

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

ÉCOLE SUPERIEURE DE TECHNOLOGIES

INDUSTRIELLES - ANNABA -



المدرسة العليا للتكنولوجيات
الصناعية
- عنابة -

Année / 2020

DEPARTEMENT DU SECOND CYCLE

FILIÈRE
ELECTROTECHNIQUE

MEMOIRE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État

ETUDE ET MODELISATION ET DIMENSIONNEMENT D'UNE LIAISON SOUS-MARINE
HVDC (HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT)

Spécialité

Production Electrique et Energie Renouvelables

Par

BOUZIDI Belgacem Mohammed Nassim et BAYOUD Mebarka

Sous la direction de :

HOUABES Mourad

Grade

Pr

Établissement d'affiliation

ESTI Annaba

Devant le jury

Président :

ESTI Annaba

Examineurs :

ESTI Annaba

ESTI Annaba

ESTI Annaba

REMERCIEMENT

Nos remerciements vont tout d'abord à Dieu, à nos chers parents et tous nos proches.

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué dans le cadre du projet d'ingénierat, sous la direction de Mr. HOJABES, auquel nous tenons à adresser nos plus vifs remerciements pour nous avoir dirigé tous au long de cette étude et aussi d'avoir été disponible, d'avoir mis toute la documentation nécessaire et nous avoir aidés à de nombreuses reprises.

Nous tenons à remercier les membres du jury pour leur lecture consciencieuse du manuscrit et leurs commentaires très enrichissants.

Un grand merci à nos chères profs pour leur patience, leur travail et merci pour la science qu'ils nous ont transmis.

Dédicace

À nos chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de nos études,

À nos chères sœurs pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral,

À nos chers frères pour leur appui et leur encouragement,

À toute notre famille pour leur soutien tout au long de nos parcours universitaires,

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infailible,

Merci d'être toujours là pour nous.

Résumé

La première liaison HVDC sous le nom de « liaison à courant continu Moutiers-Lyon » a été réalisée en 1906. Cette liaison reliait la centrale électrique de Moutiers à la ville de Lyon en France. Dans ce présent mémoire de fin d'étude, nous avons comme objectif l'étude de la réalisation d'une éventuelle liaison HVDC sous-marine qui relirait l'Algérie à l'Espagne.

Dans un premier temps, nous avons expliqué les différents éléments qui composent la liaison HVDC à savoir les transformateurs, les convertisseurs, les câbles, les filtres, les réactances de lissage. Nous avons expliqué les paramètres géographiques qui doivent être pris en compte lors de la conception d'un tel projet.

Nous avons montré et expliqué les différents câbles qui sont utilisés dans les installations HVDC dans le monde et précisé quel câble serait souhaité pour cette liaison à courant continu haute tension sous-marine.

Dans un deuxième temps nous avons modélisés mathématiquement ces différents éléments. Pour terminer nous avons réalisé une simulation sous le logiciel MATLAB et le dimensionnement du système de transport HVDC sous-marin par câbles.

Mots clés : "liaison à courant continu haute tension, convertisseur, redresseur, onduleur, pont à 12 impulsions, câble haute tension, transformateur, thyristor"

Abstract

The first HVDC link under the name of "Moutiers-Lyon direct current link" was made in 1906. This link linked the Moutiers power station to the city of Lyon in France. In this final dissertation, our objective is to study the realization of a possible submarine HVDC link which would link Algeria to Spain.

First, we explained the different elements that make up the HVDC link, namely transformers, converters, cables, filters, smoothing reactors. We have explained the geographic parameters that must be taken into account when designing such a project.

We have shown and explained the different cables that are used in HVDC installations around the world and specified which cable would be desired for this high voltage submarine DC link.

Secondly, we mathematically modeled these different elements. To finish we carried out a simulation under the MATLAB software and the dimensioning of the underwater HVDC transport system by cables.

Keywords: "high voltage direct current link, converter, rectifier, inverter, 12 pulse bridge, high voltage cable, transformer, thyristor"

ملخص

تم إنشاء أول رابط الجهد العالي المستمر تحت اسم 'رابط مونتير ليون' في عام 1906 ربط هذا الرابط محطة مونتير بمدينة ليون في فرنسا

في هذه الأطروحة هدفنا هو دراسة رابط الجهد العالي المستمر تربط الجزائر بإسبانيا

أولا شرحنا العناصر المختلفة التي يتكون منها الرابط ثم شرحنا المعايير الجغرافية التي يجب مراعاتها عند تصميم مثل هذا المشروع

لقد أظهرنا و شرحنا مختلف كابلات الجهد العالي المستخدمة في تركيبات الروابط المختلفة حول العالم وحددنا الكبل الذي سنختاره في هذه الدراسة

