REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA

Faculté de **T**echnologie

Département de **G**énie **E**lectrique

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electriques

Modélisation d'un HVDC pour la simulation temporaire

Présentés par :

CHORFI BELHADJ Mahdia

HELAL Zoubida

Proposés et Dirigés par :

Pr. SEBAA Karim

Promotion 2023

Dédicace

À Mon cher père,

À Ma chère mère,

Qui n'ont jamais cessé , de formuler des prières à mon égard , de mon soutenir et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs.

À Mon frère Achraf

À Ma soeur Nour el houda

Pour ces soutiens moral et leurs conseils précieux tout au long de mes études.

À Mes chèrs grand parent,

Qui je souhaite une bonne santé.

À Ma chère grande mére ,

Ma grand-mère, mais je sais qu'elle me regarde avec attention et fierté depuis le ciel. Que ce soit par sa présence ou par ses enseignements. Je garderai toujours dans mon cœur l'amour qu'elle m'a donné et je me souviendrai toujours des souvenirs que nous avons créés ensemble.

À Mes chères Kamilia , Hadjer et Amira ,

Je peux compter sur vous pour m'écouter des heures et m'apporter les petits conseils si précieux dont vous avez le secret. vousme permets d'avancer, et c'est pour cela que vous étes mes meilleures.

À Toute ma famille,

Je dédie ce travail.

Mahdia

Dédicace

À Mon cher père,

À Ma chère mère,

Qui n'ont jamais cessé , de formuler des prières à mon égard , de mon soutenir et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs.

À Mon frère Saleh Amine

À Mes soeurs Fella , Imen et Nihel

Pour ces soutiens moral et leurs conseils précieux tout au long de mes études.

À Ma chère tante,

Qui je souhaite une bonne santé.

À Ma chère Amina,

Ta présence, même à distance, a été une source de réconfort et de joie inégalée. Chaque moment partagé, chaque échange précieux, a renforcé notre amitié et a enrichi ma vie d'une manière indescriptible.

À Ma chère Amie d'enfance Bassair,

Merci d'être un ami si merveilleux. Tu es toujours là pour moi, que cela soit dans les moments de joie ou de désespoir.

À Tous mes amis,

Je dédie ce travail.

Zoubida

Remerciements

On remercie Allah le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement de **pr.Sebaa Karim**, on le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire.

On remercie chaleureusement les membres de jury de nous avoir fait l'honneur d'examiner ce mémoire, et accepter de le juger.

Nous ne saurons terminer sans remercier nos parents de leur patience pendant toutes nos études. Que ce travail à la dimension de leurs attentes.

الملخص:

تهدف هذه الأطروحة إلى دراسة ونمذجة ومحاكاة نوع HVDC (VSC-HVDC) و (LCC-HVDC)، وتقييم استقرارها. ستوفر النتائج معلومات قيمة لتصميم وتخطيط أنظمة HVDC في مجال نقل الطاقة عالية الجهد. يواجه نقل الطاقة عالي الجهد العديد من التحديات التقنية والاقتصادية، لكن النقل المستمر عالي الجهد (HVDC) يوفر حلولاً للعديد من المشكلات التشغيلية..

الكلمات الرئيسية:HVDC, الاستقرار، VSC، LCC

Résumé :

Le transport d'énergie électrique à haute tension présente de nombreux défis techniques et économiques. Cependant, le transport d'énergie électrique à haute tension en courant continu (HVDC) offre des solutions à plusieurs problèmes opérationnels.

L'objectif de cette thèse est d'étudier, de modéliser, de simuler des liaisons HVDC de type (VSC-HVDC) et (LCC-HVDC) et d'évaluer sa stabilité. Les résultats obtenus fourniront des informations précieuses pour la conception et la planification des systèmes HVDC dans le domaine de la transmission d'énergie électrique à haute tension.

Mots clés : HVDC-LCC, HVDC-VSC, stabilité.

Abstract:

The transmission of high-voltage electrical energy presents many technical and economic challenges. However, the transmission of high-voltage electrical power to direct current (HVDC) offers solutions to several operational problems.
The objective of this thesis is to study, model, simulate HVDC links of type (VSC-HVDC) and (LCC-HVDC) and to evaluate its stability. The results obtained will provide valuable information for the design and planning of HVDC systems in the field of high-voltage electrical power transmission.

Keywords: HVDC-LCC, HVDC-VSC, stability.

Table des matières

Introduction générale **1**

1 Notion de stabilité des réseaux électrique **3**
1.1 Introduction . . . 4
1.2 La définition du réseau . . . 4
1.3 les grandes incidents des réseaux èlectriques . . . 4
1.4 la stabilité des systèmes . . . 6
1.4.1 définition de la stabilité . . . 6
1.4.2 Classification de la stabilité . . . 7
1.4.3 Stabilité de tension . . . 8
1.4.3.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations : . . . 8
1.4.3.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations : . . . 8
1.4.4 Stabilité angulaire . . . 8
1.4.4.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations(stabilité dynamique) : 9
1.4.4.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations(Stabilité transitoire) : . . . 9
1.4.5 Stabilité de fréquence : . . . 10
1.5 Les causes de l'instabilité du réseau électrique : . . . 11
1.5.1 Une source de production éloignée : . . . 11
1.5.2 Le manque local d'énergie réactive : . . . 11
1.5.2.1 Charge importante : . . . 12
1.6 Effets de l'instabilité : . . . 12
1.6.1 Sur le réseau : . . . 12
1.6.2 Sur les machines tournantes : . . . 13
1.7 Les moyens de prévention et de correction de l'instabilité du réseau électrique : . . 13
1.8 les perspectives d'évolution de la stabilité du réseau électrique : . . . 14
1.9 La solution de l'instabilité du réseau électrique : . . . 14
1.10 Equation du mouvement du générateur : . . . 15
1.11 Critère d'égalité des aires : . . . 18
1.12 Conclusion . . . 19

2 Etat de l'art sur HVDC **21**
2.1 Introduction . . . 22
2.2 Définition . . . 22
2.3 L'historique du HVDC . . . 22
2.4 Comparaison entre HVDC et HVAC : . . . 26
2.5 Avantage d'un système de transmission HVDC . . . 28
2.6 Les inconvénients de l'HVDC : . . . 29
2.7 Les composants du système HVDC . . . 29
2.8 Applications des systèmes HVDC . . . 30

2.9 Types des liaisons HVDC . . . 31
2.9.1 Liaison monopolaire . . . 31
2.9.2 Liaison bipolaire . . . 31
2.9.3 Liaison homopolaire . . . 32
2.9.4 Liaison "back-to-back . . . 32
2.9.5 Liaison a deux terminaux . . . 33
2.9.6 Liaison multi-terminal . . . 33
2.10 Systèmes de conversion d'énergie . . . 33
2.10.1 Système convertisseur à commutateur LCC . . . 34
2.10.1.1 Configuration d'une transmission LCC-HVDC . . . 35
2.10.1.2 Les avantages des systèmes de transmission LCC-HVDC . . . 36
2.10.1.3 Applications des systèmes LCC-HVDC . . . 36
2.10.2 Système de transmission VSC (Voltage Source Converter) . . . 37
2.10.2.1 Configuration d'une transmission VSC-HVDC . . . 37
2.10.2.2 Liaison HVDC-VSC . . . 38
2.10.2.3 Avantage des systèmes VSC-HVDC . . . 43
2.10.2.4 Domaines d'application des systèmes VSC-HVDC . . . 43
2.10.3 Théorie du convertisseur et les équations de performance . . . 43
2.11 Conclusion . . . 45

3 Résultats et interprétations **46**
3.1 Introduction . . . 47
3.2 Objectifs de l'étude . . . 47
3.3 Simulation (LCC) . . . 47
3.3.1 Le système LCC-HVDC . . . 48
3.3.2 Les blocks : . . . 48
3.3.3 Les signaux des courants obtenus . . . 51
3.3.4 Interprétations des résultats : . . . 53
3.4 Le système VSC-HVDC . . . 54
3.4.1 Les blocks : . . . 54
3.4.2 Les signaux des courants obtenus lors de la simulation HVDC-VSC représentent : 60
3.4.3 Interprétations des résultats : . . . 62
3.5 Conclusion . . . 62

Conclusion générale **63**

Table des figures

1.1 description du fonctionnement du réseau électrique 4
1.2 Evolution de la fréquence du réseau Algérien lors de l'incident du (03 -02-2003) 6
1.3 Classification des différents types de la stabilité de système de puissance. 7
1.4 Variation d'angle de rotor. 9
1.5 Variation d'angle de rotor. 10
1.6 réseau électrique à deux nœuds 11
1.7 Disposition vectorielle des champs statorique et rotorique. 15
1.8 Courbe P (σ) 18
1.9 Aires d'accélération et de décélération, a) temps d'élimination du Défaut court, b) temps d'élimination du défaut long. 19

2.1 Système de transmission HVDC sous-marin de Gotland montrant les stations de conversion de Vastervik et Ygne 23
2.2 Liaison HVDC en Inde entre les stations de conversion de « Ballia » et de « Bhiwadi » d'une longueur de 800 km 25
2.3 Principales liaisons HVDC installées dans le monde 26
2.4 Evolution de la capacité de transmission des systèmes HVDC dans le monde . . 26
2.5 Les composants d'un système HVDC 30
2.6 Schéma d'une liaison monopôlaire 31
2.7 Schéma d'une liaison bipolaire 32
2.8 : Schéma d'une liaison homopolaire. 32
2.9 Schéma d'une liaison "back-to back" 33
2.10 Schéma d'une liaison multi-terminal 33
2.11 Installation type d'une liaison HVDC-CSC 35
2.12 Structure d'une transmission LCC-HVDC 35
2.13 Installation type d'une liaison HVDC-VSC 37
2.14 Configuration d'un système de transmission VSC-HVDC 38
2.15 Topologie de convertisseur en source de tension à 2 niveaux 39
2.16 Forme d'onde de la tension du VSC à 2 niveaux 39
2.17 Topologie de convertisseur en source de tension à 3 niveaux 40
2.18 Forme d'onde de la tension du VSC à 3 niveaux 40
2.19 Topologie du MMC 41
2.20 convertisseur en demi-pont du ième SM 41
2.21 Forme d'onde de tension alternative 42
2.22 Sous-module – Pont complet 42
2.23 Circuit de pont triphasé plein onde 44
2.24 Circuit de pont triphasé plein onde 45
2.25 Formes d'onde des tensions et des courants du convertisseur de pont triphasé pleine onde 45

3.1 LCC-based HVDC transmission link 500 MW (250kV- 2kA). 48

3.2 Station de conversion 49
3.3 régulateur de courant PI 50
3.4 Id Idref (I=0.5 pu) 52
3.5 Id Idref (I=1 pu) 52
3.6 Id Idref (I=1.5 pu) 52
3.7 Id Idref (I=2 pu) 52
3.8 Id Idref (I=3 pu) 53
3.9 Id Idref (I=4 pu) 53
3.10 VSC-based HVDC transmission link 200 MVA (+/- 100kV). 54
3.11 Modèle du réseau 1. 55
3.12 Station 1 de conversion. 56
3.13 Schéma de contrôle d'une station 1 VSC, contrôlée en P et en Q. 57
3.14 Modèle du réseau 2. 58
3.15 P-Pref (pu). 60
3.16 Q-Qref (pu). 60
3.17 U-meas (pu). 60
3.18 Q-Qref (pu). 60

Liste des tableaux

2.1 Comparaison des technologies de transmission : HVDC vs HVAC 27

3.1 Paramètres du rectifier 51
3.2 Paramètres du inverter 51
3.3 les Paramètres du système AC station 1 55
3.4 Paramètres du convertisseur 1 56
3.5 les Paramètres du systémé AC station 02 58
3.6 Paramètres du convertisseur 2 59

Liste des sigles et acronymes

AC	*Alternating Current*
CA	*Courant Alternatif*
CCHT	*Courant Continu Haute Tension*
CSC	*Current Source Control*
DC	*Direct Courant*
GTO	*Gate Turn Off*
h	*Le pas d'intégration*
HVAC	*High Voltage Alternative Current*
HVDC	*High Voltage Direct Current*
IGBT	*Insulated Gate Bipolar Transistor*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers.*
k	*Représente l'itération*
LCC	*Line Commutated Circuit*
MLI	*Modulation de Largeur Impulsion*
MW	*Méga Watt*
P_e	*Puissance électrique*
P_g	*Puissance active du générateur*
PLL	*Phase Locked Loop*
P_m	*Puissance mécanique*
P_s	*Puissance synchronisant*
PSS	*Power System Stabilizer*
PWM	*Pulse Width Modulation*
Q_g	*Puissance réactive du générateur*
S_n	*Puissance apparente nominale*
t	*Temps en seconde*

T_e	*Couple électromagnétique*
T_m	*Couple mécanique.*
v	*Tension*
VSC	*Voltage Source Converter*
ω	*La vitesse angulaire électrique*
α	*Angle de puissance électrique rad*

Introduction générale

L'augmentation constante de la consommation d'énergie électrique est principalement due à l'industrialisation et à la croissance de la population. La production d'électricité est de plus en plus réalisée loin des zones urbaines, ce qui entraîne des défis pour acheminer l'énergie sur de longues distances. Pour maintenir un équilibre entre la production et la consommation, les réseaux électriques deviennent de plus en plus complexes, avec des contraintes importantes liées à la stabilité du réseau. La libéralisation du marché de l'électricité ajoute également des scénarios de fonctionnement variés. Tous ces facteurs nécessitent un fonctionnement des systèmes électriques au plus près de leurs limites, tout en garantissant la sécurité. De plus, la qualité de la puissance électrique est devenue une préoccupation majeure pour les consommateurs et les fournisseurs, ce qui exige des critères stricts pour le développement et le fonctionnement des réseaux. Dans ce contexte, les dispositifs HVDC (High Voltage Direct Curent) sont utilisés pour surmonter certains problèmes. Dans les années 1950, les systèmes de transport d'énergie en courant continu à haute tension sont devenus attrayants pour les transmissions à longue distance grâce au développement des thyristors de haute puissance et des systèmes de commande sophistiqués. Comparé au transport en courant alternatif (AC), l'HVDC est plus avantageux pour le transport de grandes puissances sur de longues distances. De plus, l'HVDC permet la connexion de réseaux AC fonctionnant à des fréquences différentes. La première transmission de puissance utilisant l'HVDC a été réalisée en 1954 entre l'île de Gotland et le continent suédois. Aujourd'hui, il existe plus de 50 systèmes HVDC opérationnels dans le monde, avec de nombreux autres en cours de conception ou de construction. Un système HVDC nécessite un convertisseur électronique pour convertir l'énergie entre les systèmes AC et DC. Les deux principaux types de convertisseurs triphasés sont le convertisseur de source de courant (LCC : Line Commutated Converter) basé sur des thyristors, et le convertisseur de source de tension (VSC : Voltage Source Converter) utilisant des semi-conducteurs tels que les IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors) ou les GTO (Gate Turn-Off Thyristors). Pour les transmissions d'énergie HVDC à haute puissance, le convertisseur LCC est le plus couramment utilisé.notre travail est divisé en trois chapitres. Le premier chapitre donne un aperçu général des notions de stabilité du réseau électrique. Le deuxième chapitre étudie l'état de l'art de l'HVDC. Enfin, le troisième chapitre concerne la modélisation du LCC-HVDC, avec l'intégration d'un modèle analytique et l'étude du schéma de contrôle. Vous étudiez également le VSC-HVDC, en incluant la modélisation d'un système de transmission VSC-HVDC point à point et la conception du contrôle du convertisseur.

Chapitre 1

Notion de stabilité des réseaux électrique

1.1 Introduction

La stabilité et la sécurité sont des problématiques essentielles pour le fonctionnement d'un réseau électrique. Il est crucial de garantir la continuité de l'alimentation électrique, même en cas de défauts graves. Au cours des 50 dernières années, les réseaux électriques ont considérablement augmenté en taille, ce qui a entraîné une multiplication des interconnexions. Dans ce chapitre, nous abordons brièvement les notions de stabilité des réseaux électriques et les différents types de stabilité, ainsi que les techniques utilisées pour évaluer cette stabilité.

1.2 La définition du réseau

C'est une combinaison d'un ensemble de composants électriques destinés à produire, transporter et distribuer l'énergie électrique depuis la source (générateur) jusqu'à la charge (consommateur). Cet ensemble comprend différents éléments tels que des générateurs, des transformateurs et des lignes électriques fonctionnant à différents niveaux de tension. De plus, un réseau contient également une variété de récepteurs, ainsi que de nombreux dispositifs de mesure, de contrôle et de protection tels que les parafoudres et les dispositifs de protection contre les courts-circuits.

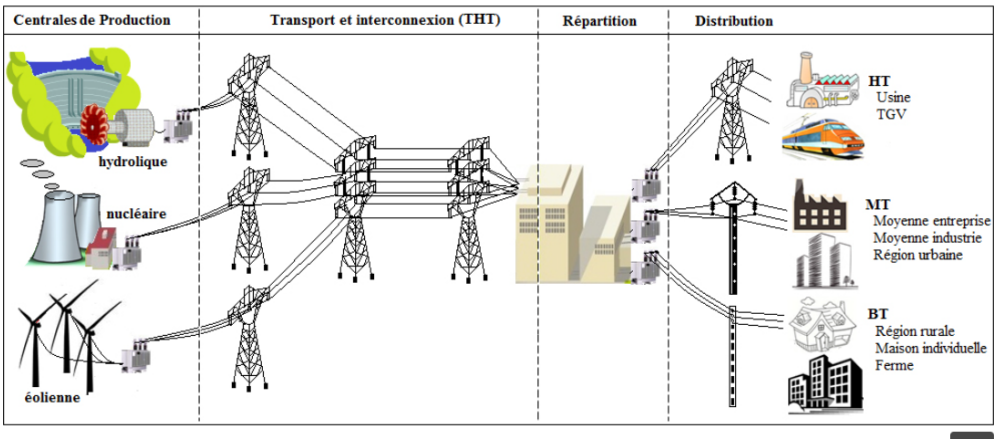


Figure 1.1 – description du fonctionnement du réseau électrique

1.3 les grandes incidents des réseaux èlectriques

Les grandes pannes d'électricité (blackouts) résultent généralement d'une cascade de phénomènes dynamiques complexes. Leurs conséquences peuvent être énormes, tant du point de vue économique que de la sécurité énergétique. Un blackout se réfère à une coupure d'électricité à grande échelle pour les clients connectés au réseau. Le mécanisme ou la séquence d'événements conduisant aux blackouts électriques est directement lié aux processus de perte de stabilité. Cependant, dans un contexte d'exploitation particulier, ils peuvent se succéder malheureusement à partir d'un événement déclencheur, entraînant la perte successive d'un ou plusieurs éléments du réseau tels que des lignes ou des centrales, plongeant ainsi des régions entières, voire des pays entiers, dans l'obscurité en quelques minutes. Les exemples de blackouts survenus sur les grands réseaux sont nombreux. Nous pouvons citer : [11] [25]

— Blackout du 9 novembre 1965 aux États-Unis : suite au déclenchement intempestif d'une ligne 230 kV acheminant l'électricité de la centrale de Niagara Falls vers l'Ontario. La majorité du nord-est des États-Unis et le sud de l'Ontario sont hors tension, 30 millions d'habitant sans électricité pendant 13 heures.

- Blackout du 13 juillet 1977 à New York : suite aux déclenchements des lignes de transport provoqués par des coups de foudre successifs.
- Blackout du 19 décembre 1978 en France : due à une cascade de disjonctions de lignes par reports de charge, suite aux fortes importations d'électricité de l'Allemagne vers la France.
- Blackout du12 janvier 1987 de l'ouest de la France : suite au déclenchement de la centrale thermique de Cordemais. Il s'ensuit une brusque dégradation du plan de tension régional, qui par répercussion provoque de nouveaux décrochages dans plusieurs centrales de l'ouest de la France.
- Blackout du 23 juillet 1987 au Japon : causé par la forte demande d'électricité, une baisse de tension, puis une instabilité de tension provoquant la déconnexion des trois centrales.électriques alimentant la région de Tokyo.
- Blackout du 10 Août 1996 en Californie a coûté 1 milliard de dollars à la Pacific Northwest Company (7,5 millions de personnes dans le noir pendant 3 heures).
- Blackout de janvier 1998 causé par une tempête de pluie verglaçante dans le nord-est de l'Amérique du Nord, l'est du Canada, et la Nouvelle -Angleterre. Un très grand nombre de fils et de poteaux électriques sont tombés sous le poids du verglas.
- Blackout du 14 Août 2003 au nord des Etats-Unis et au Canada a coûté 10 milliards de dollars (50 millions de personnes dans le noir pendant 24h, 261 centrales de production ont été déconnectées du réseau).[11]
- Blackout du 28 septembre 2003 en Italie : provient principalement du déclenchement d'une importante ligne (ligne du Lukmanier) de transit entre le nord et le sud de l'Europe. La totalité de l'Italie (57 millions de personnes) s'est retrouvé dans le noir et la remise en service du réseau a duré 19 heures.
- Blackout du 03 Février 2003 en Algérie : La perte d'une production de 350 MW (centrale de Hamma) en période de pointe soir du lundi 03 Février 2003 à 19h 04'05', a engendré un manque général de tension sur le réseau interconnecté Nord. Cette perte est due essentiellement au dysfonctionnement des lignes de détente gaz. Un déclenchement en cascade de la majorité des groupes du réseau Nord. Ce qui n'a pas permis d'arrêter la baisse importante de la fréquence en vue de la stabilisation du réseau. L'évolution de la fréquence du réseau Algérien lors de l'incident du 03 février 2003 est donnée par la figure (1.2) :[34]

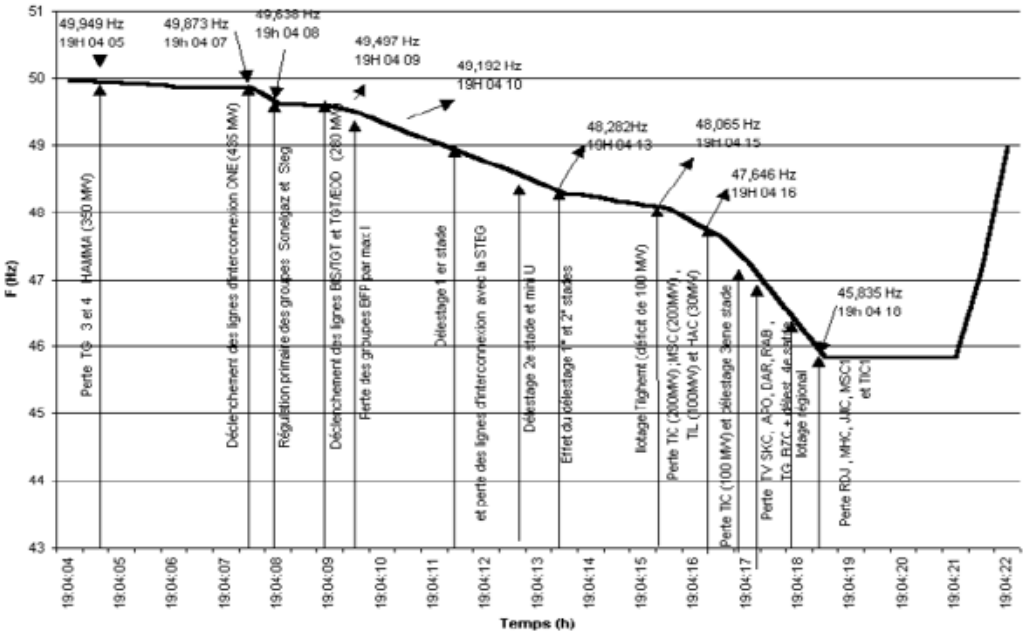


Figure 1.2 – Evolution de la fréquence du réseau Algérien lors de l'incident du(03 -02-2003). [34]

— Blackout du 14 août 2003 en Amérique : Une immense panne d'électricité toucha gravement les états et provinces du nord-est de l'Amérique du Nord, provient principalement de l'arrêt de plusieurs centrales électriques, 50 millions de clients touchés.
— Blackout du 23 septembre 2003 en Danemark : panne au Danemark et dans le sud de la Suède : 5 millions de personnes se retrouvent dans l'obscurité.
— Blackout du 22 juin 2005 en Suisse sur le réseau ferroviaire : un court-circuit d'une ligne de transport du réseau ferroviaire entre Amsteg et Rotkruez a conduit au décrochement de plusieurs centrales électriques et tout le réseau ferroviaire Suisse est bloqué pendant plusieurs heures.
— Blackout du 04 novembre 2006 du réseau Européen : une panne de grande importance a touché le réseau de l'union européen l'UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité). Plus de 15 millions de clients sont mis hors tension.
— Blackout du 04 Janvier 2008 en Californie : provient d'une tempête, plus de 600 000 foyers et entreprises sont privés de courant.
— Blackout du 26 Février 2008 en Floride : Deux réacteurs nucléaires sont arrêtés suite à un problème technique dans une station secondaire vers Miami. Trois millions de personnes sont touchés durant près de 4 heures.
— Blackout du 10 novembre 2009 à 08h34 en Brésil : La coupure de courant a affecté plus de 50 millions de personnes, soit le quart de la population du Brésil. Elle a été provoquée par une panne sans précédent sur le barrage hydro-électrique d'Itaipu, géré conjointement avec le Paraguay. Au total, le système aurait souffert d'une perte brutale de production de quelques 17000 MW, etc. [34]

1.4 la stabilité des systèmes

1.4.1 définition de la stabilité

Pendant de nombreuses années, des recherches complexes et variées ont été menées pour comprendre les problèmes de stabilité des systèmes de puissance. En conséquence, de nombreuses définitions de la stabilité des systèmes de puissance ont été proposées, mettant l'accent

sur différents aspects qui reflètent l'état stable du système.La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat d'un groupe de travail IEEE.[17] La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre proche après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart desvariables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact. On dit qu'un système d'énergie électrique est stable si à la suite d'une perturbation, il peut passer d'un état ou régime stationnaire à un autre régime stationnaire en passant par le régime transitoire sans la perte du synchronisme. Suivant la nature et l'amplitude de la perturbation.

