nov. 2014 2014, pp. 5065-5071, doi: 10.1109/IECON.2014.7049270.
- [68] R. Limpaecher, "Soft-switching high voltage power converter," 2014.
- [69] R. L. Steigerwald, R. Doncker, and H. Kheraluwala, "A comparison of high-power DC-DC soft-switched converter topologies," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 32, no. 5, pp. 1139-1145, 1996, doi: 10.1109/28.536876.
- [70] L. Zhu, "A Novel Soft-Commutating Isolated Boost Full-Bridge ZVS-PWM DC-DC Converter for Bidirectional High Power Applications," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 21, no. 2, pp. 422-429, 2006, doi: 10.1109/TPEL.2005.869730.
- [71] Y. Gu, "LLC Series Resonant DC-TO-DC Converter ", 2002.
- [72] C. Goodman, *Soft Commutation*. Springer Netherlands 1992.

- [73] J. Vince and H. S. Manjula, "A three phase high frequency link PWM converter using soft switching techniques," in *2017 Third International Conference on Science Technology Engineering & Management (ICONSTEM)*, 23-24 March 2017 2017, pp. 611-615, doi: 10.1109/ICONSTEM.2017.8261395.
- [74] P. Nayak, S. K. Pramanick, and K. Rajashekara, "A Soft-Switched PWM Technique for a Single Stage Isolated DC-AC Converter with Synchronous Rectification," in *2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 23-27 Sept. 2018 2018, pp. 6733-6738, doi: 10.1109/ECCE.2018.8557670.
- [75] W. Chen, P. Rong, and Z. Lu, "Snubberless Bidirectional DC-DC Converter With New CLLC Resonant Tank Featuring Minimized Switching Loss," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 9, pp. 3075-3086, 2010, doi: 10.1109/TIE.2009.2037099.
- [76] L. Zhe, Z. Xi, Q. Wei, and B. Hua, "A novel zero-current-transition PWM DC-DC converter with coupled inductor," in *2016 IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 27-30 June 2016 2016, pp. 1-4, doi: 10.1109/PEDG.2016.7527008.
- [77] A. Pal and K. Basu, "A Zero-Current-Switched PWM Full Bridge DC-DC Converter," in *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 29 Sept.-3 Oct. 2019 2019, pp. 6424-6429, doi: 10.1109/ECCE.2019.8913239.
- [78] G. Hua and F. Lee, "Soft-switching techniques in PWM converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 42, no. 6, pp. 595-603, 1995, doi: 10.1109/41.475500.
- [79] H. Bai and C. Mi, "Eliminate Reactive Power and Increase System Efficiency of Isolated Bidirectional Dual-Active-Bridge DC-DC Converters Using Novel Dual-Phase-Shift Control," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, no. 6, pp. 2905-2914, 2008, doi: 10.1109/TPEL.2008.2005103.
- [80] S. Cui, N. Soltan, and R. W. D. Doncker, "A High Step-Up Ratio Soft-Switching DC-DC Converter for Interconnection of MVDC and HVDC Grids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 4, pp. 2986-3001, 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2702207.
- [81] R. Teodorescu, and P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Chichester, UK: Wiley-IEEE Press, 2011.
- [82] V. Ranganathan, P. Ziogas, and V. Stefanovic, "A Regulated DC-DC Voltage Source Converter Using a High Frequency Link," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-18, no. 3, pp. 279-287, 1982, doi: 10.1109/TIA.1982.4504075.
- [83] K. Georgios Stamatou, Pericle Zanchetta, "Economics of DC wind collection grid as affected by cost of key components," *Wind Energy Application*, 2011.
- [84] M. Daniel, H. Krishnamoorthy, and P. Enjeti, "A new wind turbine interface to MVDC grid with high frequency isolation and input current shaping," in *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 29 Oct.-1 Nov. 2014 2014, pp. 1924-1930, doi: 10.1109/IECON.2014.7048765.
- [85] P. Zumel et al., "Modular Dual-Active Bridge Converter Architecture," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 3, pp. 2444-2455, 2016, doi: 10.1109/TIA.2016.2527723.
- [86] D. Segaran, D. G. Holmes, and B. P. McGrath, "Comparative analysis of single and three-phase dual active bridge bidirectional DC-DC converters," in *2008 Australasian Universities Power Engineering Conference*, 14-17 Dec. 2008 2008, pp. 1-6.
- [87] M. Alifanov, "Power Electronic design of a Multi MW dc/dc converter," *Master of Science, Department of Energy and Environment Division of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology Goteborg, Swed*, 2013.
- [88] Y. Chuang, Y. Ke, H. Chuang, and Y. Chen, "Analysis and Implementation of Half-Bridge Series-Parallel Resonant Converter for Battery Chargers," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 47, no. 1, pp. 258-270, 2011, doi: 10.1109/TIA.2010.2091613.
- [89] D. Fu, F. Lee, Y. Qiu, and F. Wang, "A Novel High-Power-Density Three-Level LCC Resonant Converter With Constant-Power-Factor-Control for Charging Applications," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, no. 5, pp. 2411-2420, 2008, doi: 10.1109/TPEL.2008.2002052.
- [90] C. Liu, "Analysis, Design and Control of DC-DC Resonant Converter for On-board Bidirectional Battery Charger in Electric Vehicles," *Doctor of Philosophy, Department of Electronic and Electrical Engineering Faculty of Engineering, University of Sheffield*, 2017.

- [91] Y. Lee and G. Cheng, "Quasi-Resonant Zero-Current-Switching Bidirectional Converter for Battery Equalization Applications," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 21, no. 5, pp. 1213-1224, 2006, doi: 10.1109/TPEL.2006.880349.
- [92] Y. Lee, Y. Lin, S. Hsiao, and Y. Ko, "Multiple Output Zero-Current Switching Bi-directional Converter," in *IECON 2007 - 33rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 5-8 Nov. 2007 2007, pp. 2058-2063, doi: 10.1109/IECON.2007.4460192.
- [93] H. Wang, "Design and Control of Series Resonant Converters for DC Current Power Distribution Applications," *Doctor of Philosophy in Electrical Engineering*, Utah State University, 2018.
- [94] A. Emadi, J. Johnson, and M. Ehsani, "Stability analysis of large DC solid-state power systems for space," *IEEE Aerospace and Electronic Systems Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 25-30, 2000, doi: 10.1109/MAES.2000.825668.
- [95] I. Batarseh, "Resonant converter topologies with three and four energy storage elements," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 9, no. 1, pp. 64-73, 1994, doi: 10.1109/63.285495.
- [96] M. Outeiro and G. Buja, "Comparison of resonant power converters with two, three, and four energy storage elements," in *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 9-12 Nov. 2015 2015, pp. 001406-001411, doi: 10.1109/IECON.2015.7392297.
- [97] Y. Lee, A. J. Zhang, and H. Guisong, "LLC resonant converter for front end DC/DC conversion," in *APEC. Seventeenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (Cat. No.02CH37335)*, 10-14 March 2002 2002, vol. 2, pp. 1108-1112 vol.2, doi: 10.1109/APEC.2002.989382.
- [98] F. Lee, W. Shuo, K. Pengju, W. Chuanyun, and F. Dianbo, "Power architecture design with improved system efficiency, EMI and power density," in *2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 15-19 June 2008 2008, pp. 4131-4137, doi: 10.1109/PESC.2008.4592602.
- [99] X. Xie, J. Zhang, C. Zhao, Z. Zhao, and Z. Qian, "Analysis and Optimization of LLC Resonant Converter With a Novel Over-Current Protection Circuit," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 2, pp. 435-443, 2007, doi: 10.1109/TPEL.2006.889919.
- [100] D. Fu, Y. Liu, F. C. Lee, and M. Xu, "A Novel Driving Scheme for Synchronous Rectifiers in LLC Resonant Converters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1321-1329, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2012500.
- [101] G. Raju and S. Doradla, "An LCL resonant converter with PWM control-analysis, simulation, and implementation," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 10, no. 2, pp. 164-174, 1995, doi: 10.1109/63.372601.
- [102] A. Shi Pu Auburn, "Analysis, Design and Construction of an LLC Resonant Converter " *Degree of Master of Science*, Faculty of Auburn University Alabama, 2016.
- [103] N. Azura, S. Iqbal, and S. Taib, "LLC resonant DC-DC converter for high voltage applications," in *2014 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON)*, 13-14 Oct. 2014 2014, pp. 90-95, doi: 10.1109/CENCON.2014.6967482.
- [104] L. Max and S. Lundberg, "System efficiency of a DC/DC converter-based wind farm," *Wind Energy*, vol. 11, no. 1, pp. 109-120, 2008, doi: 10.1002/we.259.
- [105] V. Yaramasu, B. Wu, S. Alepuz, and S. Kouro, "Predictive Control for Low-Voltage Ride-Through Enhancement of Three-Level-Boost and NPC-Converter-Based PMSG Wind Turbine," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 12, pp. 6832-6843, 2014, doi: 10.1109/tie.2014.2314060.
- [106] N. Raju, "Direct Current Transmission and Distribution System and Method of Operating the Same " USA, 2014.
- [107] W. Chen, A. Huang, C. Li, G. Wang, and W. Gu, "Analysis and Comparison of Medium Voltage High Power DC/DC Converters for Offshore Wind Energy Systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 4, pp. 2014-2023, 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2215054.
- [108] C. Meyer, M. Hoing, A. Peterson, and R. W. D. Doncker, "Control and Design of DC-Grids for Offshore Wind Farms," in *Conference Record of the 2006 IEEE Industry Applications Conference Forty-First IAS Annual Meeting*, 8-12 Oct. 2006 2006, vol. 3, pp. 1148-1154, doi: 10.1109/IAS.2006.256677.
- [109] L. Max, "Design and Control of a DC Collection Grid for a Wind Farm," *PhD Departement of Energy and Environment Chalmers University of Technology*, 2009.
- [110] M. de Prada, L. Igualada, C. Corchero, O. Gomis-Bellmunt, and A. Sumper, "Hybrid AC-DC Offshore Wind Power Plant Topology: Optimal Design," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4, pp. 1868-1876, 2015, doi: 10.1109/tpwrs.2014.2354457.



- [111] J. Pérez-Rúa and N. A. Cutululis, "Electrical Cable Optimization in Offshore Wind Farms—A Review," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 85796-85811, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2925873.
- [112] J. Sandeberg, "DC Connection of Offshore Wind Power Plants without Platform," ABB, 2014.
- [113] M. Stieneker, "Analysis of Medium-Voltage Direct-Current Collector Grids in Offshore Wind Parks," PhD, RWTH Aachen University, 2017.
- [114] F. Deng and Z. Chen, "An offshore wind farm with DC grid connection and its performance under power system transients," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 24-28 July 2011* 2011, pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2011.6039338.
- [115] F. Deng and Z. Chen, "Operation and Control of a DC-Grid Offshore Wind Farm Under DC Transmission System Faults," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 3, pp. 1356-1363, 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2261561.
- [116] C. Zhan, C. Smith, A. Crane, A. Bullock, and D. Grieve, "DC transmission and distribution system for a large offshore wind farm," in *9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010)*, 19-21 Oct. 2010 2010, pp. 1-5, doi: 10.1049/cp.2010.0981.
- [117] S. Sector, "New DC grid access solution," 2015.
- [118] K. Kavimandan, A D Hansen and N A Cutululis, "Hierarchy and complexity in control of large offshore wind power plant clusters," *IOP Conf. Series: Journal of Physics Deep Sea Offshore Wind R&D conference*, 2019.
- [119] S. Alagab, "DC-DC Converter for Power Collection in Wind Farms," Doctor of Philosophy, of Staffordshire University 2019.
- [120] C. Meyer, M. Hoing, A. Peterson, and R. W. De Doncker, "Control and Design of DC Grids for Offshore Wind Farms," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 43, no. 6, pp. 1475-1482, 2007, doi: 10.1109/tia.2007.908182.
- [121] G. Ortiz, J. Biela, D. Bortis, and J. W. Kolar, "1 Megawatt, 20 kHz, isolated, bidirectional 12kV to 1.2kV DC-DC converter for renewable energy applications," in *The 2010 International Power Electronics Conference - ECCE ASIA -*, 21-24 June 2010 2010, pp. 3212-3219, doi: 10.1109/IPEC.2010.5542018.
- [122] H. Fan and H. Li, "High-Frequency Transformer Isolated Bidirectional DC–DC Converter Modules With High Efficiency Over Wide Load Range for 20 kVA Solid-State Transformer," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 12, pp. 3599-3608, 2011, doi: 10.1109/TPEL.2011.2160652.
- [123] Y. Lee, G. Vakil, R. Feldman, A. Watson, and P. W. Wheeler, "A high-power DC-DC converter based dual active bridge for MVDC grids on offshore wind farms," in *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*, 5-9 Sept. 2016 2016, pp. 1-10, doi: 10.1109/EPE.2016.7695573.
- [124] Y. Lian and S. J. Finney, "DC collection networks for offshore generation," in *2nd IET Renewable Power Generation Conference (RPG 2013)*, 9-11 Sept. 2013 2013, pp. 1-4, doi: 10.1049/cp.2013.1789.
- [125] J. Robinson, D. Jovcic, and G. Joos, "Analysis and Design of an Offshore Wind Farm Using a MV DC Grid," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2164-2173, 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2053390.
- [126] Y. Chang, G. Shi, J. Zhang, and X. Cai, "Analysis and design of a MMC based wind power converter for offshore dc grids," in *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 9-12 Nov. 2015 2015, pp. 001363-001368, doi: 10.1109/IECON.2015.7392290.
- [127] H. Wang, "Design and Control of Series Resonant Converters for DC Current Power Distribution Applications," PhD, Utah State University, 2018.
- [128] D. Jovcic, "Bidirectional, High-Power DC Transformer," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 4, pp. 2276-2283, 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2028600.
- [129] S. Shiva Kumar, A. K. Panda, and T. Ramesh, "A ZVT–ZCT PWM synchronous buck converter with a simple passive auxiliary circuit for reduction of losses and efficiency enhancement," *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 6, no. 2, pp. 491-500, 2015/06/01/ 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.asej.2014.10.018>.
- [130] C. Zhan , A. Crane, A. Bullock, D. Grieve, "DC transmission and distribution system for a Large Offshore Wind Farm.pdf>."
- [131] J. Beerten, "Modeling and Control of DC Grids," *Science, Engineering & Technology*, KU Leuven, 2013.
- [132] N. Hingorani, "High Power Electronics and flexible AC Transmission System," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 8, no. 7, pp. 3-4, 1988, doi: 10.1109/MPER.1988.590799.

- [133] Enrique Acha, Antonio de la Villa-Jaen, Luis M. Castro, Behzad Kazemtabrizi, *VSC-FACTS-HVDC: Analysis, Modelling and Simulation in Power Grids*. John Wiley & Sons, 2019.
- [134] L. Gyugyi, "Dynamic compensation of AC transmission lines by solid-state synchronous voltage sources," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 2, pp. 904-911, 1994, doi: 10.1109/61.296273.
- [135] E. M. Division, "HVDC Classic – powerful and economical High-performance power transmission ", Siemens AG 2017.
- [136] Acha, O.Anaya-Lara,T.J.E.Miller *Power Electronic Control in Electrical Systems Newnes Power Engineering Series*, 2002.
- [137] N. Janaka Ekanayake, Kithsiri Liyanage, Jianzhong Wu, Akihiko Yokoyama, *Smart Grid: Technology and Applications*. John Wiley & Sons, , 2012.
- [138] E. Kontos, R. T. Pinto, S. Rodrigues, and P. Bauer, "Impact of HVDC Transmission System Topology on Multi-terminal DC Network Faults," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 844-852, 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2357056.
- [139] J. Arrillaga, *High Voltage Direct Current Transmission (IET Power and Energy 29)*. Institution of Engineering and Technology, Year: 2008, 2008.
- [140] Z. Chen and E. Spooner, "A solid-state synchronous voltage source with low harmonic distortion," in *International Conference on Opportunities and Advances in International Electric Power Generation (Conf. Publ. No. 419)*, 18-20 March 1996 1996, pp. 158-163, doi: 10.1049/cp:19960140.
- [141] J. Pan, R. Nuqui, K. Srivastava, T. Jonsson, P. Holmberg, and Y. Hafner, "AC Grid with Embedded VSC-HVDC for Secure and Efficient Power Delivery," in *2008 IEEE Energy 2030 Conference*, 17-18 Nov. 2008 2008, pp. 1-6, doi: 10.1109/ENERGY.2008.4781042.
- [142] R. Irnawan, *Planning and Control of Expandable Multi-Terminal VSC-HVDC Transmission Systems*. Springer Nature Switzerland AG 2020: Aalborg University, Aalborg, Denmark, 2020.
- [143] Arman Hassanpoor, Alireza Nami, Vinothkumar K, "Cost-Effective Solutions for Handling Dc Faults in VSC HVDC Transmission," *EPE Journal* 2016, 2016.
- [144] Acha, O.Anaya-Lara,T.J.E.Miller, *Power electronic control in electrical systems*. Newnes Power Engineering series, 2002.
- [145] Ying Jiang-Häfner, "HVDC System and Method to Control a Voltage Source Converter in a HVDC System," 2016.
- [146] Hossain, N. A. Rahim, and J. a. I. Selvaraj, "Recent progress and development on power DC-DC converter topology, control, design and applications: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 205-230, 2018/01/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.017>.
- [147] S. Castellan, R. Menis, A. Tassarolo, F. Luise, and T. Mazzuca, "A review of power electronics equipment for all-electric ship MVDC power systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 96, pp. 306-323, 2018/03/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.09.040>.
- [148] S. Engel, M. Stieneker, N. Soltan, S. Rabiee, H. Stagge, and R. Doncker, "Comparison of the Modular Multilevel DC Converter and the Dual-Active Bridge Converter for Power Conversion in HVDC and MVDC Grids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 1, pp. 124-137, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2310656.
- [149] G. Ortiz, "High-power dc-dc converter technologies for smart grid and traction applications," *Doctor of Sciences, ETH ZURICH*, 2014.
- [150] R. Ayyanar, R. Giri, and N. Mohan, "Active Input–Voltage and Load–Current Sharing in Input-Series and Output-Parallel Connected Modular DC–DC Converters Using Dynamic Input-Voltage Reference Scheme," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 6, pp. 1462-1473, 2004, doi: 10.1109/tpel.2004.836671.
- [151] A. Lesnicar and R. Marquardt, "An innovative modular multilevel converter topology suitable for a wide power range," in *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, 23-26 June 2003 2003, vol. 3, p. 6 pp. Vol.3, doi: 10.1109/PTC.2003.1304403.
- [152] X. Wang, G. Tang, Z. He, X. Wei, H. Pang, and X. Xiao, "Modeling and control of an isolated module multilevel DC/DC converter for DC grid," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 150-159, 2017, doi: 10.17775/CSEEJPES.2017.0019.
- [153] G. Adam, S. J. Finney, Bin. W. Williams, D. Holliday, and I. A. Gowaid, "Review of dc–dc converters for multi-terminal HVDC transmission networks," *IET Power Electronics*, vol. 9, no. 2, pp. 281-296, 2016, doi: 10.1049/iet-pel.2015.0530.