ثانيا، قمنا بنمذجة هذه العناصر رياضيا وفي الأخير قمنا بحساب أبعاد هذه العناصر مع القيام بعمل محاكاة باستخدام برنامج **MATLAB**

الكلمات الرئيسية: "الرابط الجهد العالي المستمر، المحول الكهربائي، المقوم العاكس، كابل الجهد العالي ثايرستور"

Table de matière

INTRODUCTION GENERALE.....	1
1 Chapitre 1: Presentation du système HVDC	2
1.1 Introduction	2
1.2 Nécessité du HVDC	2
1.3 Historique sur le développement du transport en HVDC	3
1.4 Différents schémas de montages possibles des liaisons HVDC	7
1.4.1 Lien mono-polaire	8
1.4.2 Lien bipolaire	8
1.4.3 Lien homopolaire	9
1.5 Présentation de l'exemple à étudier : Algérie – Espagne	10
1.5.1 Paramètres géographiques	11
1.5.2 La puissance transportée et le choix de la tension	14
1.6 Les composants d'un système HVDC.....	14
1.6.1 Les transformateurs	15
1.6.2 Les convertisseurs	16
1.6.3 Les électrodes.....	17
1.6.4 Filtres AC.....	18
1.6.5 Filtre DC	18
1.6.6 Réactance de lissage	18
1.7 Conclusions	19
2 Chapitre 2 : Les câbles	20
2.1 Introduction	20
2.2 Historique	20
2.3 Les constituants des câbles	21
2.3.1 Le conducteur.....	21
2.3.2 L'isolant.....	22
2.3.3 Écrans semi-conducteurs	22
2.3.4 Écran métallique.....	22
2.3.5 Gaine de protection extérieure	22
2.4 Configurations des câbles	22
2.4.1 Câble monophasé	22
2.4.2 Câble Triphasé	23

2.5	Technologies des câbles HVDC	23
2.6	Les câbles HVDC	24
2.6.1	Câbles papier imprégné à isolation solide (<i>MI mass – impregnated</i>).....	24
2.6.2	Câbles papier imprégné à isolation fluide (SCFF).....	24
2.6.3	Câbles à isolation mixte papier-polypropylène.....	25
2.6.4	Câbles à isolation gazeuse	25
2.6.5	Câbles à isolation synthétique extrudés.....	26
2.7	Choix de la technologie à adapter pour la liaison HVDC	29
2.8	L’installation des câbles	29
2.9	Durée de vie du câble	32
2.10	Conclusions	32
3	Chapitre 3 : Modélisation mathématique des composants du système HVDC	33
3.1	Introduction	33
3.2	Modélisation du transformateur.....	33
3.2.1	Introduction.....	33
3.2.2	Principe de fonctionnement d’un transformateur.....	33
3.2.3	Modélisation du transformateur idéal.....	35
3.2.4	Modélisation du transformateur réel	35
3.2.5	Calcul des paramètres.....	39
3.2.6	Le rendement du transformateur	41
3.2.7	Transformateurs à trois enroulements (deux au secondaire)	42
3.2.7.1	Principe de fonctionnement	43
3.2.7.2	Modes de connexion et couplages.....	44
3.2.7.3	Les autotransformateurs triphasés.....	45
3.3	Modélisation des convertisseurs	46
3.3.1	Le thyristor.....	46
3.3.2	Thyristor à puissance élevée	47
3.3.3	Pont convertisseur à 6 impulsions.....	49
3.3.4	Amorçage du thyristor.....	51
3.3.5	Relation courant-phase	52
3.3.6	Le phénomène de commutation	54
3.3.7	Circuit équivalent du redresseur	57
3.3.8	Relation entre les courants des réseaux AC et DC.....	58

3.3.9	Le modèle de l'onduleur	59
3.3.10	La liaison DC	60
3.3.11	Pont convertisseur à 12 impulsions	60
3.3.12	La forme des courants	61
3.3.13	La tension DC et le courant AC	62
3.3.14	Caractéristique V_D-I_D des convertisseurs	62
3.3.15	La compensation de la puissance réactive	64
3.4	Modélisations des filtres.....	65
3.4.1	Origine des harmoniques	65
3.4.2	Les harmoniques des courants de ligne	66
3.4.3	Filtrage passif.....	67
3.4.4	Calcul des filtres passifs	67
3.4.4.1	Filtre série résonnant	68
3.4.4.2	Calcul du filtre résonnant.....	68
3.9	Conclusions	69
4	Chapitre 4 : Dimensionnement et simulation du système de transport HVDC sous-marin par câbles	72
4.1	Dimensionnement	72
4.1.1	Dimensionnement de la tension DC de la transmission HVDC	72
4.1.2	Dimensionnement de la section du câble de la transmission HVDC.....	73
4.1.3	Dimensionnement du transformateur	74
4.1.4	Dimensionnement des batteries de condensateur.....	75
4.1.5	Dimensionnement des filtres	75
4.2	Simulation.....	77
4.2.1	Description du système de transmission HVDC.....	77
4.2.2	Démarrage et arrêt du système.....	78
4.2.3	Tension et courant AC des deux côtés de la méditerranée	80
4.2.4	Tension et courant des valves à thyristors	82
4.2.5	Variation du courant DC en fonction de l'inductance de lissage.....	83
4.2.6	La tension AC avec et sans filtrage	84
4.2.6.1	Sans filtrage :	84
4.2.6.2	Avec filtrage :	85
	Conclusion générale	86
	References	88