1.4.2 Classification de la stabilité

L'instabilité peut prendre plusieurs formes dépendamment des conditions d'opération et de la configuration du réseau. Dans l'analyse des réseaux électriques, la détermination des causes d'instabilité et l'utilisation des méthodes qui peuvent améliorer l'exploitation stable de réseau électrique sont des taches primordiales. L'étude de la stabilité est basée souvent su :[21]

— La nature physique de l'instabilité.
— L'amplitude de la perturbation.
— La plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité.
— les méthodes de calcul et prédiction utilisée pour étudier la stabilité.

La figure (I.3) est mentionnée pour donner une illustration des problèmes de stabilité des réseaux électriques en prenant en compte différents paramètres.

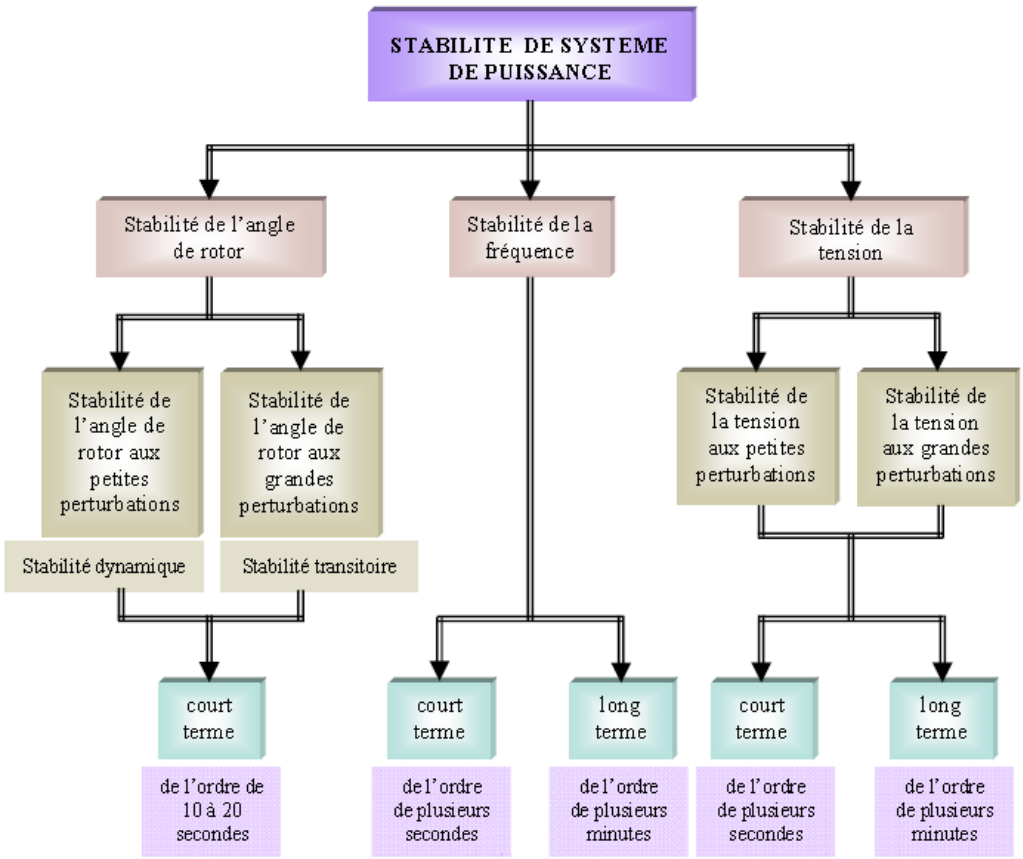


Figure 1.3 – Classification des différents types de la stabilité de système de puissance. [21]

1.4.3 Stabilité de tension

La stabilité de tension correspond à la capacité d'un réseau électrique à maintenir la tension de fonctionnement normale dans les limites acceptables pour tous les jeux de barres, que ce soit dans des conditions de fonctionnement normales ou à la suite d'une perturbation. L'instabilité de tension survient lorsque le système de production et de transport est incapable de fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement par une décroissance monotone de la tension.

Il est important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours de manière isolée. Souvent, elle est associée à l'instabilité de l'angle de rotor, et les deux phénomènes peuvent s'influencer mutuellement. Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension pour de petites perturbations de celle pour de grandes perturbations.[22]

1.4.3.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations :

La stabilité de tension de petites perturbations se réfère à la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles qu'une légère variation de la charge ou de la production.[22]

1.4.3.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :

La stabilité de tension est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises, même en présence de grandes perturbations telles que la perte d'équipement de transport ou de production, les court-circuits, etc.

L'instabilité de tension regroupe plusieurs phénomènes qui se produisent simultanément, ce qui explique l'existence de plusieurs définitions de la stabilité de tension dans la littérature.[22]

1.4.4 Stabilité angulaire

Lorsqu'un système est perturbé, la puissance électrique de la machine varie rapidement, tandis que la variation de la puissance mécanique fournie à la machine est relativement lente. En raison de cette différence de vitesse de réponse, un déséquilibre temporaire de la puissance se produit. Ce déséquilibre de puissance entraîne une variation des couples agissant sur le rotor, ce qui provoque une accélération ou une décélération du rotor en fonction de la direction du déséquilibre. Cela peut entraîner la perte de synchronisme du générateur avec le reste du système. Si l'équilibre de puissance n'est pas rétabli, la machine est mise hors service par une protection contre la survitesse ou la perte de synchronisme, mettant ainsi en danger la stabilité du système. Suite à une perturbation, le principal facteur qui détermine l'évolution de l'état du système est l'écart entre les angles de rotor. On peut évaluer les angles de rotor d'un système de puissance selon deux scénarios :

- Soit les angles de rotor augmentent simultanément et oscillent de concert. Ils peuvent éventuellement atteindre de nouvelles valeurs stables. Tant que les écarts entre les angles de rotor restent constants, le système reste stable et maintient le synchronisme.
- Soit un ou plusieurs angles de rotor augmentent plus rapidement que les autres. Dans ce cas, les écarts entre les angles de rotor divergent dans le temps, ce qui rend le système instable et entraîne la perte de synchronisme.

La stabilité angulaire, ou stabilité de l'angle rotorique, concerne la capacité des machines synchrones d'un réseau électrique interconnecté à rester synchronisées après avoir été soumises à une perturbation.[26] Elle dépend de la capacité à maintenir ou à rétablir l'équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique de chaque machine synchrone. L'instabilité,

qui peut en résulter, se manifeste par une augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs, entraînant leur perte de synchronisme avec les autres générateurs. Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de stabilité angulaire pour les petites perturbations ou de stabilité transitoire.

1.4.4.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations(stabilité dynamique) :

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux en raison d'un changement dans la structure du réseau, des conditions d'exploitation, des systèmes d'excitation ou des charges. Ces oscillations peuvent potentiellement déstabiliser un alternateur, une partie ou la totalité du réseau. Dans de tels cas, il est possible d'utiliser des modèles linéaires pour simuler le réseau. Les principaux éléments tels que les machines synchrones, les excitateurs, les systèmes de régulation de vitesse, la turbine et le PSS (Power System Stabilizer) dont les dynamiques ne peuvent être négligées, seront pris en compte dans ces modèles.[13]

1.4.4.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations(Stabilité transitoire) :

La stabilité transitoire, également appelée stabilité en grands mouvements, fait référence à la capacité d'un réseau électrique à retrouver un état de régime permanent de marche synchrone à la suite d'un cycle de perturbations "grandes". Les études de stabilité transitoire d'un réseau visent à déterminer s'il maintient ou non le synchronisme lorsqu'il est soumis à une perturbation importante telle qu'un court-circuit ou une rupture d'équipement (générateur, ligne, transformateur), etc. Les conséquences de ces défauts sur les réseaux électriques peuvent être très graves, pouvant même conduire à un effondrement complet du réseau. La stabilité transitoire se manifeste à court terme par une augmentation non périodique de l'écart de l'angle du rotor. Lorsque l'instabilité se manifeste immédiatement après la perturbation, notamment dans la première seconde suivant l'élimination du défaut, elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability). La courbe (1) sur la figure 1.4 ci-dessous illustre ce cas et s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut également se manifester de différentes manières. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, entraînant ainsi une variation significative de l'angle du rotor au-delà de la première oscillation. Cette phase dure de 10 à 20 secondes. La courbe (2) de la figure 1.4 illustre ce cas.[2]

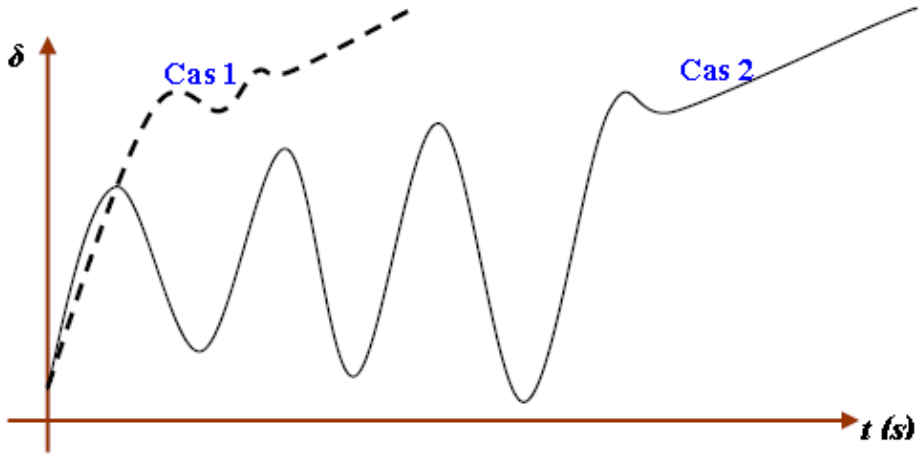


Figure 1.4 – Variation d'angle de rotor.
[1]

La figure 1.5 montre le comportement d'un système qui retrouve la stabilité avec une nouvelle position d'équilibre (courbe 1) :

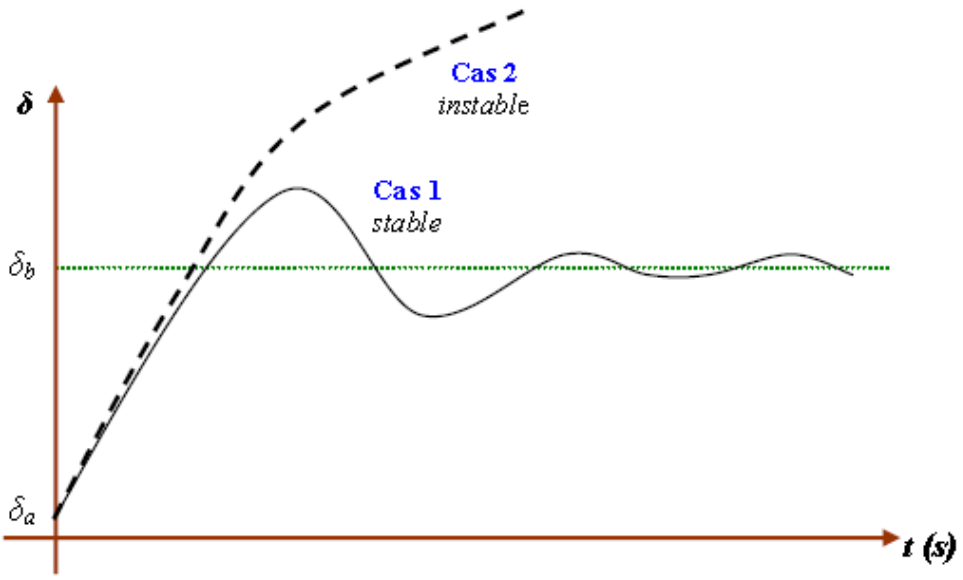


Figure 1.5 – Variation d'angle de rotor.
[1]

La stabilité transitoire dépend de plusieurs facteurs, notamment [1] :
— Le type de perturbation.
— La durée de la perturbation.
— Le lieu de la perturbation.
— La performance des systèmes de protection (relais, disjoncteurs, etc.).
— Le point de fonctionnement avant le défaut.
— Le niveau de puissance active.
— La topologie du réseau.
— Le degré d'excitation des machines.
— Les caractéristiques dynamiques des générateurs.
— Les charges présentes.
— Les régulateurs et stabilisateurs mis en place.

1.4.5 Stabilité de fréquence :

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, que ce soit suite à un incident sévère ou non, qui aurait pu entraîner un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et la puissance active consommée. Cela signifie que lorsque la production et la consommation d'énergie sont équilibrées, la fréquence du système reste stable. Tout déséquilibre important entre la production et la consommation d'énergie peut entraîner des variations de la fréquence, ce qui peut avoir des conséquences néfastes sur le bon fonctionnement des équipements connectés au réseau électrique.[9]

1.5 Les causes de l'instabilité du réseau électrique :

La stabilité d'un réseau est influencée par différents phénomènes électriques qui sont généralement liés à des variations de puissance. L'instabilité peut être causée par des perturbations liées à l'exploitation du réseau, telles que les fluctuations de courant ou de tension. Cependant, il existe également d'autres causes structurelles qui peuvent augmenter le risque d'instabilité, telles que les charges à puissance constante ou l'interconnexion de plusieurs charges sur un même bus.

Les problèmes liés à l'effondrement de tension surviennent lorsque la tension du réseau devient difficile à maintenir au-dessus d'une certaine valeur critique. Ce phénomène se produit généralement dans les réseaux électriques surchargés, court-circuités ou présentant une insuffisance de puissance réactive. Les principales causes d'instabilité de tension sont les suivantes [9] :

1.5.1 Une source de production éloignée :

Dans la plupart des cas, les sources de production d'énergie sont situées à une certaine distance des consommateurs, ce qui rend le transport de l'énergie réactive particulièrement difficile en raison des pertes importantes qui se produisent. Cette difficulté accroît la probabilité d'apparition d'une instabilité de tension.[9]

1.5.2 Le manque local d'énergie réactive :

L'écroulement de tension est directement causé par un manque de puissance réactive disponible pour maintenir une valeur de tension acceptable. Lorsqu'un réseau atteint sa limite de charge, il devient incapable de répondre à la demande de puissance réactive en raison de contraintes de production et de transport. La limitation de la puissance réactive au niveau de la production est principalement due aux contraintes thermiques exercées sur les enroulements statoriques et rotoriques. Pour mieux comprendre ce phénomène, prenons l'exemple suivant [9] :

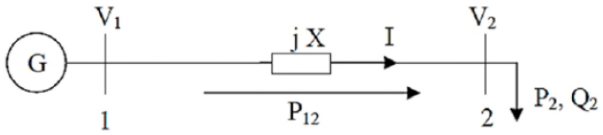


Figure 1.6 – réseau électrique à deux nœuds [9]

Pour le noeud 2 :

$$\overline{S}_2 = P_2 + jQ_2 \tag{1.1}$$

$$\overline{S}_2 = V_2 \left[\frac{V_1 \cos(\delta) + jV_1 \sin(\delta) - V_2}{jX} \right] \tag{1.2}$$

$$\overline{S}_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta) + j \left[\frac{V_1 V_2 \cos(\delta) - V_2^2}{X} \right] \tag{1.3}$$

Ce qui donne :

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \tag{1.4}$$

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos\delta - V_2^2}{X} \tag{1.5}$$

De même pour le nœud 1 :

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin\delta = P_{\max} \sin\delta \tag{1.6}$$

$$Q_1 = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos\delta}{X} \tag{1.7}$$

À partir de ces équations, on déduit que pour une augmentation de P2, il est nécessaire d'augmenter l'angle de puissance σ . Par conséquent, Q2 diminue ou devient négative à mesure que la valeur du $\cos\delta$ devient de plus en plus faible. D'autre part, la puissance Q1 augmente brusquement, ce qui entraîne une grande différence de puissance (pertes réactives) entre les deux points. Cela nous amène à conclure que la meilleure solution pour contourner ce problème consiste à produire localement de l'énergie réactive en installant des batteries de condensateurs ou des compensateurs synchrones.[9]

1.5.2.1 Charge importante :

La surcharge demeure l'une des principales causes de l'instabilité de tension. Cela est dû à la croissance de la demande de puissance et à son transfert. Une instabilité peut alors se produire, en particulier lorsque la charge est élevée et dépasse les prévisions. Le risque devient plus significatif lorsque la consommation de puissance réactive est également supérieure à celle prévue.[9]

Autres causes :

-Variation des caractéristiques des sources de puissance de courts-circuits, des creux et des chutes de tension, coupure brève ou longue et la variation de fréquence.

-Variation de la charge du réseau, par exemple à charge nominale, les alternateurs ont une puissance synchronisant faible et à vide un réseau peut devenir capacitif.

-La manœuvre d'un ouvrage de couplage. -Les défauts électriques dont le plus remarquable est le court-circuit franc triphasé.

Ces divers phénomènes mettent en jeu des constantes de temps très différentes, pouvant aller de la microseconde à l'heure. [9]

1.6 Effets de l'instabilité :

Plusieurs effets indésirables et néfastes peuvent survenir en cas d'instabilité, on cite à titre d'exemple :

1.6.1 Sur le réseau :

Les oscillations de puissance donnent naissance à des courants très élevés dans les liaisons et les transformateurs, qui entraînent des échauffements néfastes à la tenue des matériels. Les courants importants à l'origine des chutes de tensions occasionnent des Disfonctionnements d'appareils sensibles. Lors de la mise hors tension du ou des générateurs, l'équilibre consommation /production se détruit et peut éventuellement provoquer l'écroulement de tout le réseau .[29]

1.6.2 Sur les machines tournantes :

Les échanges de puissance entre machines et réseau pendant les régimes transitoires, peuvent donner des défauts de couple : les contraintes mécaniques résultantes peuvent provoquer des défaillances mécaniques comme la rupture de l'arbre par exemple. Lorsque les alternateurs sont sollicités au-delà de leur capacité, ils baissent en fréquence et en tension. Leur régulation en tension et vitesse peuvent entrer en résonance avec une perturbation et là les effets d'instabilité seront amplifiés. Les chutes de tension et oscillations de fréquence provoquent le ralentissement des moteurs. Les chutes de tension ainsi que le courant absorbé sont importants lors de l'élimination des perturbations, d'où il est parfois difficile de ré accélérer : certains moteurs rampent ou calent voir parfois accompagnés d'échauffements anormaux et le réseau rencontre des difficultés à retrouver un fonctionnement stable .[29]

1.7 Les moyens de prévention et de correction de l'instabilité du réseau électrique :

L'instabilité du réseau électrique peut entraîner des coupures de courant, des fluctuations de tension et d'autres problèmes de distribution d'électricité. Pour prévenir et corriger ces problèmes, plusieurs moyens peuvent être mis en place. Voici quelques-uns des moyens couramment utilisés pour la prévention et la correction de l'instabilité du réseau électrique :

1.Planification et conception du réseau :

Une planification adéquate du réseau électrique est essentielle pour assurer sa stabilité. Cela inclut une évaluation approfondie des charges électriques prévues, la détermination des points de raccordement appropriés, le dimensionnement adéquat des équipements de distribution et la prévision des futures demandes d'électricité.

2.Systèmes de contrôle et de surveillance :

Les systèmes de contrôle et de surveillance permettent de surveiller en temps réel les paramètres du réseau électrique tels que la tension, la fréquence et la charge. Ces systèmes utilisent des capteurs et des dispositifs de télécommunication pour collecter des données et prendre des décisions rapides en cas de problèmes de stabilité. Ils permettent également d'automatiser certaines actions de correction.

3.Régulation de la tension :

Maintenir une tension électrique stable est crucial pour le bon fonctionnement des appareils électriques. Les régulateurs de tension peuvent être utilisés pour ajuster la tension du réseau en fonction des variations de charge. Ils permettent de maintenir la tension à un niveau optimal, réduisant ainsi les risques d'instabilité.

4.Stockage d'énergie :

Les systèmes de stockage d'énergie, tels que les batteries ou les supercondensateurs, peuvent être utilisés pour stabiliser le réseau électrique. Ils peuvent absorber l'excès d'énergie en période de faible demande et la restituer en période de pic de demande. Cela permet de compenser les fluctuations rapides de charge et de maintenir la stabilité du réseau.

5.Systèmes de secours et d'alimentation de secours :

Des systèmes de secours, tels que les groupes électrogènes de secours, peuvent être installés pour fournir de l'électricité en cas de défaillance du réseau principal. Ces systèmes permettent de maintenir l'alimentation dans les zones critiques et d'éviter les perturbations prolongées.

6.Maintenance et réparation régulières :

Une maintenance régulière des équipements de distribution électrique est essentielle pour prévenir les pannes et les défaillances. Les inspections périodiques, les réparations et les remplacements appropriés des composants défectueux contribuent à maintenir la stabilité du réseau. Il convient de noter que les mesures spécifiques prises pour prévenir et corriger l'instabilité du réseau électrique peuvent varier en fonction des caractéristiques et des exigences du réseau dans chaque région. Les compagnies d'électricité et les organismes de réglementation travaillent en étroite collaboration pour mettre en place des stratégies appropriées en fonction des besoins locaux.

1.8 les perspectives d'évolution de la stabilité du réseau électrique :

L'évolution de la stabilité du réseau électrique est influencée par plusieurs facteurs et tendances. Avec l'intégration croissante des énergies renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne, des défis liés à leur intermittence doivent être relevés pour maintenir la stabilité du réseau. Cela nécessite le développement de technologies de stockage d'énergie avancées et de systèmes de gestion intelligents pour équilibrer l'offre et la demande, réduire les fluctuations et garantir la stabilité globale du réseau. Les réseaux électriques intelligents (smart grids) jouent un rôle clé dans cette évolution en utilisant des technologies de communication, des capteurs et des systèmes de contrôle avancés pour optimiser la coordination entre les acteurs du réseau. De plus, l'émergence des microgrids et de la production décentralisée permet une plus grande flexibilité et résilience, contribuant ainsi à la stabilité du réseau. L'analyse des données massives et l'intelligence artificielle sont également utilisées pour prévoir les demandes d'électricité, détecter les anomalies et prendre des décisions rapides afin de maintenir la stabilité du réseau. Enfin, l'amélioration de l'infrastructure du réseau électrique et la mise en œuvre de pratiques de maintenance régulières sont essentielles pour assurer une stabilité durable. Ces évolutions technologiques et réglementaires contribuent à façonner l'avenir de la stabilité du réseau électrique en répondant aux enjeux croissants du secteur de l'électricité.

1.9 La solution de l'instabilité du réseau électrique :

La solution à l'instabilité du réseau électrique consiste à mettre en place différentes mesures pour prévenir et corriger les problèmes. Tout d'abord, il est important de planifier et de gérer le réseau de manière efficace en anticipant la demande future et en concevant des infrastructures adaptées. Ensuite, la régulation de la tension et du courant est essentielle pour maintenir une distribution uniforme de l'énergie et éviter les fluctuations excessives. La coordination entre les différents acteurs du réseau, tels que les producteurs, les distributeurs et les régulateurs, est également nécessaire pour assurer une gestion harmonieuse. En utilisant des systèmes de contrôle et d'automatisation avancés, il est possible de détecter les problèmes potentiels en temps réel et de prendre des mesures préventives. Enfin, la maintenance régulière

des équipements et la diversification des sources d'énergie contribuent à une meilleure stabilité du réseau.

1.10 Equation du mouvement du générateur :

L'équation du mouvement du rotor de la machine qui est considérée sans amortissement est donnée par la relation[2] :

$$J\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \tag{1.8}$$

Avec

J : moment d'inertie des masses rotoriques en kg.m2

θ_m : position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence fixe lié au stator en radians.

t : temps en secondes

Tm : couple mécanique d'entraînement de la machine sans les pertes dues à la rotation en N.m.

Te : couple électromagnétique en N.m.