- [154] S. Helland, "Evaluation of a Medium-Voltage High Power Bidirectional Dual Active Bridge DC/DC Converter for Marine Applications," Norwegian University of Science and Technology, 2017.
- [155] A. Schoen and M. Bakran, "Comparison of the most efficient DC-DC converters for power conversion in HVDC grids," in *Proceedings of PCIM Europe 2015; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management, 19-20 May 2015* 2015, pp. 1-9.
- [156] A. Schön and M. Bakran, "Comparison of modular multilevel converter based HV DC-DC-converters," in *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe), 5-9 Sept. 2016* 2016, pp. 1-10, doi: 10.1109/EPE.2016.7695259.
- [157] T. Lüth, M. Merlin, T. C. Green, F. Hassan, and C. Barker, "High-Frequency Operation of a DC/AC/DC System for HVDC Applications," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 8, pp. 4107-4115, 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2292614.
- [158] G. Adam, I. A. Gowaid, S. J. Finney, D. Holliday, and B. W. Williams, "Review of dc-dc converters for multi-terminal HVDC transmission networks," *IET Power Electronics*, vol. 9, no. 2, pp. 281-296, 2016, doi: 10.1049/iet-pel.2015.0530.
- [159] A. Nami, J. Liang, F. Dijkhuizen, and G. Demetriades, "Modular Multilevel Converters for HVDC Applications: Review on Converter Cells and Functionalities," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 1, pp. 18-36, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2327641.
- [160] R. Marquardt, "Modular Multilevel Converter: An universal concept for HVDC-Networks and extended DC-Bus-applications," in *The 2010 International Power Electronics Conference - ECCE ASIA -, 21-24 June 2010* 2010, pp. 502-507, doi: 10.1109/IPEC.2010.5544594.
- [161] F. Caricchi, F. Crescimbeni, G. Noia, and D. Pirolo, "Experimental study of a bidirectional DC-DC converter for the DC link voltage control and the regenerative braking in PM motor drives devoted to electrical vehicles," in *Proceedings of 1994 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - ASPEC'94, 13-17 Feb. 1994* 1994, pp. 381-386 vol.1, doi: 10.1109/APEC.1994.316373.
- [162] S. Kolparambath, "DC/DC Converters for Multi-terminal HVDC system for Integrating Offshore Wind Farms," *Master Of Science, Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology*, 2015.
- [163] C. Dick, A. Konig, and R. Doncker, "Comparison of Three-Phase DC-DC Converters vs. Single-Phase DC-DC Converters," in *2007 7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems, 27-30 Nov. 2007* 2007, pp. 217-224, doi: 10.1109/PEDS.2007.4487703.
- [164] A. MEER, "Offshore VSC-HVDC Networks Impact on Transient Stability of AC Transmission Systems," PhD, Technische Universiteit Delft, 2017.
- [165] R. PINTO, "Multi-Terminal DC Networks System Integration, Dynamics and Control," *Engenheiro Eletricista, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*, 2014.
- [166] C. Meyer, "Key components for future offshore DC grids," PhD, RWTH AACHEN University, 2007.
- [167] F. Mura and D. Doncker, "Design aspects of a medium-voltage direct current (MVDC) grid for a university campus," in *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia, 30 May-3 June 2011* 2011, pp. 2359-2366, doi: 10.1109/ICPE.2011.5944508.
- [168] Kennel, "Solid State Transformers: Concepts, Classification, and Control," *energies MPDI*, 2020.
- [169] ABB. "Semiconductor." <https://www.hitachiabb-powergrids.com/offering/product-and-system/semiconductors> (accessed).
- [170] B. Hua, M. Chunting, W. Chongwu, and S. Gargies, "The dynamic model and hybrid phase-shift control of a dual-active-bridge converter," in *2008 34th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics, 10-13 Nov. 2008* 2008, pp. 2840-2845, doi: 10.1109/IECON.2008.4758409.
- [171] S. Engel, N. Soltau, H. Stagge, and R. W. D. Doncker, "Dynamic and Balanced Control of Three-Phase High-Power Dual-Active Bridge DC-DC Converters in DC-Grid Applications," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 4, pp. 1880-1889, 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2209461.
- [172] N. Soltau, H. A. B. Siddique, and R. W. D. Doncker, "Comprehensive modeling and control strategies for a three-phase dual-active bridge," in *2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 11-14 Nov. 2012* 2012, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICRERA.2012.6477408.

- [173] D. Doncker, C. Meyer, R. Lenke, and F. Mura, "Power Electronics for Future Utility Applications," in *2007 7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, 27-30 Nov. 2007 2007, pp. K-1-K-8, doi: 10.1109/PEDS.2007.4487666.
- [174] D. Jovcic, "High Gain DC Transformer," GB, 2012.
- [175] D. Jovcic, "Step-up DC-DC converter for megawatt size applications," *IET Power Electronics*, vol. 2, no. 6, pp. 675-685, 2009, doi: 10.1049/iet-pel.2008.0101.
- [176] S. Kolparambath, "DC/DC Converters for Multi-terminal HVDC system for Integrating Offshore Wind Farms," *Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology*, 2015.
- [177] E. Kontos, H. Papadakis, M. Poikilidis, and P. Bauer, "MMC-Based Multi-Port DC Hub for Multi-terminal HVDC Grids," in *PCIM Europe 2017; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management*, 16-18 May 2017 2017, pp. 1-8.
- [178] A. Far, M. Hajian, D. Jovcic, and Y. Audichya, "High-power modular multilevel converter optimal design for DC/DC converter applications," *IET Power Electronics*, vol. 9, no. 2, pp. 247-255, 2016, doi: 10.1049/iet-pel.2015.0516.
- [179] D. Jovcic, *High Voltage Direct Current Transmission\_ Converters, Systems and DC Grids*. John Wiley & Sons 2019.
- [180] D. Barker, D.R. Trainer, R. Whitehouse, "Requirements of DC-DC Converters to facilitate large DC Grids " *CIGRÉ*, 2012.
- [181] P. Bjorn Jacobson, Gunnar Asplund, Lennart Harnefors, Tomas Jonsson, "VSC-HVDC Transmission with Cascaded Two-Level Converters," *CIGRÉ*, 2010.
- [182] R. Ayyanar, R. Giri, and N. Mohan, "Active input-voltage and load-current sharing in input-series and output-parallel connected modular DC-DC converters using dynamic input-voltage reference scheme," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 6, pp. 1462-1473, 2004, doi: 10.1109/TPEL.2004.836671.
- [183] T. Ishibashi, T. Jimichi, and Y. Sato, "Novel High-Voltage High-Power DC-DC Converter for Offshore Wind Farms," in *2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe)*, 17-21 Sept. 2018 2018, pp. P.1-P.8.
- [184] M. Stefano Farnesi, Massimiliano Passalacqua, Luis Vaccaro, "Soft-switching cells for Modular Multilevel Converters for efficient grid integration of renewable sources," *AIMS Energy*, 2019.
- [185] G. Kish, M. Ranjram, and P. Lehn, "A Modular Multilevel DC/DC Converter With Fault Blocking Capability for HVDC Interconnects," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 1, pp. 148-162, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2013.2295967.
- [186] S. Kung, "Multiport DC-DC Modular Multilevel Converter for MVDC and HVDC Networks," *Department of Electrical and Computer Engineering, University of Alberta*, 2018.
- [187] F. Zhang, "Topology and Control of Transformer-less Modular Multilevel DC-DC Converters for HVDC Grid Application," *Department of Electrical and Computer Engineering, McGill University*, 2018.
- [188] A. Schön and M. Bakran, "A new HVDC-DC converter with inherent fault clearing capability," in *2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, 2-6 Sept. 2013 2013, pp. 1-10, doi: 10.1109/EPE.2013.6631739.
- [189] L. Liu and S. Bala, "Modular multilevel converter (MMC) based resonant high voltage multiplier," in *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 20-24 Sept. 2015 2015, pp. 5016-5020, doi: 10.1109/ECCE.2015.7310367.
- [190] F. Qin, T. Hao, F. Gao, T. Xu, D. Niu, and Z. Ma, "A Multiport DC-DC Modular Multilevel Converter for HVDC Interconnection," in *2020 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 15-19 March 2020 2020, pp. 520-524, doi: 10.1109/APEC39645.2020.9124277.
- [191] G. Kish, "A New Class of Modular Multilevel DC/DC Converters for HVDC Systems," *Doctor of Philosophy, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Toronto*, 2016.
- [192] A. Antonopoulos, L. Angquist, and H. Nee, "On dynamics and voltage control of the Modular Multilevel Converter," in *2009 13th European Conference on Power Electronics and Applications*, 8-10 Sept. 2009 2009, pp. 1-10.
- [193] S. Rohner, S. Bernet, M. Hiller, and R. Sommer, "Modulation, Losses, and Semiconductor Requirements of Modular Multilevel Converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 8, pp. 2633-2642, 2010, doi: 10.1109/TIE.2009.2031187.

- [194] R. Vidal-Albalade, D. Soto-Sanchez, E. Belenguer, R. Peña, and R. Blasco-Gimenez, "Modular multi-level DC-DC converter for high-power and high-voltage applications," in *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 9-12 Nov. 2015 2015, pp. 003798-003803, doi: 10.1109/IECON.2015.7392692.
- [195] C. Krause, "Power transformer insulation – history, technology and design," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 19, no. 6, pp. 1941-1947, 2012, doi: 10.1109/TDEI.2012.6396951.
- [196] A. Taffese, E. Tedeschi, and E. Jong, "Modelling of DC-DC converters based on front-to-front connected MMC for small signal studies," in *2016 IEEE 17th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, 27-30 June 2016 2016, pp. 1-7, doi: 10.1109/COMPEL.2016.7556764.
- [197] L. Harnefors, A. Antonopoulos, S. Norrga, L. Angquist, and H. Nee, "Dynamic Analysis of Modular Multilevel Converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 7, pp. 2526-2537, 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2194974.
- [198] A. Taffese and E. Tedeschi, "Simplified Modelling of the F2F MMC-Based High Power DC-DC Converter Including the Effect of Circulating Current Dynamics," in *2018 IEEE 19th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, 25-28 June 2018 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/COMPEL.2018.8460172.
- [199] Q. Tu, Z. Xu, and J. Zhang, "Circulating current suppressing controller in modular multilevel converter," in *IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 7-10 Nov. 2010 2010, pp. 3198-3202, doi: 10.1109/IECON.2010.5675048.
- [200] T. Orosz, "Evolution and modern approaches of the power transformer cost optimization methods," *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, 2018.
- [201] F. Rojas, M. Díaz, M. Espinoza, and R. Cárdenas, "A solid state transformer based on a three-phase to single-phase Modular Multilevel Converter for power distribution networks," in *2017 IEEE Southern Power Electronics Conference (SPEC)*, 4-7 Dec. 2017 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/SPEC.2017.8333627.
- [202] L. Grigsby, *Electric Power Engineering Handbook Second Edition*. CRC Press Taylor & Francis Group, 2007.
- [203] Ahuja, *Transformer Design Principles With Applications to Core-Form Power Transformers*. CRC Press 2002.
- [204] Scott D. Sudhoff, "Solid-State Transformer Scott D. Sudhoff,," 1999.
- [205] S. Falcones, R. Ayyanar, and X. Mao, "A DC–DC Multiport-Converter-Based Solid-State Transformer Integrating Distributed Generation and Storage," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 5, pp. 2192-2203, 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2215965.
- [206] L. F. Costa, G. Buticchi, and M. Liserre, "Quad-Active-Bridge DC–DC Converter as Cross-Link for Medium-Voltage Modular Inverters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 2, pp. 1243-1253, 2017, doi: 10.1109/TIA.2016.2633539.
- [207] H. Tao, A. Kotsopoulos, J. L. Duarte, and M. Hendrix, "Family of multiport bidirectional DC-DC converters," *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 153, no. 3, pp. 451-458, 2006, doi: 10.1049/ip-epa:20050362.
- [208] Blaabjerg, *control in power electronics Selected Problems*. Elsevier Science, 2002.
- [209] K. Fathy, T. Doi, K. Morimoto, H. W. Lee, and M. Nakaoka, "A Novel Soft-Switching PWM Full-Bridge DC/DC Converter with DC Busline Series Switch-Parallel Capacitor Edge Resonant Snubber Assisted by High-Frequency Transformer Leakage Inductor," in *2006 CES/IEEE 5th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 14-16 Aug. 2006 2006, vol. 1, pp. 1-5, doi: 10.1109/IPEMC.2006.4778006.
- [210] Cronin, "Oceans of Opportunity Harnessing Europe's largest domestic energy resource " *European Wind Energy Association* 2009. [Online]. Available: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/reports/Offshore\\_Report\\_2009.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Offshore_Report_2009.pdf)
- [211] Dragan, "Wind in power 2011 European statistics," *The European Wind energy association*, 2012. [Online]. Available: [http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind\\_in\\_power\\_2011\\_European\\_statistics.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind_in_power_2011_European_statistics.pdf)
- [212] D. Van Hertem and M. Ghandhari, "Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 9, pp. 3156-3163, 2010/12/01/ 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.068>.
- [213] C. Moreira and B. Silva, "Operation and control of multiterminal HVDC grids for AC Fault Ride Through compatibility," in *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 13-16 May 2014 2014, pp. 287-294, doi: 10.1109/ENERGYCON.2014.6850442.

- [214] J. Beerten and R. Belmans, "Modeling and Control of Multi-Terminal VSC HVDC Systems," *Energy Procedia*, vol. 24, pp. 123-130, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.06.093.
- [215] U. Knight, *Power Systems in Emergencies From Contingency Planning to Crisis Management*. John Wiley & Sons Ltd, 2001.
- [216] G. Holbert, *Electrical Energy Conversion and Transport An Interactive Computer-Based Approach*, 2nd ed. (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc). John Wiley & Sons, Inc.
- [217] Z. Tan, "A Black Start Scheme Based on Modular Multilevel Control-High Voltage Direct Current," *Energies MPDI*, 2018.
- [218] B. Guang-quan, "Preliminary Analysis of Large Scale Blackout in Interconnected North America Power Grid on August 14 and Lessons to be Drawn " *Power system technology*, 2003.
- [219] Y. Wang, X. Dong, B. Wang, J. Liu, and A. Guo, "Black start studies for micro-grids with distributed generators," in *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*, 31 March-3 April 2014 2014, pp. 1-6, doi: 10.1049/cp.2014.0142.
- [220] Y. Liu, X. Zhou, Y. Wu, Y. Yuan, M. Kong, and J. Yang, "A Study on VSC- HVDC Based Black Start Method," in *2019 4th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, 11-14 Nov. 2019 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/eGRID48402.2019.9092773.
- [221] H. Shui, A. He, J. Xu, Z. Hu, and L. Zhang, "Study on Black-Start Scheme of MMC-HVDC System with a Large Scale Wind Farm," in *2019 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, 19-21 June 2019 2019, pp. 281-286, doi: 10.1109/ICIEA.2019.8834116.
- [222] R. Bauer, "Modular Dynamic Models of Large Offshore Multi-Terminal DC (MTDC) Networks," *European Wind Energy Association Conference*, 2011.
- [223] K. Carliss Y. Baldwin, *Design Rules. The Power of Modularity*. The MIT Press Cambridge, Massachusetts London, England, 1999.
- [224] CIGRÉ, "269 VSC Transmission Working Group B4.37 " presented at the *CIGRÉ International Conference of Large High-Voltage Electric Systems Study Committee B4 HVDC and Power Electronics*, 2005.
- [225] J. Watson, *Flexible Power Transmission The HVDC Options*. John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, 2007.
- [226] N. Robbins, *Power Electronics Converters, Applications, and Design*, 3ème ed. John Wiley & Sons, Inc, 2003.
- [227] L. Harnefors, M. Bongiorno, and S. Lundberg, "Input-Admittance Calculation and Shaping for Controlled Voltage-Source Converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 6, pp. 3323-3334, 2007, doi: 10.1109/TIE.2007.904022.
- [228] S. SEENA, "Power Synchronization Control of VSC-HVDC Transmission for Weak AC System " *International Journal of Power System Operation and Energy* 2013.
- [229] L. Zhang, L. Harnefors, and H. Nee, "Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Island Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 783-793, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2070085.
- [230] D. Ahmed, *High-Voltage Direct-Current Transmission Converters, Systems and Grid* John Wiley & Sons, , 2015.
- [231] Z. Zhou, "Co-ordination of Converter Controls and an Analysis of Converter Operating Limits in VSC-HVdc Grids," *Department of Electrical and Computer Engineering, The University of Manitoba Winnipeg, Manitoba, Canada*, 2013.
- [232] L. Zhang, "Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Weak AC Systems," *Doctor of Philosophy, royal institute of technology school of electrical engineering electrical machines and power electronics*, 2010.
- [233] R. Best, *Phase-Locked Loops Design, simulation, and application*, Sixth ed. McGraw-Hill ([www.Digitalengineeringlibrary.com](http://www.Digitalengineeringlibrary.com)). 2004.
- [234] D. Jovcic, N. Pahalawaththa, and M. Zavaahir, "Analytical modelling of HVDC-HVAC systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 2, pp. 506-511, 1999, doi: 10.1109/61.754095.
- [235] A. Gole and V. K. Sood, "A static compensator model for use with electromagnetic transients simulation programs," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 3, pp. 1398-1407, 1990, doi: 10.1109/61.57982.
- [236] G. Stamiatiou, "Analysis of VSC-based HVDC systems," *Department of Energy and Environment Division of Electric Power Engineering, chalmers university of technology Gothenburg, Sweden*, 2016.
- [237] M. Zafiriou, *Robust Process Control*. Prentice-Hall, 1989.

- [238] T. Kawabata, T. Miyashita, and Y. Yamamoto, "Dead beat control of three phase PWM inverter," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 5, no. 1, pp. 21-28, 1990, doi: 10.1109/63.45996.
- [239] L. Malesani, P. Mattavelli, and S. Buso, "Robust dead-beat current control for PWM rectifiers and active filters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 35, no. 3, pp. 613-620, 1999, doi: 10.1109/28.767012.
- [240] L. Harnefors and H. Nee, "Model-based current control of AC machines using the internal model control method," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 34, no. 1, pp. 133-141, 1998, doi: 10.1109/28.658735.
- [241] M. BEZA, "Control of Energy Storage Equipped Shunt-connected Converter for Electric Power System Stability Enhancement," Department of Energy and Environment, chalmers university of technology Gothenburg, Sweden, 2012, 2012.
- [242] L. Yepes, "Control of Voltage-Source Converters and Variable-Speed Drives," 2002.
- [243] P. Mitra, L. Zhang, and L. Harnefors, "Offshore Wind Integration to a Weak Grid by VSC-HVDC Links Using Power-Synchronization Control: A Case Study," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 1, pp. 453-461, 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2273979.
- [244] L. Zhang, L. Harnefors, and H. Nee, "Power-Synchronization Control of Grid-Connected Voltage-Source Converters," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 809-820, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2032231.
- [245] L. Zhang, L. Harnefors, and H. Nee, "Interconnection of Two Very Weak AC Systems by VSC-HVDC Links Using Power-Synchronization Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 344-355, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2047875.
- [246] R. Rogersten, "VSC-HVDC System Modeling and Validation," Master's Degree KTH Electrical Engineering 2014.
- [247] G. Stamatiou and M. Bongiorno, "Power-dependent droop-based control strategy for multi-terminal HVDC transmission grids," *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0764.
- [248] C. Bajracharya, "Control of VSC-HVDC for wind power," Department of Electrical Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology 2008.
- [249] V. Blasko and V. Kaura, "A new mathematical model and control of a three-phase AC-DC voltage source converter," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 12, no. 1, pp. 116-123, 1997, doi: 10.1109/63.554176.
- [250] T. Haileselassie, "Control, Dynamics and Operation of Multi-terminal VSC-HVDC Transmission Systems," PhD, Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering Department of Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology (NTNU) 2012.
- [251] M. Abdelwahed, "Multi-terminal VSC-HVDC Based Offshore Wind-Farms Integration System Operation and Control," Doctor of Philosophy, Electrical and Computer Engineering, University of Waterloo 2017.
- [252] M. Bahrman and B. K. Johnson, "The ABCs of HVDC transmission technologies," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 2, pp. 32-44, 2007, doi: 10.1109/MPAE.2007.329194.
- [253] J. Thomas, S. Poullain, and A. Benchaib, "Analysis of a robust DC-bus voltage control system for a VSC transmission scheme," in *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission*, 28-30 Nov. 2001 2001, pp. 119-124, doi: 10.1049/cp:20010529.
- [254] K. Padiyar, *HVDC Power Transmission Systems Technology and Systems Interactions*. 2010.
- [255] D. Boroyevich, I. Cvetković, D. Dong, R. Burgos, F. Wang, and F. Lee, "Future electronic power distribution systems a contemplative view," in *2010 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, 20-22 May 2010 2010, pp. 1369-1380, doi: 10.1109/OPTIM.2010.5510477.
- [256] "Hybrid direct-current transmission topology structure and control method," *Chine*, 2015.
- [257] N. Kirby, W. Siepmann, X. Lie, and M. Lockett, "HVDC transmission for large offshore wind farms," *Power Engineering Journal*, vol. 16, no. 3, pp. 135-141, 2002, doi: 10.1049/pe:20020306.
- [258] J. Bessedé, *Eco-friendly Innovations in Electricity Transmission and Distribution Networks (no. Energy: Number 72)*. Woodhead Publishing; Elsevier, 2015.
- [259] E. Christof Martin Sihler; Simon Herbert Schramm, Gorm Sande, Rainer Hoffman,, "Hvdc power transmission with cable fault ride-through capability ", 2014.
- [260] Arrillaga, *Flexible Power Transmission The HVDC Options* 2007.