Liste des figures

Figure 1-1:Liaison Gotland suède	5
Figure 1-2 :LiaisonBallia-Bhiwadia	6
Figure 1-3 : Ligne ultra haute tension en Chine.....	6
Figure 1-4 : Les liaisons HVDC dans le monde	7
Figure 1-5 :Le projet Wind Sahara.....	7
Figure 1-6:Lien mono-polaire	8
Figure 1-7: Lien bipolaire	8
Figure 1-8 : lien homopolaire.....	9
Figure 1-9 :L'exemple à étudier Alger- Espagne.....	10
Figure 1-10 :Section bathymétrique du câble de transmission HVDC SAPEI.....	12
Figure 1-11 :Étalement des fonds marins et principaux structures géologiques.....	13
Figure 1-12:structure bipolaire d'une connexion HVDC	15
Figure 1-13:Transformateur de conversion	16
Figure 1-14: Redresseur triphasé double pont	17
Figure 1-15: Deux convertisseurs triphasés connectés en série	17
Figure 1-16 : Les électrodes.....	18
Figure 1-17: Filtre AC	18
Figure 1-18 : Réactance isolée à l'airFigure 1-19:Réactance isolée à l'huile.....	19
Figure 2-1 : Constitution d'un câble haute tension	21
Figure 2-2 :Câble monophasé	22
Figure 2-3 : Câble Triphasé	23
Figure 2-4 :Câble à isolation gazeuse.....	25
Figure 2-5 : l'opération d'extrusion	26
Figure 2-6 : le procédé de réticulation.....	27
Figure 2-7 : câble à isolant synthétique extrudés	27
Figure 2-8 : câble HVDC extrudé	29
Figure 2-9 : Des navires spécialisés dans l'installation des câbles sous-marins.....	30
Figure 2-10 : appareils et machines télécommandés.....	31
Figure 2-11 :Matelas en béton	31
Figure 2-12:fond de la mer	31
Figure 3-1: Principe du transformateur	34
Figure 3-2: Modèle du transformateur idéal	35
Figure 3-3:Modèle d'un transformateur idéal avec un noyau réel	36
Figure 3-4:Flux mutuel produit par l'action combinée des deux FMM.....	37
Figure 3-5: Circuit équivalent d'un transformateur réel.....	37
Figure 3-6: Circuit simplifié d'un transformateur réel à vide.....	38
Figure 3-7 : Circuit simplifié d'un transformateur réel en charge	38
Figure 3-8:Circuit équivalent après transfert et regroupement des résistances et des réactances	39

Figure 3-9 : Secondaire du transformateur en court-circuit.....	39
Figure 3-10 : Schéma du montage de l'essai à vide d'un transformateur	40
Figure 3-11: Vue d'un transformateur HVDC de 1100 kV (constructeur ABB).....	42
Figure 3-12: Principe du transformateur à trois enroulements	43
Figure 3-13 : Modélisation du transformateur à trois enroulements	44
Figure 3-14: Modes de connexions des enroulements des transformateurs triphasés.....	45
Figure 3-15 : Schéma de principe d'un autotransformateur	45
Figure 3-16: Modes de connexions des enroulements des autotransformateurs triphasés	46
Figure 3-17: Schéma symbolique du thyristor.....	47
Figure 3-18: les composants principaux et leurs dispositions dans une valve à thyristor pour une transmission HVDC	48
Figure 3-19: Pont convertisseur a 6 impulsions	49
Figure 3-20: Ordre d'amorçage des thyristors et représentation des tensions de phases par rapport au temps	50
Figure 3-21: délais d'amorçage.....	51
Figure 3-22: Caractéristiques de réglage d'un convertisseur triphasé double alternance	52
Figure 3-23: Courant de la phase 'a'	52
Figure 3-24: Variations du déphasage ϕ entre courant et tension du côté AC par rapport aux variations de valeurs de l'angle d'amorçage α des thyristors.....	53
Figure 3-25: Effet de la commutation sur les tensions de liaison DC, court-circuit des phases	54
Figure 3-26: Changement de la forme des courbes de courant et de tension en tenant compte de l'angle de commutation	55
Figure 3-27: Croisement des courbes des courants des phases 1 et 3 pendant la commutation (court-circuit).....	56
Figure 3-28: Circuit équivalent du redresseur	58
Figure 3-29: Circuit équivalent de l'onduleur.....	59
Figure 3-30: liaison HVDC mono polaire et son circuit équivalent	60
Figure 3-31: Double Pont a 12 impulsions	61
Figure 3-32: formes d'ondes des courants dans les enroulements des transformateurs YY et Y Δ	61
Figure 3-33: Les formes d'ondes des tensions DC et des courant AC.....	62
Figure 3-34 : Caractéristique V_D-I_D des convertisseurs	63
Figure 3-35: Forme d'onde du courant i_{AY}	66
Figure 3-36: Forme d'onde du courant $i_{A\Delta}$	66
Fig.3-37 : Forme d'onde du courant i_A	66
Figure 3-38: Les différents types de filtres passifs	67
Figure 4-1 : Schéma de la simulation du système de transmission HVDC sous Matlab-Simulink.....	77
Figure 4-2 : Tension DC de la transmission HVDC	79
Figure 4-3 : Courant DC de la transmission HVDC	79
Figure 4-4 : Tensions AC des trois phases	80
Figure 4-5: Courants AC des trois phases	81
Figure 4-6 : Tension AC des trois phases (zoom).....	81