Ta : couple d'accélération en N.m On désigne par wsm et wm fig.1.5 les pulsations mécaniques du champ statorique et du champ Rotorique.

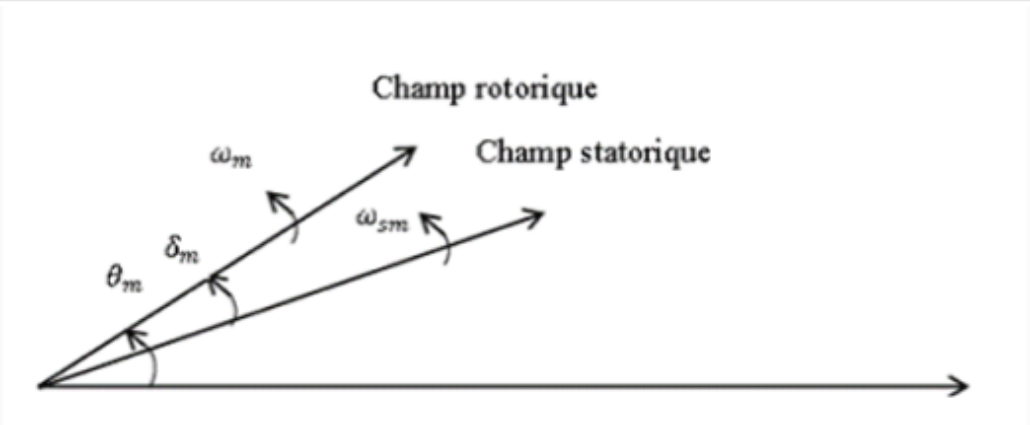


Figure 1.7 – Disposition vectorielle des champs statorique et rotorique. [2]

θ_m étant mesuré par rapport à un axe fixe, c'est donc une mesure absolue de l'angle rotorique. Par conséquent, il croît d'une manière continue avec le temps même à vitesse synchrone. Comme c'est la vitesse relative du rotor par rapport à la vitesse synchrone (autrement dit la vitesse du champ rotorique par rapport à celle du champ statorique) qui nous intéresse, il est plus commode de mesurer la position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence

Tournant à la vitesse synchrone. Ce sera l'angle δ_m. Dans ce cas, θ_m est tel que :

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m \tag{1.9}$$

Avec

ω_{sm} : vitesse synchrone de la machine en radians mécaniques par seconde.

δ_m : position angulaire du champ rotorique par rapport à celle du champ statorique en radians mécaniques.

En utilisant (1.2), on peut écrire (1.8) sous la forme :

$$J\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \tag{1.10}$$

En définissant la vitesse angulaire du rotor par :

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \tag{1.11}$$

On peut écrire (1.10) sous la forme :

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = p_m - p_e \tag{1.12}$$

Avec
$P_m = T_m\omega_m$:
est la puissance d'entraînement en watts.
$P_e = T_e\omega_m$:
est la puissance électromagnitique en watts.

On désigne l'énergie cinétique de la machine à la vitesse synchrone par :

$$W_{c=\frac{1}{2}J\omega_{m^2=J\omega_{sm^2}}}(J) \tag{1.13}$$

On définit la constante d'inertie de la machine par :

$$H = \frac{W_c}{S_{mach}} \tag{1.14}$$

Où Smach est la puissance apparente de la machine synchrone en VA

H est exprimé en secondes.

En remplaçant dans (1.12) Jm par son expression tirée de (1.13) et en utilisant (1.14), on peut écrire (1.12) sous la forme :

$$\frac{2H}{\omega_{\mathrm{sm}}} \frac{d^2\delta_{\mathrm{m}}}{dt^2} = \frac{P_{\mathrm{m}}}{S_{\mathrm{mach}}} - \frac{P_{\mathrm{e}}}{S_{\mathrm{mach}}} \tag{1.15}$$

L'angle et la pulsation électriques sont liés aux grandeurs mécaniques de même nom par les relations suivantes :
$\delta = p\delta_m$
$\omega = p\omega_m$
$\omega_{s=p\omega_{sm}}$
Où
p est le nombre de paires de pôles de la machine.
δ est l'angle rotorique électrique en rad.
ω est la pulsation rotorique électrique en rad/s.
ω_s est la pulsation synchrone électrique en rad/s.

En tenant compte des expressions ci-dessus, l'équation (1.15) s'écrit :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \tag{1.16}$$

Avec :
H et t exprimés en s.
ω_s exprimée en rad/s.
δ Exprimé en rad.
Pm et Pe exprimées en pu.

Remarque : L'expression (1.16) est analogue à l'expression (1.15). Ceci montre que l'angle et la vitesse peuvent être exprimés dans l'équation du mouvement indifféremment en grandeurs électriques ou en grandeurs mécaniques.

La différentiation de (1.9) donne :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \tag{1.17}$$

En passant aux grandeurs électriques, on obtient :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \tag{1.18}$$

Où :
δest exprimé en rad.
ωet ω_s sont exprimées en rad/s.

Les équations (1.16) et (1.18) constituent le système d'équations différentielles liées au Mouvement de la machine.

Remarque : Si on tient compte des pertes par frottement dues à la rotation, l'équation (1.16) est Modifiée pour en tenir compte et s'écrit alors :

$$\frac{2H}{\omega_S}\frac{d^2\delta}{dt^2} + D\omega = P_m - P_e \tag{1.19}$$

Avec ω en pu et D le coefficient d'amortissement qui rend compte des frottements en p.u. La puissance électrique active fournie par la machine est telle que :

$$P_{e=EV/Xd}\sin\delta \tag{1.20}$$

Où, σ est l'angle rotorique (dit aussi, l'angle de puissance), c'est le déphasage entre E et V.

L'équation (1.20) est représentée graphiquement par la figure 1.6 ; La puissance maximale transmise par l'alternateur est telle que :

$P_e = \frac{EV}{Xd} \cdot \sin(\delta)$
(1.21)

E : force électromotrice.
V : tension rigide.
Xd : la réactance.

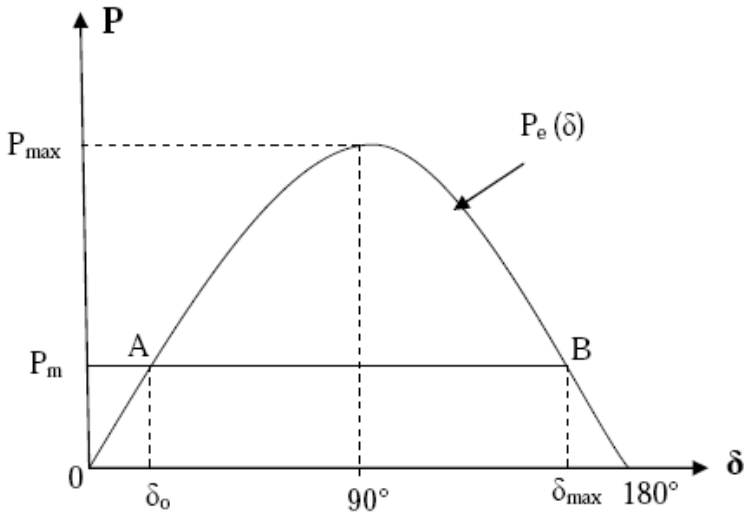


Figure 1.8 – Courbe P (σ) [2]

A et B sont les deux points de fonctionnement possibles.

1.11 Critère d'égalité des aires :

Considérons un défaut triphasé sur la ligne de transmission du système précédent éliminé après quelques cycles. Ceci va modifier l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle rotorique σ.

La figure 1.8 indique la courbe P (σ) tenant compte du défaut En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones. La zone A1, dite zone d'accélération ou d'accumulation d'énergie se situe au-dessous de la droite horizontale correspondant au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles du rotor σ_0 et σ_1 correspondant respectivement à l'apparition et à l'élimination du défaut. Avant l'élimination du défaut, l'angle σ a évolué du point 2 au point 3 et le rotor a absorbé une énergie cinétique proportionnelle à la surface A1 (Fig 1.9.a). À l'instant t1 de l'élimination du défaut, correspondant à σ_1, la puissance évolue du point 3 au point 5. Pe retrouve une valeur supérieure à Pm. La zone A2 dite zone de décélération ou

restitution d'énergie qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge. À partir du point 5 la vitesse du rotor va diminuer mais l'angle σ va augmenter jusqu'à ce que les surfaces A1 et A2 soient égales. La surface A1 correspond à l'énergie cinétique absorbée par le rotor lors du défaut et A2 à sa restitution après élimination du défaut. Dans ces conditions, on a deux cas :

•Si le rotor peut rendre dans la zone A2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité, (fig.1.9.a).

•Si la zone A2 ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique (fig.1.9.b) l'angle interne va donc dépasser le point 8 correspondant à l'instabilité du système, car dans cette situation Pe est inférieur à Pm ce qui entraîne une accélération du rotor et une instabilité du système. La stabilité de ce dernier est fonction de la durée du défaut.[2]

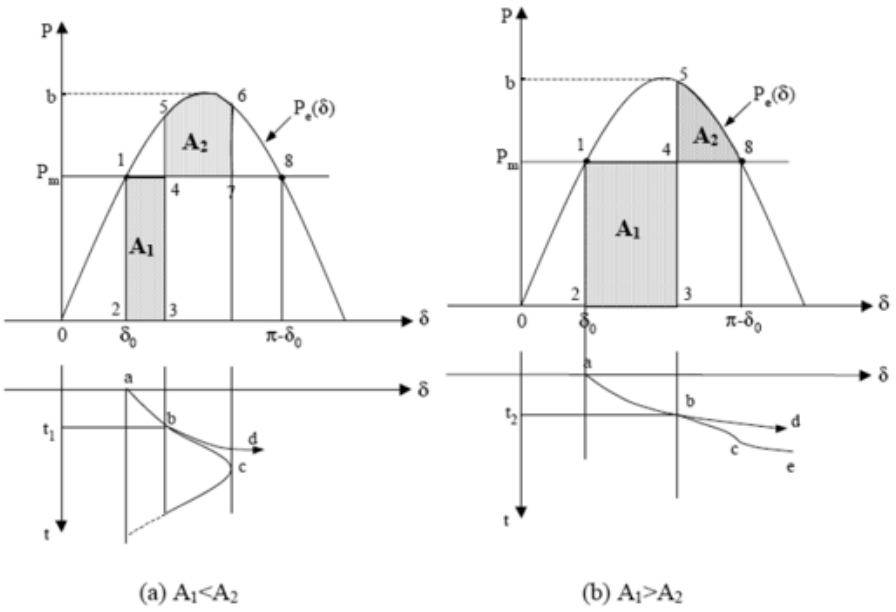


Figure 1.9 – Aires d'accélération et de décélération, a) temps d'élimination du Défaut court, b) temps d'élimination du défaut long. [2]

La relation entre les aires A1 et A2 et la stabilité peut être mathématiquement expliquée comme suit : L'équation (2.1) s'écrit :

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d\omega_r}{dt} = P_m - P_e \tag{1.22}$$

Avec : $\omega_r = \frac{d\delta}{dt}$

ω_r : $est la vitesse relative du rotor En multipliant l'équation (1.22) par d/dt et en intégrant par rapport au tem$

$\frac{2H}{\omega_s}(\omega_{r2}^2 - \omega_{r0}^2) = \int_{\delta_0}^{\delta_2}(P_m - P_e)\, d\delta (1.23)$

σ_0 : l'angle rotorique initial, à l'instant de l'application de défaut.

σ_2 : l'angle rotorique à la fin de la période transitoire.

Aux points de synchronisme $\omega_r 2 = \omega_r 0$

Par conséquent, l'équation (1.24) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_2}^{\delta_2}(P_m - P_e)d\delta = 0 \quad \Longrightarrow \quad \int_{\delta_0}^{\delta_1}(P_m - P_e)d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2}(P_m - P_e)d\delta = 0 \tag{1.24}$$

Où : σ_1 est l'angle rotorique à l'instant de l'élimination de défaut. A partir de l'équation (1.24) on peut trouver que A1-A2 = 0. Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A1 et de la zone A2 : cette condition est appelée critère d'égalité des aires. Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone A1), soit en augmentant la zone de décélération (zone A2). Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique.

1.12 Conclusion

La stabilité du réseau électrique est d'une importance cruciale pour assurer une alimentation électrique continue et fiable, protéger les équipements sensibles, maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, faciliter l'intégration des énergies renouvelables et prévenir les perturbations en

cascade. La fiabilité du réseau électrique est essentielle pour soutenir les activités quotidiennes, les services critiques et le fonctionnement efficace de notre société moderne. En investissant dans des infrastructures robustes, en adoptant des technologies avancées de gestion de réseau et en favorisant la transition vers des sources d'énergie plus propres, nous pouvons garantir la stabilité et la résilience de notre système électrique pour répondre aux besoins actuels et futurs.

Chapitre 2

Etat de l'art sur HVDC

2.1 Introduction

À l'avenir, les besoins en puissance électrique et les habitudes de consommation sont susceptibles de connaître des évolutions majeures à l'échelle mondiale. Par conséquent, il est crucial d'anticiper ces changements en mettant en place des systèmes de transmission à haute tension en courant continu. Cette approche permettra d'éviter les surcharges des lignes électriques et de garantir un approvisionnement électrique fiable et efficace .Dans ce chapitre, nous abordons le rôle essentiel des systèmes HVDC dans le domaine du transport de l'énergie électrique. Nous commençons par retracer l'évolution historique de l'intégration des systèmes HVDC dans le réseau de transmission, par la suite on présente les différents types des systèmes de transmission HVDC, leurs configurations, leurs avantages et quelques applications.

2.2 Définition

HVDC est l'acronyme de "High Voltage Direct Current" en anglais, qui se traduit en français par "Courant Continu Haute Tension" (CCHT).

L'HVDC est une technologie de transmission d'électricité à haute tension utilisée pour transporter de grandes quantités d'énergie électrique sur de longues distances. Contrairement aux réseaux électriques conventionnels, qui utilisent des courants alternatifs (CA), l'HVDC utilise des courants continus (CC) pour transmettre l'électricité.

2.3 L'historique du HVDC

En 1882, un système de transmission présentant les caractéristiques types du HVDC a été dévoilé pour la 1ère fois à l'exposition Electrotechnique en Allemagne. Le système devait fonctionner à une tension de 2 kV et était destiné à relier les villes de Munich et Miesbach distantes d'environ 57 km Il connut une défaillance après quelques jours seulement. Par la suite, le recours à l'utilisation des systèmes de transmission HVDC, avec notamment le système Thury (courant constant-tension variable), s'est répandu en Italie, en Suisse, en Espagne, en Hongrie, en Russie et en France des années 1888 à 1912. En 1889, un système de transmission de 630 kW sous 14 kV DC fut installé sur une distance de 120 km en Italie. En France, le développement de systèmes de transmission HVDC est marqué par la construction en 1906, d'une liaison de 180 km entre la centrale électrique de Moutiers et la ville de Lyon. Opérant à une tension supérieure à 125 kV, celle-ci permettait le transport d'une puissance jusqu'à 30 MW Toutefois, les principales limites du système Thury étaient que la distribution du transformateur en série implique un risque accru de coupure de courant puisque le courant doit traverser chaque appareil pour se rendre au suivant. Si le circuit est rompu dans l'une des machines, l'alimentation est coupée. Malgré les avantages reconnus de la transmission HVDC, en absence de systèmes de conversion efficaces et sûrs, la transmission HVDC est tombée en désuétude dans les premières décennies du 20e siècle. Dès lors, les systèmes de transmission HVAC se sont développés rapidement : par exemple, les liaisons 220 kV ont été réalisées dans les années 1920, et 287 kV en 1936 (Boulder Dam, Colorado, États-Unis). Ces systèmes sont fiables, économiques et ont le monopole dans le monde entier à cette période. L'invention des redresseurs à vapeur de mercure dans les années 30 a été le point de départ du développement des systèmes de transmission HVDC. En 1941 fut conclu le premier contrat de système de transmission HVDC d'une puissance de 60 MW (le projet Elbe-Berlin) utilisant un câble souterrain de 115 km de longueur. En 1945, ce système était Prêt à fonctionner mais fut démonté par la suite et n'a jamais été exploité en raison de la seconde Guerre mondiale Après la Guerre, la demande en énergie électrique

est devenue de plus en plus importante. L'exploitation des énergies renouvelables provenant des sources hydroélectriques, éoliennes ou encore solaires étaient (déjà) supposées répondre à ces demandes. Cependant, la mise en place des systèmes d'exploitation de ces ressources requiert de longues lignes de transmission car les ressources en eau, en vent et en soleil sont généralement situées dans des régions montagneuses ou désertiques, souvent éloignées des zone de consommation. Cette problématique a suscité le développement des systèmes de transmission HVDC, bien adaptés au transport longue distance. La technologie en courant continu (DC) est réellement rentrée en exploitation dans les années 1950 en utilisant les ponts de conversion à valves redresseuses à vapeurs de mercure. Ce sont en particulier les liaisons électriques sous-marines qui ont permis au HVDC de démontrer sa compétitivité pour la première fois en s'affranchissant des effets capacitifs des lignes. Ainsi, en 1954, un système de transmission HVDC sous-marin a été mis en service en Suède (Figure 2.1) pour relier l'île de Gotland et la côte suédoise avec une tension DC de 100 kV. Le câble mesurait alors 100 km de long et la capacité de transmission était de 20 MW. Après 16 ans de service, la tension est passée à 150 kV et le système était capable d'acheminer une puissance pouvant atteindre 30 MW. Ce système est répertorié comme étant la première liaison de transmission DC sous-marine de type commercial au monde .



Figure 2.1 – Système de transmission HVDC sous-marin de Gotland montrant les stations de conversion de Vastervik et Ygne [30]

Exploitée depuis les années 1960, la technologie HVDC est désormais une technologie mature et joue un rôle essentiel dans le transport sur de longues distances et les interconnexions entre différents réseaux. La liaison Cook Strait ou Inter Island Pole 1, en Nouvelle Zélande, fait partie des premiers projets conçus pendant cette période. Celle-ci pouvait transmettre une puissance de 600 MW et fonctionnait à une tension de 250 kV. La transmission s'effectuait par l'intermédiaire d'une ligne aérienne et un câble sous-marin, traversant le détroit de Cook, pour connecter la centrale hydroélectrique de Benmore au sud de la Nouvelle Zélande et le nord du détroit de Cook. La liaison HVDC entre la Suède et le Danemark (250 MW, 275 kV) et le projet Sakuma au Japon (système à 300 MW, 2 x 125 kV) ont tous deux été construits par ASEA (aujourd'hui groupe ABB) et mis en service en 1965. Le projet Sakuma est une station de conversion de fréquence 50/60Hz et est toujours en service, les systèmes à vapeurs de mercure ayant été remplacés par des thyristors en 1993. Au cours des années 1970, notamment grâce au développement de l'électronique de puissance, le recours à l'utilisation des ponts de conversion

à base de valves à thyristors s'est rapidement généralisé. La première liaison de transmission d'envergure utilisant des lignes aériennes HVDC, la liaison Pacific DC Intertie assure l'alimentation de la région de Los Angeles en électricité, produite par les centrales hydroélectriques du Columbia River situées dans le NordOuest des Etats-Unis. Avec une longueur de 1362 km et une puissance de 1440 MW, il s'agissait d'une liaison record en termes de longueur et de puissance de transmission. La liaison Pacific DC Intertie a été assemblée en plusieurs étapes et la capacité actuelle est de 3100 MW [30] Le Cahora Bassa HVDC fait également partie des premiers systèmes utilisant des redresseurs à valves à thyristors. Ce système est caractérisé par une puissance de 1920 MW, une tension de 533 kV et une distance de 1456 km. Il fut construit entre 1975 et 1979 pour assurer la transmission d'électricité produite dans la centrale hydroélectrique située sur la rivière Zambèze au Mozambique vers l'Afrique du Sud. Il a aussi été le premier système HVDC opérationnel en Afrique, et le premier à fonctionner au-dessus de 500 kV dans le monde. Le système de transmission HVDC Itaipu possède une architecture de type bipolaire dont chaque pôle, muni de deux convertisseurs, est capable de transformer une puissance de 3150 MW. Avec une capacité maximale de 6300 MW, ce système a été mis en service pendant la période de 1984 à 1989 au Brésil. Celui-ci assure la connexion entre la centrale hydroélectrique d'Itaipu située sur le fleuve Parana (au Brésil) opérant à une fréquence de 50 Hz et le réseau à 60 Hz de São Paulo Avec deux lignes de transmission de ± 600 kV, ce système reste aujourd'hui la liaison présentant la tension la plus élevée au monde. Depuis les années 1990 à aujourd'hui, nombre de projets HVDC ont émergé dans le monde avec des longueurs, des puissances et des tensions de plus en plus élevées. A titre d'exemple, la liaison Welsh aux Etats-Unis, mise en service en 1995, relie aujourd'hui deux réseaux, ERCOT -Electric Reliability Council of Texas-, et SPP -Southwest Power Pool- du Sud des États-Unis avec une puissance de 600 MW et une tension de 170 kV. L'exploitation commerciale du projet HVDC Ballia– Bhiwadi en Inde (Figure 2.2) a débuté en 2010 et est capable de transmettre une puissance de 2500 MW sur une distance de 800 km de l'état Uttar Pradesh vers le Rajasthan sous une tension 500 kV. En Inde, cette liaison détient la capacité de transmission la plus importante en terme de puissance. La liaison HVDC Xiangjiaba-Shanghai a été mise en service en 2010 et est apte à transmettre une puissance de 6.400 MW de la station hydroélectrique de Xiangjiaba, située dans le sud-ouest de la Chine, vers Shanghai sur une distance d'environ 2000 km. Cette liaison fonctionne avec une tension extrêmement élevée de 800 kV destinée à réduire au maximum les pertes de transmission.