- [261] L. Wang and M. S. N. Thi, "Comparative Stability Analysis of Offshore Wind and Marine-Current Farms Feeding Into a Power Grid Using HVDC Links and HVAC Line," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 4, pp. 2162-2171, 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2278039.
- [262] P. Division, "Highlights & Innovations in Transmission and Distribution" in *Siemens 91050 Erlangen*, ed, 2005.
- [263] R. Krishnan, *Permanent Magnet Synchronous and Brushless DC Motor Drives*. CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, an Informa business, 2010.
- [264] Kouro, *Power conversion and control of wind energy systems*. John Wiley & Sons: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2011.
- [265] P. Cortes, M. P. Kazmierkowski, R. M. Kennel, D. E. Quevedo, and J. Rodriguez, "Predictive Control in Power Electronics and Drives," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 12, pp. 4312-4324, 2008, doi: 10.1109/tie.2008.2007480.
- [266] S. Vazquez, J. Rodriguez, M. Rivera, L. G. Franquelo, and M. Norambuena, "Model Predictive Control for Power Converters and Drives: Advances and Trends," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 2, pp. 935-947, 2017, doi: 10.1109/tie.2016.2625238.
- [267] R. Arne Linder, Peter Stolze, Ralph Kenn, *Model-Based Predictive Control of Electric Drives*. 2010.
- [268] J. Rodriguez et al., "Predictive control of three-phase inverter," *Electronics Letters*, vol. 40, no. 9, 2004, doi: 10.1049/el:20040367.
- [269] J. Rodriguez et al., "Predictive Current Control of a Voltage Source Inverter," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 1, pp. 495-503, 2007, doi: 10.1109/tie.2006.888802.
- [270] Bin. Wu. Vankatar Yamasu, "Predictive Power Control of Grid-Connected Four-Level Inverters in Stationary Reference Frame," *International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies*, 2013.
- [271] H. Young, M. Perez, J. Rodriguez, and H. Abu-Rub, "Assessing Finite-Control-Set Model Predictive Control: A Comparison with a Linear Current Controller in Two-Level Voltage Source Inverters," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 8, no. 1, pp. 44-52, 2014, doi: 10.1109/mie.2013.2294870.
- [272] F. Bianchi, J. L. Domínguez-García, and O. Gomis-Bellmunt, "Control of multi-terminal HVDC networks towards wind power integration: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 1055-1068, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.024.
- [273] L. Xu and L. Yao, "DC voltage control and power dispatch of a multi-terminal HVDC system for integrating large offshore wind farms," *IET Renewable Power Generation*, vol. 5, no. 3, pp. 223-233, 2011, doi: 10.1049/iet-rpg.2010.0118.
- [274] M. Nazari, "Control and Planning of Multi-Terminal HVDC Transmission Systems," *Doctoral PhD, Electrical Engineering Stockholm, Sweden* 2017.
- [275] A. Egea-Alvarez, J. Beerten, D. V. Hertem, and O. Gomis-Bellmunt, "Primary and secondary power control of multiterminal HVDC grids," in *10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012)*, 4-5 Dec. 2012 2012, pp. 1-6, doi: 10.1049/cp.2012.1989.
- [276] A. Egea-Alvarez, J. Beerten, D. Van Hertem, and O. Gomis-Bellmunt, "Hierarchical power control of multiterminal HVDC grids," *Electric Power Systems Research*, vol. 121, pp. 207-215, 2015/04/01/ 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.12.014>.
- [277] E. Prieto-Araujo, F. D. Bianchi, A. Junyent-Ferre, and O. Gomis-Bellmunt, "Methodology for Droop Control Dynamic Analysis of Multiterminal VSC-HVDC Grids for Offshore Wind Farms," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 4, pp. 2476-2485, 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2011.2144625.
- [278] N. Bengiamin and W. C. Chan, "Multilevel load-frequency control of interconnected power systems," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 125, no. 6, pp. 521-526, 1978, doi: 10.1049/piee.1978.0126.
- [279] L. Xu, Bin. W. Williams, and L. Yao, "Multi-terminal DC transmission systems for connecting large offshore wind farms," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 20-24 July 2008 2008, pp. 1-7, doi: 10.1109/PES.2008.4596508.
- [280] M. Aragüés-Peñalba, A. Egea-Álvarez, O. Gomis-Bellmunt, and A. Sumper, "Optimum voltage control for loss minimization in HVDC multi-terminal transmission systems for large offshore wind farms," *Electric Power Systems Research*, vol. 89, pp. 54-63, 2012, doi: 10.1016/j.epsr.2012.02.006.



- [281] O. Gomis-Bellmunt, J. Liang, J. Ekanayake, R. King, and N. Jenkins, "Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 2, pp. 271-281, 2011, doi: 10.1016/j.epsr.2010.09.006.
- [282] L. Xu, L. Yao, and M. Bazargan, "DC grid management of a multi-terminal HVDC transmission system for large offshore wind farms," in *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, 6-7 April 2009 2009, pp. 1-7, doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5348101.
- [283] J. Liang, O. Gomis-Bellmunt, J. Ekanayake, and N. Jenkins, "Control of multi-terminal VSC-HVDC transmission for offshore wind power," in *2009 13th European Conference on Power Electronics and Applications*, 8-10 Sept. 2009 2009, pp. 1-10.
- [284] O. Gomis-Bellmunt, J. Liang, J. Ekanayake, and N. Jenkins, "Voltage-current characteristics of multiterminal HVDC-VSC for offshore wind farms," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 2, pp. 440-450, 2011/02/01/ 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.10.007>.
- [285] M. Andreasson, M. Nazari, D. V. Dimarogonas, H. Sandberg, K. H. Johansson, and M. Ghandhari, "Distributed Voltage and Current Control of Multi-Terminal High-Voltage Direct Current Transmission Systems," *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 47, no. 3, pp. 11910-11916, 2014/01/01/ 2014, doi: <https://doi.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02316>.
- [286] C. Dierckxsens, K. Srivastava, M. Reza, S. Cole, J. Beerten, and R. Belmans, "A distributed DC voltage control method for VSC MTDC systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 82, no. 1, pp. 54-58, 2012, doi: 10.1016/j.epsr.2011.08.006.
- [287] N. Martin Andreasson, "Dynamical Decentralized Voltage Control of Multi-Terminal HVDC Grids," *European Control Conference (ECC)*, 2016.
- [288] R. Eriksson, "A New Control Structure for Multi-Terminal dc Grids to Damp Inter-Area Oscillations," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2014.
- [289] S. Tatsuhito Nakajima, "A Control System for HVDC Transmission by Voltage Sourced Converters," *IEEE*, 1999.
- [290] J. Zhu, C. Booth, G. Adam, and A. Roscoe, "Coordinated direct current matching control strategy for multi-terminal DC transmission systems with integrated wind farms," *Electric Power Systems Research*, vol. 124, pp. 55-64, 2015/07/01/ 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.02.015>.
- [291] S. Valsalam, A. Sathyan, and S. S. Shankar, "Distributed SCADA system for optimization of power generation," in *2008 Annual IEEE India Conference*, 11-13 Dec. 2008 2008, vol. 1, pp. 212-217, doi: 10.1109/INDCON.2008.4768828.
- [292] D. Martin Andreasson, Henrik Sandberg, Karl H. Johansson, "Distributed Controllers for Multi-Terminal HVDC Transmission Systems," *Centre, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.*, 2015.
- [293] O. Bohl, "HVDC a key solution in the future transmission," 2010.
- [294] G. Hyttinen, "Modular HVDC Converter ", 2006.
- [295] M. Hyttinen, Claes,Kjaer, Philip, "A system for high power drives," *European*, 2004.
- [296] F. Bolgiani, Heinz; Cagienard, Raphael; Wagner, Thomas, "Modular subsea converter," *European*, 2016.
- [297] P. Fang Zheng, L. Jih-Sheng, J. W. McKeever, and J. VanCoevering, "A multilevel voltage-source inverter with separate DC sources for static VAr generation," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 32, no. 5, pp. 1130-1138, 1996, doi: 10.1109/28.536875.
- [298] T. Meynard and H. Foch, "Multi-level conversion: high voltage choppers and voltage-source inverters," in *PESC '92 Record. 23rd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 29 June-3 July 1992 1992, pp. 397-403 vol.1, doi: 10.1109/PESC.1992.254717.
- [299] I. Savitsky, "Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks," *European Union's Horizon 2020* 2019.
- [300] W. Liu, C. Li, C. E. Ugalde-Loo, S. Wang, G. Li, and J. Liang, "Operation and Control of an HVDC Circuit Breaker with Current Flow Control Capability," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, pp. 1-1, 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2020.3005894.
- [301] S. Wang, C. Li, O. D. Adeuyi, G. Li, C. E. Ugalde-Loo, and J. Liang, "Coordination of MMCs With Hybrid DC Circuit Breakers for HVDC Grid Protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 1, pp. 11-22, 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2828705.
- [302] W. Wang, M. Barnes, O. Marjanovic, and O. Cwikowski, "Impact of DC Breaker Systems on Multiterminal VSC-HVDC Stability," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 2, pp. 769-779, 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2409132.

- [303] O. Cwikowski et al., "Integrated HVDC Circuit Breakers With Current Flow Control Capability," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 1, pp. 371-380, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2711963.
- [304] C. Sihler, "Methods and systems for direct current power transmission," 25.May.2012.
- [305] R. Datta, Niskayuna, Sihler, Christof Martin, Zhang, Richard S, "Collection and transmission system," 06.Dec.2007.
- [306] C. Rajib Datta, Richard S.Zhang, , "Direct Current Power Transmission and Distribution System ", Nov. 20, 2008.
- [307] J. Song-Manguelle et al., "A Modular Stacked DC Transmission and Distribution System for Long Distance Subsea Applications," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 5, pp. 3512-3524, 2014, doi: 10.1109/tia.2014.2309724.
- [308] Richard S. Zhang; Rajib Datta; Christof Martin Sihler; Joseph Song Manguelle, "Modular Stacked Subsea Power System Architectures ", Jun. 3, 2010.
- [309] E. Christof Martin Sihler;Simon Herbert Schramm, Gorm Sande,Rainer Hoffman,, "hvdc power transmission with hvdc power transmission with capability," Jun. 3, 2014.
- [310] L. Kamran Sharifabadi, Hans-Peter Nee,Staffan Norrga,Remus Teodorescu, Design, control, and application of modular multilevel converters for HVDC transmission systems. John Wiley & Sons Ltd, 2016.
- [311] N. Ahmed, L. Ångquist, A. Antonopoulos, L. Harnefors, S. Norrga, and H. Nee, "Performance of the modular multilevel converter with redundant submodules," in *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 9-12 Nov. 2015 2015, pp. 003922-003927, doi: 10.1109/IECON.2015.7392712.
- [312] R. Razani and Y. Mohamed, "Fault-Tolerant Operation of the DC/DC Modular Multilevel Converter Under Submodule Failure," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, pp. 1-1, 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2021.3050122.
- [313] M. Jing Lyu, Xu Cai, "Harmonic State Space Modeling of a Three-Phase Modular Multilevel Converter," *eess*, 2017.
- [314] A. Sixing Du, Bin Wu, Navid Zargari, *Modular Multilevel Converters: Analysis, Control, and Applications*. Wiley-IEEE Press Series on Power Engineering, 2018.
- [315] S. Du, B. Wu, D. Xu, and N. Zargari, "A Transformerless Bipolar Multistring DC–DC Converter Based on Series-Connected Modules," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 2, pp. 1006-1017, 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2553450.
- [316] S. Du, B. Wu, K. Tian, D. Xu, and N. R. Zargari, "A Novel Medium-Voltage Modular Multilevel DC–DC Converter," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, no. 12, pp. 7939-7949, 2016, doi: 10.1109/TIE.2016.2542130.
- [317] S. Du, B. Wu, N. R. Zargari, and Z. Cheng, "A Flying-Capacitor Modular Multilevel Converter for Medium-Voltage Motor Drive," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, pp. 2081-2089, 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2565510.
- [318] S. Du, B. Wu, K. Tian, N. Zargari, and Z. Cheng, "An Active Cross-Connected Modular Multilevel Converter (AC-MMC) for a Medium-Voltage Motor Drive," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, no. 8, pp. 4707-4717, 2016, doi: 10.1109/TIE.2016.2547875.
- [319] P. Wang, X. Zhang, P. Coventry, and R. Zhang, "Start-Up Control of an Offshore Integrated MMC Multi-Terminal HVDC System With Reduced DC Voltage," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2740-2751, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2466600.
- [320] N. Yousefpoor, S. Kim, and S. Bhattacharya, "Multi-terminal DC grid control under loss of terminal station," in *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 14-18 Sept. 2014 2014, pp. 744-749, doi: 10.1109/ECCE.2014.6953470.
- [321] T. Haileselassie and K. Uhlen, "Power System Security in a Meshed North Sea HVDC Grid," *Proceedings of the IEEE*, vol. 101, no. 4, pp. 978-990, 2013, doi: 10.1109/JPROC.2013.2241375.
- [322] B. Gemmell, J. Dorn, D. Retzmann, and D. Soerangr, "Prospects of multilevel VSC technologies for power transmission," in *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 21-24 April 2008 2008, pp. 1-16, doi: 10.1109/TDC.2008.4517192.
- [323] M. Ren, L. Huang, X. Chen, and X. Yang, "Pre-charge strategy of modular multilevel converters with DC fault blocking capability based on multi-capacitor submodules," in *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 29 Oct.-1 Nov. 2017 2017, pp. 4544-4550, doi: 10.1109/IECON.2017.8216782.



- [324] Y. Yu, Q. Ge, M. Lei, X. Wang, X. Yang, and R. Gou, "Pre-charging control strategies of modular multilevel converter," in *2013 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, 26-29 Oct. 2013 2013, pp. 1842-1845, doi: 10.1109/ICEMS.2013.6713297.
- [325] G. Adam, S. J. Finney, K. Ahmed, and B. Wu. Williams, "Modular multilevel converter modeling for power system studies," in *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 13-17 May 2013 2013, pp. 1538-1542, doi: 10.1109/PowerEng.2013.6635844.
- [326] J. Choi and B. Han, "New scheme of phase-shifted carrier PWM for modular multilevel converter with redundancy sub-modules," in *2015 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 27-30 Sept. 2015 2015, pp. 1-6, doi: 10.1109/AUPEC.2015.7324814.
- [327] B. Li, R. Yang, D. Xu, G. Wang, W. Wang, and D. Xu, "Analysis of the Phase-Shifted Carrier Modulation for Modular Multilevel Converters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 1, pp. 297-310, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2299802.
- [328] S. Kouro, R. Bernal, H. Miranda, C. A. Silva, and J. Rodriguez, "High-Performance Torque and Flux Control for Multilevel Inverter Fed Induction Motors," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 6, pp. 2116-2123, 2007, doi: 10.1109/TPEL.2007.909189.
- [329] M. ZAMA, "Modeling and Control of Modular Multilevel Converters (MMCs) for HVDC applications," *Université Grenoble Alpes* 2006.
- [330] M. Hagiwara and H. Akagi, "Control and Experiment of Pulsewidth-Modulated Modular Multilevel Converters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 7, pp. 1737-1746, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2014236.
- [331] S. Du, J. Liu, and T. Liu, "Modulation and Closed-Loop-Based DC Capacitor Voltage Control for MMC With Fundamental Switching Frequency," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 1, pp. 327-338, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2301836.
- [332] S. Tavakoli, E. Sánchez-Sánchez, E. Prieto-Araujo, and O. Gomis-Bellmunt, "DC Voltage Droop Control Design for MMC-Based Multiterminal HVDC Grids," *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1-1, 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2020.2967881.
- [333] E. Prieto-Araujo, A. Junyent-Ferré, C. Collados-Rodríguez, G. Clariana-Colet, and O. Gomis-Bellmunt, "Control design of Modular Multilevel Converters in normal and AC fault conditions for HVDC grids," *Electric Power Systems Research*, vol. 152, pp. 424-437, 2017/11/01/ 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.06.020>.
- [334] R. Oliveira, "Modelling, Simulation, Control, and Enhanced Topologies for the MODular Multilevel Converter for High-Voltage DC (HVDC) Applications," *Electrical and Computer Engineering Ryerson University, Toronto, Ontario, Canada*, 2016.
- [335] J. Rodriguez Perez, Patricio Cortes Estay, *Predictive control of power converters and electrical drives. A John Wiley & Sons, Ltd., Publication*, 2012.
- [336] R. Fard, "Finite Control Set Model Predictive Control in Power Converters," *Master of Science in Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology*, 2013.
- [337] M. Vatani, B. Bahrani, M. Saeedifard, and M. Hovd, "Indirect Finite Control Set Model Predictive Control of Modular Multilevel Converters," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1520-1529, 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2377112.
- [338] L. Alain. Innocent, Doumbia. M. Lamine, S. Joseph, and V. Yaramasu, "Finite control set-model predictive control for power converters multilevel symmetric cascaded H-bridge inverters-fed drive," in *2018 Thirteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 10-12 April 2018 2018, pp. 1-7, doi: 10.1109/EVER.2018.8362412.
- [339] J. Wei, "Review of Current Control Strategies in Modular Multilevel Converter," *Delft University of Technology (NTNU Delft)*, 2016.
- [340] L. González, "Modelling of Multi-terminal VSC-HVDC Links for Power Flows and Dynamic Simulations of AC/DC Power Networks," *Tampere University of Technology*, 2016.
- [341] E. Silva, *Advanced Power Electronics Converters PWM Converters Processing AC Voltages. IEEE Press Series on Power Engineering*, 2015.

- [342] P. Cartwright, L. Xu, and J. Ekanayake, "The Integration of Large Scale Wind Power Generation into Transmission Networks using Power Electronics," 01/01 2004.
- [343] K. Sharifabadi, L. Harnefors, H. Nee, S. Norrga, and R. Teodorescu, *Design, Control, and Application of Modular Multilevel Converters for HVDC Transmission Systems*. John Wiley & Sons and IEEE PRESS, 2016.
- [344] K. Sharifabadi et al., *Design, Control, and Application of Modular Multilevel Converter for HVDC Transmission Systems* John Wiley & Sons, 2016.
- [345] T. Vrana, L. Zeni, and O. B. Fosso, "Active power control with undead-band voltage & frequency droop applied to a meshed DC grid test system," in *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*, 9-12 Sept. 2012 2012, pp. 612-616, doi: 10.1109/EnergyCon.2012.6348225.
- [346] T. Vrana, R. Torres-Olguin, B. Liu, and T. Haileselassie, "The North Sea Super Grid - a technical perspective," in *9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010)*, 19-21 Oct. 2010 2010, pp. 1-5, doi: 10.1049/cp.2010.0992.
- [347] T. Vrana and O. Fosso, "Technical Aspects of the North Sea Super Grid," *Electra*, vol. 258, 11/01 2011.
- [348] R. Eriksson, J. Beerten, M. Ghandhari, and R. Belmans, "Optimizing DC Voltage Droop Settings for AC/DC System Interactions," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 1, pp. 362-369, 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2264757.
- [349] Entsoe, "Supporting Document for the Network Code on Operational Planning and Scheduling," 2013.
- [350] E. Luis M Castro, Juan R Rodriguez-Rodriguez, "Efficient method for the real-time contingency analysis of meshed HVDC power grids fed by VSC stations," *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2018.
- [351] A. Benchaib, *Advanced Control of AC / DC Power Networks: System of Systems Approach Based on Spatio-temporal Scales*. ISTE Ltd John Wiley & Sons, Inc, 2015.
- [352] J. Beerten, S. Cole, and R. Belmans, "Modeling of Multi-Terminal VSC HVDC Systems With Distributed DC Voltage Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 34-42, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2279268.
- [353] Z. Shu, L. Jun, J. Ekanayake, and N. Jenkins, "Control of multi-terminal VSC-HVDC transmission system for offshore wind power generation," in *2009 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 1-4 Sept. 2009 2009, pp. 1-5.
- [354] N. Yazdani, *Multi-terminal direct-current grids : modeling, analysis, and control*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 2014.
- [355] H. S. -, *Power Systems Analysis*. 2011.
- [356] J. Beerten, S. Cole, and R. Belmans, "Implementation aspects of a sequential AC/DC power flow computation algorithm for Multi-terminal VSC HVDC systems," in *9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010)*, 19-21 Oct. 2010 2010, pp. 1-6, doi: 10.1049/cp.2010.1013.
- [357] C. Ismunandar, "Control of Multi-Terminal VSC-HVDC for Offshore Wind Power Integration," Master, Department of Electrical Sustainable Energy Faculty of Electrical Engineering, Mathematics and Computer Science Delft University of Technology, 2010.
- [358] D. Barker and R. Whitehouse, "Autonomous converter control in a multi-terminal HVDC system," in *9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010)*, 19-21 Oct. 2010 2010, pp. 1-5, doi: 10.1049/cp.2010.0988.
- [359] J. Beerten, D. Hertem, and R. Belmans, "VSC MTDC systems with a distributed DC voltage control - A power flow approach," in *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, 19-23 June 2011 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2011.6019434.
- [360] M. Carrizosa, "Hierarchical control scheme for multi-terminal high voltage direct current power networks," PhD doctorat, Ecole Doctorale Sciences et Technologies de l'Information, des Telecommunications et des Systemes, Universite Paris-Sud, 2015.
- [361] C. Alcota and M. Perez, "Control of a multi-terminal DC transmission system based on local variables," in *2016 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 14-17 March 2016 2016, pp. 482-486, doi: 10.1109/ICIT.2016.7474799.
- [362] B. Wu, *Modular Multilevel Converters Analysis, Control, and Application*. IEEE Press, 2018.