Figure 4-7 : Courants AC des trois phases (zoom)	82
Figure 4-8 : Tension inverse aux bornes des thyristors 'a'	82
Figure 4-9 : Courant traversant les thyristors 'a'et 'c'	82
Figure 4-10 : Courant DC de la transmission HVDC.....	83
Figure 4-11 : Courant DC de la transmission HVDC.....	83
Figure 4-12 : Courant DC de la transmission HVDC.....	84
Figure 4-13 : Tension AC des trois phases (zoom)	84
Figure 4-14 : Tension AC des trois phases (zoom)	85

Liste des tableaux

Tableau 4-1 : tableau représentant les courants admissibles par rapport aux sections normalisées des câbles	74
---	----

Liste des symboles

HVDC	High voltage direct current (courant continu haute tension)
HVAC	High voltage alternatif current (courant alternatif haute tension)
AC	Alternatif current (courant alternative)
DC	Direct current (courant continu)
INELFE	Interconexión Eléctrica Francia-España
SA.PE.I	Sardegna Peninsula Italy
XLPE	Cross-Linked Polyethylene
LC	Circuit composé de condensateur et bobine
PVC	Polyvinyl Chloride
MI	Mass-Impregnated
SCFF	Self-Contained Fluid Filled cables
PPL	papier-polypropylène
SF6	L'hexafluorure de soufre
N2	diazote
VSC	voltage-sourced converters
ABB	ASEA Brown Boveri
NKT	Nordiske Kabel og Traadfabriker
GPS	Global Positioning System
f.e.m	force électromotrice
LCC	Line-commutated-converters

Liste des abréviations

ϕ	flux d'induction
n	Nombre de spire d'un transformateur
β	vecteur d'induction
H	champ magnétique
μ_0	perméabilité de l'air
μ_r	Perméabilité relative
E_g	La tension de la source
E_s	La tension à la sortie du transformateur
ϕ_m	Le flux mutuel
ϕ_f	Le flux de fuite
X_{f1}, X_{f2}	réactances de fuite du primaire et secondaire du transformateur
R_1, R_2	Résistances des enroulements primaire et secondaire
R_m	Résistance magnétique
X_m	Réactance magnétique
I_f	Courant de fuite
I_m	courant magnétique
I_0	Courant d'excitation
I_1, I_2	Courant du primaire et du secondaire
I_p	Courant de source
E_1, E_2	Tension aux bornes des enroulements primaire et secondaire
R_s	Résistance d'amortissement
L_{VD}	Réactance de la valve
C_K	Condensateur gradué
C_s	Condensateurs d'amortissement
R_{DC}	Résistance graduée
ω	Pulsation
L_d	Inductance de lissage
E_m	Tension composée maximal
V_{d0}	Tension moyenne du lien DC a six impulsions ($\alpha = 0$)
V_d	Tension moyenne du lien DC a six impulsions
V_{dr}	Tension DC à la sortie du redresseur
V_{di}	Tension DC à l'entrée de l'onduleur
E_{LN}	Tension AC simple
E_{LL}	Tension AC composée
I_d	Courant DC
I_a, I_b, I_c	Courants de phase
I_{aRMS}	Valeur efficace du courant de la phase « a »
I_L	Courant de ligne