Figure 2.2 – Liaison HVDC en Inde entre les stations de conversion de « Ballia » et de « Bhiwadi » d'une longueur de 800 km [30]

Après plus de 50 ans de recherche et de développement, les systèmes de transmission HVDC assurent aujourd'hui le transport d'énergie dans de nombreux pays (Figure 2.3), et sont marqués par des augmentations au cours du temps de la puissance (FigIII-4), de la longueur de la liaison et de la tension de service. L'Annexe 1 recense de manière plus exhaustive les liaisons installées depuis les années 50 opérant à des tensions excédant 60 kV. On peut remarquer sur la figure 4 que la puissance cumulée installée augmente très significativement depuis les années 80. Plusieurs systèmes de transmission HVDC sont actuellement en cours d'installation et serons mis en services dans les prochaines années. A titre indicatif, après la mise en service de la liaison Basslink en 2006 entre la Tasmanie et l'Australie, la liaison HVDC Inter Island Pole 3 est un projet de transmission de puissance de grande envergure entrepris par la compagnie Siemens dans cette région. Le projet Pole 3 est destiné à remplacer les systèmes de contrôle et de sécurité vieillissants actuellement utilisés dans les Pôles 1 et 2 par des technologies plus récentes. Le système Pôle 3 intégrera par ailleurs un système de compensation de puissance réactive de ± 60 MVar. Ces modifications permettront d'une part d'accroître jusqu'à 1200 MW la capacité de transmission actuelle et d'autre part d'améliorer la stabilité de la transmission de puissance entre les îles situées au nord et au sud de la Nouvelle Zélande. La fin des travaux sur le projet Inter Island Pole 3 est prévue en 2014. La mise en service du projet de transmission HVDC Inelfe entre la France et l'Espagne, est prévue pour fin 2014. Cette liaison utilise des câbles souterrains d'une longueur de 65 km, fonctionne à une tension de ± 320 kV et est capable de transporter une puissance de 2000 MW. La liaison sous-marine Western HVDC entre l'Ecosse et l'Angleterre (d'une capacité de 2200 MW, d'une longueur de 420 km, et opérant à ± 600 kV) est prévue d'être mise en service à la fin 2015. [43]

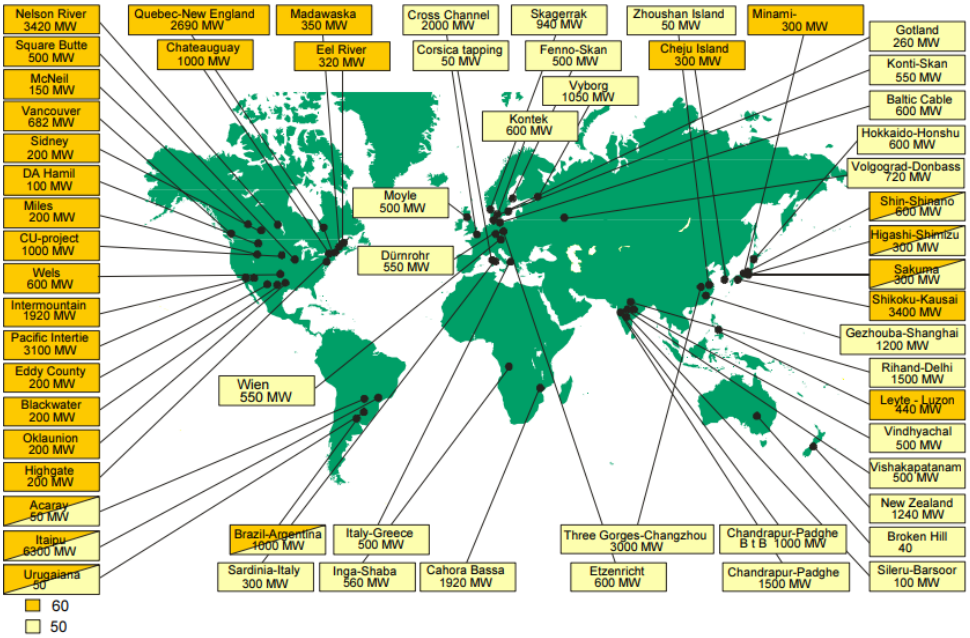


Figure 2.3 – Principales liaisons HVDC installées dans le monde [43]

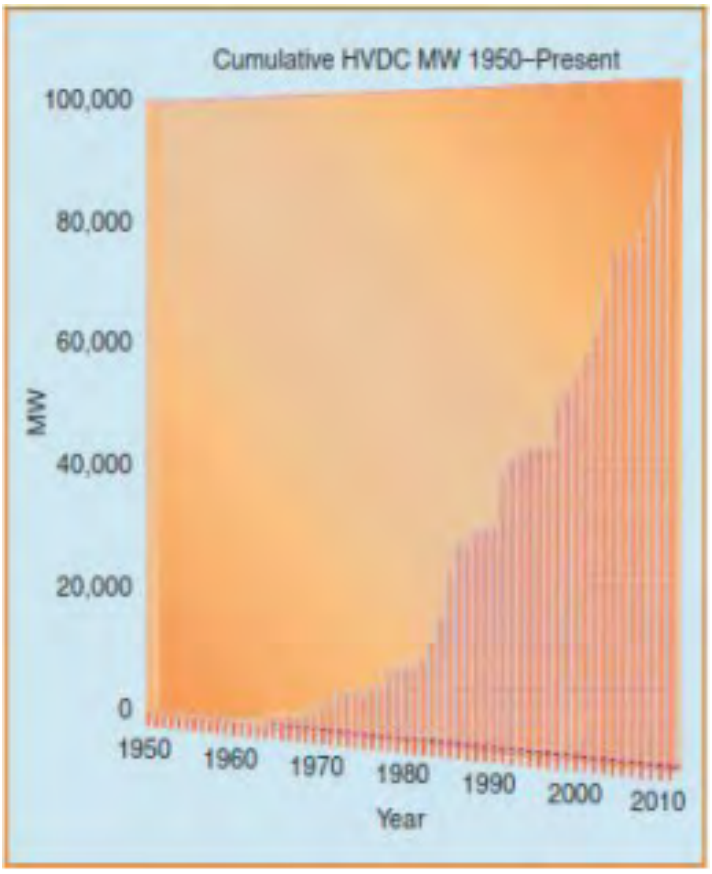


Figure 2.4 – Evolution de la capacité de transmission des systèmes HVDC dans le monde [43]

2.4 Comparaison entre HVDC et HVAC :

Le HVAC et le HVDC sont largement utilisés pour la transmission de puissance. Cependant, il existe certaines différences entre la transmission HVAC et HVDC qui sont mises en évidence dans le tableau ci-dessous [40]

Tableau 2.1 – Comparaison des technologies de transmission : HVDC vs HVAC

Base de différence	Transmission HVAC	Transmission HVDC
Formulaire complet	HVAC signifie courant alternatif haute tension	HVDC signifie courant continu haute tension
Description	Les systèmes de transmission qui transportent du courant alternatif à des tensions comprises entre environ 96 kV et 230 kV sont appelés systèmes de transmission HVAC	La méthode de transmission de puissance HVDC est une méthode de transmission de puissance qui transmet un courant continu avec une tension d'environ 100 kV à 800 kV
Nombre de conducteurs	Les systèmes de transmission HVAC nécessitent au moins trois conducteurs de phase	Les systèmes HVDC nécessitent deux conducteurs pour les systèmes bipolaires et un conducteur pour les systèmes monopolaires
Transformateur	Le HVAC utilise des transformateurs pour la conversion de tension	Les transformateurs ne peuvent pas être utilisés en HVDC car ils ne fonctionnent pas en CC
Redresseur et inverseur	Le HVAC ne nécessite pas de redresseurs ni d'onduleurs	Les redresseurs et les onduleurs sont des composants clés des systèmes HVDC
Complexité de transformation de tension	Le HVAC implique une simple conversion de tension	La conversion de tension est compliquée en HVDC
Pertinence	Le système de transmission HVAC est adapté aux distances inférieures à 600 km	La transmission HVDC convient à la transmission de puissance élevée sur de longues distances (généralement 600 km ou plus)
Perte de couronne	Les pertes couronnes sont élevées dans le HVAC	HVDC a des pertes couronnes relativement faibles
Effet de peau	Des densités de courant inégales provoquent un effet de peau dans les systèmes HVAC	En HVDC, la densité de courant dans le conducteur est uniforme et il n'y a pas d'effet de peau

Diamètre du conducteur	Le HVAC nécessite des conducteurs de grand diamètre en raison de l'effet de peau	HVDC nécessite des conducteurs de diamètre relativement petit
Droit de passage	La priorité est plus large pour le HVAC. Un site est la bande de terrain nécessaire pour poser une ligne électrique	HVDC a une priorité plus étroite
Taille de la tour	Les tours du système HVAC sont hautes	HVDC nécessite une petite tour
transmission de puissance sous-marine	Le HVAC n'est pas adapté à la transmission d'énergie sous-marine en raison de la capacité parasite des câbles	HVDC devrait être utilisé pour la transmission d'énergie sous-marine
Ingérence	Le HVAC provoque des interférences sur les lignes de communication adjacentes	HVDC n'interfère pas avec les lignes de communication à proximité
Disjoncteurs	Les disjoncteurs HVAC sont une conception peu coûteuse et simple	Les disjoncteurs HVDC sont relativement chers et complexes
Utilisation de la capacité du conducteur	Dans un système HVAC, environ 30% de la capacité du conducteur est gaspillée en raison des pics de courant alternatif lors d'une alimentation électrique moyenne	Les systèmes HVDC utilisent toute leur capacité de conducteur. En effet, pour DC, les valeurs maximales et moyennes sont les mêmes

La différence la plus significative entre HVAC et HVDC est que HVAC nécessite au moins trois conducteurs de phase tandis que HVDC ne nécessite que deux conducteurs.

2.5 Avantage d'un système de transmission HVDC

La haute tension à courant continu est employée afin de réduire l'énergie perdue dans la résistance des fils. Pour une quantité de puissance donnée, une tension plus élevée avec une réduction du courant permet de réduire les pertes parce que la puissance est proportionnelle à la tension. Dans un certain nombre d'applications, le système CCHT est plus efficace que celui du CA, cette évaluation est basée sur les données suivantes [10] [39] :

1. Câble sous-marin, où la capacité élevée cause des pertes additionnelles à CA ;
2. L'installation de capacités supplémentaires dans des situations où des fils supplémentaires sont nécessaires est coûteuse ;
3. Permettre le transport d'énergie entre les systèmes de distribution à CA non synchronisé (différentes fréquences).
4. Utilisation de la totalité de la section, (effet de peau) n'existant pas en courant continu, d'où la possibilité d'utiliser une intensité plus élevée pour une même section utilisée en courant alternatif

5. Meilleure utilisation de l'isolation, le gradient de potentiel pouvant être plus élevé en courant continu qu'en courant alternatif. D'autre part, l'isolation est prévue pour la tension nominale et non pour la tension crête ; d'où la possibilité de choisir une tension plus élevée pour une même ligne. L'intensité et la tension étant plus élevées, la puissance transportée par la même ligne (en CA) sera plus importante en courant continu
6. La conduite de la puissance du régime continue peut se faire indépendamment de la puissance installée dans deux réseaux non liés
7. Possibilité de supporter la puissance rapidement en cas de perturbations
8. Optimisation de conducteurs : Deux conducteurs pour le système bipolaire et un conducteur pour le système monopolaire
9. La liaison CCHT(HVDC) dans une interconnexion constitue une barrière contre la propagation du défaut en cascade, à travers un réseau en courant alternatif (la puissance réactive n'est pas transmissible en CCHT)

2.6 Les inconvénients de l'HVDC :

Malgré les nombreux avantages de la transmission HVDC, des inconvénients majeures doivent être signalés, tels que [35] [5] [23][18][37] :
— Le coût élevé des stations de conversion ;
— La génération des harmoniques ;
— Difficultés de changement des niveaux de tension ;
— Difficultés de contrôle ;
— Convertisseurs exigent beaucoup de puissance réactive ;
— Fonctionnement très difficiles des réseaux multi-terminaux ;
— Difficulté de coupure de courant continu ;
— Bruit généré par les stations de conversion [31]
Il est important de noter que ces inconvénients peuvent être atténués par des choix technologiques et de conception appropriés, ainsi qu'une planification minutieuse de la mise en œuvre de l'HVDC.

2.7 Les composants du système HVDC

Les composants qui constituent un système HVDC [3], sont les suivant :

1. Les interrupteurs de puissance sont associés pour former des valves. Celles-ci effectuent la conversion AC-DC et elles sont l'élément principal de tout convertisseur HVDC. Chaque valve unique se compose d'un certain nombre de composants (IGBT, par exemple) connectés en série.
2. Les transformateurs qui modifient le niveau de tension.
3. L'inductance de lissage, dont les principales fonctions sont :
   — Limitation des courants de défaut contenus.
   — Prévention de la résonance dans les circuits à courant contenu.
4. Les filtres d'harmoniques, du côté AC d'une station de conversion HVDC, qui ont deux fonctions principales :
   — Absorber les courants harmoniques générés par les convertisseurs HVDC.
   — Fournir de la puissance réactive.
   En outre, les filtres d'harmoniques actifs peuvent être un complément aux filtres passifs en raison de leur meilleure performance.

5. Parafoudre, dont la tâche principale est de protéger l'équipement contre les surtensions.
6. Circuit de transmission DC, qui comprend la ligne de transmission DC, des commutateurs à fort courant contenu et l'électrode de terre.
7. Système de contrôle et protection.

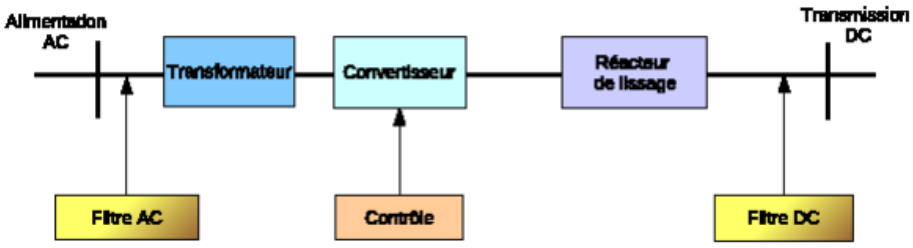


Figure 2.5 – Les composants d'un système HVDC

2.8 Applications des systèmes HVDC

À ce jour, la mise en place de connexions HVDC a fait ses preuves dans de nombreux projets. C'est la meilleure, sinon la seule, solution pour répondre à un besoin de transmission de puissance. Nous Considérons les raisons qui ont conduit au choix de la connectivité HVDC.

— Sources lointaines : dans certains cas, les zones de production de masse peuvent être très éloignées des zones de consommation de masse. Il s'agit de sources dont l'emplacement ne peut être choisi facilement. Prenons l'exemple de la liaison de 800 km entre le barrage d'Itaipu, qui profite de la puissance hydro-électrique du Rio Paraná, et la ville de São Paulo, qui accueille près de 12 millions d'habitants. [43]

— Impossibilité de production locale : Le choix de l'HVDC peut également être cause par la zone nécessitant un apport de puissance. La ville de Visby, sur l'ıle suédoise Gotland, a fait le choix de s'alimenter via une liaison HVDC par câble souterrain pour éviter d'endommager son environnement avec une production locale. Comme avancé précédemment, le transport par câble en AC est impossible au-delà d'une certaine distance. Ce centre archéologique et touristique y a vu une solution à sa grande demande en énergie.[33]

— Asynchronisme : En faisant fonctionner les deux extrémités d'une liaison à des fréquences différentes, il est possible de relier deux réseaux asynchrones. C'est par exemple le cas de la liaison de Garabit, qui lie l'Argentine et le Brésil. Les réseaux de ces deux pays ont respectivement des fréquences propres de 50 Hz et 60 Hz.[28]

— Contrôle de puissances : Une interconnexion de réseaux permet d'avoir une meilleure tenue en fréquence, une assistance mutuelle en cas d'incident, une réduction des réserves tournantes et une facilitation du marché de l'électricité. Une interconnexion via liaisons HVDC permet un contrôle aise, rapide, et précis de cette interconnexion en commandant le flux de puissance active. Aux Philippines, les performances de contrôle de la liaison sous-marine entre la centrale géothermique de l' île Leyte et l' île de Luzon ont permis d'améliorer la stabilité du réseau AC de Manille . Notons également que les liaisons de type VSC permettent de contrôler indépendamment les flux de puissances actives et réactives, ce qui est utile dans certaines applications, notamment pour des éoliennes offshores.[14]

— Présentation des systèmes HVDC : Un système de transmission à courant continu à haut tension (HVDC) (High Voltage Direct Current) est un équipement d'électronique de puissance utilisé pour la transmission de l'électricité en courant continu Haut Tension. Une liaison à courant continu est constituée d'une ligne à courant continu reliant au moins deux

réseaux alternatifs par l'intermédiaire de stations de conversion. Elle est donc constituée de trois éléments :

— Un redresseur.
— Une ligne de transmission.
— Un onduleur.

Généralement le redresseur et l'onduleur sont symétriques et réversibles (ils peuvent échanger leur rôle. Le redresseur et l'onduleur ont été d'abord réalisés avec des valves à vapeur de mercure. Récemment ils sont réalisés avec des thyristors ou avec des transistors bipolaires à grille isolée (IGBT).[42]

2.9 Types des liaisons HVDC

Plusieurs types de liaison HVDC sont développés dans les différentes applications de la transmission HVDC [35] [5][37] :

— Liaison monopôlaire
— Liaison bipolaire
— Liaison homopolaire
— Liaison dos à dos "back-to-back"
— Liaison a deux terminaux
— Liaison multi terminaux

2.9.1 Liaison monopolaire

Dans une liaison monopôlaire, les deux stations sont connectées par un seul conducteur, le retour est assuré par la terre ou la mer ce qui réduit le coût total de la transmission HVDC. Les considérations économiques conduisent souvent à privilégier ces systèmes dans le cadre de transmission par câble. L'utilisation de deux électrodes est meilleure pour le bon fonctionnement de cette configuration. Un défaut pourra arrêter le système complètement [35].

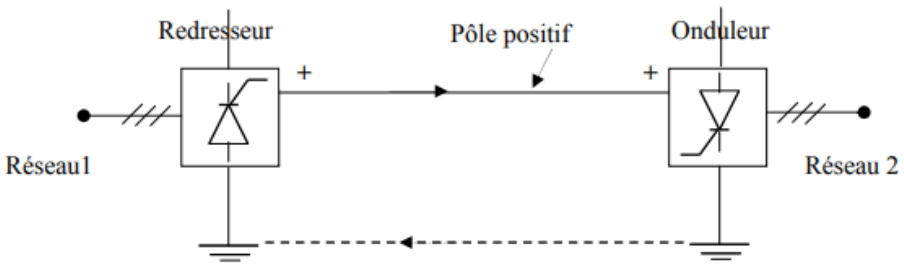


Figure 2.6 – Schéma d'une liaison monopôlaire

2.9.2 Liaison bipolaire

Une liaison bipolaire est constituée de deux systèmes monopôlaires combinés, l'un positif et l'autre négatif. Chaque terminal possède deux ensembles de convertisseurs en série sur le côté DC de puissance égale. Cette connexion permet d'appliquer une tension continue sur les deux postes de conversion à chaque instant, ce qui favorise d'élever la tension et par conséquent la diminution des pertes par effet de Joule dans les lignes. La liaison bipolaire est généralement utilisée pour une transmission de puissance par voie aérienne. Le fonctionnement monopôlaire peut être utilisé dans les premières étapes du développement d'une liaison bipolaire. Par ailleurs,

en cas de panne sur un pôle, une transmission en mode unipolaire peut être exploitée comme solution avec la moitié de sa puissance nominale[35][44][37]

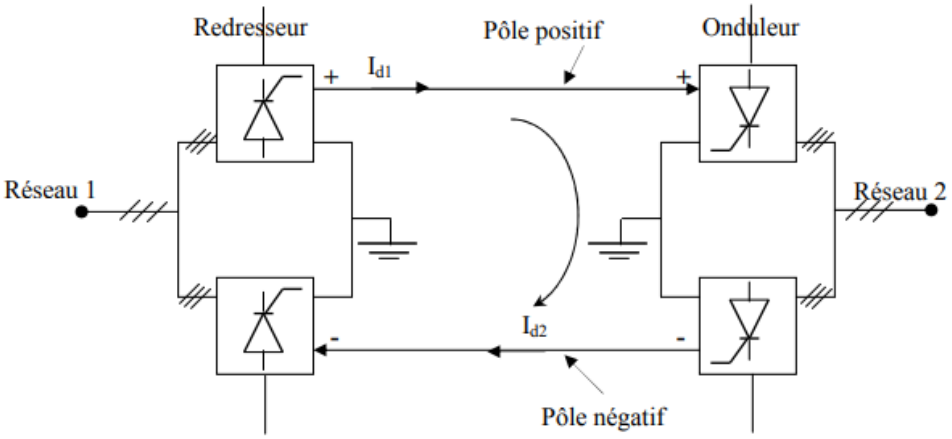


Figure 2.7 – Schéma d'une liaison bipolaire

2.9.3 Liaison homopolaire

Dans ce type de liaison, deux conducteurs ayant la même polarité (généralement négative) peuvent être utilisé avec le retour à la terre ou la mer .Chaque conducteur est parcouru par un courant venant du poste de conversion correspondant. Un lien homopolaire a l'avantage de réduire le coût d'isolation. En cas de défaut, un pôle fonctionnera en mode monopôlaire avec la moitié de la puissance nominale [35]

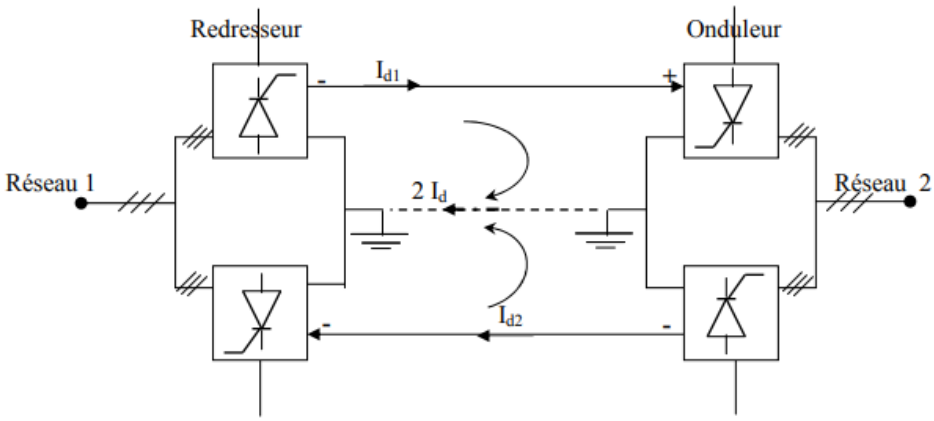


Figure 2.8 – : Schéma d'une liaison homopolaire.

2.9.4 Liaison "back-to-back

Dans un système de transmission de puissance "back-to-back", le redresseur (convertisseur AC - DC) et l'onduleur (convertisseur DC - AC) sont d'une part localisés dans une même station, c'est-à-dire un même bâtiment, et d'autre part reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série pour les convertisseurs CSC ou d'un condensateur en parallèle pour les convertisseurs VSC (figure 2.9). Cette catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes AC asynchrones qui peuvent soit opérer à des fréquences nominales différentes, soit le faire sans être synchronisés [16] [19]

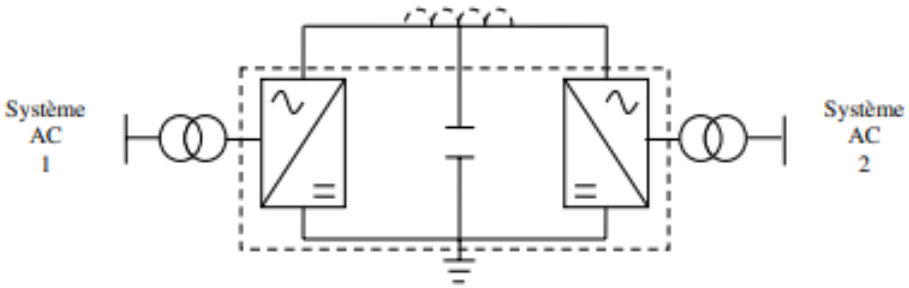


Figure 2.9 – Schéma d'une liaison "back-to back"

2.9.5 Liaison a deux terminaux

Les transmissions DC entre deux terminaux peuvent être bipolaires ou monopôlaires. Pour une transmission par ligne aérienne, le mode bipolaire est privilégié, alors pour des transmissions par câble, une configuration monopôlaire est adoptée [20] [38]

2.9.6 Liaison multi-terminal

Quand trois ou plusieurs stations HVDC sont séparées géographiquement et interconnectées via des lignes ou des câbles alors le système HVDC est dit multi-terminal "MTDC". Si toutes les stations sont connectées à la même tension alors il s'agit d'un système multi-terminal parallèle. Si un ou plusieurs convertisseurs sont ajoutés en séries à l'un des pôles ou aux deux, alors le système est multi-terminal série. Une combinaison de connections de convertisseurs parallèle et séries est un système multi-terminal hybride

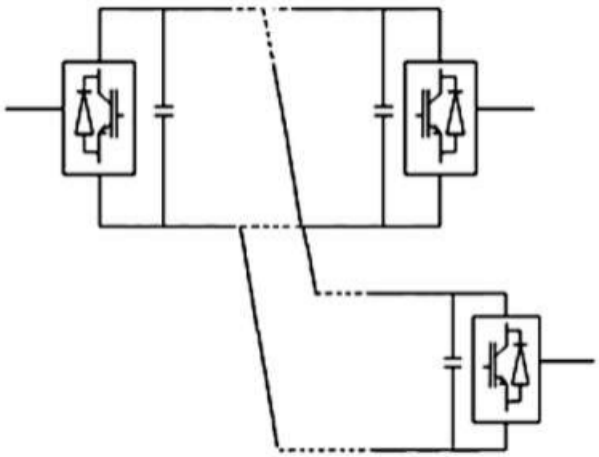


Figure 2.10 – Schéma d'une liaison multi-terminal

2.10 Systèmes de conversion d'énergie

Il y a deux types de systèmes de conversion d'énergie en courant continu à haute tension (HVDC)

2.10.1 Système convertisseur à commutateur LCC

Convertisseurs à commutation de ligne LCC (Line Commutated Converters) : Les convertisseurs à commutation de ligne, dont les éléments de base sont des thyristors ont été développés dès les années 50 (à l'époque les thyristors étaient à vapeur de mercure, tandis qu'actuellement ce sont des composants d'électronique de puissance basés sur le silicium) et se basent sur une technologie très affirmée et stable. Ils sont adaptés pour le transport de grandes quantités d'énergie aux niveaux de tension les plus élevés (la technologie pour le niveau +/- 600 kV est toute à fait stabilisée, alors qu'on qualifie actuellement pour le marché chinois les composants de ligne et de poste pour le +/-800 kV) ; ce système nécessite d'importants réseaux en amont et en aval et permet le flux de puissance dans les deux sens. Des filtres et des bancs de condensateurs sont nécessaires pour la compensation de l'absorption de puissance réactive et pour mitiger les harmoniques de courant générées par les convertisseurs. Le schéma d'Installation type d'une liaison HVDC-CSC est représenté par la figure ll.13 : on y remarque la présence des filtres aux deux bornes, les transformateurs de conversion et les modules de valves à thyristors. La figure représente aussi un poste monopolaire avec électrode de retour. Ces organes de conversion ont quelques inconvénients difficiles à surmonter, et qui pour certains limitent leur utilisation, on les résume par les points suivants :

— Les convertisseurs absorbent de la puissance réactive en régime permanent, cette consommation correspond à environ 50% de la puissance active transférée mais celle-ci est beaucoup plus importante pendant les périodes transitoires. Par conséquent, des sources de puissance réactive telles que les SVC (Static Var Compensator) ou FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) doivent être connectées au côté AC des convertisseurs.