- [363] R. Pinto, S. Rodrigues, P. Bauer, and J. Pierik, "Comparison of direct voltage control methods of multi-terminal DC (MTDC) networks through modular dynamic models," in *Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications*, 30 Aug.-1 Sept. 2011 2011, pp. 1-10.
- [364] H. Liang, Y. Huang, and Z. Liu, "Research on Nonlinear Drooping Control Strategy of DC Microgrid," in *TENCON 2018 - 2018 IEEE Region 10 Conference*, 28-31 Oct. 2018 2018, pp. 0865-0870, doi: 10.1109/TENCON.2018.8650211.
- [365] J. Kim, J. Guerrero, P. Rodriguez, R. Teodorescu, and K. Nam, "Mode Adaptive Droop Control With Virtual Output Impedances for an Inverter-Based Flexible AC Microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 3, pp. 689-701, 2011, doi: 10.1109/TPEL.2010.2091685.
- [366] A. Khorsandi, M. Ashourloo, H. Mokhtari, and R. Iravani, "Automatic droop control for a low voltage DC microgrid," *Iet Generation Transmission & Distribution*, vol. 10, pp. 41-47, 2016.
- [367] P. Prabhakaran, Y. Goyal, and V. Agarwal, "Novel Nonlinear Droop Control Techniques to Overcome the Load Sharing and Voltage Regulation Issues in DC Microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 5, pp. 4477-4487, 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2723045.
- [368] M. Mehrizi-Sani, "Modeling, Control, and Protection of Multi-Terminal DC Transmission for Improving Power Grid's Performance," *Power Systems Engineering Research Center*, 2019.
- [369] Peter Lancaster, Kęstutis Šalkauskas, *Curve & Surface Fitting and Introduction*. -Academic Press 1986.
- [370] R. Li, J. Fletcher, L. Xu, and B. Wu. Williams, "Enhanced Flat-Topped Modulation for MMC Control in HVDC Transmission Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 152-161, 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2561929.
- [371] B. Parkhideh and S. Bhattacharya, "Vector-Controlled Voltage-Source-Converter-Based Transmission Under Grid Disturbances," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 2, pp. 661-672, 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2204071.
- [372] J. Du Toit and H. Beukes, "A distributed control strategy for multi-cell converters," presented at the *APEC 2001. Sixteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (Cat. No.01CH37181)*, 2001.
- [373] R. Torres-Olguin, A. Árdal, H. Støylen, A. Endegnanew, K. Ljøkelsøy, and J. O. Tande, "Experimental Verification of a Voltage Droop Control for Grid Integration of Offshore Wind Farms Using Multi-terminal HVDC," *Energy Procedia*, vol. 53, pp. 104-113, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.07.219.
- [374] X. Zhao and K. Li, "Droop setting design for multi-terminal HVDC grids considering voltage deviation impacts," *Electric Power Systems Research*, vol. 123, pp. 67-75, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.01.022.
- [375] N. Biggs, *Algebraic Graph Theory*. London School of Economics, 1996.
- [376] B. Moore, *Optimal Control Linear Quadratic Methods*. Prentice-Hall International, Inc., 1989.
- [377] J. Mauricio and A. Exposito, "Modeling and Control of an HVDC-VSC Transmission System," in *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 15-18 Aug. 2006 2006, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDCLA.2006.311385.
- [378] Y. Chen, J. Dai, G. Damm, and F. Lamnabhi-Lagarrigue, "Nonlinear control design for a multi-terminal VSC-HVDC system," in *2013 European Control Conference (ECC)*, 17-19 July 2013 2013, pp. 3536-3541, doi: 10.23919/ECC.2013.6669665.
- [379] R. Eriksson, "A New Control Structure for Multiterminal DC Grids to Damp Interarea Oscillations," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 3, pp. 990-998, 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2364738.
- [380] R. Eriksson, "On the Centralized Nonlinear Control of HVDC Systems Using Lyapunov Theory," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 2, pp. 1156-1163, 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2240021.
- [381] M. Oliveira, "Power Electronics for Mitigation of Voltage Sags and Improved Control of AC Power Systems," PhD Doctoral Dissertation, Department of Electric Power Engineering Electric Power Systems, Stockholm Royal Institute of Technology, 2000.
- [382] L. Castro, E. Acha, and C. Fuerte-Esquivel, "A novel VSC-HVDC link model for dynamic power system simulations," *Electric Power Systems Research*, vol. 126, pp. 111-120, 2015/09/01/ 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.05.003>.

- [383] A. Innocent, Leka, M. Lamine, Doumbia, and J. Song-Manguelle, "Onshore Control Strategy of DC-AC Multilevel Modular Converter of the Offshore DC Voltage Collection," in *2020 Fifteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 10-12 Sept. 2020 2020, pp. 1-7, doi: 10.1109/EVER48776.2020.9243028.
- [384] S. Silvant, "Variable Voltage Droop Control for MTDC Over & Under Voltage Containment Reserves Optimal Primary Voltage Control and Voltage Droop Parameter Selection," *Supergrid Institut*, 2019.
- [385] J. Rakibuzzaman Shah, Robin Preece, Mike Barnes, "Stability and control of mixed AC-DC systems with VSC-HVDC: A review," *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2017.
- [386] J. Yujun Li; Sining Liu, Xiaotian Yuan, Zhao Xu, Ke Jia, "Novel MTDC droop scheme with decoupled power control for enhancing frequency stabilities of weak AC systems," *Institution of Engineering and Technology Renewable Power Generation* 2020.
- [387] Z. Miao, *Modeling and Analysis of Doubly Fed Induction Generator Wind Energy Systems*. Elsevier Ltd, 2015.
- [388] E. Larsen, J. Sanchez-Gasca, and J. Chow, "Concepts for design of FACTS controllers to damp power swings," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 948-956, 1995, doi: 10.1109/59.387938.
- [389] J. Chow, *Power System Dynamics and Stability With Synchrophasor Measurement and Power System Toolbox*, Second Edition ed. John Wiley & Sons Ltd, 2018.
- [390] J. Ma, *Power System Wide-Area Stability Analysis and Control*. John Wiley & Sons, Inc, 2018.
- [391] K. Clark, N. Miller, and J. Sanchez-Gasca, "Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies Prepared by," 01/01 2010.
- [392] J. Chow, *Power System Coherency and Model Reduction*. Springer New York Heidelberg Dordrecht, 2013.
- [393] J. Sanchez-Gasca, *Power System Modeling, Computation, and Control*. John Wiley and Sons Ltd, 2020.
- [394] A. Fouad, *Power System Control and Stability*. John Wiley & Sons: Institute of Electrical and Electronics Engineer, 2003.
- [395] S. Santoso, "Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants," *National Renewable Energy Laboratory* 2011.
- [396] H. Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*, Second Edition ed. Springer International Switzerland 2014.
- [397] M. Muhssin, "Adaptive Control and Dynamic Demand Response for the Stabilization of Grid Frequency," *Doctor of Philosophy, School of Engineering Institute of Energy Cardiff University*, 2018.
- [398] S. Yujun Li, Jiebei Zhu, Xiaotian Yuan, Zhao Xu, Ke Jia, "Novel MTDC droop scheme with decoupled power control for enhancing frequency stabilities of weak AC systems," *IET Renewable Power Generation*, 2019.
- [399] Y. Li, Z. Xu, J. Zhang, H. Yang, and K. Wong, "Variable Utilization-Level Scheme for Load-Sharing Control of Wind Farm," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 33, no. 2, pp. 856-868, 2018, doi: 10.1109/TEC.2017.2765399.
- [400] P. Zheng Xu, Hongyang Huang, "Three macroscopic indices for describing the quality of AC/DC power grid structures," *Institution of Engineering and Technology*, 2016.
- [401] Working Group. B4.41, "System with Multiple DC infeeds," *CIGRE*, 2008.
- [402] P. Wang, Y. Zhang, H. Chen, X. Li, S. Song, and J. Bai, "Analysis on the Interaction of AC/DC Systems Based on Multi-Infeed Q Effective Short Circuit Ratio," in *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 27-29 March 2012 2012, pp. 1-4, doi: 10.1109/APPEEC.2012.6307296.
- [403] X. Chengjun Xia ID, Zhen Wang and Zhenlin Huang, "Analytical Calculation for Multi-Infeed Interaction Factors Considering Control Modes of High Voltage Direct Current Links," *MDPI Energies*, 2018.
- [404] M. Ambia, K. Meng, W. Xiao, A. Al-Durra, and Z. Dong, "Adaptive Droop Control of Multi-Terminal HVDC Network for Frequency Regulation and Power Sharing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 1, pp. 566-578, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2999443.
- [405] N. Chaudhuri and B. Chaudhuri, "Adaptive Droop Control for Effective Power Sharing in Multi-Terminal DC (MTDC) Grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 21-29, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2203390.
- [406] F. José Luis Rueda-Torres, *Dynamic Vulnerability Assessment and Intelligent Control for Sustainable Power Systems*. John Wiley & Sons Ltd, 2018.
- [407] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [408] P. Kessel and H. Glavitsch, "Estimating the Voltage Stability of a Power System," *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-6, no. 7, pp. 72-72, 1986, doi: 10.1109/MPER.1986.5527889.

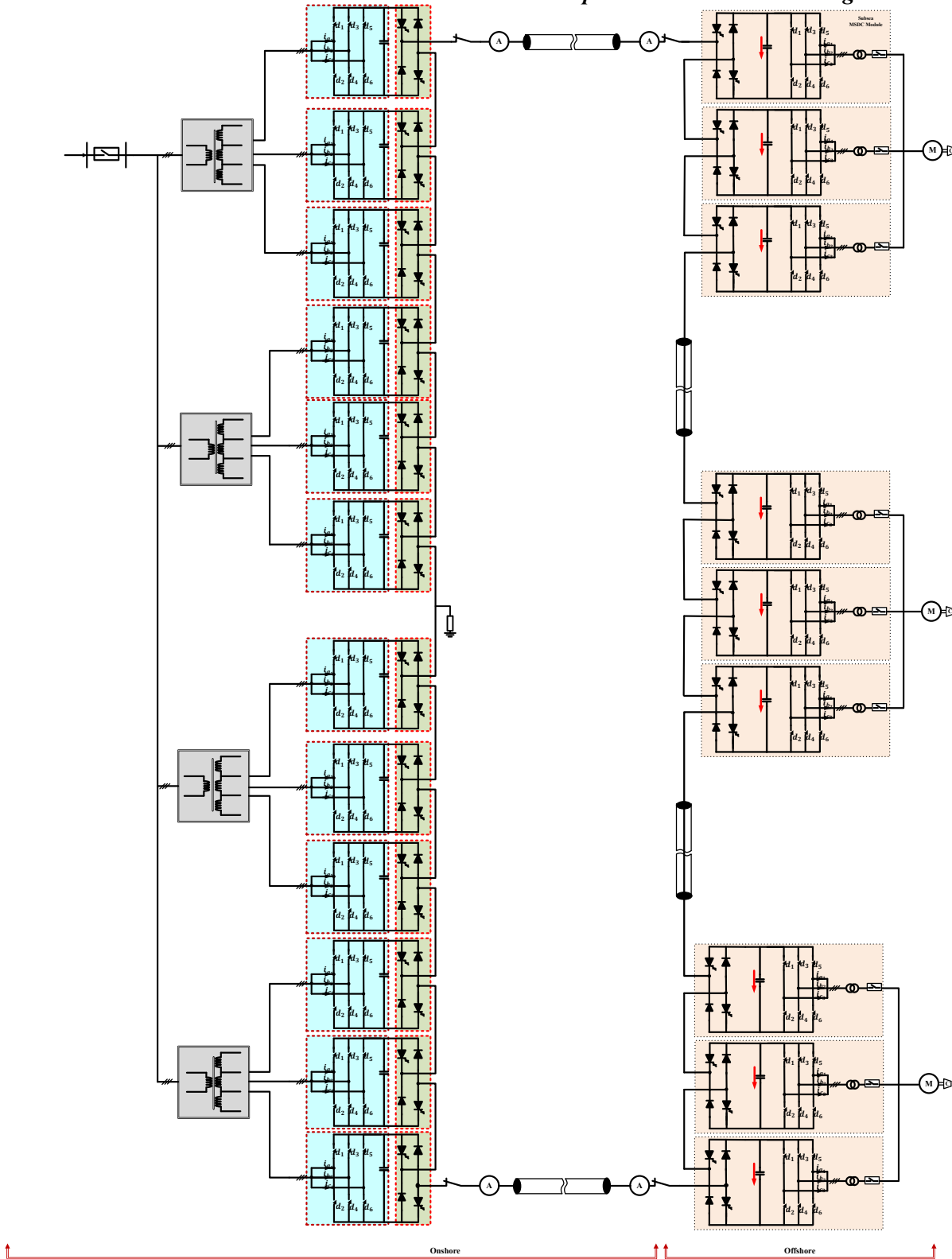
- [409] S. Soliman, H. Temraz, and S. El-Khodary, "Power system voltage stability margin identification using local measurements," in *Large Engineering Systems Conference on Power Engineering*, 2003, 7-9 May 2003 2003, pp. 100-104, doi: 10.1109/LESCPE.2003.1204687.
- [410] B. Milosevic and M. Begovic, "Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 121-127, 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2002.805018.
- [411] C. Thierry Van Cuttsen, *Voltage Stability of Electric Power Systems. The Springer International Series in Engineering and Computer Science*, 1998.
- [412] S. Kim et al., "Development of voltage stability constrained optimal power flow (VSCOPF)," in *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, 15-19 July 2001 2001, vol. 3, pp. 1664-1669 vol.3, doi: 10.1109/PESS.2001.970325.
- [413] W. Zhang, F. Li, and L. M. Tolbert, "Voltage stability constrained optimal power flow (VSCOPF) with two sets of variables (TSV) for reactive power planning," in *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 21-24 April 2008 2008*, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDC.2008.4517280.
- [414] M. Crow, *Computational Methods for Electric Power Systems*. CRC Press Taylor & Francis Group, 2010.
- [415] L. Antonio J. Conejo *Power Electronics and Power Systems*. Springer International 2018.
- [416] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation* John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 2015.
- [417] E. Enrique Acha, Hugo Ambriz-Pérez, César Angeles-Camacho, *FACTS Modelling and Simulation in Power Networks*. John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, , 2004.
- [418] Z. Mingtian Fan, Chengmin Wang, *Mathematical Models and Algorithms for Power System Optimization, Modeling Technology for Practical Engineering Problems*. Elsevier: Academic Press 2019.
- [419] R. Scattolini, "Architectures for distributed and hierarchical Model Predictive Control – A review," *Journal of Process Control*, vol. 19, no. 5, pp. 723-731, 2009/05/01/ 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jprocont.2009.02.003>.
- [420] L. Stephen Boyd, *Convex Optimization*. Cambridge University Press, 2004.
- [421] H. Happ, "Optimal power dispatch a comprehensive survey " *IEEE Access*, 1997.
- [422] B. Dimitri P. Bertsekas, *Dimitri P Bertsekas Constrained Optimization and Lagrange Multiplier Methods (no. Optimization and neural computation series)*. At hena Scientific, Belmont, Massachusetts, 1996.
- [423] J. Momoh, *Electric Power System Applications of Optimization*. CRC Press): Marcel Dekker, INC., 2001.
- [424] A. Antonio Gomez-Exposito, Claudio Canizares. , *Electric Energy Systems Analysis and Operation*. CRC Press, 2009.
- [425] P. Horst, *Nonconvex Optimization and Its Applications Handbook of Global Optimization*. Springer Science+Business Media Dordrecht, 1995.
- [426] E. Klerk, *Aspects of Semidefinite Programming: Interior Point Algorithms and Selected*. Delft University of Technology, Delft, The Netherlands: Kluwer Academic; New York, Boston, Dordrecht, London, Moscow, 2004.
- [427] A. Minot, Y. Lu, and N. Li, "A parallel primal-dual interior-point method for DC optimal power flow," in *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 20-24 June 2016 2016, pp. 1-7, doi: 10.1109/PSCC.2016.7540826.
- [428] A. Soares, "Security constraint optimal active power flow via network model and interior point method," *Sba Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, 2009.
- [429] Etienne de Klerk, *Aspects of Semidefinite Programming, Interior Point Algorithms and Selected Applications* Kluwer Academic 2004.
- [430] F. Rendl, "Semidefinite programming and combinatorial optimization," *Applied Numerical Mathematics*, vol. 29, no. 3, pp. 255-281, 1999/03/01/ 1999, doi: [https://doi.org/10.1016/S0168-9274\(98\)00097-X](https://doi.org/10.1016/S0168-9274(98)00097-X).
- [431] A. M. Alzahrani, "Convex Optimization Approach to the Optimal Power Flow Problem in DC-Microgrids with Energy Storage," *Master of Science in Electrical Engineering, Department of Electrical and Microelectronic Engineering Kate Gleason College of Engineering Rochester Institute of Technology, Rochester, New York*, 2018.
- [432] A. Alzahrani, "Convex Optimization Approach to the Optimal Power Flow Problem in DC-Microgrids with Energy Storage," *Master of Science in Electrical Engineering, Department of Electrical and Microelectronic Engineering Kate Gleason College of Engineering Rochester Institute of Technology, Rochester, New York*, 2018.

- [433] J. Lavaei, "Zero duality gap for classical opf problem convexifies fundamental nonlinear power problems," in *Proceedings of the 2011 American Control Conference*, 29 June-1 July 2011 2011, pp. 4566-4573, doi: 10.1109/ACC.2011.5991104.
- [434] J. Lavaei and S. H. Low, "Zero Duality Gap in Optimal Power Flow Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 92-107, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2160974.
- [435] A. Garces, "Optimal power flow in multiterminal HVDC systems considering DC/DC converters," in *2016 IEEE 25th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 8-10 June 2016 2016, pp. 1212-1217, doi: 10.1109/ISIE.2016.7745067.
- [436] B. F. W. Allen J. Wood, Gerald B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control* John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2014.
- [437] A. Soroudi, *Power System Optimization Modeling in GAMS*. Springer International, 2017.
- [438] A. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, Third Edition ed. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2014.
- [439] S. Vaishali Sohoni, and R. K. Nema, "A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems," *Hindawi Publishing Corporation Journal of Energy*, p. 18, 2016.
- [440] S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi, and A. Louche, "Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions," *Applied Energy*, vol. 85, no. 10, pp. 968-987, 2008, doi: 10.1016/j.apenergy.2008.02.012.
- [441] J. Chen, F. Wang, and K. A. Stelson, "A mathematical approach to minimizing the cost of energy for large utility wind turbines," *Applied Energy*, vol. 228, pp. 1413-1422, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.06.150.
- [442] B. Allen J. Wood, Gerald B. Sheblé., *Power generation, operation, and control*, Third ed. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2014.
- [443] M. Fingersh, and A. Laxson "Wind Turbine Design Cost and Scaling Model," *National Renewable Energy Laboratory Technical Report NREL/TP-500-40566*, 2006.
- [444] C. Gavriluta, I. Candela, C. Citro, A. Luna, and P. Rodriguez, "Design considerations for primary control in multi-terminal VSC-HVDC grids," *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 33-41, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2014.12.020.
- [445] John L. Crassidis, *Optimal Estimation of Dynamic Systems*, Second Edition ed. CRC Press, Taylor & Francis Group, 2012.
- [446] M. Nagsarkar, *Power System Analysis*, Second Edition ed. Oxford University Press, 2014.
- [447] M. Ahmad, *Power System State Estimation*. Artech House, 2013.
- [448] G. Exposito, *Power System State Estimation Theory and Implementation*. Marcel Dekker, 2004.
- [449] G. Exposito and V. Jaen, "Reduced substation models for generalized state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, pp. 839-846, 2001, doi: 10.1109/59.962435.
- [450] N. Singh and H. Glavitsch, "Detection and identification of topological errors in online power system analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 1, pp. 324-331, 1991, doi: 10.1109/59.131079.
- [451] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems A Generalized Approach*. Springer Science+Business, 1999.
- [452] A. Jaen, P. Romero, and A. Exposito, "Substation data validation by a local three-phase generalized state estimator," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 264-271, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2004.841176.
- [453] M. Asprou, S. Chakrabarti, and E. Kyriakides, "A Two-Stage State Estimator for Dynamic Monitoring of Power Systems," *IEEE Systems Journal*, vol. 11, no. 3, pp. 1767-1776, 2017, doi: 10.1109/JSYST.2014.2375951.
- [454] M. Zhou, V. Centeno, J. Thorp, and A. Phadke, "An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1930-1937, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.881112.
- [455] Daniel Pinheiro Bernardon, *Smart Operation for Power Distribution Systems Concepts and Applications*. Springer International, 2018.
- [456] J. Tax, *Classification, Parameter Estimation and State Estimation An Engineering Approach using MATLAB*. John Wiley & Sons 2004.
- [457] J. Carpenter, "Progress in Navigation Filter Estimate Fusion and Its Application to Spacecraft Rendezvous," *NASA Technical Memorandum 104794*, 1994.