I_{m1}	Amplitude du courant de la fondamentale
α	Angle d'amorçage du redresseur
δ	Angle d'extinction du redresseur
λ	Angle de commutation
β	Angle d'amorçage de l'onduleur
γ	Angle d'extinction de l'onduleur
φ	Déphasage tension-courant
P_{AC}	Puissance active côté alternatif
P_{DC}	Puissance active côté continu
L_c	Inductance de
R_{cr}, R_{ci}	Résistance de commutation côté redresseur et onduleur
R_c	Résistance de commutation
X_c	Réactance de commutation
ΔV_d	Chute de tension de liaison DC
RL	Résistance de la ligne DC
P_{dr}	Puissance délivrée (côté redresseur)
P_{di}	Puissance acheminée (côté onduleur)
YY	Etoile-étoile
YΔ	Etoile-triangle
$i_{a\Delta}, i_{b\Delta}$	courants dans les enroulements des transformateurs YΔ
N	nombre des convertisseurs en série
n	rapport de transformateurs
$I_o ; I_r$	courant de consigne de l'onduleur, courant de consigne du redresseur

INTRODUCTION GENERALE

Le transport et la distribution de l'énergie électrique à l'intérieur d'un pays est basé sur des systèmes de réseaux maillés à courant alternatif. Cela en raison de la simplicité de mise en place des systèmes de production d'électricité en AC et la capacité de ce dernier à passer d'un étage de tension à un autre grâce aux transformateurs de puissance. C'est ce qui le favorise par rapport au courant continu.

Parallèlement, les besoins en énergie électrique se sont accrus. En même temps, les sources d'énergies renouvelables sont en croissance ce qui nécessite de multiplier et interconnectées les réseaux électriques, ceci requiert la construction de longues lignes aériennes et des liaisons souterraines ou sous-marines ainsi que de relier des réseaux frontaliers.

Dans le cas des très longues distances, le transport en courant alternatif est défavorisé du fait des pertes par courant capacitif qui deviennent trop importantes, trop coûteuses pour des distances au-delà des 500km. Le transport en courant continu devient impératif et cette différence s'accroît encore plus quand l'interconnexion rencontre un obstacle tel que la mer ou l'utilisation des câbles enfouis dans le sol ou dans les fonds marins est nécessaire. Ces pertes capacitives grandissent et au-delà des 40km il n'est plus faisable du fait des pertes qui deviennent trop importantes.

Pour stabiliser les réseaux électriques, l'interconnexion est un outil qui est utilisé. Cela est avantageux :

Premièrement, d'un point de vue technique, puisqu'une grande partie de la puissance qui transite dans les lignes locales va circuler sur les lignes d'interconnexion et donc allège la charge sur ces dernières. En plus cela va permettre de stabiliser le réseau électrique en stabilisant les tensions aux nœuds.

Deuxièmement, d'un point de vue économique, l'investissement est plus rentable. On a un gain de puissance qui se dégage quand l'interconnexion est utilisée par rapport au même coût d'investissement.

L'élaboration d'une liaison sous-marine haute tension courant continu (HVDC) est un projet éco énergétique de grande envergure qui prévoit l'exploitation du surplus énergétique du pays en vue de l'exporter. Le transport entre les continents est en pratique complexe pour les raisons citées auparavant.

Un système de transmission HVDC permettrait de relier l'Algérie à l'Europe par l'intermédiaire de l'Espagne, d'acheminer une puissance électrique et donc de créer une liaison commerciale.

1 Chapitre1: Présentation du système HVDC

1.1 Introduction

Dans ce chapitre nous essayerons de mettre en évidence pourquoi le système de transmission HVDC est devenu nécessaire au fil des années et pour quelles applications. Nous citerons les systèmes de transmissions HVDC déjà réalisés dans le monde, acheminant quelle puissance sous quelle tension et sur quelle distance, sur terre ou sous mer.

Pour pouvoir réaliser un projet de transmission HVDC, des études concernant la géographie de l'emplacement doivent être réalisées en amont du projet pour vérifier sa faisabilité. Ces études se portent sur la profondeur de l'eau, la structure géologique du sol, les processus géodynamiques, les vagues et les courants marins, la disponibilité et la capacité des lieux d'emplacement des deux terminaux, stations de conversions, etc....

Il existe différentes configurations pour la réalisation d'un système HDVC. Plus précisément, trois configurations sont utilisées : la transmission mono-polaire, bipolaire et enfin homopolaire. Ces configurations seront décrites et expliquées. On citera les avantages et inconvénient de chaque typologie.

Pour terminer ce chapitre, on citera les éléments qui composent le système de transmission HVDC.

1.2 Nécessité du HVDC

« La lutte des courants » est un terme qui ne date pas d'hier, utilisé vers la fin du dix-neuvième siècle quand Thomas Edison et Nikola Tesla se sont opposés par leurs deux visions sur le genre de système de tensions et de courants pour la production et l'utilisation de l'énergie électrique : Alternatif ou continu. Edison revendiquant la suprématie du courant continu avec de nombreux brevets acquit par de nombreuses expériences. Tesla développant pour la première fois le courant alternatif et d'autres technologies associées.