— – La conduction des diodes ou des thyristors (interrupteurs pour ces convertisseurs) ne peut se faire que lorsque les tensions de phase sont positives. Si le système alternatif est fragile, une faible perturbation sur sa tension peut entraîner des difficultés au niveau des commutations.

— Les convertisseurs engendrent des harmoniques sur les côtés alternatif et continu. En plus d'être une perte pour la transmission de puissance, ces harmoniques peuvent d'une part causer un échauffement des condensateurs et parfois des génératrices, et d'autre part interférer avec les systèmes de communication, donc il est nécessaire d'incorporer des équipements de filtrage.

— L'utilisation de ces convertisseurs se fait toujours en source de courant (CSC : Current Source Converter) et par conséquent, le changement de direction du flux de puissance est réalisé en modifiant la polarité de la tension DC.
Ce fait est une contrainte pour le contrôle des convertisseurs. [38]

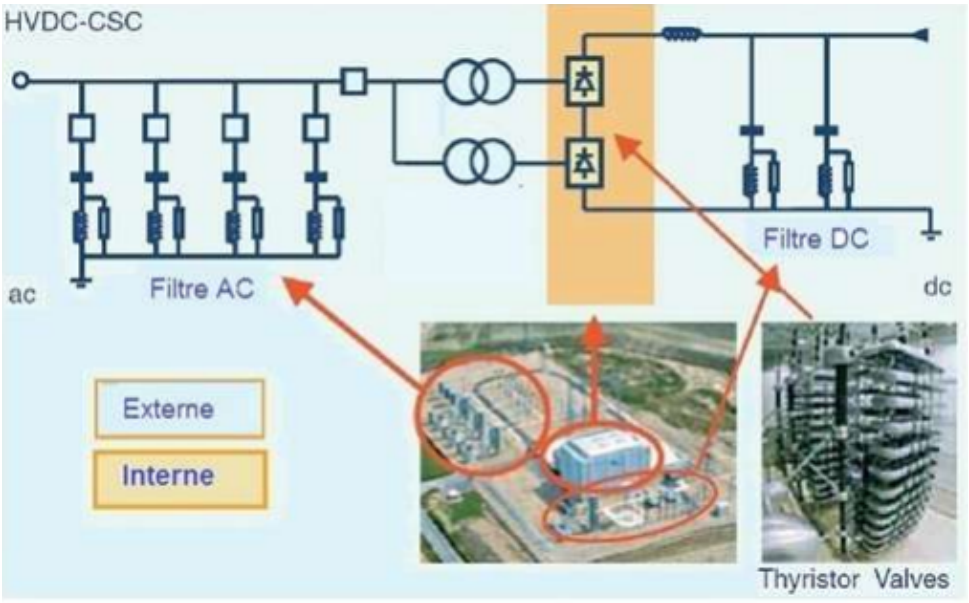


Figure 2.11 – Installation type d'une liaison HVDC-CSC

2.10.1.1 Configuration d'une transmission LCC-HVDC

Un système LCC-HVDC fonctionne en mode bipolaire illustré dans la figure (2.7) constitué de filtres à courant alternatif, batteries de condensateurs shunt ou d'autres équipements réactive de compensation, transformateurs, convertisseurs, filtres à courant continu, et les lignes de transmission [20].

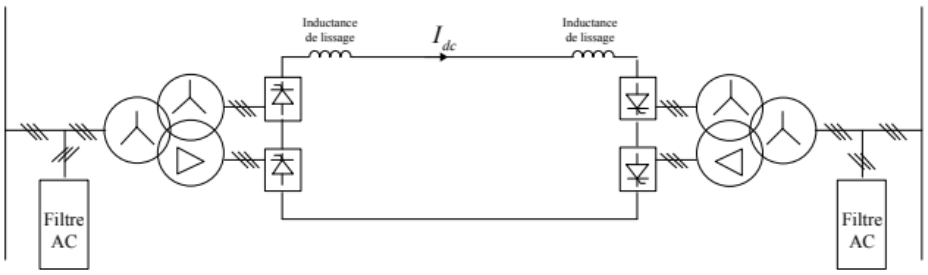


Figure 2.12 – Structure d'une transmission LCC-HVDC

— Convertisseurs de puissance : Les convertisseurs sont le cœur d'un système HVDC. Ils assurent la conversion de courant alternatif en courant continu (redresseur) de côté d'envoi et de courant continu à courant alternatif (onduleur) de coté de réception. Les convertisseurs HVDC sont reliés au système de courant alternatif au moyen de transformateurs. Les convertisseurs LCC-HVDC sont des convertisseurs de source de courant (CSC). Le courant continu est maintenu constant. L'amplitude et la direction de l'écoulement de puissance sont commandées par changement d'amplitude et la direction de la tension continue [20].
— Transformateurs : Les transformateurs de conversion assurent la connexion entre le réseau à courant alternatif et le convertisseur à thyristors. Ils ajustent aussi le niveau de la tension aux bornes du redresseur jusqu'à un niveau approprié basées sur la tension continue utilisée pour la transmission.
— Filtres d'harmoniques coté AC : Les modalités de filtre sur le côté AC d'une station de conversion HVDC ont deux fonctions principales [32] :

  - d'absorber les courants harmoniques générés par le convertisseur HVDC et donc de réduire l'impact des harmoniques sur les systèmes à courant alternatif connectés, comme une distorsion de tension AC.
  - à fournir de la puissance réactive pour compenser la demande de la station de conversion.
- Les harmoniques de tension produits sur le côté DC d'un système HVDC causent des courants alternatifs qui se superposent sur le courant continu dans la ligne de transmission. Ces courants alternatifs de fréquences plus élevées peuvent créer des interférences dans les équipements voisins. Les filtres DC reliés en parallèle aux pôles de la station sont des outils efficaces pour lutter contre ces problèmes. La configuration des filtres DC ressemble très fortement aux filtres côté AC de la station HVDC [12]. Il existe plusieurs types de conception de filtre. Une ou plusieurs types de filtres à courant continu peut être utilisée dans une station de conversion.
- Câbles de transmission HVDC : Les câbles de transmission HVDC sont normalement utilisés pour la transmission sous-marine, sans limitation de longueur. Le système dos à dos ne nécessite pas de câble à courant continu. Pour les connexions terrestres, les lignes aériennes sont généralement utilisées. Cependant la tendance est aussi d'utiliser des câbles pour les connexions souterrains, en raison des préoccupations de l'environnement [12].

2.10.1.2 Les avantages des systèmes de transmission LCC-HVDC

Il est important de remarquer qu'un système HVDC ne transmet pas seulement l'énergie électrique, mais il a aussi beaucoup de valeurs ajoutées qui aurait été nécessaire pour résoudre par d'autres moyens dans le cas de l'utilisation conventionnelle de transmission en courant alternatif. Certains de ces aspects sont [12] :

1. Elle est économiquement intéressante pour les fortes puissances
2. Pas de limite de distance transmise. Ceci est valable pour les deux lignes aériennes et maritimes ou câbles souterrains
3. Un contrôle très rapide et précis du flux de puissance, ce qui implique des améliorations de stabilité, non seulement pour la liaison HVDC mais aussi pour le système alternatif
4. Amplitude et direction du flux de puissance peuvent être changées très rapidement (bidirectionnalité)
5. Il est possible d'interrompre tout transfert d'énergie sans le recours à un interrupteur «mécanique». Il suffit d'interrompre les signaux de déclenchement des thyristors, cette propriété est précieuse pour parer aux défauts sur les lignes
6. Une liaison HVDC n'augmente pas la puissance de court-circuit au point de raccordement. Cela signifie qu'il ne sera pas nécessaire de modifier les disjoncteurs dans le réseau existant
7. HVDC peut transporter plus de puissance pour une taille donnée de conducteur
8. La nécessité pour le droit de passage est beaucoup plus faible pour un HVDC que pour une connexion à courant alternatif, pour une même puissance transmise. L'impact environnemental est donc plus petit avec HVDC, et il est plus facile d'obtenir l'autorisation de construction
9. La puissance peut être transmise entre deux systèmes alternatifs fonctionnant à des fréquences nominales différentes ou à la même fréquence, mais sans être synchronisées.

2.10.1.3 Applications des systèmes LCC-HVDC

La première application pour les systèmes LCC-HVDC était de fournir une interconnexion électrique asynchrone entre réseaux à courant alternatif. Il y'a d'autres applications qui peuvent être satisfaits par une transmission à convertisseurs HVDC qui comprennent [12] :

— Les interconnexions entre les systèmes asynchrones. Certains systèmes continentaux électriques constitués de réseaux asynchrones tels que l'Est, l'Ouest, le Texas et réseaux du Québec en Amérique du Nord utilisent des interconnexions HVDC
— Fournir de l'énergie à partir des sources d'énergie à distance. Lorsque la production a été développée sur des sites distants de l'énergie disponible, la transmission HVDC est un moyen économique pour apporter l'électricité aux centres de consommation. L'application principale est la connexion à distance des hydro-stations pour alimenter les centres
— Importation d'énergie électrique dans les zones encombrées. Dans les zones où la nouvelle génération est impossible de mettre en service pour répondre à la croissance de la charge ou remplacer les installations inefficaces ou hors service, le métro de transmission par câble à courant continu est un moyen viable d'importer de l'électricité.

2.10.2 Système de transmission VSC (Voltage Source Converter)

La conversion d'énergie basée sur VSC utilise l'électronique de puissance moderne, telle que : IGBT, MOSFET, GTO, VSC est commercialise sous le nom HVDC Light TM par ABB. Siemens propose également la variante VSC-HVDC, proposé par le nom commercial HVDC Plus TM [3][41] Cette technologie est développée à la fin des années 90 est en train de se diffuser dans le monde entier, grâce à son coût compétitif et à sa plus grande simplicité. Cette technologie ne nécessite pas de réseau fort en amont et en aval (aucune nécessité de compenser le réactif par des moyens extérieurs) et elle est très intéressante pour acheminer par voie terrestre, l'énergie produite par les éoliennes en haute mer. [6]

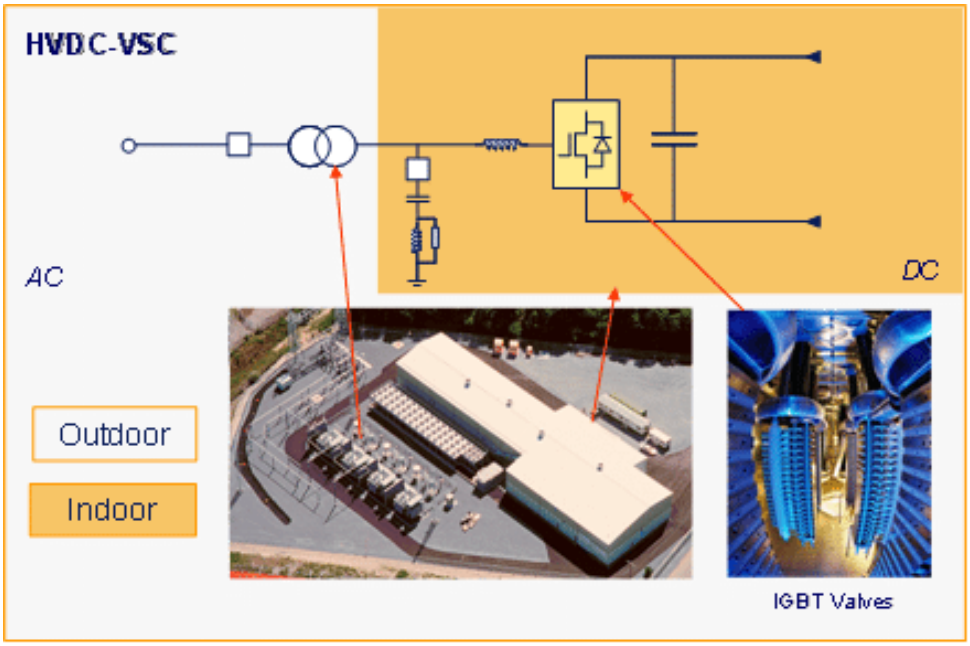


Figure 2.13 – Installation type d'une liaison HVDC-VSC

2.10.2.1 Configuration d'une transmission VSC-HVDC

Une installation typique de HVDC-VSC inséré entre deux réseaux à tension alternative est constituée de filtres, de transformateurs, de convertisseurs, de réactances, de condensateurs, et de câbles suivant le schéma général de la figure (2.14).

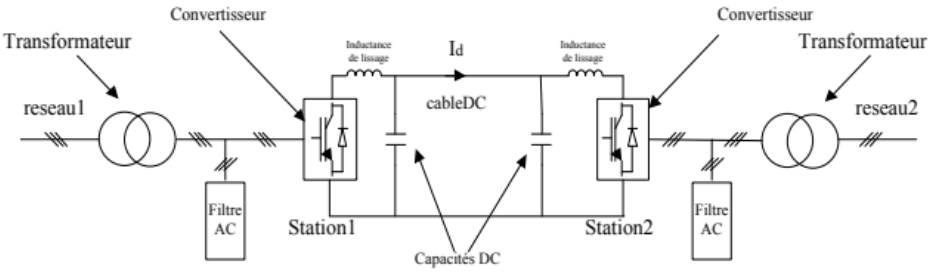


Figure 2.14 – Configuration d'un système de transmission VSC-HVDC

L'un des deux convertisseurs VSC fonctionnent en redresseur et l'autre comme un onduleur. Les deux stations peuvent être éloignées et connectées par un câble à tension continue, ou bien localisées en un seul lieu

2.10.2.2 Liaison HVDC-VSC

En 1997, la première liaison HVDC-VSC évaluée à 3 MW/±10 kV a été mise en service en Suède. Jusqu'en 2010, il y a eu dix projets de liaisons HVDC-VSC dans le monde, dont les deux plus grands sont : le projet de parc éolien offshore Borkum1 (en Allemagne) [36] de 400 MW/±150 kV et le projet d'interconnexion Trans Bay Cable aux Etats-Unis, de 400 MW/± 200 kV. En 2015, il est prévu que le projet INELFE d'interconnexion entre la France et l'Espagne devient le plus grand au monde avec sa capacité totale de 2000MW/±320kV pour deux liaisons en parallèle . Il existe plusieurs topologies de VSC. Dans les prochaines sous-sections, les trois topologies présentement commercialement disponibles, sont décrites :

1. VSC à 2 niveaux : La topologie 2 niveaux a été utilisée pour plusieurs niveaux de puissance. La configuration de base d'un convertisseur 2 niveaux trois phases est présentée à la Figure 2.15 Dans un système réel les IGBT/diodes sont assemblés en série par centaines pour former des valves à très haute tension. Chaque IGBT est capable de supporter des courants entre 1 à 2kA et des tensions jusqu'à environ 3kV. Grâce à la capacité d'allumage et de coupure de l'IGBT, chaque valve peut commuter plusieurs fois par cycle. Une diode antiparallèle est insérée afin de permettre le passage du courant négatif. À chaque instant, la tension phase-phase à la sortie du convertisseur peut être égale à la tension continue ($+V_{dc}^2$) ou égale à son opposée ($-V_{dc}$). En utilisant une stratégie de commande appropriée, il est donc possible de créer une tension alternative coté alternative. La technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM- Pulse Width Modulation) est utilisée afin de réduire les harmoniques générés par ces commutations. Il existe plusieurs techniques de PWM, la plus classique consiste à comparer la tension de référence désirée (la modulante) à une fonction triangulaire (la porteuse). À la Figure 2.16 la tension de référence désirée (en vert) et la tension actuellement réalisée coté AC (en bleue), sont présentées. En ajoutant des filtres passifs à la sortie du convertisseur, les harmoniques générés par le PWM sont éliminés. [15]

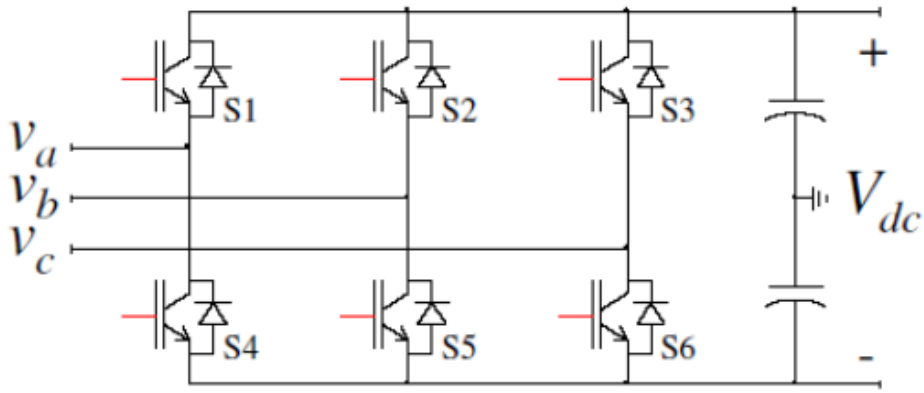


Figure 2.15 – Topologie de convertisseur en source de tension à 2 niveaux

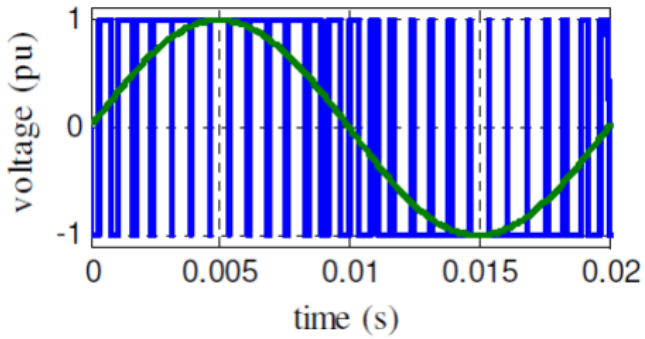


Figure 2.16 – Forme d'onde de la tension du VSC à 2 niveaux

2. VSC à 3 niveaux : Une façon de réduire les harmoniques sans augmenter les pertes de commutation est de séparer la tension continue en plusieurs niveaux de tensions. Une séparation en 3 niveaux est présentée à la Figure 2.17 Cette topologie, appelée NPC (Neutral Point Clamped), est constituée de deux diodes insérées dans chaque phase, ce qui permet de diviser la tension Vdc en deux. Il convient de souligner que le nombre total d'IGBTs physiquement installés pour cette topologie est le même que le nombre d'IGBTs pour un VSC 2 niveaux (Figure 2.16) puisque uniquement la moitié de la tension continue est supportée par les IGBTs.

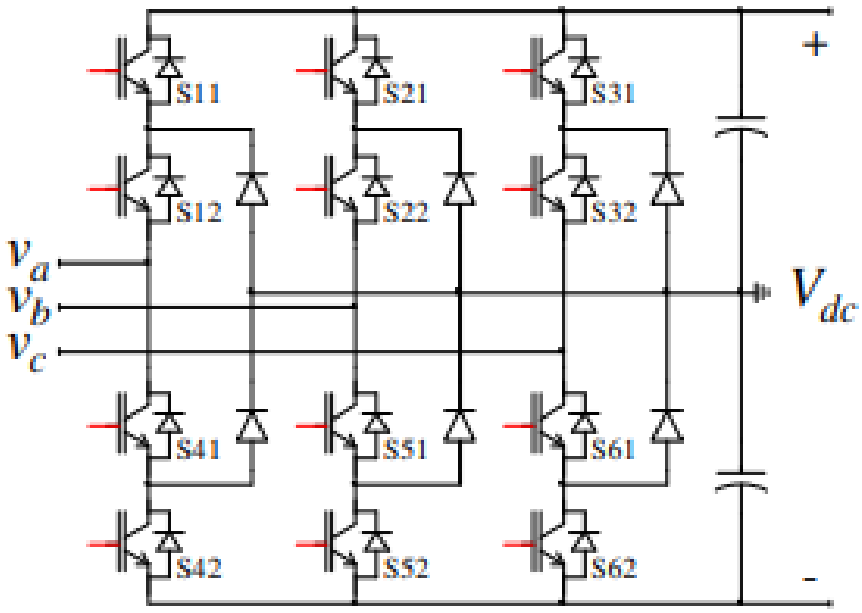


Figure 2.17 – Topologie de convertisseur en source de tension à 3 niveaux

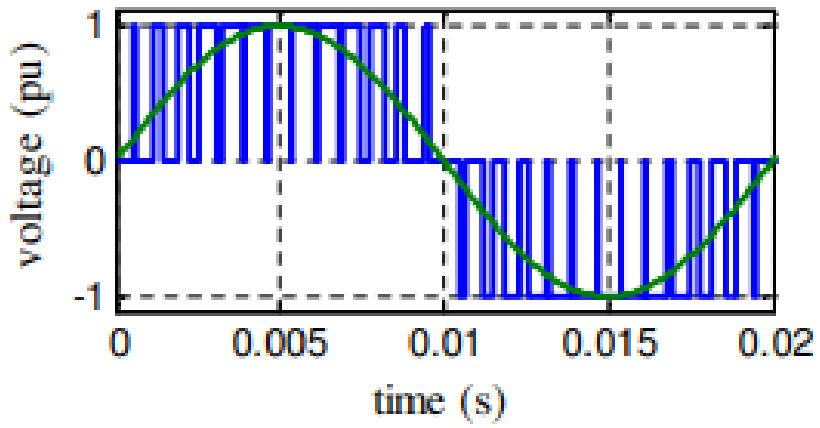


Figure 2.18 – Forme d'onde de la tension du VSC à 3 niveaux

Cette topologie multi-niveaux permet de réduire les pertes globales (puisque les crêtes des tensions de commutation sont diminuées) et les harmoniques. Toutefois, en raison de la complexité du processus de commutation, l'équilibrage des tensions des condensateurs et des limites pratiques, les installations de système HVDC basées sur la topologie NPC ont été limitées à trois niveaux.

3. Les convertisseurs modulaires multi-niveaux (MMC) Les convertisseurs multi-niveaux génèrent une tension quasi sinusoïdale en utilisant plusieurs niveaux de tension à partir des condensateurs utilisés comme sources de tension. Ces convertisseurs sont un type de VSC , donc la théorie globale et les principes de fonctionnement des VSC leur sont applicables. Il y a n´néanmoins des différences importantes dans le fonctionnement de ces convertisseurs telles que les stratégies de contrôle interne et le design. Ces différences justifient le fait que nous traitons cette technologie s´emparement des VSC classiques ´études jusqu'à présent. Ils ont aussi la capacité de réduire significativement les stress de tension sur chaque composant

servant d'interrupteur. La tension AC ainsi générée se rapproche d'une onde sinusoïdale, ce qui permet de minimiser les besoins de filtres. La fréquence d'interrupteur est fortement diminuée par rapport à un convertisseur VSC classique, ce qui présente l'intérêt de réduire considérablement les pertes de commutation. [27]

La première installation mise en service utilisant cette topologie est le projet Trans Bay Câble [36] avec une capacité de 400 MW/ ±200 kV. Toutefois, plusieurs dizaines de projets, utilisant cette topologie, sont en construction dans le monde.

— Topologie du MMC : La topologie du MMC est présentée dans la Figure 2.19 . Il s'agit d'une combinaison de sous-modules en série pour chaque phase. Un détail du contenu d'un sous-module est donné dans la Figure 2.20 . Chaque sous-module est un hacheur DC. Lorsque l'interrupteur supérieur est allumé et l'interrupteur inférieur est éteint, le condensateur DC est connecté en série, ce qui ajoute sa tension à la tension de la branche. Sinon (c'est-à-dire lorsque l'interrupteur supérieur est éteint et l'interrupteur inférieur est allumé), le condensateur est déconnecté et la tension du sous-module est nulle. Ainsi, la tension de chaque branche du MMC peut être contrôlée indépendamment des autres.