- [458] S. Abhinav Kumar, *Dynamic Estimation and Control of Power Systems Academic Press is an imprint of Elsevier*, 2019.
- [459] E. Ghahremani and I. Kamwa, "Online State Estimation of a Synchronous Generator Using Unscented Kalman Filter From Phasor Measurements Units," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, pp. 1099-1108, 2011.
- [460] E. Ghahremani and I. Kamwa, "PMU analytics for decentralized dynamic state estimation of power systems using the Extended Kalman Filter with Unknown Inputs," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2015.
- [461] E. Ghahremani and I. Kamwa, "Local and Wide-Area PMU-Based Decentralized Dynamic State Estimation in Multi-Machine Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 547-562, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2400633.
- [462] S. Panzieri, F. Pascucci, and R. Setola, "Simultaneous Localization and Map Building Algorithm for real-time applications," *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 38, no. 1, pp. 457-462, 2005/01/01/ 2005, doi: <https://doi.org/10.3182/20050703-6-CZ-1902.01346>.
- [463] E. Ghahremani, I. Kamwa, W. Li, and L. Grégoire, "Synchrophasor based tracking of synchronous generator dynamic states using a fast EKF with unknown mechanical torque and field voltage," *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 302-308, 2014.
- [464] I. Kamwa, S. Samantaray, and G. Joos, "Compliance Analysis of PMU Algorithms and Devices for Wide-Area Stabilizing Control of Large Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1766-1778, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2221168.
- [465] zhufengGNSS, "ekfukf\_1\_3," ed, 2016, p. [https://github.com/zhufengGNSS/ekfukf\\_1\\_3](https://github.com/zhufengGNSS/ekfukf_1_3).
- [466] M. Ghosal, "Enhancing Smartgrid Situational Awareness and Resiliency to Data Attack using Dynamic State Estimation," *Electrical Engineering of Texas Tech University*, 2017.
- [467] J. Qi, K. Sun, J. Wang, and H. Liu, "Dynamic State Estimation for Multi-Machine Power System by Unscented Kalman Filter With Enhanced Numerical Stability," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1184-1196, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2580584.
- [468] J. Arun G. Phadke, *Power Electronics and Power Systems Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. Springer International* 2017.
- [469] A. Pal, G. A. Sanchez-Ayala, V. A. Centeno, and J. S. Thorp, "A PMU Placement Scheme Ensuring Real-Time Monitoring of Critical Buses of the Network," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 2, pp. 510-517, 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2279172.
- [470] E. Bueno, S. Cobreces, F. Rodriguez, A. Hernandez, and F. Espinosa, "Design of a Back-to-Back NPC Converter Interface for Wind Turbines With Squirrel-Cage Induction Generator," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 3, pp. 932-945, 2008, doi: 10.1109/tec.2008.918651.
- [471] M. Saeedifard and R. Iravani, "Dynamic Performance of a Modular Multilevel Back-to-Back HVDC System," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2903-2912, 2010, doi: 10.1109/tpwr.2010.2050787.

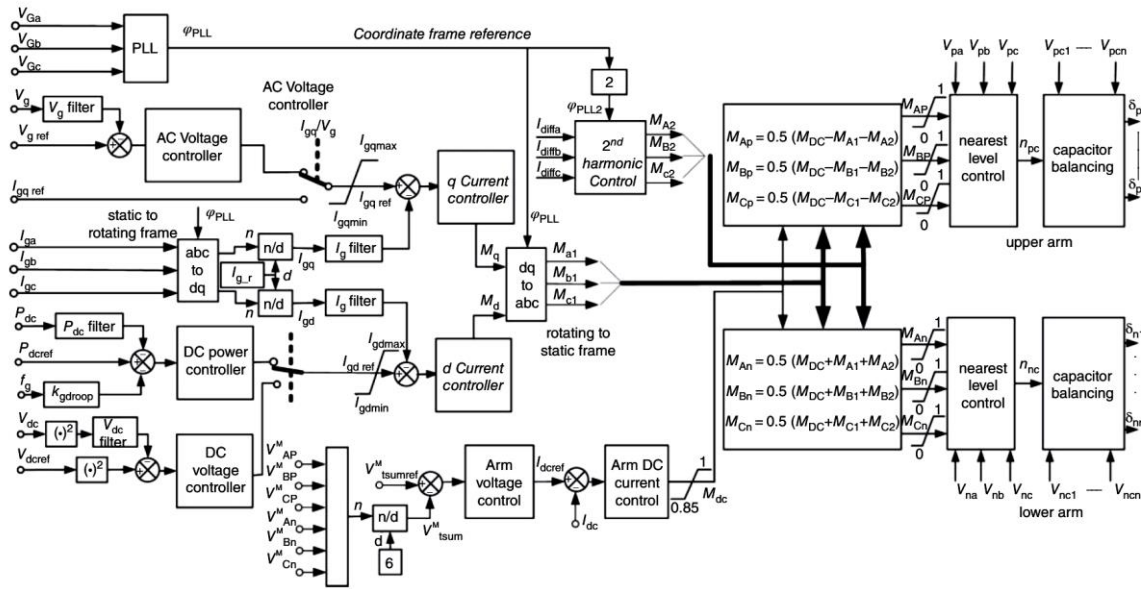
ANNEXE A – ARCHITECTURE MSDC DE TRANSMISSION SUR UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE  
 Architecture MSDC de Transmission et Distribution pour alimentation des charges sous-marines



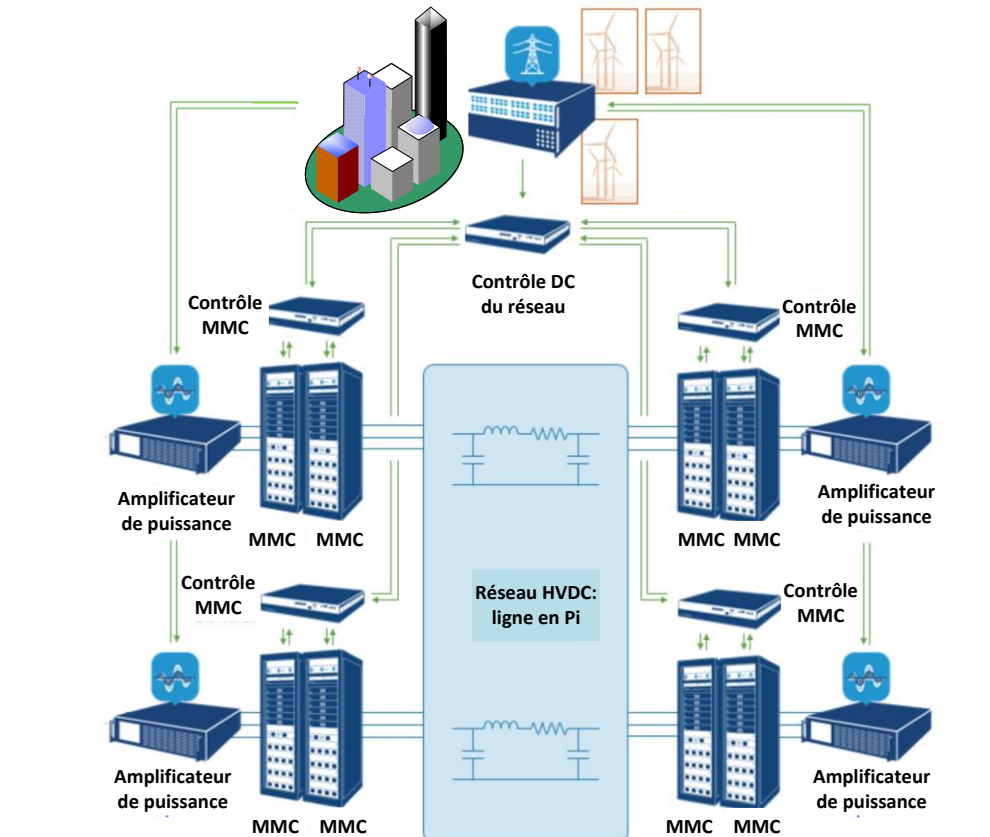


ANNEXE B – MATRICES DE TOEPLITZ DES COEFFICIENTS DE FOURIER DES INDICES D’INSERTION

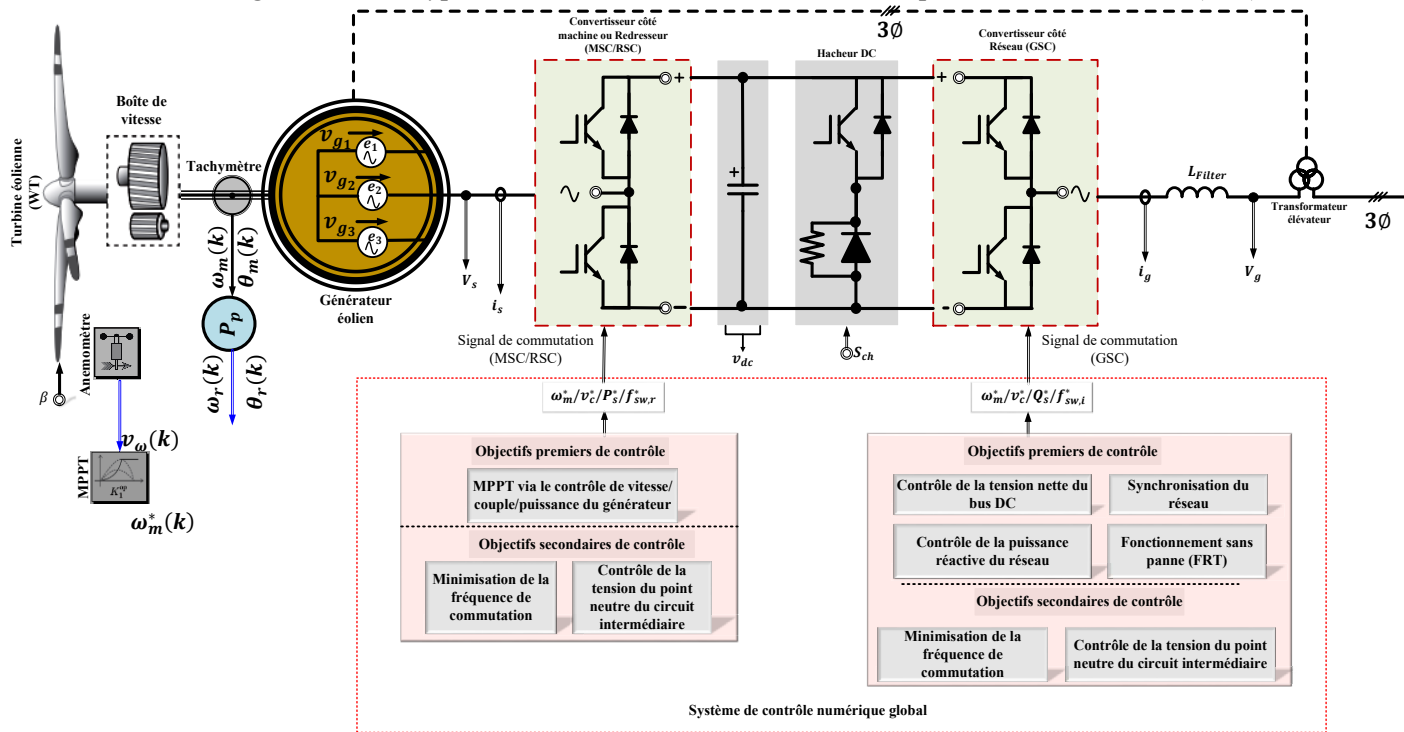
Modèle de Structure du contrôleur de convertisseur HB MMC (B11)



Structure du modèle de démonstrateur de banc de test MMC conçu des bureaux d'OPAL-RT Montréal

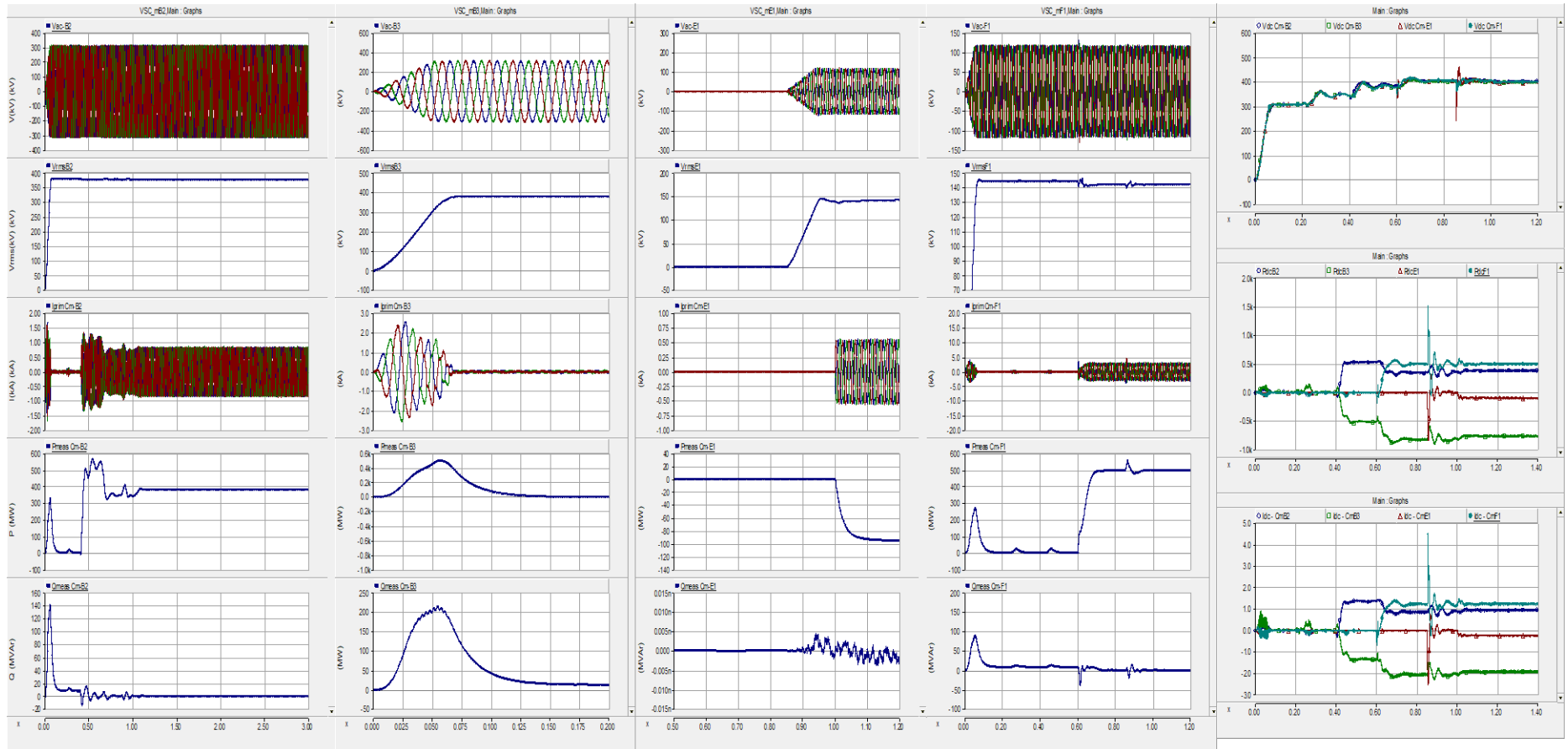


*WECS avec générateur de type 3 et 4 assurant un niveau de contrôle primaire et secondaire (B12)*



# ANNEXE C – TRANSMISSION MULTI-TERMINAUX DC QUATRE TERMINAUX MODÈLE SOUS PSCAD/EMTDC 4.5

## Résultats des chaque terminaux dans une transmission maillé. (C1)



## ANNEXE D – ESTIMATION D'ÉTAT

### Cas WLS-SE sous forme cartésienne

```

nbus = 30;
ybus = ybusfunc(nbus); % Get YBus..
zdata = zconv(nbus); % Get Conventional Measurement data..
[bsh g b] = line_mat_func(nbus); % Get conductance and susceptance matrix
type = zdata(:,2);
% Type of measurement,
% type =1 voltage magnitude p.u
% type =2 Voltage phase angle in degree
% type =3 Real power injections
% type =4 Reactive power injection
% type =5 Real power flow
% type =6 Reactive power flow
z = zdata(:,3); % Measurement values
fbus = zdata(:,4); % From bus
tbus = zdata(:,5); % To bus
Ri_cse = diag(zdata(:,6)); % Measurement Error Covariance matrix
e = ones(nbus,1); % Initialize the real part of bus voltages
f = zeros(nbus,1); % Initialize the imaginary part of bus voltages
E1 = [f;e]; % State Vector comprising of imaginary and real part of voltage
G = real(ybus);
B = imag(ybus);

ei = find(type == 1); % Index of voltage magnitude measurements..
fi = find(type == 2); % Index of voltage angle measurements..
ppi = find(type == 3); % Index of real power injection measurements..
qi = find(type == 4); % Index of reactive power injection measurements..
pf = find(type == 5); % Index of real power flow measurements..
qf = find(type == 6); % Index of reactive power flow measurements..
Vm=z(ei);
Thm=z(fi);
z(ei)=Vm.*cosd(Thm); % converting voltage from polar to Cartesian
z(fi)=Vm.*sind(Thm);

nei = length(ei); % Number of Voltage measurements(real)
nfi = length(fi); % Number of Voltage measurements(imaginary)
npi = length(ppi); % Number of Real Power Injection measurements..
nqi = length(qi); % Number of Reactive Power Injection measurements..
npf = length(pf); % Number of Real Power Flow measurements..
nqf = length(qf); % Number of Reactive Power Flow measurements..

iter = 0;
tol = 1;
while(tol > 1e-6)

    %Measurement Function, h
    h1 = e(fbus(ei),1); %voltage measurement
    h2 = f(fbus(fi),1); %angle measurement
    h3 = zeros(npi,1); %real power injection
    h4 = zeros(nqi,1); %reactive power injection
    h5 = zeros(npf,1); %real power flow
    h6 = zeros(nqf,1); %reactive power flow

    %Measurement function of power injection
    for i = 1:npi
        m = fbus(ppi(i));
        for k = 1:nbus
            % Real injection
            h3(i)=h3(i) + (G(m,k) * (e(m) * e(k) + f(m) * f(k)) ...
                + B(m,k) * (f(m) * e(k) - e(m) * f(k)));
            % Reactive injection
            h4(i)=h4(i) + (G(m,k) * (f(m) * e(k) - e(m) * f(k)) ...
                - B(m,k) * (e(m) * e(k) + f(m) * f(k)));
        end
    end

    %Measurement function of power flow
    for i = 1:npf
        m = fbus(pf(i));
        n = tbus(pf(i));
        % Real injection
        h5(i) = (e(m)^2 + f(m)^2) * g(m,n) ...
            - (g(m,n) * (e(m) * e(n) + f(m) * f(n)) + b(m,n) * (f(m) * e(n) - e(m) * f(n)));
        % Reactive injection
        h6(i) = -g(m,n) * (f(m) * e(n) - ...
            e(m) * f(n)) + b(m,n) * (e(m) * e(n) + f(m) * f(n)) ...