Cette confrontation fut gagnée par Nikola Tesla qui remporta le droit d'installer toute l'infrastructure électrique des Etats-Unis en courant alternatif.

Un siècle est passé et le réseau électrique est devenu plus dense et plus complexe. Les technologies ont évolué et plusieurs applications justifient désormais l'utilisation du courant continu en transmission HVDC[1].

✓ **Transport d'énergie moins couteux sur de longues distances**

Le cout d'une station HVDC est plus élevé que celui d'une station HVAC à puissance nominale identique. Cela est dû aux convertisseurs et aux filtres qui doivent être placé dans une station HVAC. Cependant les couts liés à la longueur de la liaison sont plus importants sur des liaisons de distance élevée HVAC du fait des pertes réactives et de la nécessité de compensation d'un côté mais aussi d'autres pertes tels que l'effet de peau qui est important dans une liaison HVAC. Aussi, la nécessité de trois conducteurs pour le triphasé alternatif au lieu de deux pour le continu, ce qui augmente les pertes par conduction. Et enfin les pertes par effet couronne et les pertes par hystérésis diélectrique en HVAC qui donnent au transport HVDC un avantage économique et technique conséquent[2].

✓ **Limitation technique pour le transport sous-marin**

La faisabilité pour une liaison HVAC par câble, notamment sous-marine, est fixée à 40km. Cela est dû aux courants capacitifs qui deviennent trop élevés et de ce fait occupent trop de surface de la section du conducteur. Par conséquent, cela empêche la ligne de transporter suffisamment de puissance active. Tandis, qu'une liaison HVDC, du fait de sa fréquence nulle, palie à ce problème du fait de l'existence de ce genre de courants que pour les systèmes variables par rapport au temps (fréquence 50 Hz) [2].

✓ **Liaisons de réseaux asynchrones**

Une connexion entre deux réseaux alternatifs de fréquence différente est impossible. Une liaison HVDC entre ces réseaux permet de résoudre ce problème[2].

✓ **La stabilité**

Un système interconnecté en liaison HVDC est un système plus stable, le réseau est moins surchargé et les tensions aux nœuds sont moins fluctuantes[2].

1.3 Historique sur le développement du transport en HVDC

En Allemagne en 1882, fut présenté pour la première fois un système de transmission présentant les prémisses du transport en HVDC. Le système fonctionnant à 2 kV devait relier la ville de Munich à Miesbach sur une distance de 57km. Il s'arrêta de fonctionner quelques jours après son démarrage suite à une défaillance.

Entre 1888 et 1912, le système courant constant-tension variable de Thury[3] permet l'utilisation des systèmes de transmissions HVDC sur différents projets dans différents pays tels que :

- l'Italie avec un système de transmissions d'une distance de 120 km transportant une puissance de 630 kW sous une tension de 14 kV.

- la France avec un système de transmissions reliant la ville de Lyon à Moutiers sur une distance de 180 km transportant une puissance de 30 MW sous une tension de 125 kV.

Cependant malgré les avantages du système HVDC, le système Thury[3] impliquait des risques de coupures fréquentes et en l'absence de système de conversion efficace, c'est le système à transmission HVAC qui s'est développé considérablement. Pour exemple : le système HVAC réalisé en 1920 sous tension de 220 kV Boulder Dam et le système réalisé en 1936 sous une tension de 287 kV au Colorado.

En 1930, fut l'invention des redresseurs à vapeur de mercure qui lança le développement des systèmes HVDC. En 1945 fut la réalisation du projet (Elbe-Berlin) un système de transmissions HVDC par câble souterrain de 115 km d'une puissance de 60 MW mais qui fut désassembler au cours de la seconde guerre mondiale.

Dans les années 1950, après la deuxième guerre mondiale, la demande en électricité a considérablement augmenté. Pour répondre à cette demande on a dû s'éloigner des zones de consommation pour profiter des ressources exploitables, comme l'eau située dans des régions en hauteur. Cela a donc nécessité des lignes de transmissions très longues et pour résoudre ce problème on s'est tourné vers le développement des systèmes de transmission HVDC. Ce n'est qu'en 1950 que le système HVDC est devenu exploitable avec la conception des ponts de conversion à valves redresseuses à vapeur de mercure.

En 1954, un système de transmission HVDC sous-marin est réalisé entre l'île de Gotland et la Suède (fig. 1-1). Une distance de 100 km sur laquelle est transportée une puissance de 20 MW sous une tension de 100 kV. En 1970 l'installation pouvait transporter une puissance de 30 MW sous une tension de 150 kV.

Cette liaison de transmission HVDC sous-marine est répertoriée comme la première liaison sous-marine commerciale au monde[4].