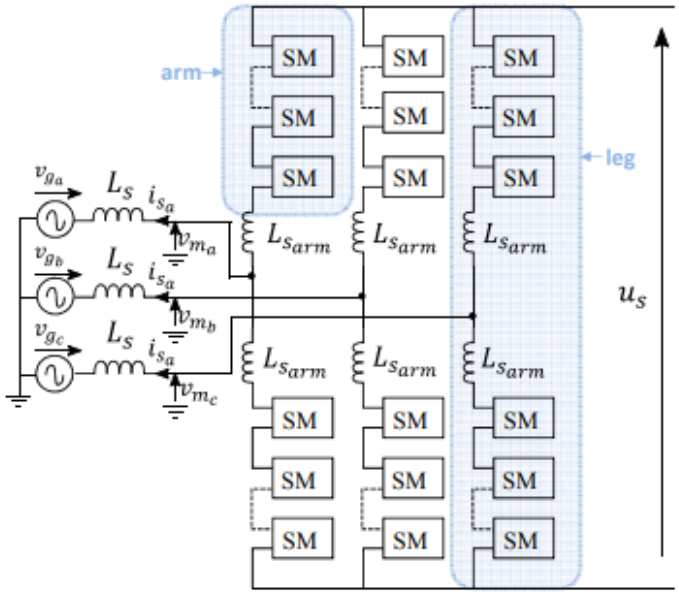


Figure 2.19 – Topologie du MMC

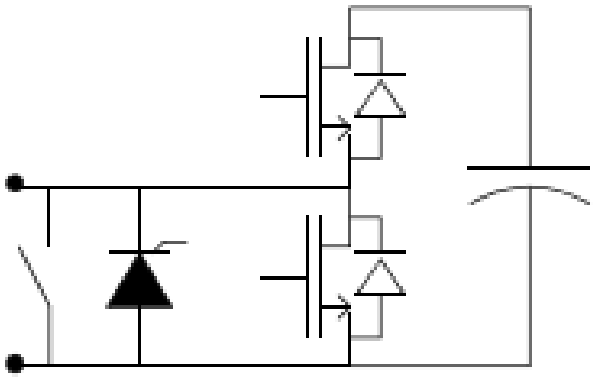


Figure 2.20 – convertisseur en demi-pont du ième SM

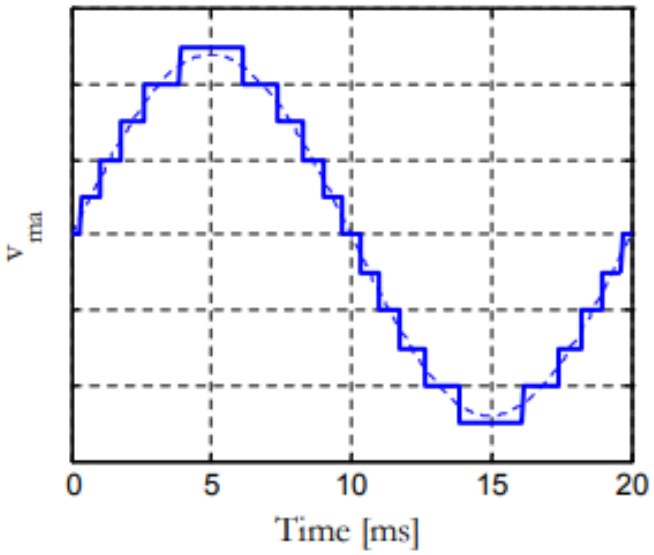


Figure 2.21 – Forme d'onde de tension alternative

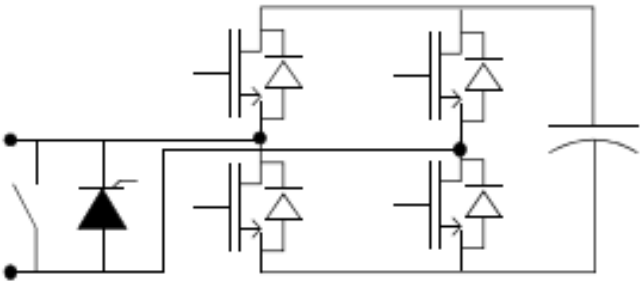


Figure 2.22 – Sous-module – Pont complet

Le contrôle de cette topologie est plus complexe que celui d'un VSC à deux niveaux en raison du grand nombre de variables à surveiller et à contrôler. Les améliorations en informatique et en télécommunications ont permis de gérer cette topologie. La technique de modulation utilisée pour contrôler le MCC peut être basée soit sur des techniques de modulation par largeur d'impulsion (PWM) soit sur une méthode de type escalier où le niveau de tension le plus proche est choisi. Cette dernière technique est présentée dans la Figure ll.23 pour un MMC comprenant cinq sous-modules par branche.

Pour fonctionner dans de bonnes conditions, le grand nombre de condensateurs de sous-modules doit avoir une tension équilibrée. Cette fonction est assurée par un contrôleur supplémentaire qui surveille la tension des condensateurs de sous-modules et choisit quel sous-module doit être activé (ou désactivé) en fonction du signe du courant de la branche. Le contrôle en boucle ouverte des tensions de branche entraîne un courant circulant en raison d'une différence de tension entre les branches, qui peut être annulé en ajoutant un contrôleur supplémentaire.

La topologie du MCC avec des sous-modules comprenant quatre interrupteurs contrôlables, appelée pont en H ou pont complet, présentée dans la Figure ll.24 , est à l'étude car elle présente une aptitude à bloquer le courant en cas de défaut DC. Les pertes de commutation causées par les interrupteurs supplémentaires sont le principal inconvénient de cette topologie par rapport au MMC avec des sous-modules comprenant uniquement deux interrupteurs.

Les MCC ont déjà été développés ou sont en cours de développement par trois principaux fabricants : ABB, Alstom et Siemens.

2.10.2.3 Avantage des systèmes VSC-HVDC

Avec la venue des nouvelles technologies les liaisons de type VSC à base de composants IGBT, plusieurs possibilités sont offertes pour la transmission efficace dans les systèmes HVDC. Ce progrès donne beaucoup d'avantages et de possibilités pour l'industrie de l'énergie en utilisant des convertisseurs en source de tension (VSC). Le système VSC-HVDC présente les avantages suivants par rapport aux systèmes CSC-HVDC [8] [7]

— Le contrôle indépendant des puissances active et réactive
— L'inversement du flux de puissance plus simple (polarité des tensions ne change pas)
— La commutation seulement par la présence des impulsions de gâchettes sur les IGBT. Elle ne nécessite pas de source alternative pour la commutation naturelle comme c'est le cas des thyristors
— La taille du convertisseur est plus petite que dans la liaison CSC-HVDC
— La facilité de mise en œuvre pour des systèmes à plusieurs terminaux, parce que la polarité du côté DC est la même du côté redresseur que du côté onduleur
— Contrairement à la technologie conventionnelle, il n'y a pas de communication entre chaque côté de la liaison, car le système de commande sur le redresseur et l'onduleur est fait indépendamment. Cet avantage peut améliorer la vitesse et la fiabilité du système de contrôle
— Le temps de réponse rapide grâce à une fréquence de commutation élevée avec la commande PWM.

2.10.2.4 Domaines d'application des systèmes VSC-HVDC

Les principaux domaines d'application de la technologie VSC-HVDC sont les suivants [24] :

— La connexion de sources d'énergie renouvelables telles que les éoliennes
— L'acheminement de l'électricité vers des îles
— L'apport d'énergie à des grandes villes qui sont soumises à des contraintes environnementales et de sécurité.

2.10.3 Théorie du convertisseur et les équations de performance

Le module de base d'un convertisseur HVDC est le pont triphasé plein onde, le circuit illustré à la Figure II.25 est également connu sous le nom de pont de Graetz, Bien qu'il existe plusieurs configurations possibles, le pont de Graetz a des abeilles, universellement utilisé pour les convertisseurs HVDC car il permet une meilleure utilisation du transformateur converti et une tension plus faible aux bornes de la valve lorsqu'elle n'est pas conductrice [4]Le dernier est appelé la tension inverse de crête et il est un facteur important qui détermine la cote des valves.

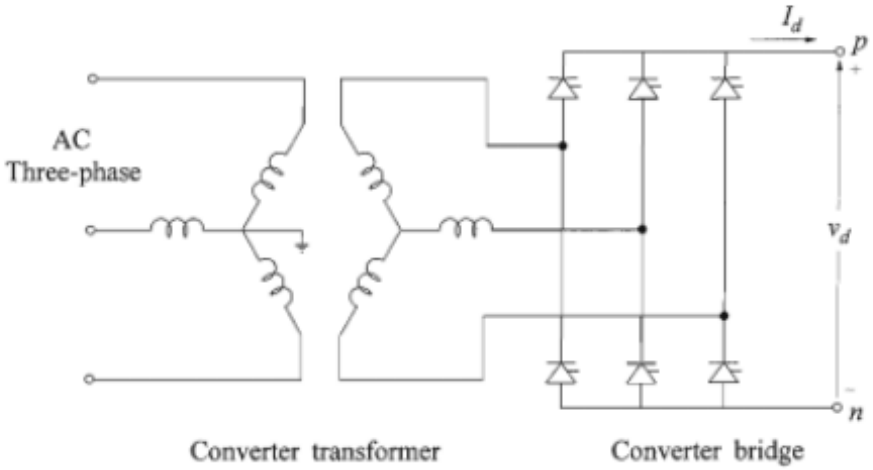


Figure 2.23 – Circuit de pont triphasé plein onde

Le transformateur du convertisseur a des prises en charge sur le côté AC pour le contrôle de la tension. Les enroulements latéraux AC du transformateur sont généralement connectés en étoile avec un neutre mis à la terre ; les enroulements latéraux de la valve sont connectés en triangle ou en étoile avec un neutre non mis à la terre. Sur la base des hypothèses ci-dessus, le convertisseur en pont de la Figure 2.22 peut être représenté par le circuit équivalent illustré à la Figure 2.23 que les tensions instantanées de la ligne au neutre sont :

$$e_a = (\omega t + 60^\circ) \tag{2.1}$$

$$e_b = (\omega t - 60^\circ) \tag{2.2}$$

$$e_c = (\omega t - 180^\circ) \tag{2.3}$$

Les tensions entre phases sont :

$$e_{ac} = e_a - e_c = \sqrt{3}(\omega t + 30^\circ) \tag{2.4}$$

$$e_{ba} = e_b - e_a = \sqrt{3}(\omega t - 90^\circ) \tag{2.5}$$

$$e_{cb} = e_c - e_b = \sqrt{3}(\omega t + 150) \tag{2.6}$$

La Figure 2.27 (a) montre les formes d'onde de tension correspondant aux équations (2.1) et (2.2). Pour simplifier l'analyse et aider à comprendre le fonctionnement du convertisseur en pont, nous allons d'abord considérer le cas avec une inductance de source négligeable (= 0) et aucun retard d'allumage. Après avoir développé une compréhension de base des performances du convertisseur, nous allons étendre l'analyse pour inclure l'effet de retarder l'allumage de la vanne par contrôle gate/grid puis l'effet de l'inductance de la source. [20]

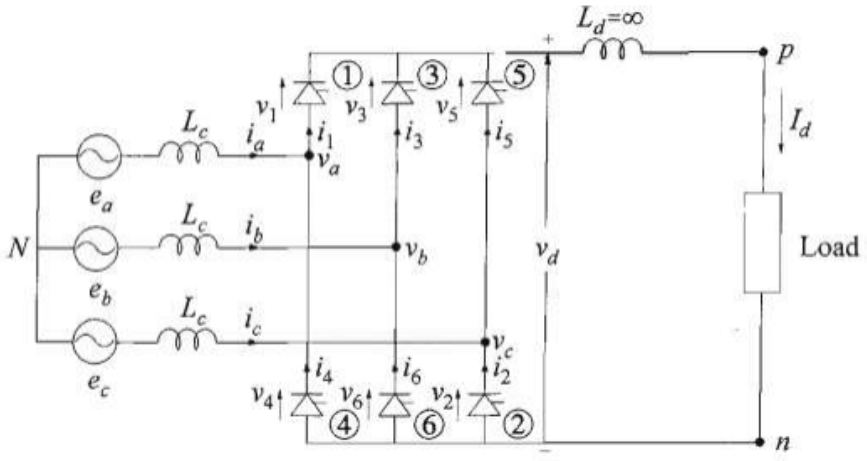


Figure 2.24 – Circuit de pont triphasé plein onde

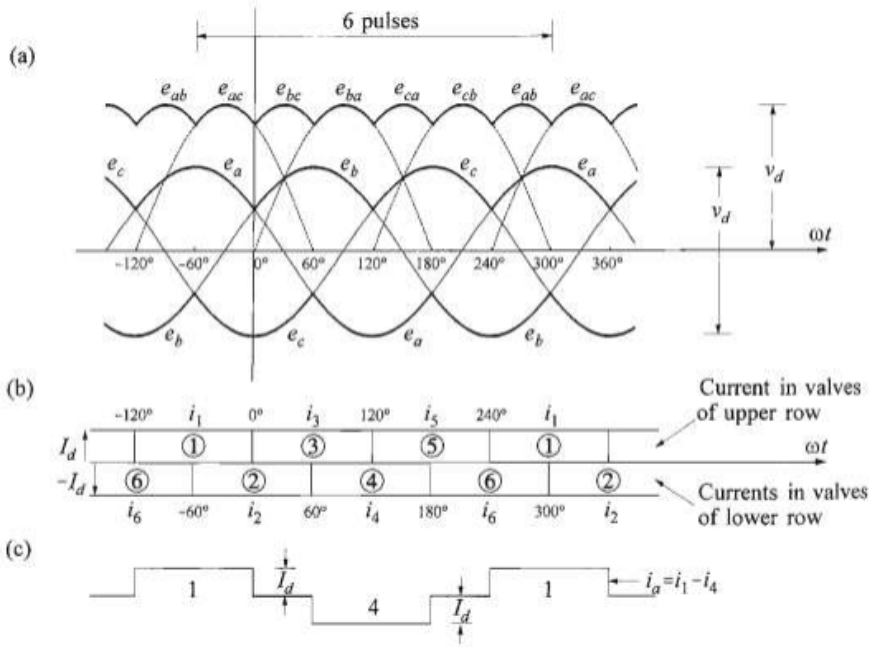


Figure 2.25 – Formes d'onde des tensions et des courants du convertisseur de pont triphasé pleine onde

(a) Tension de ligne à neutre et tension de ligne à source.
(b) Courants des valves et périodes de conduction.
(c) courant de la phase i_a

2.11 Conclusion

Face aux défis considérables de fournir de l'énergie à une population croissante, le transport d'énergie électrique sous haute tension en courant continu (HVDC) pouvait être le meilleur choix grâce à sa flexibilité et ses avantages nombreux. Dans ce qui suit nous nous s'intéresserons à l'analyse le comportement du systéme HVDC et l'évaluation de sa stabilité .

Chapitre 3

Résultats et interprétations

3.1 Introduction

Les systèmes à courant continu haute tension (HVDC) étaient une méthode alternative de transmission de l'énergie électrique d'un endroit à un autre avec certains avantages inhérents par rapport aux systèmes de transmission AC. L'efficacité et la capacité à transporter la puissance nominale des lignes de transmission à courant continu dépendent fortement du transformateur utilisé pour convertir le courant d'une forme à une autre (AC à DC et vice versa). Un transformateur bien configuré réduit les harmoniques et augmente le potentiel et la fiabilité de la transmission de puissance en offrant une tolérance élevée aux pannes tout au long de la ligne. Diverses topologies de convertisseurs HVDC ont été proposées, construites et utilisées dans le monde entier. Les deux types prédominants sont le transformateur de commutation de ligne LCC et le transformateur de source de tension VSC. Dans ce chapitre, nous évaluons ces deux types de transformateurs, leurs caractéristiques de fonctionnement, leur capacité de puissance nominale et leur capacité à contrôler lors de changements dans diverses caractéristiques du réseau.

3.2 Objectifs de l'étude

Les objectifs de ce chapitre sont de :

— Modélisation et simulation des lignes de transport d'énergie à l'aide de Simulik, Sim Power System (lcc et vsc).

3.3 Simulation (LCC)

Pour évaluer la structure de contrôle proposée pour le système LCC-HVDC constitué de redresseur, on va donner une étude par simulation sous L'environnement Matlab/Simulink/Sim power system. Le système lCC-HVDC avec sa configuration de commande globale interne et externe est illustré par les figures suivantes

3.3.1 Le système LCC-HVDC

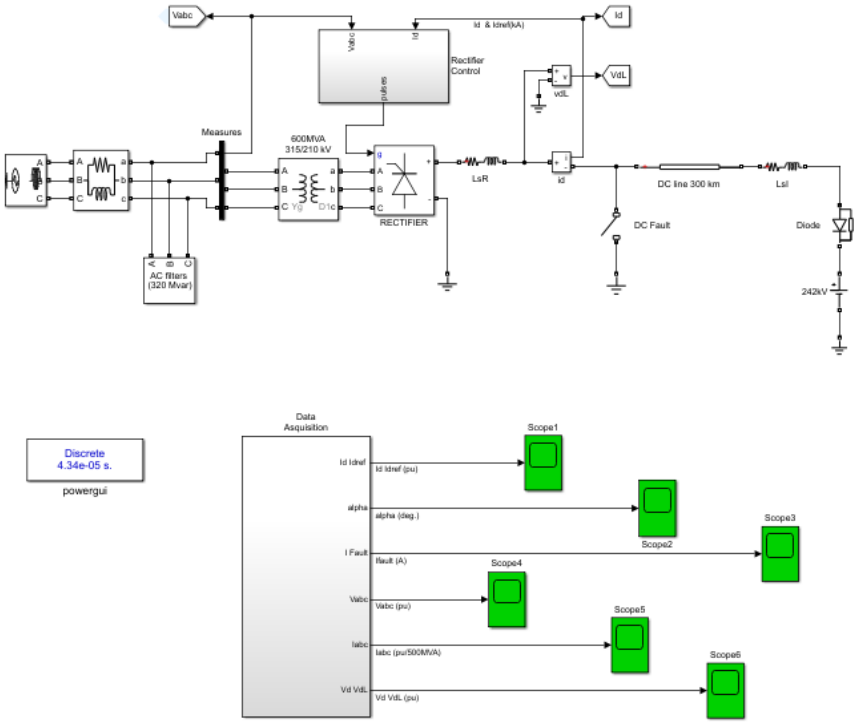


Figure 3.1 – LCC-based HVDC transmission link 500 MW (250kV- 2kA).

3.3.2 Les blocks :

— **le Rectifier Control (contrôle du redresseur)**

joue un rôle essentiel. Le redresseur est la partie du système HVDC responsable de la conversion de l'énergie électrique alternative en courant continu pour le transfert d'énergie entre deux systèmes de tension différente. Le Rectifier Control est chargé de superviser et de réguler le fonctionnement du redresseur afin d'assurer un transfert d'énergie efficace et stable. Ses principales fonctions sont les suivantes :

- Contrôle de la tension de sortie : Le Rectifier Control surveille en permanence la tension de sortie du redresseur. Il ajuste les paramètres de commande pour maintenir la tension de sortie dans les limites spécifiées, ce qui garantit une transmission d'énergie fiable..
- Contrôle du courant de sortie : Le Rectifier Control régule le courant de sortie du redresseur. Il ajuste les paramètres de commande pour maintenir le courant de sortie à un niveau constant et prévenir les fluctuations excessives, ce qui contribue à la stabilité du système.
- Commutation des thyristors : Le redresseur LCC utilise des thyristors pour effectuer la commutation des phases du courant alternatif. Le Rectifier Control synchronise et commande les thyristors pour garantir une commutation précise et coordonnée, minimisant les perturbations électriques et les risques de court-circuit.
- Contrôle de la modulation d'angle : La modulation d'angle est une technique utilisée pour réguler le flux de puissance dans le système HVDC. Le Rectifier Control ajuste l'angle de commutation des thyristors pour maintenir un équilibre optimal entre la puissance active et réactive échangée entre les systèmes connectés.
- Protection et sécurité : Le Rectifier Control intègre des fonctionnalités de protection et de sécurité pour prévenir les défaillances et les situations dangereuses. Il surveille

les conditions anormales telles que les courts-circuits , les surtensions ou les surintensités, et déclenche les dispositifs de protection appropriés pour isoler les défauts et préserver l'intégrité du système.

En résumé, le Rectifier Control est responsable de la régulation et de la coordination du redresseur dans un système HVDC LCC. Il garantit un transfert d'énergie efficace, stable et sécurisé entre les systèmes connectés, en contrôlant la tension, le courant, la commutation des thyristors et en assurant la protection du système.

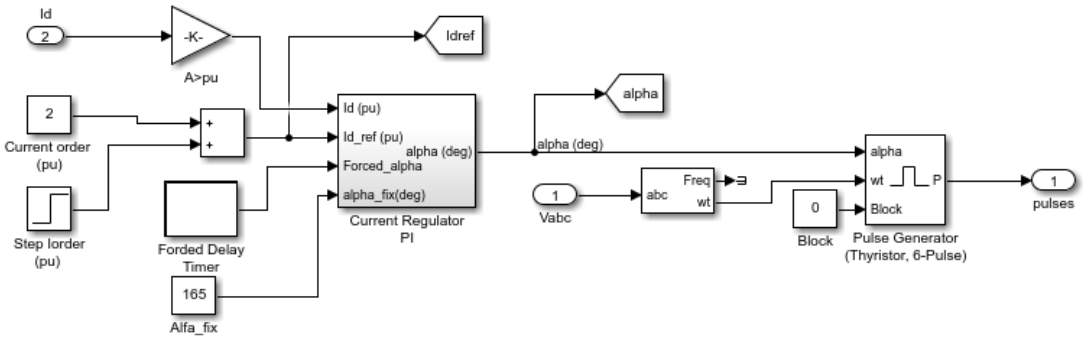


Figure 3.2 – Station de conversion

— **Current Regulator PI (régulateur de courant PI)**

Le rôle principal du Current Regulator PI est de maintenir le courant de sortie du convertisseur à une valeur de référence prédéfinie. Voici quelques aspects clés de son fonctionnement :

- Régulation du courant : Le Current Regulator PI compare en permanence le courant de sortie réel du convertisseur avec la valeur de courant de référence souhaitée. Si une différence est détectée, le régulateur calcule l'erreur de régulation, qui est la différence entre le courant de référence et le courant réel. Cette erreur est ensuite utilisée pour ajuster les paramètres de commande du système .
- Régulation PI : Le terme "PI" fait référence à un régulateur proportionnel-intégral. Il s'agit d'une structure de régulation couramment utilisée dans les systèmes de contrôle industriels. Le régulateur PI utilise deux composantes principales : la composante proportionnelle (P) et la composante intégrale (I). La composante proportionnelle agit en fonction de l'erreur instantanée, tandis que la composante intégrale prend en compte l'historique des erreurs accumulées.
- Action proportionnelle (P) : La composante proportionnelle du régulateur PI ajuste la commande du système en proportion de l'erreur de régulation. Plus l'erreur est grande, plus l'ajustement sera important. Cela permet de répondre rapidement aux variations du courant de sortie et de réduire l'écart entre le courant réel et la référence.
- Action intégrale (I) : La composante intégrale du régulateur PI prend en compte l'accumulation des erreurs de régulation passées. Elle agit pour réduire l'erreur à long terme en ajustant la commande du système en fonction de l'intégrale de l'erreur. Cela permet de réduire les erreurs persistantes et d'améliorer la précision de la régulation du courant.
- Compensation des perturbations : Le Current Regulator PI est également capable de compenser les perturbations qui peuvent affecter le courant de sortie du convertisseur, telles que les variations de charge ou les fluctuations de tension. Grâce à l'action intégrale, le régulateur peut ajuster la commande du système pour rétablir le courant de sortie à la valeur de référence après une perturbation.

En résumé, le Current Regulator PI dans un modèle HVDC LCC est responsable de réguler et de maintenir le courant de sortie du convertisseur à une valeur de référence souhaitée. Il

utilise un régulateur PI pour ajuster les paramètres de commande en fonction de l'erreur de régulation, en utilisant à la fois une action proportionnelle pour une réponse rapide et une action intégrale pour une précision à long terme. Cela permet d'assurer une régulation précise du courant dans le système HVDC et de compenser les perturbations éventuelles.

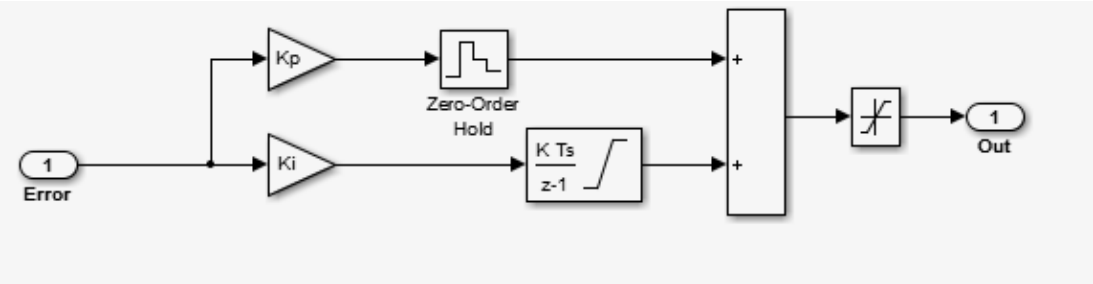


Figure 3.3 – régulateur de courant PI

— **le rectifier (redresseur)**

joue un rôle essentiel. Le redresseur est la partie du système HVDC chargée de convertir l'énergie électrique alternative en courant continu pour le transfert d'énergie entre deux systèmes de tension différente. Le rôle du redresseur dans un système HVDC LCC est le suivant :

- Conversion de l'énergie : Le redresseur convertit l'énergie électrique alternative provenant du réseau électrique principal en courant continu. Dans un système HVDC LCC, cela se fait en utilisant des thyristors, également appelés valves, qui effectuent la commutation des phases du courant alternatif. Les thyristors permettent de redresser le courant alternatif, générant ainsi un courant continu.
- Contrôle de la tension de sortie : Le redresseur régule la tension de sortie du système HVDC LCC. Il surveille en permanence la tension de sortie et ajuste les paramètres de commande pour maintenir la tension à un niveau spécifié. Cela garantit une transmission d'énergie fiable et stable entre les deux systèmes connectés.
- Contrôle du courant de sortie : Le redresseur régule également le courant de sortie du système HVDC. Il ajuste les paramètres de commande pour maintenir le courant de sortie à un niveau constant et prévenir les fluctuations excessives. Cela contribue à la stabilité du système et assure un transfert d'énergie efficace.
- Coordination avec l'inverseur : Dans un système HVDC LCC, le redresseur est associé à un inverseur qui convertit le courant continu en courant alternatif à la sous-station de réception. Le redresseur et l'inverseur fonctionnent en coordination pour permettre le transfert bidirectionnel d'énergie entre les deux systèmes. Le redresseur fournit l'énergie en courant continu du système émetteur à l'inverseur, qui la convertit ensuite en courant alternatif pour le système récepteur.
- Protection et sécurité : Le redresseur intègre des dispositifs de protection pour prévenir les défaillances et assurer la sécurité du système. Cela peut inclure la détection et la gestion des courts-circuits, des surtensions ou des surintensités, ainsi que la coordination avec d'autres dispositifs de protection du système HVDC.