```

```

- (e(m)^2 + f(m)^2) * (b(m,n)+bsh(m,n));
end

h = [h1; h2; h3; h4; h5; h6];

%Residual matrix difference of measurement and the non linear
r = z - h;

% Jacobian..

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%% Jacobian Block 1: Derivative of voltage %%%%%
%%%%% with respect to states %%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
H11 = zeros(nei,nbus); % Derivative of e wrt e
H12 = zeros(nei,nbus); % Derivative of e wrt f
H21 = zeros(nfi,nbus); % Derivative of f wrt e
H22 = zeros(nfi,nbus); % Derivative of f wrt f
for k = 1:nei
    H11(k,fbus(k)) = 1;
    H22(k,fbus(n)) = 1;
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%% Jacobian Block 2: Derivative of Power injection %%%%%
%%%%% with respect to states %%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
H31 = zeros(npi,nbus); %Derivative of real power injection wrt e
H32 = zeros(npi,nbus); %Derivative of real power injection wrt f
H41 = zeros(npi,nbus); %Derivative of reactive power injection wrt e
H42 = zeros(npi,nbus); %Derivative of reactive power injection wrt f
for i = 1:npi
    m = fbus(ppi(i));
    for k = 1:(nbus)
        if k == m
            for n = 1:nbus
                H31(i,k) = H31(i,k) + (G(m,n)*e(n) - B(m,n)*f(n));
                H32(i,k) = H32(i,k) + (G(m,n)*f(n) + B(m,n)*e(n));
                H41(i,k) = H41(i,k) -G(m,n)*f(n) - B(m,n)*e(n);
                H42(i,k) = H42(i,k) + (G(m,n)*e(n) - B(m,n)*f(n));
            end
            H31(i,k) = H31(i,k) + f(m)*B(m,m) + G(m,m)*e(m);
            H32(i,k) = H32(i,k) - e(m)*B(m,m) + f(m)*G(m,m);
            H41(i,k) = H41(i,k) + f(m)*G(m,m) - e(m)*B(m,m);
            H42(i,k) = H42(i,k) - e(m)*G(m,m) - f(m)*B(m,m);
        else
            H31(i,k) = G(m,k)*e(m) + B(m,k)*f(m);
            H32(i,k) =G(m,k)*f(m) - B(m,k)*e(m);
            H41(i,k) = (G(m,k)*f(m) - B(m,k)*e(m));
            H42(i,k) = (-G(m,k)*e(m) - B(m,k)*f(m));
        end
    end
end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%% Jacobian Block 3: Derivative of Power flow %%%%%
%%%%% with respect to states %%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
H51 = zeros(npf,nbus);
H52 = zeros(npf,nbus);
H61 = zeros(nqf,nbus);
H62 = zeros(nqf,nbus);
for i = 1:npf
    m = fbus(pf(i));
    n = tbus(pf(i));
    H51(i,m) = 2*e(m)*g(m,n) - g(m,n)*e(n) + b(m,n)*f(n);
    H51(i,n) = -g(m,n)*e(m) - b(m,n)*f(m);
    H52(i,m) = 2*f(m)*g(m,n) - g(m,n)*f(n) - b(m,n)*e(n);
    H52(i,n) = -g(m,n)*f(m) + b(m,n)*e(m);
    H61(i,m)=-2*e(m)*(b(m,n)+bsh(m,n))+g(m,n)*f(n)+b(m,n)*e(n);
    H61(i,n) = -g(m,n)*f(m) + b(m,n)*e(m);
    H62(i,m)=-2*f(m)*(b(m,n)+bsh(m,n))-g(m,n)*e(n)+b(m,n)*f(n);
    H62(i,n) = g(m,n)*e(m) + b(m,n)*f(m);
end

% Measurement Jacobian, H..
H1 = [H11 H12;
      H21 H22;
      H31 H32;
      H41 H42;
      H51 H52;

```

```

    H61 H62];

% Gain Matrix, Gm..
Gm = H1'*inv(Ri_cse)*H1;

%Objective Function..
J = sum(inv(Ri_cse)*r.^2);

%Solving for states iteratively by cholesky factorization and forward
%and back substitution.
gm=H1'*inv(Ri_cse)*r;
dE=factoriseGbychol(Gm,gm,length(E1));
E1 = E1 + dE;

e = E1(1:nbus);
f = E1(nbus+1:end);
iter = iter + 1;
tol = max(abs(dE));
end
displayoutput(E1,'a'); % Displaying output in tabular form
%%
%baddata
O = Ri_cse- H1*inv(Gm)*H1';
od=diag(O);
cm = find(od<=1e-12);
r(cm)=0;
rN=abs(r)./sqrt(od);
displayoutput(rN,'b'); % Display rN in formatted form

```

---

**Cas WLS-SE à deux étages avec placement de PMU**

---

```

nbus = 30;
zpmu = zpmus(nbus); % Get phasor Measurement data..
type = zpmu(:,2); % Type of measurements,
[zp Rpmu]= rotatemat(nbus); %Converts measurements and its error
%Covariance matrix from polar to Cartesian form
fb_pmu = zpmu(:,4); % From bus..
tb_pmu = zpmu(:,5); % To bus..
vi = find(type == 7); % Index of voltage phasor
gi = find(type == 9); % Index of current phasor
nvi=length(vi);
ngi=length(gi);
[bsh g b] = line_mat_func(nbus); % Get conductance and susceptance matrix
% Relation between measured voltage phasor and states
II =zeros(nvi,nbus);
for k=1:nvi
    II(k,fb_pmu(vi(k)))=1;
end
% Relation between measured current phasor and states
A=zeros(ngi,nbus); % Current incidence matrix
gseries=zeros(ngi,ngi); % Series conductance matrix of measured lines
bseries=zeros(ngi,ngi); % Series susceptance matrix of measured lines
bshunt=zeros(ngi,nbus); % Shunt admittance matrix
for k = 1:ngi
    A(k,fb_pmu(gi(k)))=1;
    A(k,tb_pmu(gi(k)))=-1;
    gseries(k,k)=g(fb_pmu(gi(k)),tb_pmu(gi(k)));
    bseries(k,k)=b(fb_pmu(gi(k)),tb_pmu(gi(k)));
    bshunt(k,fb_pmu(gi(k))) = bsh(fb_pmu(gi(k)),tb_pmu(gi(k)));
end

% Relation between all phasors and states
H_pmu11=[II;zeros(size(II))];
H_pmu12=[zeros(size(II));II];
H_pmu21=[(gseries*A);(bseries*A+bshunt)];
H_pmu22=[-(bseries*A+bshunt);(gseries*A)];

H_pmu=[H_pmu11 H_pmu12;
        H_pmu21 H_pmu22];

%invoke conventional state estimator
% [E1 Ri_cse H1]=load(wlsconv);
G0= H1'/Ri_cse*H1;

z2=[E1;zp]; % Second Stage measurement matrix
H2=[eye(2*nbus);H_pmu]; % Second stage jacobain matrix
%Define the inverse of measurement error covariance matrix using results of
%first stage
offdiag=zeros(2*nbus,length(Rpmu));
inv_R2=[ G0 offdiag; offdiag' inv(Rpmu)];

%%Solution of linear state estimation problem

```

```

% Gain Matrix, Gm..
Gm2 = H2'*inv_R2*H2;

%Solving for states by cholesky factorization
gm2 = H2'*inv_R2*z2;
E2=factoriseGbychol(Gm2,gm2,2*nbus);

displayout(E2,'a') % Displaying output in tabular form
e=E2(1:nbus);
f=E2(nbus+1:end);
CvE2= inv(H2'*inv_R2*H2); % Covariance of measurement residual for stage 2
%%
%residue conventional measurement
ybus = ybusfunc(nbus); % Get YBus..
zdt = zconv(nbus); % Get Measurement data..
nbus = length(ybus); % Get number of buses..
type = zdt(:,2);
% Type of measurement,
% type =1 voltage magnitude p.u
% type =2 Voltage phase angle in degree
% type =3 Real power injections
% type =4 Reactive power injection
% type =5 Real power flow
% type =6 Reactive power flow
z_cse = zdt(:,3); % Measurement values..
fb_cse = zdt(:,4); % From bus..
tb_cse = zdt(:,5); % To bus..
G = real(ybus);
B = imag(ybus);

ei = find(type == 1); % Index of voltage magnitude measurements..
fi = find(type == 2); % Index of voltage angle measurements..
ppi = find(type == 3); % Index of real power injection measurements..
qi = find(type == 4); % Index of reactive power injection measurements..
pf = find(type == 5); % Index of real power flow measurements..
qf = find(type == 6); % Index of reactive power flow measurements..

Vm=z_cse(ei);
Thm=z_cse(fi);
z_cse(ei)=Vm.*cosd(Thm); % converting voltage from polar to Cartesian
z_cse(fi)=Vm.*sind(Thm);

nei = length(ei); % Number of Voltage measurements..
nfi = length(fi); % Number of Voltage measurements..
npi = length(ppi); % Number of Real Power Injection measurements..
nqi = length(qi); % Number of Reactive Power Injection measurements..
npf = length(pf); % Number of Real Power Flow measurements..
nqf = length(qf); % Number of Reactive Power Flow measurements..

%Measurement Function, h
h1 = e(fb_cse(ei),1); %voltage measurement
h2 = f(fb_cse(fi),1); %angle measurement
h3 = zeros(npi,1); %real power injection
h4 = zeros(nqi,1); %reactive power injection
h5 = zeros(npf,1); %real power flow
h6 = zeros(nqf,1); %reactive power flow

%Measurement function of power injection
for i = 1:npi
    m = fb_cse(ppi(i));
    for k = 1:nbus
        % Real injection
        h3(i)=h3(i)+(G(m,k)*(e(m)*e(k)+f(m)*f(k))...
            +B(m,k)*(f(m)*e(k)-e(m)*f(k)));
        % Reactive injection
        h4(i)=h4(i)+(G(m,k)*(f(m)*e(k)-e(m)*f(k))...
            -B(m,k)*(e(m)*e(k)+f(m)*f(k)));
    end
end

%Measurement function of power flow
for i = 1:npf
    m = fb_cse(pf(i));
    n = tb_cse(pf(i));
    % Real injection
    h5(i) = (e(m)^2 + f(m)^2)*g(m,n)...
        - (g(m,n)*(e(m)*e(n)+f(m)*f(n))+b(m,n)*(f(m)*e(n)-e(m)*f(n)));
    % Reactive injection
    h6(i) = -g(m,n)*(f(m)*e(n)-...
        e(m)*f(n))+b(m,n)*(e(m)*e(n)+f(m)*f(n))...
        - (e(m)^2 + f(m)^2)*(b(m,n)+bsh(m,n));
end

```

```

end
h_cse = [h1; h2; h3; h4; h5; h6];
r_cse = z_cse - h_cse;

%%
%bad data conventional measurement
O_cse=Ri_cse - H1*CvE2*H1';
od_cse=diag(O_cse);
cm = find(od_cse<=1e-9);
r_cse(cm)=0;
rN_cse=abs(r_cse)./sqrt(od_cse);
%%
%bad data PMU measurements
r2=z2-H2*E2;
O=inv(inv_R2)-H2*CvE2*H2';
od=diag(O);
rN_stage2=abs(r2)./sqrt(od);
rN_pmu= rN_stage2(2*nbus+1:end);

%% all rNs combined
rN=[rN_cse;rN_pmu];
displayout(rN,'c');

```

### *Cas d'estimation d'état par la méthode du maximum vraisemblance sur 04 Terminaux*

```

##### Following is the main program #####
#####-----#####
nbus represents the number of bus system
close all;
clear;
clc;
nbus = 4; %for IEEE 30 bus system
ybus = ybusfunc(nbus); % Get YBus..
zdata = zconv(nbus); % Get Conventional Measurement data..
[bsh g b] = line_mat_func(nbus); % Get conductance and susceptance matrix
type = zdata(:,2);
% Type of measurement,
% type =1 voltage magnitude p.u
% type =2 Voltage phase angle in degree
% type =3 Real power injections
% type =4 Reactive power injection
% type =5 Real power flow
% type =6 Reactive power flow
z = zdata(:,3); % Measurement values
Z=z;% for plotting figures
fbus = zdata(:,4); % From bus
tbus = zdata(:,5); % To bus
Ri = diag(zdata(:,6)); % Measurement Error Covariance matrix
e = ones(nbus,1); % Initialize the real part of bus voltages
f = zeros(nbus,1); % Initialize the imaginary part of bus voltages
E = [f;e]; % State Vector comprising of imaginary and real part of voltage
G = real(ybus);
B = imag(ybus);
ei = find(type == 1); % Index of voltage magnitude measurements..
fi = find(type == 2); % Index of voltage angle measurements..
ppi = find(type == 3); % Index of real power injection measurements..
qi = find(type == 4); % Index of reactive power injection measurements..
pf = find(type == 5); % Index of real power flow measurements..
qf = find(type == 6); % Index of reactive power flow measurements..
Vm=z(ei);
Thm=z(fi);
z(ei)=Vm.*cosd(Thm); % converting voltage from polar to Cartesian
z(fi)=Vm.*sind(Thm);
nei = length(ei); % Number of Voltage measurements(real)
nfi = length(fi); % Number of Voltage measurements(imaginary)
npi = length(ppi); % Number of Real Power Injection measurements..
nqi = length(qi); % Number of Reactive Power Injection measurements..
npf = length(pf); % Number of Real Power Flow measurements..
nqf = length(qf); % Number of Reactive Power Flow measurements..
nm=nei+nfi+npi+nqi+npf+nqf; % total number of measurements
% robust parameters
tol=1;
maxiter=30;% maximal iteration for iteratively reweighted least squares (IRLS) algorithm
c=1.5; % for Huber-estimator
bm=mad_factor(nm); % correction factor to achieve unbiasedness under Gaussian measurement noise
##### GM-estimator#####
% flat initialization
iter=1;
s=1;
% Calculate the measurements
h1 = e(fbus(ei),1); %voltage measurement

```



```

h2 = f(fbus(fi),1); %angle measurement
h3 = zeros(npi,1); %real power injection
h4 = zeros(nqi,1); %reactive power injection
h5 = zeros(npf,1); %real power flow
h6 = zeros(nqf,1); %reactive power flow
%Measurement function of power injection
for i = 1:npi
m = fbus(ppi(i));
for k = 1:nbus
% Real injection
h3(i)=h3(i)+(G(m,k)*(e(m)*e(k)+f(m)*f(k))+B(m,k)*(f(m)*e(k)-e(m)*f(k)));
% Reactive injection
h4(i)=h4(i)+(G(m,k)*(f(m)*e(k)-e(m)*f(k))-B(m,k)*(e(m)*e(k)+f(m)*f(k)));
end
end
%Measurement function of power flow
for i = 1:npf
m = fbus(pf(i));
n = tbus(pf(i));
% Real injection
h5(i) = (e(m)^2 + f(m)^2)*g(m,n) - (g(m,n)*(e(m)*e(n)+f(m)*f(n))+b(m,n)*(f(m)*e(n)-e(m)*f(n)));
% Reactive injection
h6(i) = -g(m,n)*(f(m)*e(n)-e(m)*f(n))+b(m,n)*(e(m)*e(n)+f(m)*f(n)) - (e(m)^2 + f(m)^2)*(b(m,n)+bsh(m,n));
end
h = [h1; h2; h3; h4; h5; h6];
%% Calculate the Jacobian matrix
% Jacobian..
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% Jacobian Block 1: Derivative of voltage %%%
%% with respect to states %%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
H11 = zeros(nei,nbus); % Derivative of e wrt e
H12 = zeros(nei,nbus); % Derivative of e wrt f
H21 = zeros(nfi,nbus); % Derivative of f wrt e
H22 = zeros(nfi,nbus); % Derivative of f wrt f
for k = 1:nei
H11(k, fbus(k)) = 1;
H22(k, fbus(n)) = 1;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% Jacobian Block 2: Derivative of Power injection %%%
%% with respect to states %%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
H31 = zeros(npi,nbus); %Derivative of real power injection wrt e
H32 = zeros(npi,nbus); %Derivative of real power injection wrt f
H41 = zeros(npi,nbus); %Derivative of reactive power injection wrt e
H42 = zeros(npi,nbus); %Derivative of reactive power injection wrt f
for i = 1:npi
m = fbus(ppi(i));
for k = 1:(nbus)
if k == m
for n = 1:nbus
H31(i,k) = H31(i,k) + (G(m,n)*e(n) - B(m,n)*f(n));
H32(i,k) = H32(i,k) + (G(m,n)*f(n) + B(m,n)*e(n));
H41(i,k) = H41(i,k) -G(m,n)*f(n) - B(m,n)*e(n);
H42(i,k) = H42(i,k) + (G(m,n)*e(n) - B(m,n)*f(n));
end
H31(i,k) = H31(i,k) + f(m)*B(m,m) + G(m,m)*e(m);
H32(i,k) = H32(i,k) - e(m)*B(m,m) + f(m)*G(m,m);
H41(i,k) = H41(i,k) + f(m)*G(m,m) - e(m)*B(m,m);
H42(i,k) = H42(i,k) - e(m)*G(m,m) - f(m)*B(m,m);
else
H31(i,k) = G(m,k)*e(m) + B(m,k)*f(m);
H32(i,k) =G(m,k)*f(m) - B(m,k)*e(m);
H41(i,k) = (G(m,k)*f(m) - B(m,k)*e(m));
H42(i,k) = (-G(m,k)*e(m) - B(m,k)*f(m));
end
end
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% Jacobian Block 3: Derivative of Power flow %%%
%% with respect to states %%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
H51 = zeros(npf,nbus);
H52 = zeros(npf,nbus);
H61 = zeros(nqf,nbus);
H62 = zeros(nqf,nbus);
for i = 1:npf
m = fbus(pf(i));
n = tbus(pf(i));
H51(i,m) = 2*e(m)*g(m,n) - g(m,n)*e(n) + b(m,n)*f(n);

```

```

H51(i,n) = -g(m,n)*e(m) - b(m,n)*f(m);
H52(i,m) = 2*f(m)*g(m,n) - g(m,n)*f(n) - b(m,n)*e(n);
H52(i,n) = -g(m,n)*f(m) + b(m,n)*e(m);
H61(i,m)=-2*e(m)*(b(m,n)+bsh(m,n))+g(m,n)*f(n)+b(m,n)*e(n);
H61(i,n) = -g(m,n)*f(m) + b(m,n)*e(m);
H62(i,m)=-2*f(m)*(b(m,n)+bsh(m,n))-g(m,n)*e(n)+b(m,n)*f(n);
H62(i,n) = g(m,n)*e(m) + b(m,n)*f(m);
end
% Measurement Jacobian, H..
H = [H11 H12;
H21 H22;
H31 H32;
H41 H42;
H51 H52;
H61 H62];
%% Identify leverage points (bad or good)
%% Calculate the corresponding weight
%% projection statistics--From the paper published by Dr. Mili on 1996
PSi=PS_sparse(H);
[m,n]=size(H);
for i=1:m
niu=sum(H(i,:))~=0);
cuttoff_PS(i,1)=chi2inv(0.975,niu);
w(i,1)=min(1,(cuttoff_PS(i,1)/PSi(i))^2); %% downweight the outliers or leverage points
end
%w=ones(length(z),1); % if all w is set to be 1, this is the M-estimator
%%
%% finish the identifying of outliers
%% start to iterate using IRLS algorithm
%%
while(tol > 1e-6)
%Measurement Function, h
h1 = e(fbush(ei),1); %voltage measurement
h2 = f(fbush(fi),1); %angle measurement
h3 = zeros(npi,1); %real power injection
h4 = zeros(nqi,1); %reactive power injection
h5 = zeros(npf,1); %real power flow
h6 = zeros(nqf,1); %reactive power flow
%Measurement function of power injection
for i = 1:npi
m = fbush(ppi(i));
for k = 1:nbus
% Real injection
h3(i)=h3(i)+(G(m,k)*(e(m)*e(k)+f(m)*f(k))+B(m,k)*(f(m)*e(k)-e(m)*f(k)));
% Reactive injection
h4(i)=h4(i)+(G(m,k)*(f(m)*e(k)-e(m)*f(k))-B(m,k)*(e(m)*e(k)+f(m)*f(k)));
end
end
%Measurement function of power flow
for i = 1:npf
m = fbush(pf(i));
n = tbus(pf(i));
% Real injection
h5(i) = (e(m)^2 + f(m)^2)*g(m,n) - (g(m,n)*(e(m)*e(n)+f(m)*f(n)) + b(m,n)*(f(m)*e(n) - e(m)*f(n)));
% Reactive injection
h6(i) = -g(m,n)*(f(m)*e(n) - e(m)*f(n)) + b(m,n)*(e(m)*e(n) + f(m)*f(n)) - (e(m)^2 + f(m)^2)*(b(m,n) + bsh(m,n));
end
h = [h1; h2; h3; h4; h5; h6];
%Residual matrix difference of measurement and the non linear
%r = z - h;
% Jacobian..
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%% Jacobian Block 1: Derivative of voltage %%%%%
%%%%% with respect to states %%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
H11 = zeros(nei,nbus); % Derivative of e wrt e
H12 = zeros(nei,nbus); % Derivative of e wrt f
H21 = zeros(nfi,nbus); % Derivative of f wrt e
H22 = zeros(nfi,nbus); % Derivative of f wrt f
for k = 1:nei
H11(k,fbush(k)) = 1;
H22(k,fbush(n)) = 1;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%% Jacobian Block 2: Derivative of Power injection %%%%%
%%%%% with respect to states %%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
H31 = zeros(npi,nbus); %Derivative of real power injection wrt e
H32 = zeros(npi,nbus); %Derivative of real power injection wrt f
H41 = zeros(nqi,nbus); %Derivative of reactive power injection wrt e
H42 = zeros(nqi,nbus); %Derivative of reactive power injection wrt f