Figure 1-1:Liaison Gotland suède

En 1965 est réalisé la liaison Cook Strait afin de transporter l'électricité depuis l'île du sud de la Nouvelle-Zélande vers l'île du nord transmettant une puissance de 600 MW sous une tension de 250 kV.

La même année, sont réalisé les deux liaisons : la première entre le Danemark et la Suède acheminant une puissance de 250 MW sous 275 kV et la deuxième, la liaison Sakuma au Japon (système à 300 MW, 2 x 125 kV) qui est une liaison de conversion 50/60Hz.

En 1970, Le développement de l'électronique de puissance a permis l'utilisation des ponts de conversion à base de valves à thyristors permettant ainsi de d'atteindre de plus grandes puissances avec des liaisons tels que :

- la Pacific DC Inertie aux états unis qui transporte une puissance de 1440 MW sur une distance de 1362 km alimentant ainsi la région de Los Angeles à partir du Columbia River. Actuellement elle atteint les 3100 MW.

- Le Cahora Bassa HVDC en 1979 qui relie la rivière Zambèze au Mozambique à l'Afrique du sud, acheminant une puissance de 1920 MW sous une tension de 533 kV. Cette liaison fut la première à dépasser les 500 kV dans le monde.

- le Itaipu HVDC (1989) qui est réalisé en architecture bipolaire, relie la région de Sao Paulo au fleuve Parana au Brésil transportant une puissance de 3150 MW et pouvant atteindre les 6300 MW sous 600 kV. C'est le système qui possède la tension la plus élevée au monde.

Depuis les années 1990 d'autres projets HVDC ont vu le jour avec toujours des tensions et des puissances plus élevées. En 1995 aux Etats-Unis, La liaison Welsh est réalisée afin de relier deux réseaux du sud avec une puissance de 600 MW sous une tension de 170 kV. En Inde le

projet Ballia-Bhiwadia a débuté en 2010 et transmet une puissance de 2500 MW sous une tension de ± 500 kV sur 800 km de distance [4].



Figure 1-2 :Liaison Ballia-Bhiwadia

La liaison HVDC Xiangjiaba-Shanghai qui atteint les 6400 MW sur 2000 km de distance, de la station hydroélectrique de Xiangjiaba au sud-ouest de la chine vers Shanghai avec une tension record de 800 kV.

Récemment l'interconnexion en HVDC d'une puissance 2000 MW entre l'Espagne et la France sous le projet INELFE a été inaugurée le 20 février 2015 ou encore l'interconnexion au Royaume-Uni entre l'ouest de l'Ecosse et le nord du Pays de Galle d'une capacité de 2200 MW sous une tension de 600 kV pour une distance 422 km a été livré le 7 décembre 2017.

Encore plus récent, le 31 décembre 2018 la chine a mis en service une ligne ultra haute tensions en courant continu de 1100 kV capable de transmettre 12 000 MW sur 3293 km entre le sud et le nord du pays. Un triple record[4].



Figure 1-3 : Ligne ultra haute tension en Chine

Actuellement plus de 200 GW de capacité électrique dans 210 projets sont transportés par les lignes HVDC[4].