En résumé, le redresseur dans un système HVDC LCC joue un rôle crucial dans la conversion de l'énergie électrique alternative en courant continu. Il assure le contrôle de la tension et du courant de sortie, coordonne avec l'inverseur pour le transfert bidirectionnel d'énergie et intègre des mécanismes de protection pour garantir le bon fonctionnement et la sécurité du système HVDC. Les paramètres de ce bloc sont décrits dans le tableau suivant :

Tableau 3.1 – Paramètres du rectifier

Nombre de bras de pont	3
Résistance du snubber Rs (Ohms)	2000
Capacité du snubber Cs (F)	50×10^{-9}
Dispositif électronique de puissance	Thyristors

— **Inverter (Onduleur)**

Son rôle principal est de convertir le courant continu provenant du rectifieur en courant alternatif à destination du réseau électrique de réception.

Le block inverter comprend généralement plusieurs groupes de thyristors (commutation commandée) qui fonctionnent en parallèle. Ces thyristors sont utilisés pour commander les interrupteurs de commutation, qui, à leur tour, contrôlent le flux du courant à travers les bobines d'inductance et de condensateur du block inverter.

Le block inverter assure la commutation des thyristors en fonction des signaux de commande reçus, afin de créer une forme d'onde sinusoïdale de courant alternatif à la fréquence et à la tension spécifiées pour le réseau électrique de réception. Cette commutation des thyristors permet également de maintenir la synchronisation du courant alternatif avec le réseau électrique existant.

En résumé, le block inverter dans un système HVDC LCC est responsable de la conversion du courant continu en courant alternatif, en utilisant des thyristors pour contrôler le flux de courant et créer une forme d'onde sinusoïdale adaptée au réseau électrique de réception. Il joue un rôle crucial dans la transmission de l'énergie électrique dans un système HVDC LCC Les paramètres de ce bloc sont décrits dans le tableau suivant :

Tableau 3.2 – Paramètres du inverter

Nombre de bras de pont	3
Résistance du snubber Rs (Ohms)	1000
Capacité du snubber Cs (F)	50×10^{-9}
Dispositif électronique de puissance	Thyristors

Le modèle proposé a été simulé à l'aide de MATLAB. Le système est programmé pour démarrer et atteindre un état stable. Ensuite, une étape est appliquée sur le courant de référence pour observer la réponse dynamique du régulateur. Enfin, un défaut en courant continu (DC) est appliqué sur la ligne.

3.3.3 Les signaux des courants obtenus

Les figures (III.4-lll.9) représentent respectivement les signaux de courant de référence Idref (Rouge) et la variation du courant mesuré Id (Bleu) en unités relatives (pu)

i=0.5pu

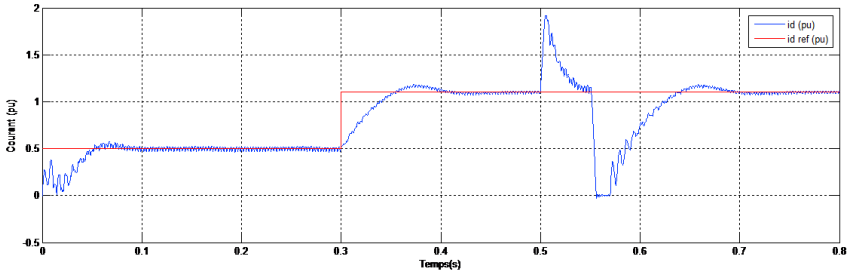


Figure 3.4 – Id Idref (I=0.5 pu)

i=1 pu

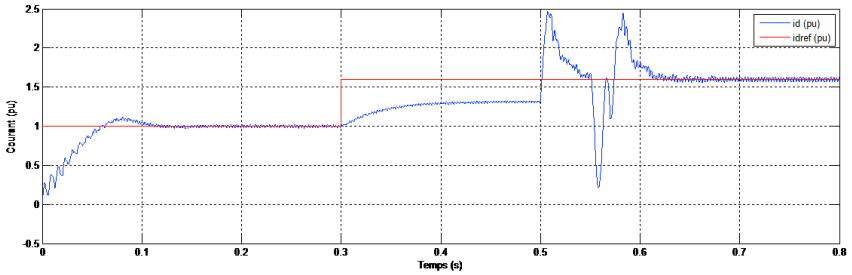


Figure 3.5 – Id Idref (I=1 pu)

i=1.5 pu

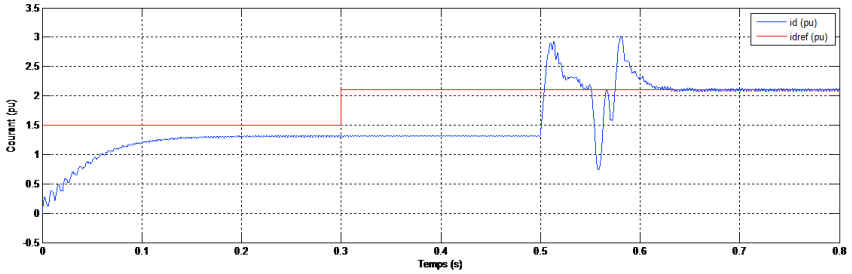


Figure 3.6 – Id Idref (I=1.5 pu)

i=2 pu

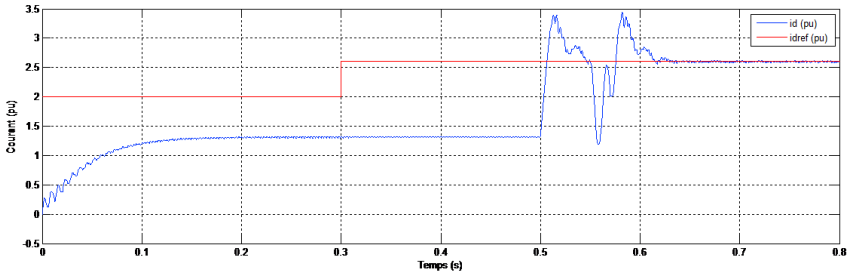


Figure 3.7 – Id Idref (I=2 pu)

i=3 pu

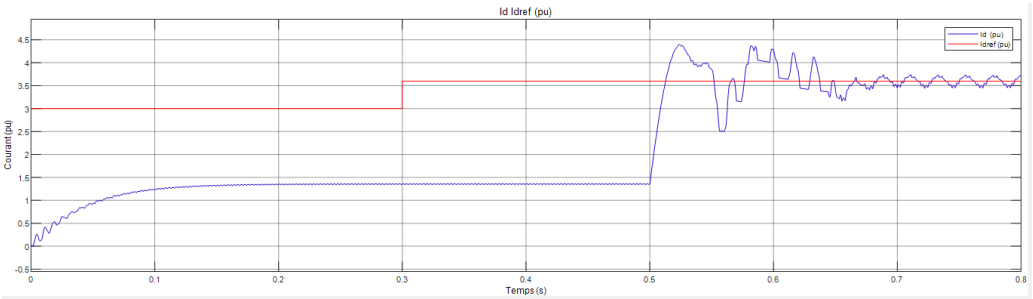


Figure 3.8 – Id Idref (I=3 pu)

i=4 pu

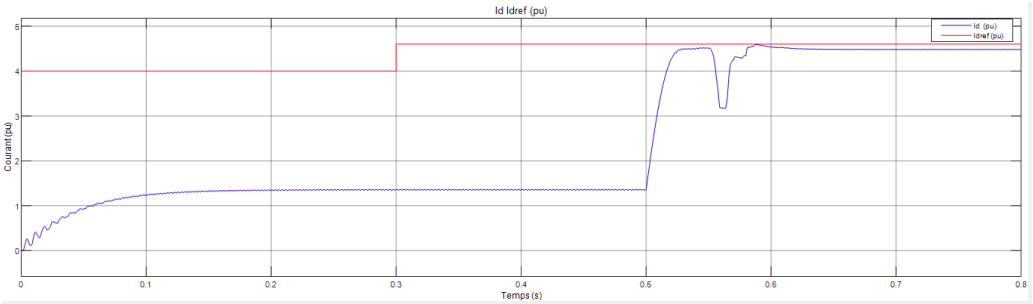


Figure 3.9 – Id Idref (I=4 pu)

3.3.4 Interprétations des résultats :

— Pour notre simulation, le courant de référence Idref est initialement réglé à 0,5 pu (1 kA). Au démarrage de la simulation, le courant continu Id part de zéro et atteint un état stable en 0,1 s, De plus, à t = 0,3 s, le courant de référence a été augmenté de 0,5 pu (1 kA) à la valeur nominale de 1 pu (2 kA).

— À t = 0,5 s, un défaut en courant continu (DC) est appliqué sur la ligne, le courant Id augmente à 2 pu (4 kA) en 10 ms. Ensuite, l'action rapide du régulateur ramène le courant à sa valeur de référence de 1 pu.

— À t = 0,555 s Le défaut est éliminé. À t = 0,57 s, le régulateur est libéré du mode onduleur, il revient en mode redresseur et commence à réguler à nouveau le courant continu. Le courant continu de 1 pu en régime permanent est finalement atteint à t = 0,75 s.

— On observe dans les figures (lll.5- lll.9) Lorsque le courant augmente dans un système HVDC LCC, le temps de stabilisation peut être réduit. Cela est dû à la réponse dynamique plus rapide des convertisseurs et des contrôleurs associés à des niveaux de courant plus élevés. Les composants électroniques et les dispositifs de contrôle peuvent réagir plus rapidement pour ajuster les paramètres du système et rétablir l'équilibre.

3.4 Le système VSC-HVDC

Afin d'évaluer la proposition de structure de contrôle pour le système VSC-HVDC constitué de deux stations (redresseur et onduleur), on va donner une étude par simulation sous L'environnement Matlab/Simulink/Sim power system. Le système VSC-HVDC avec sa configuration de commande globale interne et externe est illustré par les figures suivantes.

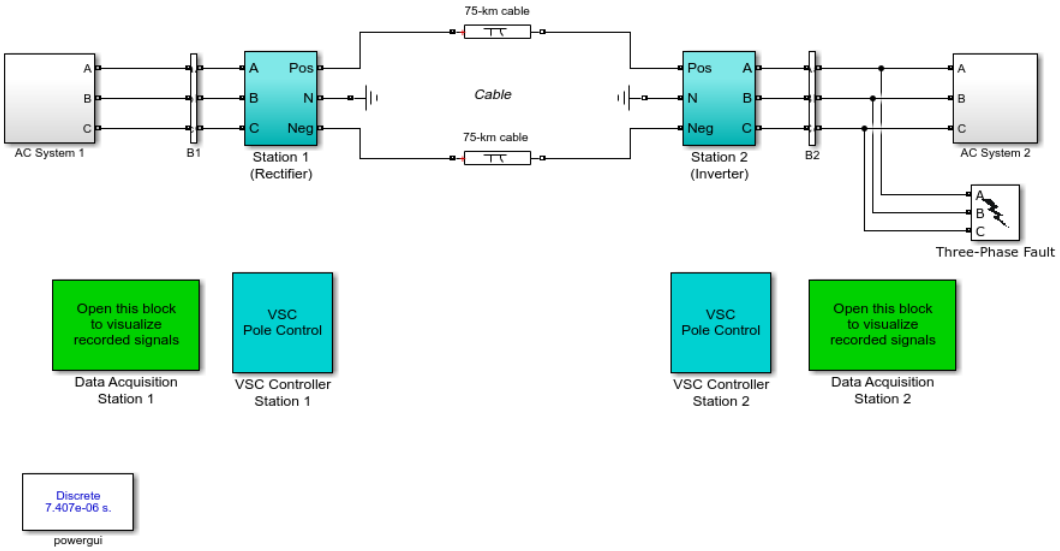


Figure 3.10 – VSC-based HVDC transmission link 200 MVA (+/- 100kV).

3.4.1 Les blocks :

le système AC 01 (Alternate Current) :

Dans une simulation HVDC-VSC (convertisseur de courant continu à tension alternative), le système AC (Alternate Current) station 01 joue un rôle essentiel. Il représente la station de conversion de courant alternatif (CA) qui est connectée au réseau de courant alternatif existant. Le système AC station 01 est responsable de la fourniture d'énergie en courant alternatif à la station HVDC-VSC. Il comprend généralement des transformateurs de tension et de courant, des disjoncteurs, des filtres et d'autres équipements de conversion d'énergie.

Voici les principales fonctions du système AC station 01 dans la simulation HVDC-VSC :

— Fourniture d'énergie : Le système AC station 01 alimente la station HVDC-VSC en courant alternatif provenant du réseau électrique principal. Il assure la conversion de tension et de fréquence appropriée pour répondre aux besoins du système HVDC-VSC.
— Synchronisation : Le système AC station 01 doit être synchronisé avec le réseau électrique existant pour permettre un transfert d'énergie efficace. Cela implique de maintenir une fréquence et une phase cohérentes avec le réseau électrique.
— Contrôle de la puissance : Le système AC station 01 régule la puissance active et réactive échangée avec le réseau électrique. Il utilise des dispositifs de contrôle tels que des régulateurs de tension et des dispositifs de compensation de la puissance réactive pour maintenir les paramètres de puissance appropriés.
— Filtres et élimination des harmoniques : Comme les convertisseurs HVDC-VSC génèrent des harmoniques indésirables, le système AC station 01 intègre des filtres pour réduire ces harmoniques avant de les injecter dans le réseau électrique.

— Protection et sécurité : Le système AC station 01 comprend des dispositifs de protection pour détecter les anomalies électriques, les courts-circuits et les conditions de surcharge, et pour prendre des mesures appropriées pour garantir la sécurité du système.

En résumé, le système AC station 01 dans la simulation HVDC-VSC est chargé de fournir une source d'alimentation fiable en courant alternatif à la station HVDC-VSC, tout en garantissant la synchronisation, le contrôle de puissance, la protection et la sécurité du système.

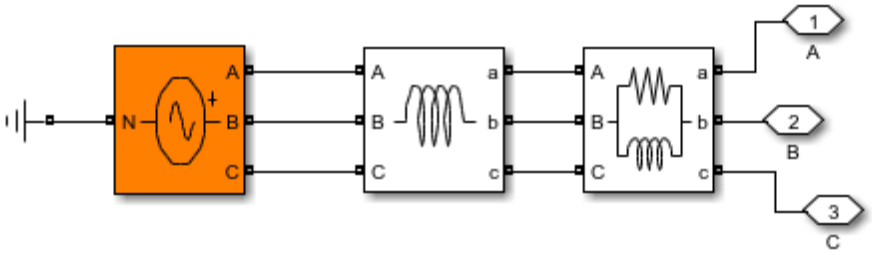


Figure 3.11 – Modèle du réseau 1.

Les paramètres de ce bloc sont décrits dans le tableau suivant :

Tableau 3.3 – les Paramètres du systémé AC station 01

Paramètres du VSC-HVDC	Valeur des paramètres
La fréquence de station 1 (Hz)	f=50
La puissance de station 1 (W)	Ps=2000×10^6
L'amplitude de la tension alternative (V)	Vs=230×10^3
La fréquence de commutation (Hz)	fc=4000
Le facteur d„amortissement	ζ=1

Le rectifier station 01 (redresser) :

la rectifier station 01 joue un rôle essentiel. Elle représente la station de redressement qui convertit le courant alternatif (CA) en courant continu (CC) dans le système HVDC-VSC.

Le rôle de la rectifier station 01 dans la simulation HVDC-VSC comprend les fonctions suivantes :

— Conversion du courant alternatif en courant continu : La rectifier station 01 utilise des convertisseurs électroniques pour convertir le courant alternatif provenant du système AC en courant continu. Ce processus de conversion se fait généralement en utilisant des valves à grille de thyristors (GTO) ou des transistors à grille isolée (IGBT).
— Contrôle de la tension de sortie : La rectifier station 01 régule la tension de sortie du courant continu en fonction des exigences du système HVDC-VSC. Elle utilise des dispositifs de contrôle tels que des régulateurs de tension pour maintenir une tension de sortie stable et contrôlée.
— Gestion de la puissance active : La rectifier station 01 gère la puissance active extraite du système AC et convertie en courant continu. Elle ajuste la quantité de puissance extraite en fonction des demandes du système HVDC-VSC et des conditions du réseau électrique.
— Filtrage des harmoniques : Les convertisseurs HVDC-VSC peuvent générer des harmoniques indésirables lors de la conversion du courant alternatif en courant continu. La rectifier station

01 intègre des filtres pour atténuer ces harmoniques et réduire les interférences sur le réseau électrique.

— Protection et sécurité : La rectifier station 01 comprend des dispositifs de protection pour détecter les surtensions, les surintensités et les conditions anormales. Elle prend des mesures de sécurité appropriées, telles que le déclenchement des disjoncteurs, pour protéger le système HVDC-VSC et le réseau électrique.

En résumé, la rectifier station 01 dans la simulation HVDC-VSC est responsable de la conversion du courant alternatif en courant continu, de la régulation de la tension de sortie, de la gestion de la puissance active, du filtrage des harmoniques et de la protection du système contre les conditions anormales. Elle joue un rôle crucial pour permettre le transfert bidirectionnel d'énergie entre les réseaux de courant alternatif et de courant continu dans le système HVDC-VSC.

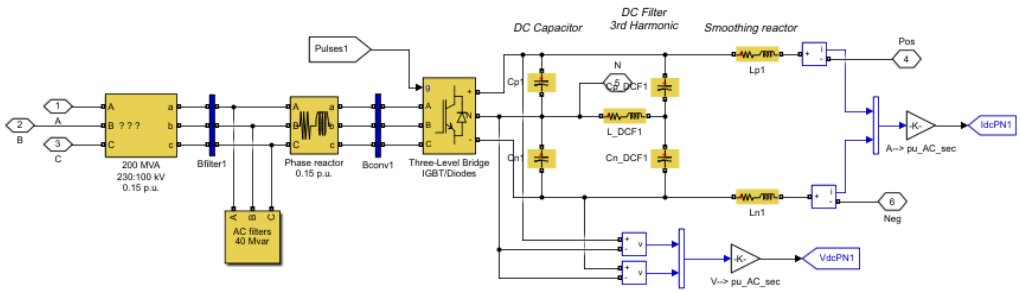


Figure 3.12 – Station 1 de conversion.

Les paramètres de ce bloc sont décrits dans le tableau suivant :

Tableau 3.4 – Paramètres du convertisseur 1

La valeur de condensateur de la liaison continue (F)	Cbus = 0.8
La valeur de résistance du filtre (Ω)	Rg =2 $\times 10^{-5}$
La valeur d„inductance (H)	Lg=4$\times 10^{-4}$

Un VSC Controller Station 1 :

le VSC Controller Station 1 joue un rôle essentiel. Il représente la station de contrôle du convertisseur VSC (Voltage Source Converter) dans le système HVDC-VSC.

Le rôle du VSC Controller Station 1 dans la simulation HVDC-VSC comprend les fonctions suivantes :

— Commande et régulation du convertisseur VSC : Le VSC Controller Station 1 est responsable de la commande et de la régulation du convertisseur VSC. Il contrôle les valves à grille de thyristors (GTO) ou les transistors à grille isolée (IGBT) du convertisseur pour réguler la tension et la fréquence du courant continu injecté ou extrait du système HVDC-VSC.

— Contrôle de la puissance active et réactive : Le VSC Controller Station 1 gère la puissance active échangée entre les réseaux de courant alternatif et de courant continu. Il ajuste la quantité de puissance active transmise à travers le convertisseur VSC en fonction des demandes du réseau électrique.

— Gestion de la modulation de largeur d'impulsion (PWM) : Le VSC Controller Station 1 met en œuvre des techniques de modulation de largeur d'impulsion pour contrôler la forme d'onde du courant continu généré par le convertisseur VSC. Cela permet de réduire les harmoniques et d'obtenir une meilleure qualité du courant continu.
— Coordination avec d'autres stations VSC : Si plusieurs stations VSC sont présentes dans le système HVDC-VSC, le VSC Controller Station 1 coordonne les opérations entre ces stations. Il facilite la communication et la synchronisation des convertisseurs VSC pour assurer un fonctionnement cohérent et optimisé du système.
— Contrôle de la protection et de la sécurité : Le VSC Controller Station 1 intègre des fonctions de protection et de sécurité pour détecter les conditions anormales, les courts-circuits ou les surcharges. Il prend des mesures de protection appropriées, telles que le déclenchement des dispositifs de coupure, pour prévenir les dommages au système HVDC-VSC et au réseau électrique.

En résumé, le VSC Controller Station 1 dans la simulation HVDC-VSC est chargé de la commande, de la régulation et de la coordination du convertisseur VSC. Il contrôle la puissance active et réactive, gère la modulation de largeur d'impulsion, assure la protection et la sécurité du système, et facilite la communication entre les différentes stations VSC. Son rôle est essentiel pour garantir le fonctionnement efficace et stable du système HVDC-VSC.

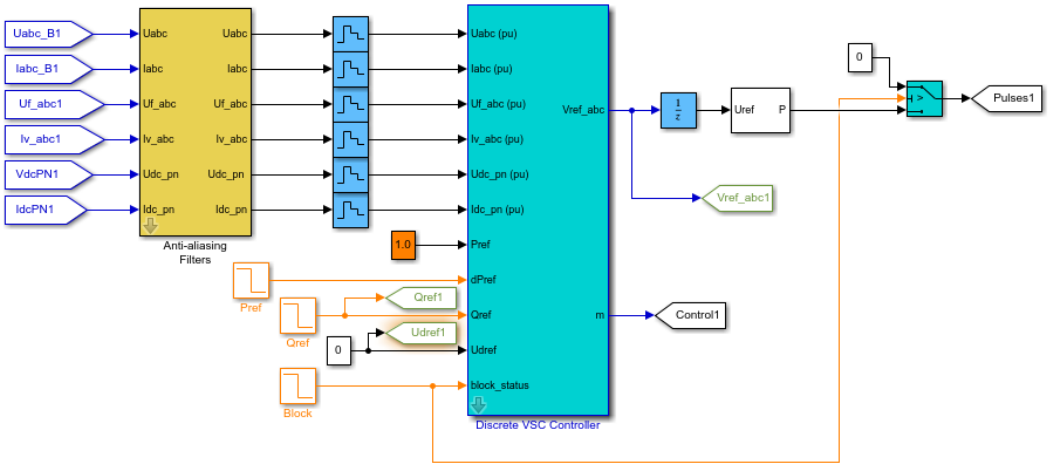


Figure 3.13 – Schéma de contrôle d'une station 1 VSC, contrôlée en P et en Q.

Le système AC (Alternante Curent) 02 :

le système AC (AlternateCurrent) station 02 joue également un rôle important. Il représente une autre station de conversion de courant alternatif (CA) connectée au réseau électrique existant.

Le rôle du système AC station 02 dans la simulation HVDC-VSC comprend les fonctions suivantes :

— Fourniture d'énergie : Le système AC station 02 est responsable de fournir de l'énergie en courant alternatif à la station HVDC-VSC. Il convertit la tension et la fréquence appropriées pour répondre aux besoins du système HVDC-VSC.
— Synchronisation : Le système AC station 02 doit être synchronisé avec le réseau électrique existant pour permettre un transfert d'énergie efficace. Cela implique de maintenir une fréquence et une phase cohérentes avec le réseau électrique.
— Contrôle de la puissance : Le système AC station 02 régule la puissance active et réactive

échangée avec le réseau électrique. Il utilise des dispositifs de contrôle tels que des régulateurs de tension et des dispositifs de compensation de puissance réactive pour maintenir les paramètres de puissance appropriés.
— Filtres et élimination des harmoniques : Comme les convertisseurs HVDC-VSC génèrent des harmoniques indésirables, le système AC station 02 intègre des filtres pour réduire ces harmoniques avant de les injecter dans le réseau électrique.
— Protection et sécurité : Le système AC station 02 comprend des dispositifs de protection pour détecter les anomalies électriques, les courts-circuits et les conditions de surcharge, et pour prendre des mesures appropriées pour garantir la sécurité du système.