```

```

for i = 1:npi
m = fbus(ppi(i));
for k = 1:(nbus)
if k == m
for n = 1:nbus
H31(i,k) = H31(i,k) + (G(m,n)*e(n) - B(m,n)*f(n));
H32(i,k) = H32(i,k) + (G(m,n)*f(n) + B(m,n)*e(n));
H41(i,k) = H41(i,k) -G(m,n)*f(n) - B(m,n)*e(n);
H42(i,k) = H42(i,k) + (G(m,n)*e(n) - B(m,n)*f(n));
end
H31(i,k) = H31(i,k) + f(m)*B(m,m) + G(m,m)*e(m);
H32(i,k) = H32(i,k) - e(m)*B(m,m) + f(m)*G(m,m);
H41(i,k) = H41(i,k) + f(m)*G(m,m) - e(m)*B(m,m);
H42(i,k) = H42(i,k) - e(m)*G(m,m) - f(m)*B(m,m);
else
H31(i,k) = G(m,k)*e(m) + B(m,k)*f(m);
H32(i,k) =G(m,k)*f(m) - B(m,k)*e(m);
H41(i,k) = (G(m,k)*f(m) - B(m,k)*e(m));
H42(i,k) = (-G(m,k)*e(m) - B(m,k)*f(m));
end
end
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%% Jacobian Block 3: Derivative of Power flow %%%
%%% with respect to states %%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
H51 = zeros(npf,nbus);
H52 = zeros(npf,nbus);
H61 = zeros(nqf,nbus);
H62 = zeros(nqf,nbus);
for i = 1:npf
m = fbus(pf(i));
n = tbus(pf(i));
H51(i,m) = 2*e(m)*g(m,n) - g(m,n)*e(n) + b(m,n)*f(n);
H51(i,n) = -g(m,n)*e(m) - b(m,n)*f(m);
H52(i,m) = 2*f(m)*g(m,n) - g(m,n)*f(n) - b(m,n)*e(n);
H52(i,n) = -g(m,n)*f(m) + b(m,n)*e(m);
H61(i,m)=-2*e(m)*(b(m,n)+bsh(m,n))+g(m,n)*f(n)+b(m,n)*e(n);
H61(i,n) = -g(m,n)*f(m) + b(m,n)*e(m);
H62(i,m)=-2*f(m)*(b(m,n)+bsh(m,n))-g(m,n)*e(n)+b(m,n)*f(n);
H62(i,n) = g(m,n)*e(m) + b(m,n)*f(m);
end
% Measurement Jacobian, H..
H = [H11 H12;
H21 H22;
H31 H32;
H41 H42;
H51 H52;
H61 H62];
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%indentify and downweight
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%the leverage points
%
%projection statistics-----
%
% PSi=PS_sparse(H);
%
% [m,n]=size(H);
% for i=1:m
% niu=sum(H(i,:)=0);
% cutoff_PS(i,1)=chi2inv(0.975,niu);
% w(i,1)=min(1,(cutoff_PS(i,1)/PSi(i))^2); %% downweight the outliers
% end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% IRLS algorithm
%% GM-estimator with PS
ri =z-h;
s=1;
for i=1:nm
rsi(i)=ri(i)./(w(i,1)*sqrt(Ri(i,i))); % if the measurement noise is known and is following the Gaussian
distribution
%% rsi(i)=ri(i)./(w(i).*s); % with the robust scale estimation. s represents the unknown distribution of the
measurement noise.
%% That means there is no necessary to make the Gaussian distribution assumption
end
%
rsi = ri./(wi.*s);
for i=1:(nm)
if abs(rsi(i))<=c
QQ(i,i)=1;
else
% QQ(i,i)=c/abs(rsi(i));
QQ(i,i)=c*sign(rsi(i))./rsi(i);
end
end
dE=inv(H'*QQ*H)*H'*QQ*ri; % the difference of the state vector at different iteration
dE=inv(H'*inv(Ri)*QQ*H)*H'*inv(Ri)*QQ*ri; % the difference of the state vector at different iteration

```

```

E=E+dE;
iter=iter+1;
e = E(1:nbus);
f = E(nbus+1:end);
s = 1.4826*bm*median(abs(ri)); % estimate the robust scale parameter
tol=max(abs(dE));

end

%displayout(E,'a'); % Displaying output in tabular form
f = E(nbus+1:end);
e = E(1:nbus);
v=e+li*f;
V=abs(v);
Del=round(angle(v)*180/pi*100)/100;
disp('----- State Estimation -----');
disp('-----');
disp('| Bus | V | Angle | ');
disp('| No | pu | Degree | ');
disp('-----');
for m = 1:nbus
    fprintf('%4g', m); fprintf(' %8.4f', V(m)); fprintf(' %8.4f', Del(m)); fprintf('\n');
end
disp('-----');
%% calculate the estimated value
%Measurement Function, h
h1 = V(fbus (ei),1); %voltage measurement
h2 = Del(fbus (fi),1); %angle measurement
h3 = zeros(npi,1); %real power injection
h4 = zeros(nqi,1); %reactive power injection
h5 = zeros(npf,1); %real power flow
h6 = zeros(nqf,1); %reactive power flow
%Measurement function of power injection
for i = 1:npi
    m = fbus(ppi(i));
    for k = 1:nbus
        % Real injection
        h3(i)=h3(i)+(G(m,k)*(e(m)*e(k)+f(m)*f(k))+B(m,k)*(f(m)*e(k)-e(m)*f(k)));
        % Reactive injection
        h4(i)=h4(i)+(G(m,k)*(f(m)*e(k)-e(m)*f(k))-B(m,k)*(e(m)*e(k)+f(m)*f(k)));
    end
end
%Measurement function of power flow
for i = 1:npf
    m = fbus(pf(i));
    n = tbus(pf(i));
    % Real injection
    h5(i) = (e(m)^2 + f(m)^2)*g(m,n) - (g(m,n)*(e(m)*e(n)+f(m)*f(n))+b(m,n)*(f(m)*e(n)-e(m)*f(n)));
    % Reactive injection
    h6(i) = -g(m,n)*(f(m)*e(n)-e(m)*f(n))+b(m,n)*(e(m)*e(n)+f(m)*f(n)) - (e(m)^2 + f(m)^2)*(b(m,n)+bsh(m,n));
end
%% note that the angle measurement should be converted to radians for measurement comparison
h = [h1; h2; h3; h4; h5; h6];
%% % the estimated voltage and the true voltage magnitude in p.u.
figure(1)
K=1:1:nbus;
[Vtrue Angletrue]=IEEE_true_value(nbus); % true voltage magnitude
plot(K,V,'r:*',K,Vtrue,'b--o','linewidth',1.5)
title('Voltage Magnitude Comparison Result ')
xlabel('Bus number')
xlim([1 nbus])
ylabel('Voltage in p.u')
legend('Estimated Value','True Value')
grid on
%% % the estimated voltage angle and the true voltage angle in degree
figure(2)
j=1:1:nbus;
plot(j,Del,'r:*',j,Angletrue,'b--o','linewidth',1.5)
title('Voltage Angle Comparison Result')
xlabel('Bus number')
xlim([1 nbus])
ylabel('Voltage angle in degree')
legend('Estimated Value','True Value')
grid on
%% % the estimated and true measurement in degree
figure(3)
i=1:length(z);
estimated_measurement=plot(i,Z,'b*',i,h,'r--o');
set(estimated_measurement(1),'linewidth',1.5);
set(estimated_measurement(2),'linewidth',1.5);
title('Measurement Estimation Comparison Result')
xlabel('Measurement number')

```

```

xlim([1 length(z)])
ylabel('Measurement value')
legend('True Value','Estimated Value')
%% % the estimated and true measurement in degree
figure(3)
i=1:length(z);
estimated_measurement=plot(i,z,'b*',i,h,'r--o');
set(estimated_measurement(1),'linewidth',1.5);
set(estimated_measurement(2),'linewidth',1.5);
title('Measurement Estimation Comparision Result')
xlabel('Measurement number')
xlim([1 length(z)])
ylabel('Measurement value')
legend('True Value','Estimated Value')
for i=1:nbus
voltage_error(i)=norm((Vtrue(i)-V(i)),inf)./abs(Vtrue(i));
angle_error(i)=norm((Angletrue(i)-Del(i)),inf)./abs(Angletrue(i));
end
Max_voltage_estimation_error=max(voltage_error)
Max_angle_estimation_error=max(angle_error)
Mean_voltage_estimation_error=mean(abs(Vtrue-V))
Mean_angle_estimation_error=mean(abs(Angletrue-Del))

```

### Cas décentralisé d'estimation d'état dynamique par EKF

```

clear;
clc;

%% Power Flow calculation
Y=Ybus_new(case9_new_Sauer); % 9 bus system data obtained from MATPOWER
result=runpf(case9_new_Sauer); % run ac power flow, in this case default NR is used

Vmag=result.bus(:, 8); % Pu voltage magnitude of each buses
Vph=result.bus(:, 9); % angle in degree
V=Vmag.*exp(1j*Vph*pi/180);
P_jQ=conj(V).*(Y*V); % Net Power at each node
S=conj(P_jQ);
S=S/100;
Sg=result.gen(:, 2)+1j*result.gen(:, 3);
Sg=Sg/100;

%% machine data for 9 bus system
Xd=[0.06080; 0.11980; 0.18130];
R=[0;0;0];
H=[23.64; 6.4; 3.010];
M=H/(pi*60);
D=[0.0125;0.0034;0.0016];
%
%% Data of 9 bus system from Peter Sauer.
Xd=[0.06080; 0.11980; 0.18130];
R=[0;0;0];
H=[23.64; 6.4; 3.01];
%H=[13.64; 6.4; 3.01];
D=[0.0255; 0.00663; 0.00265];
%D=[9.6; 2.5; 1]; % If we use this value need to devide the D term by 2*pi*60
f0=60;
w_syn=2*pi*f0;
M=2*H/w_syn;
gen_bus=result.gen(:, 1);

%% calculate Y22
Y22=diag(1./(1j*Xd));

%% Calculation of Y11
SL=result.bus(:, 3)+1j*result.bus(:, 4);
SL=SL/100;
YL=conj(SL)./(abs(V).^2); %
Y11=Y+diag(YL);
Y11(gen_bus, gen_bus)=Y11(gen_bus, gen_bus)+Y22;
%

%% Calculation of Y12 and Y21
% Calculation of Y12
Y12=zeros(length(result.bus(:,1)), length(result.gen(:,1)));
%Y12(gen_bus, gen_bus)=Y12(gen_bus, gen_bus)-Y22;

for i=1:length(result.bus(:,1))
    for k=1:length(result.gen(:,1))
        q=result.gen(k,1);
        if i==q

```

```

        Y12(q,k)=-1/(R(k)+Xd(k)*1j);
    end
end
end

Y21=transpose(Y12);
%% Calculation of reduced matrix before fault
Ybf=Y22-Y21*inv(Y11)*Y12 ;

% Bus Reconstruction matrix
RV(:, :, 1)=-inv(Y11)*Y12;

%% Enter fault here to calculate the afterfault and during fault reduced
% matrices
f11=4;
F=[4 14];
f1=F(1);
f2=F(2);
%% during fault
Y11df=Y11;
Y11df(f11, :)=[];
Y11df(:, f11)=[];
Y12df=Y12;
Y12df(f11, :)=[];
Y21df=transpose(Y12df);
% during fault reduced matrices
Ydf=Y22-Y21df*inv(Y11df)*Y12df;

RV(:, :, 2)=zeros(size(RV(:, :, 1)));
RV(1:end-1, :, 2)=RV(1:end-1, :, 2)-inv(Y11df)*Y12df;

%% afterfault Y11
Y11after=Y11;
Y11after(f1,f2)=0;
Y11after(f2,f1)=0;
for i=1:length(result.branch(:,1))
    if (f1==result.branch(i,1)&& f2==result.branch(i,2)) || (f2==result.branch(i,1)&& f1==result.branch(i,2))
        Y11after(f1,f1)=Y11after(f1,f1)-result.branch(i,5)*1j/2-1/(result.branch(i,3)+result.branch(i,4)*1j);
        Y11after(f2,f2)=Y11after(f2,f2)-result.branch(i,5)*1j/2-1/(result.branch(i,3)+result.branch(i,4)*1j);
    end
end

% Afterfault reduced matrix is
Yaf=Y22+ Y21*(-inv(Y11))*Y12 ;
%RV_af=-inv(Y11after)*Y12 ;

RV(:, :, 3)=-inv(Y11)*Y12;
%% Initialization
deltt=0.0005;
t_SW=1;
t_FC=1.0333;
t_max=10;

Ig=conj(Sg./V(1:length(result.gen(:, 1))));
E0=V(gen_bus)+Ig.*(R+1j*Xd); % Machine terminal voltage
E_abs=abs(E0);

I0=Ybf*E0;
delta0=angle(E0)*180/pi;
w0=zeros(length(Xd), 1);
X_0=[angle(E0); w0];

% Initialize power injection
PG0=real(E0.*conj(I0));
PM=PG0;
QG0=imag(E0.*conj(I0));

YBUS(:, :, 1)=Ybf;
YBUS(:, :, 2)=Ydf;
YBUS(:, :, 3)=Yaf;
n=length(gen_bus);
s=length(result.bus(:, 1));

%% Estimated State:
% Number of states and measurements
ns=2*n;
nm=2*n+2*s;

% Covariance Matrix
sig=1e-2;
P=sig^2*eye(ns); % Error covariance matrix

```

```

Q=sig^2*eye(ns); % system noise covariance matrix
R=sig^2*eye(nm); % measurement noise covariance matrix

X_hat=X_0;
X_est=[];
X_mes=[]; % Initial statel

% constant values

RMSE=[];

%Extended Kalman Filter (EKF) ALgorithm
for k=0:deltt:t_max
    % Ybus and reconstruction matrix accodring to the requirement
    if k<t_SW
        ps=1;
    elseif (t_SW<k)&&(k<=t_FC)
        ps=2;
    else
        ps=3;
    end

    Ybusm = YBUS(:, :, ps);
    RVm=RV(:, :, ps);

    [~, X] = ode45(@(t,x) dynamic_system(t,x,M,D,Ybusm,E_abs,PM,n), [k k+deltt], X_0);

    X_0=transpose(X(end, :));
    X_mes=[X_mes X_0];

    %determine the measurements
    E1=E_abs.*exp(1j*X_0(1:n));
    I1=Ybusm*E1;
    PG=real(E1.*conj(I1));
    QG=imag(E1.*conj(I1));
    Vmag=abs(RVm*E1);
    Vangle=angle(RVm*E1);
    z=[PG; QG; Vmag; Vangle];

    % determine Phi=df/fx
    Phi=RK4partial(E_abs, X_hat, Ybusm, M, deltt, D, n);

    %prediction
    %    [~, X1]= ode45(@(t,x) dynamic_system(t,x,M,D,Ybusm,E_abs,PM,n), [k k+deltt], X_hat);
    %    X_hat=transpose(X1(end, :));

    X_hat=RK4(n, deltt, E_abs, ns, X_hat, PM, M, D, Ybusm);
    P=Phi*P*transpose(Phi)+Q;

    % correction
    [H, zhat]=RK4H(E_abs, X_hat, Ybusm, s, n, RVm) ;

    % Measurement update of state estimate and estimation error covariance
    K=P*transpose(H) * (H*P*transpose(H)+R);
    X_hat=X_hat+K*(z-zhat);
    P=(eye(ns)-K*H)*P;

    X_est=[X_est, X_hat];
    RMSE=[RMSE, sqrt(trace(P))];
end

%% Plots
t= (0:deltt:t_max);
for i=1:1:n
    figure(i)
    subplot(2,1,1)
    plot(t,X_mes(i, :), 'linewidth', 1.5)
    hold on
    plot(t, X_est(i, :), 'linestyle', '--', 'color', 'r', 'linewidth', 2);
    grid on
    ylabel(sprintf('Angle_{%d}', i), 'fontsize', 12)
    xlabel('time(s)', 'fontsize', 15);
    title('Actual Vs Estimated \delta', 'fontsize', 12)

    subplot(2,1,2)
    plot(t,X_mes(i+n, :), 'linewidth', 1.5)
    hold on
    plot(t, X_est(i+n, :), 'linestyle', '--', 'color', 'r', 'linewidth', 2);
    grid on

```

```

ylabel(sprintf('Speed_{%d}', i), 'fontsize', 12)
xlabel('time(s)', 'fontsize', 15);
title('Actual Vs Estimated \omega', 'fontsize', 12)

subplot(2,2,3)
plot(t,X_mes(i+1, :), 'linewidth', 1.5)
hold on
plot(t, X_est(i+1, :), 'linestyle', '--', 'color', 'r', 'linewidth', 2);
grid on
ylabel(sprintf('Angle_{%d}', i+1), 'fontsize', 12)
xlabel('time(s)', 'fontsize', 15);
title('Measured Vs Estimated \delta', 'fontsize', 12)

subplot(2,2,4)
plot(t,X_mes(i+1, :), 'linewidth', 1.5)
hold on
plot(t, X_est(i+1, :), 'linestyle', '--', 'color', 'r', 'linewidth', 2);
grid on
ylabel(sprintf('Speed_{%d}', i+1), 'fontsize', 12)
xlabel('time(s)', 'fontsize', 15);
title('Measured Vs Estimated \omega', 'fontsize', 12)

end

% results with respect to the center of inertia
MT = sum(M);
for k = 1:length(X_est(1, :))
    d_oe = sum(X_est(1:n, k).*M')/MT;
    d_oa = sum(X_mes(1:n, k).*M')/MT;

    w_oe = sum(X_est(n+1:2*n, k).*M')/MT;
    w_oa = sum(X_mes(n+1:2*n, k).*M')/MT;

    Xcoie(k, :) = X_est(:, k) - [d_oe, w_oe]';
    Xcoia(k, :) = X_mes(:, k) - [d_oa, w_oa]';

end

%% Plots
t= (0:deltt:t_max);
for i=1:n
figure(i+n)
subplot(2,1,1)
plot(t,Xcoia(:, i), 'linewidth', 1.5)
hold on
plot(t, Xcoie(:, i), 'linestyle', '--', 'color', 'r', 'linewidth', 2);
grid on
ylabel(sprintf('Angle_{%d}', i), 'fontsize', 12)
xlabel('time(s)', 'fontsize', 15);
title('Measured Vs Estimated \delta with respect to COI for UKF', 'fontsize', 12)

subplot(2,1,2)
plot(t,Xcoia(:, i+n), 'linewidth', 1.5)
hold on
plot(t, Xcoie(:, i+n), 'linestyle', '--', 'color', 'r', 'linewidth', 2);
grid on
ylabel(sprintf('Speed_{%d}', i), 'fontsize', 12)
xlabel('time(s)', 'fontsize', 15);
title('Measured Vs Estimated \omega with respect to COI for UKF', 'fontsize', 12)
end

figure(i+n)
subplot(2,1,1)
plot(t,X_mes(3, :)-X_mes(1, :), 'linewidth', 1.5)
hold on
plot(t, X_est(3, :)-X_est(1, :), 'linestyle', '--', 'color', 'r', 'linewidth', 2);
grid on
ylabel(sprintf('Angle_{%d}', i), 'fontsize', 12)
xlabel('time(s)', 'fontsize', 15);
title('Measured Vs Estimated \delta with UKF', 'fontsize', 12)

subplot(2,1,2)
plot(t,X_mes(2, :)-X_mes(1, :), 'linewidth', 1.5)
hold on
plot(t, X_est(2, :)-X_est(1, :), 'linestyle', '--', 'color', 'r', 'linewidth', 2);
grid on
ylabel(sprintf('Angle_{%d}', i), 'fontsize', 12)
xlabel('time(s)', 'fontsize', 15);
title('Measured Vs Estimated \delta with UKF', 'fontsize', 12)

```



---

**Cas décentralisé d'estimation d'état dynamique par UKF**


---

```

clear;
clc;

%% Power Flow calculation
Y=Ybus_new(case9_new_Sauer); % 9 bus system data obtained from MATPOWER
result=runpf(case9_new_Sauer); % run ac power flow, in this case default NR is used

Vmag=result.bus(:, 8); % Pu voltage magnitude of each buses
Vph=result.bus(:, 9); % angle in degree
V=Vmag.*exp(1j*Vph*pi/180);
P_jQ=conj(V).*(Y*V); % Net Power at each node
S=conj(P_jQ);
S=S/100;
Sg=result.gen(:, 2)+1j*result.gen(:, 3);
Sg=Sg/100;

% machine data for 9 bus system
Xd=[0.06080; 0.11980; 0.18130];
R=[0;0;0];
H=[23.64; 6.4; 3.010];
M=H/(pi*60);
D=[0.0125;0.0034;0.0016];

% Data of 9 bus system from Peter Sauer.
Xd=[0.06080; 0.11980; 0.18130];
R=[0;0;0];
H=[23.64; 6.4; 3.01];
%H=[13.64; 6.4; 3.01];
D=[0.0255; 0.00663; 0.00265];
%D=[9.6; 2.5; 1]; % If we use this value need to devide the D term by 2*pi*60
f0=60;
w_syn=2*pi*f0;
M=2*H/w_syn;
gen_bus=result.gen(:, 1);

%% calculate Y22
Y22=diag(1./(1j*Xd));

%% Calculation of Y11
SL=result.bus(:, 3)+1j*result.bus(:, 4);
SL=SL/100;
YL=conj(SL)./(abs(V).^2); %
Y11=Y+diag(YL);
Y11(gen_bus, gen_bus)=Y11(gen_bus, gen_bus)+Y22;
%

%% Calculation of Y12 and Y21
% Calculation of Y12
Y12=zeros(length(result.bus(:,1)), length(result.gen(:,1)));
%Y12(gen_bus, gen_bus)=Y12(gen_bus, gen_bus)-Y22;

for i=1:length(result.bus(:,1))
    for k=1:length(result.gen(:,1))
        q=result.gen(k,1);
        if i==q
            Y12(q, k)=-1/(R(k)+Xd(k)*1j);
        end
    end
end

Y21=transpose(Y12);
%% Calculation of reduced matrix before fault
Ybf=Y22-Y21*inv(Y11)*Y12 ;

% Bus Reconstruction matrix
RV(:, :, 1)=-inv(Y11)*Y12;

%% Enter fault here to calculate the afterfault and during fault reduced
% matrices
f11=4;
F=[4 14];
f1=F(1);
f2=F(2);
%% during fault

```

```

Y11df=Y11;
Y11df(f11, :)=[];
Y11df(:,f11)=[];
Y12df=Y12;
Y12df(f11, :)=[];
Y21df=transpose(Y12df);
% during fault reduced matrices
Ydf=Y22-Y21df*inv(Y11df)*Y12df;

RV(:, :, 2)=zeros(size(RV(:, :, 1)));
RV(1:end-1, :, 2)=RV(1:end-1, :, 2)-inv(Y11df)*Y12df;

%% afterfault Y11
Y11after=Y11;
Y11after(f1,f2)=0;
Y11after(f2,f1)=0;
for i=1:length(result.branch(:,1))
    if (f1==result.branch(i,1)&& f2==result.branch(i,2)) || (f2==result.branch(i,1)&& f1==result.branch(i,2))
        Y11after(f1,f1)=Y11after(f1,f1)-result.branch(i,5)*1j/2-1/(result.branch(i,3)+result.branch(i,4)*1j);
        Y11after(f2,f2)=Y11after(f2,f2)-result.branch(i,5)*1j/2-1/(result.branch(i,3)+result.branch(i,4)*1j);
    end
end

% Afterfault reduced matrix is
Yaf=Y22-Y21*inv(Y11)*Y12 ;
%RV_af=-inv(Y11after)*Y12 ;

RV(:, :, 3)=-inv(Y11)*Y12;
%% Initialization
deltt=0.0005;
t_SW=1;
t_FC=1.0333;
t_max=10;

Ig=conj(Sg./V(1:length(result.gen(:, 1))));
E0=V(gen_bus)+Ig.*(R+1j*Xd); % Machine terminal voltage
E_abs=abs(E0);

I0=Ybf*E0;
delta0=angle(E0)*180/pi;
w0=zeros(length(Xd), 1);
X_0=[angle(E0); w0];

% Initialize power injection
PG0=real(E0.*conj(I0));
PM=PG0;
QG0=imag(E0.*conj(I0));

YBUS(:, :, 1)=Ybf;
YBUS(:, :, 2)=Ydf;
YBUS(:, :, 3)=Yaf;
n=length(gen_bus);
s=length(result.bus(:, 1));

%% Estimated State:
% Number of states and measurements
ns=2*n;
nm=2*n+2*s;

% Covariance Matrix
sig=1e-2;
P=sig^2*eye(ns); % Error covariance matrix
Q=sig^2*eye(ns); % system noise covariance matrix
R=sig^2*eye(nm); % measurment noise covariance matrix

X_hat=X_0;
X_est=[];
X_mes=[]; % Initial statel

% constant values
W=ones(ns*2,1)/(2*ns);
RMSE=[];
%Unscented Kalman Filter (UKF) ALgorithm
for k=0:deltt:t_max
    % Ybus and reconstruction matrix accodring to the requirement
    if k<t_SW
        ps=1;
    elseif (t_SW<k)&&(k<=t_FC)
        ps=2;
    else

```

```

    ps=3;
end
Ybusm = YBUS(:, :, ps);
RVm=RV(:, :, ps);

[~, X] = ode45(@(t,x) dynamic_system(t,x,M,D,Ybusm,E_abs,PM,n), [k k+deltt], X_0);
X_0=transpose(X(end, :));
X_mes=[X_mes X_0];

%determine the measurements
E1=E_abs.*exp(1j*X_0(1:n));
I1=Ybusm*E1;
PG=real(E1.*conj(I1));
QG=imag(E1.*conj(I1));
Vmag=abs(RVm*E1);
Vangle=angle(RVm*E1);
z=[PG; QG; Vmag; Vangle];

% Sigma points for X
root=chol(ns*P);
X_tilde=[root, -root];
X_sigma= repmat(X_hat, 1, 2*ns)+X_tilde;

% update estimate
xbreve=RK4(n, deltt, E_abs, ns, X_sigma, PM, M, D, Ybusm); % Using RK4

xbreve=X_sigma;
for i=1:2*ns % using Ode
    [T1, X1] = ode45(@(t,x) dynamic_system(t,x,M,D,Ybusm,E_abs,PM,n), [k k+deltt], X_sigma(:, i));
    xbreve(:, i)=transpose(X1(end, :));
end

X_hat=xbreve*W;

% priori Covariance Matrix
x_hat_rep=repmat(X_hat, 1, 2*ns);
P=(1/(2*ns))*(xbreve-x_hat_rep)*transpose((xbreve-x_hat_rep))+Q;

% New sigma points
root1=chol(ns*P, 'lower');
X_tilde1=[root1, -root1];
X_sigma= repmat(X_hat, 1, 2*ns)+X_tilde1;

% sigma points
E11=repmat(E_abs, 1, ns*2).*exp(1j*X_sigma(1:n, :));
I11=Ybusm*E11;
PG11=real(E11.*conj(I11));
QG11=imag(E11.*conj(I11));
Vmag11=abs(RVm*E11);
Vangle11=angle(RVm*E11);
zbreve=[PG11; QG11; Vmag11; Vangle11];

% predict zhat
zhat=zbreve*W;

% Covariance of predicted measurements Pz and cross covariance Pxz
zhat_rep=repmat(zhat, 1, 2*ns);
Pz=(1/(2*ns))*(zbreve-zhat_rep)*transpose((zbreve-zhat_rep))+R;

Pxz=(1/(2*ns))*(X_sigma-x_hat_rep)*transpose((zbreve-zhat_rep));

% Measurement update of state estimate
K=Pxz/Pz;
X_hat=X_hat+K*(z-zhat);
P=P-K*Pz*transpose(K);

X_est=[X_est, X_hat];
RMSE=[RMSE, sqrt(trace(P))];
end

save('9_new_Sauer_RMSE_UKF.mat', 'RMSE')

%% Plots
t= (0:deltt:t_max);
for i=1:n
figure(i)
subplot(2,1,1)
plot(t,X_mes(i, :), 'linewidth', 1.5)
hold on

```

```

plot(t, X_est(i, :), 'linestyle', '--', 'color', 'r', 'linewidth', 2);
grid on
ylabel(sprintf('Angle_{%d}', i), 'fontsize', 12)
xlabel('time(s)', 'fontsize', 15);
title('Actual Vs Estimated \delta with UKF', 'fontsize', 12)
legend('True Value','Estimated Value');
sprintf('Angle_{%d, Actual} ',i); sprintf('Angle_{%d, UKF}', i);

subplot(2,1,2)
plot(t,X_mes(i+n, :), 'linewidth', 1.5)
hold on
plot(t, X_est(i+n, :), 'linestyle', '--', 'color', 'r', 'linewidth', 2);
grid on
ylabel(sprintf('Speed_{%d}', i), 'fontsize', 12)
xlabel('time(s)', 'fontsize', 15);
title('Actual Vs Estimated \omega with UKF', 'fontsize', 12)
legend('True Value','Estimated Value');
sprintf('Speed_{%d, Actual} ',i); sprintf('Speed_{%d, UKF}', i);
end

```

---

### *Cas de Placement des PMU dans le réseau 9bus*

---

```

clc; clear; close all;
tic
cases=2; % Pick a system (see below). These cases are available by MATPOWER (free online)
if cases==1; mpc=case14; % available online by MATPOWER
elseif cases==2; mpc=case9 new SauerLek; % available online by MATPOWER
elseif cases==3; mpc=case_ieee30; % available online by MATPOWER
elseif cases==4; mpc=case39; % available online by MATPOWER
elseif cases==5; mpc=case57; % available online by MATPOWER
elseif cases==6; mpc=case118; % available online by MATPOWER
elseif cases==7; mpc=case300; % available online by MATPOWER
end
branch=mpc.branch;bus=mpc.bus;gen=mpc.gen;
fb = branch(:,1); % from-end bus number
tb = branch(:,2); % to-end bus number
nbranch = length(fb);
Z0=bus(:,3)==0 & ~ismember(bus(:,1),gen(:,1)); % Finding ZIB locations from MATPOWER cases
ZIB0=find(Z0~=0); ZIB0=ZIB0';
%=====Systems with Unordered Bus Numbers (Special Cases)=====
% This section is dedicated for cases with unorganized bus numbers (cases300 and case3375wp). For instance, case300
starts from bus 1 to 250 then bus number changes unevenly.
nbus = length(bus(:,1)); busnew=1:nbus;
if cases==6 || cases==8 % these are special cases with unsored bus numbers
busall= [bus(:,1) busnew'];
ZIB(1:length(ZIB0))=busall(ZIB0(1:length(ZIB0)),1); ZIB1=ZIB'; % rearranging ZIBs
fb1=fb;tb1=tb; % changing ZIBs from original bus-number ordering to new arranged buses
ffb=zeros(1,length(fb1)); ttb=zeros(1,length(fb1));
for i=1:length(fb1) % rearranging fb & tb to be 1:300 (for case300) and so on...
ffb(i)=find(busall(:,1)==fb1(i));
ttb(i)=find(busall(:,1)==tb1(i));
end
for i=1:length(ZIB1) % rearranging ZIBs 1:300 (for case300) and so on...
ZIB(i)=find(busall(:,1)==ZIB1(i));
end
ffb=ffb';ttb=ttb';
fb=ffb;
tb=ttb;
else
nbus = max(max(fb),max(tb));
ZIB=ZIB0;
end
%=====
Y = zeros(nbus,nbus);
Y(sub2ind(size(Y), fb', tb'))=1; % replacing off-diagonal elements of Y with a unity
Y(sub2ind(size(Y), tb', fb'))=1; % replacing off-diagonal elements of Y with a unity
Y(logical(eye(size(Y)))) = 1; % replacing diagonal elements of Y with a unity
%=====
Y1=-Y;
Y2=Y1;
for i=1:length(ZIB)
ZIB20=setdiff(ZIB,ZIB(i));
Y2(ZIB(i),ZIB20)=0;
end
Y2=sparse(Y2);
% clear Y % if the system is large, we better clear it for space freedom
Count2= (sum(Y1~=0,2))'; % counting number of lines connected to a bus (useful for redundancy inclusion)
ZIB2=[];
ZR2=[]; % for plotting
ZIB3=zeros(1,length(ZIB));

```

```

%=====See the paper for this contributions=====
ZIC=zeros(length(Y),max(Count2));
for i=1:length(Y)
x=find(int16(Y1(i,:))~=int16(-1));
ZIC(i,1:length(x))=x; % all cluster buses for bus-i
end
for i=1:length(ZIB)
ZIB22=find(int16(Y1(ZIB(i,:),:))~=int16(-1)); % finding neighboring-bus locations to a ZIB including itself (cluster
buses)
[ZIB2]=[ZIB2 ZIB22];
Z=nnz(ismember(ZIB22,ZIB));
CN1=0; CN2=0; % CN1 = no. of radial-end buses that are not ZIB connected to a before-end ZIB.
for j=1:length(ZIB22)
z=ZIC(ZIB22(j,:),:);
z=z(z~=0); % z = ZIC with removing zeros (zeros was added initially owing to unknown length of ZIC)
if sum(ismember(z,ZIB22))==length(z) && sum(ismember(z,ZIB22))~=length(ZIB22)
CN2=CN2+1; % no. of external buses connected to a ZIB (see buses 29, 30 that are only connected to buses in ZIC of ZIB-i
(ZIB-i = bus-27)). This case needs a PMU to be installed at this ZIB.
end
if Count2(ZIB22(j))==2 && ~ismember(ZIB22(j),ZIB)
CN1=CN1+1; % no. of ZIBs in the cluster ZIB22 including itself
end
end
if CN2>1 % a ZIB connected to more than one non-ZIB end or external buses (needs a PMU, use (...-1) to guarantee setting
a PMU at this bus)
ZIB3(i)=numel(ZIB22)-1; % for PMU failure, use -Z not -1 (Why? think about it)
else
ZIB3(i)=numel(ZIB22)-Z; % Otherwise
end
if CN1>1
[ZR2]=[ZR2 ZIB(i)];
end
end
%=====
ZIB4=ZIB2;
ZIB40=zeros(length(ZIB4),length(Y1(1,:)));
ZIB40(:,ZIB4)=1;
ZIB40=sparse(ZIB40);
ZIB2 = unique(ZIB2);
B=zeros(length(Y1(1,:)), length(Y1(1,:)));
B(sub2ind(size(B), ZIB2, ZIB2))=-1; % replacing ZIB-diagonal elements of Y with a unity
B=sparse(B);
D=-Y1(ZIB,:);
Y1=sparse(Y1);
D=sparse(D);
b1=-ones(1,length(Y1(1,:)));
b3=-ones(1,length(Y1(1,:))); % for cases without considering ZIBs
CC=sparse(zeros(size(Y1))); % for cases without considering ZIBs
b10=zeros(size(b1));
b1(ZIB2)=0;
b10(ZIB2)=-1;
C=sparse(zeros(size(D)));
b1=sparse(b1);
b10=sparse(b10);
BA2=zeros(size(Y1));
BA2(ZIB2,:)=Y1(ZIB2,:);
%=====
k=1; % k=1 for normal operation, k=2 for contingency operation
A=[Y2 -k*B; C -D]; % see the diff. if Y2 is replaced by Y1 (when no ZIB is considered)
b2=-sparse(ZIB3);
b=[k*b1 b2];
Aineq=A;
bineq=b';
% Note: For a system without ZIB or without considering the effect of ZIB:
% either (1) set Z =0 at the beginning above inside the loop AND (2) replace Y2 with Y1 in A matrix above
% or (1) change B to CC AND (2) change b1 to b3 AND (3) delete C D in the lines above AND (4) replace Y2 with Y1 in A
matrix above
%=====Redundancy Consideration (weighting)=====
wr=Count2; % redundancy weight
w0=zeros(1,length(Y1(1,:)));
wt=[wr.^1 wr];
wrc=1/length(Y1(1,:));
w1=[wr.^0 w0];
w2=1/length(A(1,:))*(wt)';
f=wrc+1*(1*w1-1*w2);
%=====Solver=====
lb=zeros(length(A(1,:)),1);ub=1*ones(length(A(1,:)),1);
intcon=1:length(Y1(1,:));
options = optimoptions('intlinprog','ConstraintTolerance',1e-9,'CutGeneration',...
'advanced','CutMaxIterations',50,'Heuristics','none','HeuristicsMaxNodes',100,...

```

```

'RootLPAlgorithm','dual-simplex','RootLPMaxIterations',3e10,'IntegerPreprocess','advanced','LPOptimalityTolerance',1e-
10,...
'LPPreprocess','basic','NodeSelection','mininfeas');
x = intlinprog(f,intcon,A,b,[],[],lb,ub,options );x=x';
t_end=toc;
x2= find(int16(x));
x3= (x2(x2<=length(Y1(1,:)))));x3 = x3';
x4=zeros(1,length(Y1(1,:))); x4(x3) = 1;
PMU_Locations_and_TotalNo = [x3' length(x3)]; % OPP results (locations and total of PMUs)
t_end; % display time consumed
=====PLOTTING=====
S00=Y1;S00=S00(x3,:);S0=sum(S00); % no. of times nodes observed by PMU
S1=-sum(S0); % sum of no. of times observed buses
S2=sum(S0==0); % no. of unobserved buses (but observable through the effect of ZIB)
S3=find((S0==0)); % locations of unobservable nodes
S=[S1 S2];
% SS(i)=sum(sum(Y(:))==0);% maximize no. of S2
=====Lines not measured by a PMU but calculated through ZIB=====
ft=[fb tb];
branch_0PMU0=(ft(find(sum(x4(ft)~=0,2)==0'),:)); % branches with no PMU installed at ends
branch_1PMU0=(ft(find(sum(x4(ft)~=0,2)==1'),:)); % branches with one PMU installed at ends
branch_2PMU0=(ft(find(sum(x4(ft)~=0,2)==2'),:)); % branches with two PMU installed at ends
branch_0PMU=reshape(branch_0PMU0, 1, 2*length(branch_0PMU0(1,:)));
branch_1PMU=reshape(branch_1PMU0, 1, 2*length(branch_1PMU0(1,:)));
branch_2PMU=reshape(branch_2PMU0, 1, 2*length(branch_2PMU0(1,:)));
Y1(logical(eye(size(Y1)))) = 0;
G = graph(Y1~=0);
sz=5;
h=plot(G,'Layout','force','Iterations',50,'MarkerSize',sz,'NodeColor','B','EdgeColor','B','LineWidth',1);hold on
=====highlighting generator buses =====
gen=gen(:,[1 2]);
% gen(~any(gen(:,2),2),:)=[]; % delete gen with zero MW
if cases==6 || cases==8 % for systems with unordered buses
    gen=busall(:,2).*(ismember(busall(:,1),gen(:,1)));gen=gen(gen~=0);
else
    gen=gen(:,1);gen=gen(gen~=0);
end
% highlight(h,gen,'NodeColor','i','MarkerSize',11);hold on % highlight gen
g0=30*ones(1,.5*length(x));g0(gen)=100; % to add circle around gen bus
S30=50*ones(1,.5*length(x));S30(S3)=150; % to add circle around the unobservable nodes (but observable through the effect
of ZIB)
=====Optional Highlights=====
highlight(h, ZR2,'NodeColor','B','MarkerSize',sz);hold on
highlight(h, ZIB,'NodeColor','y','MarkerSize',sz);hold on; % or h.NodeColor = 'r';
% highlight(h, S3,'NodeColor','g','MarkerSize',sz);hold on % highlight unobservable ZIB2 node
highlight(h, branch_0PMU,'EdgeColor','g','LineWidth', 1);hold on % highlight line redundancy1
highlight(h, branch_2PMU,'EdgeColor','r','LineWidth', 1);hold on % highlight line redundancy2
highlight(h, x3,'NodeColor','r','MarkerSize',sz);hold on
highlight(h, intersect(x3,ZIB),'NodeColor','[.7 0.1 0.1]','MarkerSize',sz);hold on % ZIB and PMU
range=1:length(Y1(1,:));
% h.MarkerSize = 3; % node size
h.Marker = 'o';
labelnode(h,range,range); % labeling bus numbers
numnodes(G);
X=h.XData;Y=h.YData;
s=scatter(X,Y,S30,'MarkerEdgeColor','g');hold on %,'filled' % to add circle around the unobservable nodes
% s=scatter(X,Y,g0,'MarkerEdgeColor','r');hold on %,'filled' % to add circle around gen buses
=====

```