En résumé, le système AC station 02 dans la simulation HVDC-VSC est chargé de fournir une source d'alimentation fiable en courant alternatif à la station HVDC-VSC, tout en garantissant la synchronisation, le contrôle de puissance, la protection et la sécurité du système. Il travaille en tandem avec le système AC station 01 pour assurer le bon fonctionnement du système HVDC-VSC et faciliter le transfert bidirectionnel d'énergie entre les réseaux de courant alternatif et de courant continu.

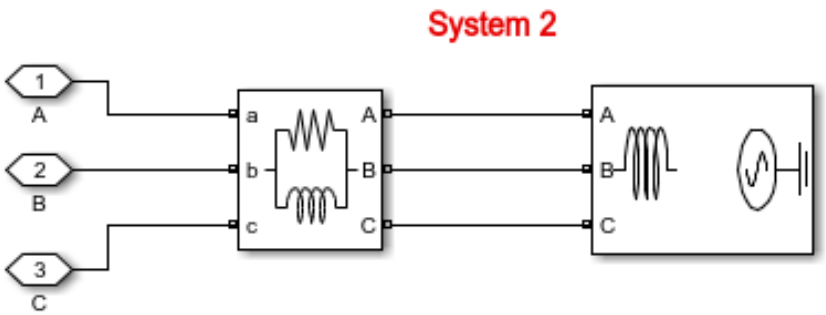


Figure 3.14 – Modèle du réseau 2.

Les paramètres de ce bloc sont décrits dans le tableau suivant :

Tableau 3.5 – les Paramètres du systémé AC station 02

Paramètres du VSC-HVDC	Valeur des paramètres
La fréquence de station 2 (Hz)	f=50
La puissance de station 2 (W)	Ps=2000×10^6
L'amplitude de la tension alternative (V)	Vs=230×10^3
La fréquence de commutation (Hz)	fc=4000
Le facteur d„amortissement	ζ=1

L

e inverter station 02 (onduleur) : Dans un système HVDC-VSC (Voltage Source Converter), la station 2, également connue sous le nom de station inverter, joue un rôle essentiel. Son principal objectif est de convertir le courant continu (DC) en courant alternatif (AC) pour l'envoyer vers le réseau électrique de destination.

Voici quelques-unes des principales fonctions de la station 2 (inverter) dans un système HVDC-VSC :

— Conversion du courant continu en courant alternatif : La station 2 reçoit le courant continu provenant de la station 1 (rectifieur) et le convertit en courant alternatif à la fréquence et à la tension spécifiées pour le réseau électrique de destination.
— Contrôle de la tension et de la fréquence : La station 2 maintient la stabilité de la tension et de la fréquence du courant alternatif produit, en ajustant les paramètres du convertisseur VSC. Cela garantit que le courant alternatif fourni au réseau électrique de destination est conforme aux spécifications requises.
— Contrôle de la puissance active et réactive : La station 2 permet de réguler la puissance active et réactive transmise via le système HVDC-VSC. Cela permet d'ajuster la quantité d'énergie transmise en fonction des besoins du réseau électrique, assurant ainsi un fonctionnement sûr et efficace.
— Compensation de la réactivité : Le convertisseur VSC de la station 2 peut également être utilisé pour fournir une compensation de la réactivité au réseau électrique. Cela contribue à maintenir la stabilité du système électrique en fournissant ou en absorbant la puissance réactive selon les besoins.
— Contrôle de la qualité de l'énergie : La station 2 peut effectuer des opérations de filtrage et de régulation pour améliorer la qualité de l'énergie fournie au réseau électrique de destination. Cela comprend la réduction des harmoniques, la gestion de la tension et la correction du facteur de puissance.

En résumé, la station 2 (inverter) dans un système HVDC-VSC est responsable de la conversion du courant continu en courant alternatif, du contrôle de la tension, de la fréquence et de la puissance, ainsi que de la fourniture de la réactivité nécessaire. Elle joue un rôle crucial dans la transmission efficace et fiable de l'énergie électrique dans les systèmes HVDC-VSC.

Les paramètres de ce bloc sont décrits dans le tableau suivant :

Tableau 3.6 – Paramètres du convertisseur 2

La valeur de condensateur de la liaison continue (F)	Cbus = 0.8
La valeur de résistance du filtre (Ω)	Rg =2 $\times 10^{-5}$
La valeur d„inductance (H)	Lg=4$\times 10^{-4}$

La simulation du système HVDC basé sur le convertisseur VSC de 200 MVA a été réalisée avec MATLAB pour étudier son comportement dynamique dans différentes conditions. Le système démarre en initialisant les convertisseurs VSC et en activant les contrôleurs pour atteindre un état stable. Ensuite, une étape est appliquée sur le courant de référence pour observer la réponse du régulateur VSC. Enfin, un défaut en courant continu est introduit pour évaluer la capacité du système à réagir et à maintenir la stabilité face à des perturbations.

3.4.2 Les signaux des courants obtenus lors de la simulation HVDC-VSC représentent :

Station 1

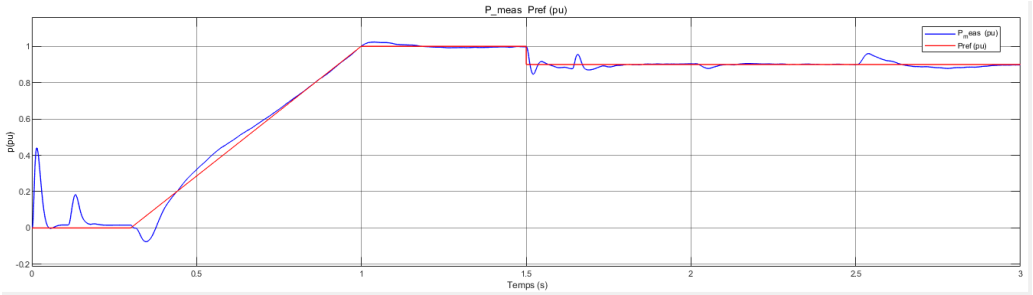


Figure 3.15 – P-Pref (pu).

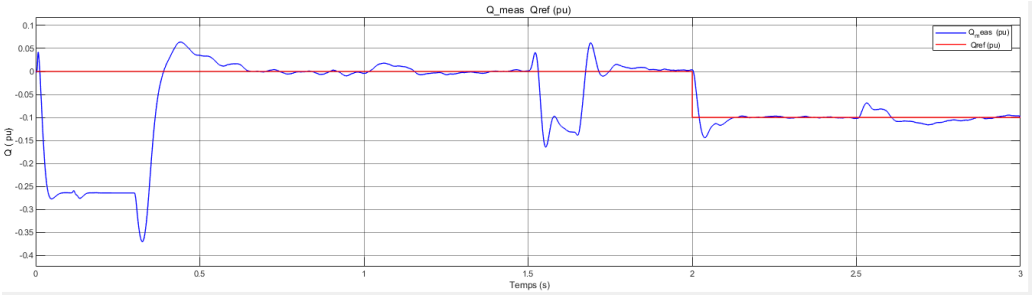


Figure 3.16 – Q-Qref (pu).

Station 2

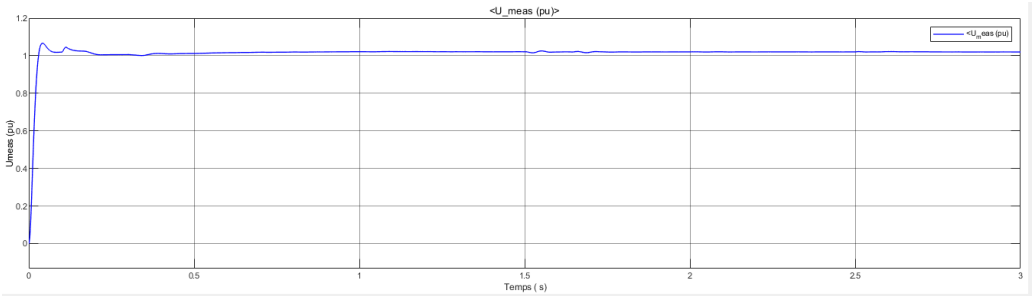


Figure 3.17 – U-meas (pu).

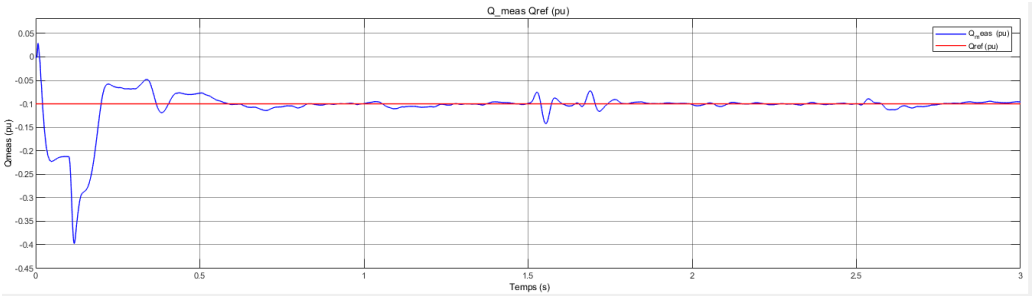


Figure 3.18 – Q-Qref (pu).

Deux simulations permettront d'examiner la réponse du système à : 1. Des échelons sur les références des régulateurs.

2. Des perturbations mineures et majeures sur les côtés CA.

Steady-state - Réponse en échelon des régulateurs de puissance (P Q) et de tension continue Le système est programmé pour démarrer et atteindre un état stable. Des échelons sont ensuite appliqués séquentiellement sur : la puissance active et réactive de référence du redresseur ; la tension continue de référence de l'onduleur. La réponse dynamique des régulateurs est observée. Lancez la simulation. Ouvrez les oscilloscopes BUS B1 STATION-1 et DC-SIDE-STATION-2 (dans les sous-systèmes respectifs d'acquisition de données).

Examinez à la station 1 : la puissance active sur la trace 2 (1 p.u. = 200 MW) et la puissance réactive (valeurs de référence et mesurées) sur la trace 3 (1 p.u. = 200 Mvar) ; à la station 2 : la tension continue (valeurs de référence et mesurées) sur la trace 2 (1 p.u. = 200 kV).

— À t = 1,5 s, une étape de -0,1 p.u. est d'abord appliquée à la puissance active de référence (diminution de 1 p.u. à 0,9 p.u.). La puissance se stabilise en environ 0,3 seconde. Des échelons sont également appliqués à la puissance réactive de référence du redresseur (de 0 à -0,1 p.u.) à t = 2,0 s et à la tension continue de référence de l'onduleur (diminution de 1 p.u. à 0,95 p.u.) à t = 2,5 s. Notez la dynamique des régulateurs et comment ils sont plus ou moins mutuellement affectés. La conception du contrôle tente de découpler les réponses de puissance active et réactive.

— Perturbations du côté CA ; Désactivez les échelons appliqués sur les trois références en modifiant les facteurs de multiplication à 100 dans les temps d'échelon. Dans le sous-système "Source de tension programmable triphasée" à l'intérieur du sous-système AC system 1, modifiez le paramètre "Variation temporelle" en "Amplitude". Vérifiez que la source est maintenant programmée pour un échelon de -0,1 p.u. sur l'amplitude de tension à t = 1,5 s, pour une durée de 7 cycles. Dans le bloc "Three-Phase Fault", changez à 1 le facteur de multiplication dans les temps de transition. Une panne triphasée de 6 cycles sera appliquée à t = 2,1 s au PCC (bus B2) de la station 2. Redémarrez la simulation.
  Après l'affaissement de tension du côté CA à la station 1, l'écart de puissance active et réactive par rapport à la situation antérieure à la perturbation est inférieur à 0,09 p.u. et 0,2 p.u. respectivement. Le temps de récupération est inférieur à 0,3 s et l'état stable est à nouveau atteint. Une deuxième perturbation suit. Pendant la panne triphasée grave à la station 2, la puissance continue transmise est presque arrêtée et la tension continue a tendance à augmenter (1,2 p.u.) car la capacitance du côté continu est excessive. Une fonction spéciale (DC Voltage Control Override) dans le contrôle de puissance active (à la station 1) tente de limiter la tension continue dans une plage fixe (voir le masque du contrôleur). Le système se rétablit bien après la panne en moins de 0,5 s. Vous pouvez observer un dépassement de la puissance active (1,33 p.u. à la station 1) et des oscillations amorties (environ 10 Hz) de la puissance réactive.

— Impact du contrôle de l'équilibrage de tension continue ; Ouvrez la fenêtre de visualisation VOLTAGE-BALANCE-CONTROL-STATION-2. Enfin, ouvrez la boîte de dialogue de contrôle à la Station 2 et vérifiez que la case de contrôle de l'équilibrage de tension continue est activée. L'objectif du contrôle de l'équilibrage de tension continue est de minimiser le déséquilibre de tension (signal Udc-0-mean = somme des tensions de pôle positive et négative). Une façon de créer un déséquilibre est d'utiliser des valeurs de capacitance inégales dans les pôles positif et négatif (par exemple, Cp divisé par 2). Observez d'abord le signal Udc-0-mean lorsque le contrôle d'équilibrage de tension continue est activé, puis désactivé. Notez que la réponse de cette fonction est relativement lente.

3.4.3 Interprétations des résultats :

Réponse en échelon des régulateurs de puissance et de tension continue : La diminution de la puissance active de référence entraîne une diminution initiale de la puissance active transmise, mais le système se stabilise rapidement et atteint un nouvel état stable. Les échelons appliqués à la puissance réactive de référence et à la tension continue de référence montrent la dynamique des régulateurs et leur influence mutuelle. La conception du contrôle vise à minimiser les effets croisés entre la puissance active et réactive.

Perturbations du côté CA : L'affaissement de tension du côté CA à la station 1 entraîne un léger écart de puissance active et réactive par rapport à l'état antérieur à la perturbation. Cependant, le système récupère rapidement et atteint un nouvel état stable. Pendant la panne triphasée grave à la station 2, la puissance continue transmise est presque arrêtée et la tension continue a tendance à augmenter en raison de la surcapacité du côté continu. Le contrôle de puissance active à la station 1 tente de limiter la tension continue dans une plage fixe pendant la panne triphasée, contribuant ainsi au rétablissement rapide du système. Impact du contrôle de l'équilibrage de tension continue 'activation du contrôle de l'équilibrage de tension continue vise à minimiser le déséquilibre de tension entre les pôles positif et négatif.

Le signal U-mean est utilisé pour évaluer le déséquilibre de tension et sa réponse peut être relativement lente. L'activation ou la désactivation du contrôle de l'équilibrage de tension continue entraîne des variations dans le déséquilibre de tension et peut avoir un impact sur les performances globales du système. L'interprétation des résultats obtenus permet de comprendre la réponse du système HVDC-VSC aux différentes situations simulées. Les échelons de référence appliqués aux régulateurs de puissance et de tension continue montrent la capacité du système à atteindre rapidement un nouvel état stable malgré les variations brusques. Les perturbations mineures et majeures du côté CA mettent en évidence la capacité du système à récupérer rapidement et à maintenir la stabilité face à des événements imprévus tels que des affaissements de tension ou des pannes triphasées. L'activation du contrôle de l'équilibrage de tension continue contribue à minimiser les déséquilibres de tension entre les pôles positif et négatif, améliorant ainsi la performance globale du système. Ces interprétations permettent d'optimiser les paramètres de contrôle afin de maximiser la stabilité, la fiabilité et l'efficacité de la transmission HVDC-VSC.

3.5 Conclusion

La simulation précédente a démontré les avantages significatifs de l'utilisation de convecteurs de type (VSC) dans le transport d'énergie électrique en courant continu HVDC. Les convecteurs VSC sont capables de régler la puissance active, la puissance réactive et la tension continue, offrant ainsi un contrôle indépendant de ces paramètres. Les résultats ont également montré que l'incorporation de convecteurs VSC dans le système de transport HVDC permet d'assurer l'indépendance du contrôle de la puissance active et réactive, ainsi que la rapidité d'ajustement lors de l'annulation et de l'inversion du sens du transfert de ces puissances entre le réseau alternatif et le convertisseur VSC. Ces caractéristiques offrent une grande flexibilité et une meilleure gestion des fluctuations du réseau électrique, ce qui est essentiel pour garantir une transmission efficace et fiable de l'énergie électrique en courant continu HVDC.

HVDC LCC peut être utilisé de manière efficace pour fournir des services auxiliaires à réponse rapide pour l'amélioration de la régulation du courant

La technologie VSC présente plusieurs avantages techniques par rapport à la technologie LCC.

Conclusion générale

Le VSC HVDC présente des avantages techniques supérieurs au LCC HVDC actuel, en tant que nouvelle méthode de transmission HVDC. La tendance future de développement de cette technologie devrait conduire à une utilisation plus économique du VSC-HVDC. Grâce à des améliorations constantes de la recherche et du développement dans le domaine de la conception des convertisseurs et des topologies, le VSC-HVDC connaît des avancées significatives. Cette percée contribuera certainement à la diffusion des systèmes de transmission VSC-HVDC, avec une capacité de surcharge des lignes accrue, et accélérera la concrétisation pratique des réseaux HVDC utilisant la technologie des convertisseurs de source de tension.

Les tendances futures incluent également la fabrication de câbles d'alimentation de meilleure qualité, avec une tension nominale plus élevée pour la transmission VSC HVDC. Actuellement, les câbles 320XLPE HVDC sont les mieux notés en service. Cependant, grâce aux recherches en cours sur les câbles d'alimentation à haute puissance et à coût réduit, il est prévu d'améliorer davantage les performances et de rendre cette technologie VSC-HVDC encore plus attrayante. L'utilisation du VSC HVDC continuera d'augmenter et de s'appliquer à différentes interconnexions de systèmes électriques, avec des tensions continues plus élevées et des puissances nominales plus importantes.

Bibliographie

[1] Ouali Abdelhamid. "Évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les réseaux de neurones artificiels et les plans d'expériences". In : *Laboratoire des Systèmes Electriques et Industriels USTHB* (2008).

[2] H. ALKHATIB. "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans de grands réseaux électriques". Thèse de doct. Université Paul-Cézanne d'Aix Marseille, 2008.

[3] B.R. Andersen, L. Xu et P. Cartwright. "Topologies for VSC Transmission". In : *Power Engineering Journal* (2002).

[4] J. Arrillaga. *High Voltage Direct Current Transmission*. IEE Power Engineering Series. Peter Peregrinus Ltd., 1983.

[5] J. Arrillaga. *High Voltage Direct Current Transmission*. 2nd. London : The Institution of Electrical Engineers, 1998.

[6] Hani Aziz. "Modélisation Et Simulation D'une Liaison HVDC De Type VSCMMC". Thèse de doct. Université de Montréal, 2015.

[7] J.G. Bauer et al. "New 4.5 kV IGBT and Diode Chip Set for HVDC Transmission Applications". In : *PCIM Europe 2014*. Nuremberg, Germany, mai 2014, p. 1-4.

[8] A. Beddard, M. Barnes et R. Preece. "Comparison of Detailed Modeling Techniques for MMC Employed on VSC-HVDC Schemes". In : *IEEE Transactions on Power Delivery* 30.2 (avr. 2015), p. 579-589.

[9] R. BENABID. "Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques". Mém. de mast. Université de Amar Telidji, Laghouat, sept. 2007.

[10] S. Benhalima. "La conception, la modélisation et la simulation du système VSC-HVDC offshore". Thèse de doct. École de technologie supérieure, 2012.

[11] Y. Bésanger. "Vers l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance". Thèse de doct. Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), décembre 2006.

[12] Cuiqing Du. "The Control of VSC-HVDC and its Use for Large Industrial Power Systems". Thèse de doct. Göteborg : Université de technologie, 2003.

[13] Eskandar Gholipour Shahraki. "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques". Mém. de mast. Université Henri Poincaré, oct. 2003.

[14] Narain G Hingorani. "High-voltage dc transmission : a power electronics workhorse". In : *Spectrum, IEEE* 33.4 (1996), p. 63-72.

[15] B. Housseini. "Prototype rapide a base de FPGA d'un algorithme de contrôle avancé pour le moteur à induction". Thèse de doct. Université de Québec a Trois-Rivières, déc. 2010.

[16] Z. Huang et al. "Exploiting Voltage Support of Voltage-Source HVDC". In : *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution* 150.2 (2003), p. 252-256.

[17] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability terms and definition. "Definition and Classification of Power System Stability". In : *IEEE Transactions on Power Systems* 19 (mai 2004), p. 1387-1401.

[18] C.K. Kim et al. *HVDC Transmission : Power Conversion Applications in Power Systems*. Singapore : Wiley-IEEE Press, 2009.

[19] A. Kumar et al. "A Feasibility Study of an Asynchronous Interconnection for Industries with Captive Generation". In : *International Conference on Large High Voltage Electric Systems. CIGRE'98*. Paris, 1998.

[20] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. New York : McGraw Hill, 1994.

[21] P. Kundur et al. "Definition and classification of power system stability". In : *IEEE Transactions on Power Systems* 19.2 (2004), p. 1387-1401.

[22] Mehdi Merad-Boudia. "Injection de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau électrique". Mém. de mast. Université Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen, Algérie, 2009.

[23] K.R. Padiyar. *HVDC Power Transmission Systems - Technology and System Interactions*. New Delhi : John Wiley & Sons, 1990.

[24] K.R. Padiyar et N. Prabhu. "Modeling, control design and analysis of VSC based HVDC transmission systems". In : *Power System Technology, 2004. Power Con 2004. 2004 International Conference on*. IEEE. 2004, 774-779 Vol.1.

[25] *Panne de courant*. En ligne. url : `http://www.electrosup.com/panne%20de%20courant.php` (visité le 02/06/2023).

[26] Laslo Z. Racz et Bela Bokay. *Power System Stability*. T. 30. Amsterdam : Elsevier, 1988.

[27] Pierre Rault. "Dynamic Modeling and Control of Multi-Terminal HVDC Grids". Thèse de doct. PhD thesis, Institution, 2014.

[28] Roberto Rudervall, JP Charpentier et Raghuveer Sharma. "High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper". In : *Energy week* 2 (2000).

[29] Manasina Ruffin. "Contribution à l'étude de la stabilité et la stabilisation des réseaux électriques industriels". Thèse de doct. Groupe de Recherche en Electrotechnique et Electronique de Nancy, 2014.

[30] K. Saoudi. "Stabilisateurs intelligents des systèmes électro-énergétiques". Thèse de doct. Université Ferhat Abbas, 2014.

[31] J. Setréus et L. Bertling. "Introduction to HVDC Technology for Reliable Electrical Power Systems". In : *PMAPS '08, Proceedings of the 10th International Conference on*. 2008, p. 1-8.

[32] Siemens AG. *High Voltage Direct Current Transmission - Proven Technology for Power Exchange*. Brochure from Siemens. Order No : E50001-U131-A92-V2-7600. Mars 2007. url : `http://www.siemens.com/ptd`.

[33] L. Slimani. "Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode de colonie de fourmis". Mém. de mast. Université de Sétif, 2006.

[34] Sonelgaz. *Rapport d'incident 03 Février 2003 Algérie*. Rapp. tech. Sonelgaz, 2003.

[35] V.K. Sood. *HVDC and Facts Controllers*. Kluwer Academic Publisher, 2004.

[36] S. P. Teeuwsen. “Simplified dynamic model of a voltage-sourced converter with modular multilevel converter design”. In : *IEEE PE Power System Conf. and Exp.* Seattle, WA, USA, mars 2009, p. 1-6.

[37] L. Teppoz. “Commande d’un système de conversion de type VSC-HVDC stabilité-contrôle des perturbations”. Thèse de doct. INPG, 2005.

[38] L. Teppoz. “Commande d’un système de conversion de type VSC-HVDC stabilité-contrôle des perturbations”. Thèse de doct. INPG, 2005.

[39] N. Thi Thu. “Etude des phénomènes des charges d’espace dans des matériaux de câbles et câbles modèles destinés à des applications au transport d’énergie en haute tension contenue (HVDC)”. Thèse de doct. Université de Toulouse III, 2014.

[40] Tutorialspoint. *Difference between HVAC and HVDC Transmission Systems*. Website. [s. d.] url : `https://www.tutorialspoint.com/difference-between-hvac-and-hvdc-transmission-systems`.

[41] G. Venkataramanan et B.K. Johnson. “A superconducting DC transmission system based on VSC transmission technologies”. In : *IEEE Transactions on Applied Superconductivity* (2003).

[42] Thorsten Volker. “Power transmission from offshore wind farms”. In : *Zeszyty Naukowe Akademii Morskiej w Gdyni* 74 (2012), p. 51-59.

[43] Thi Thu Nga Vu. “Etude des phénomènes de charge d’espace dans des matériaux de câbles et câbles modelés destinés à des applications au transport d’énergie en haute tension continue”. Thèse de doct. Université de Toulouse III-Paul Sabatier, 2014.

[44] T. Wildi et G. Sybille. *Électrotechnique*. 4e éd. Bruxelles : De Boeck, 2005.