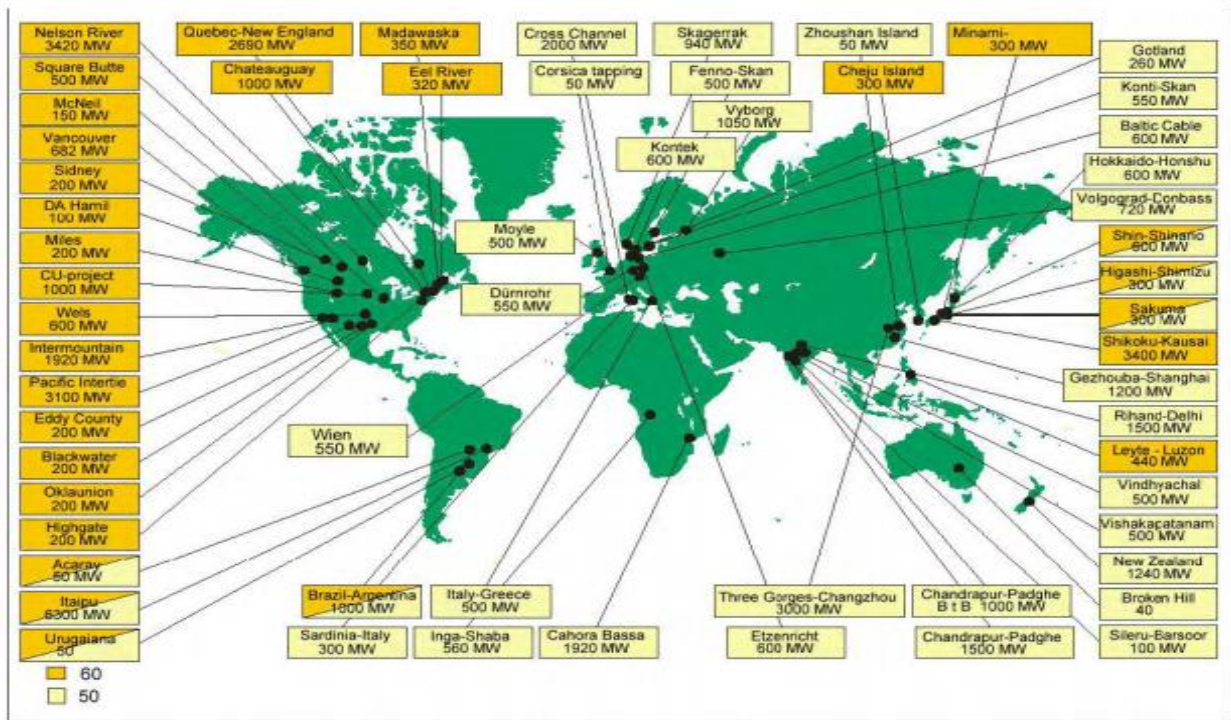


Figure 1-4 :Les liaisons HVDC dans le monde

D'autres systèmes de transmissions HVDC sont en train d'être planifiés et seront opérationnels dans les prochaines années. A titre d'exemple le projet Wind Sahara qui permettrait le transfert de puissance de plus de 5000 MW vers l'Europe, le Maghreb et l'Afrique sub-saharienne[5].



Figure 1-5 :Le projet Wind Sahara

1.4 Différents schémas de montages possibles des liaisons HVDC

Même si les transmissions HVDC sont basées sur un même principe, elles se différencient par leurs schémas de montage et sont classifiées comme suit[6] :

1.4.1 Lien mono-polaire

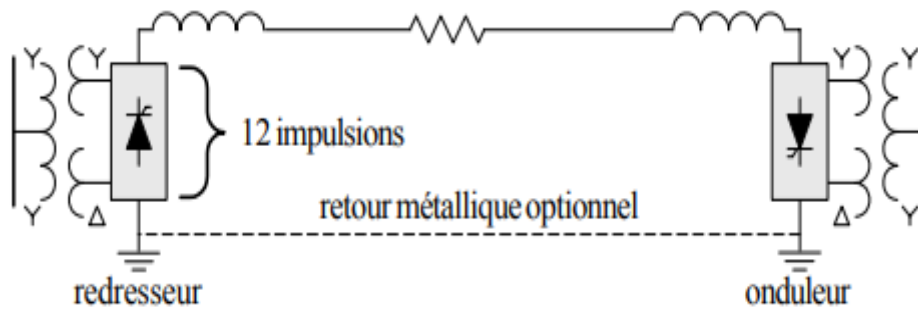


Figure 1-6: Lien mono-polaire

Ces liens sont constitués d'un seul câble généralement de polarité négative à cause de l'effet couronne qui est plus présent dans un câble à polarité positive. Le retour se fait par la terre ou par la mer. Parfois on utilise un câble de retour métallique pour éviter les interférences harmoniques ou la corrosion.

La plupart des monopoles sont réalisés dans un premier temps, pour pouvoir réaliser un lien bipolaire dans un deuxième temps[7].

a) Avantages

- Economiquement intéressant car on utilise un seul câble.

b) Inconvénients

- La puissance atteinte par la configuration mono-polaire est moindre comparée aux autres configurations.

- Les Pertes par la terre sont importantes.

1.4.2 Lien bipolaire

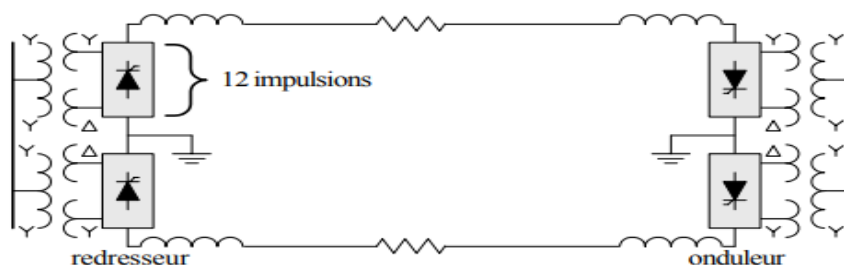


Figure 1-7: Lien bipolaire

Les liens bipolaires sont constitués de deux câbles l'un de polarité positive (tension positive) et l'autre de polarité négative. Dans chaque côté des câbles il y'a deux convertisseurs en série, l'un connecté au pôle positif et l'autre au pôle négatif. La jonction entre les deux convertisseurs est mise à la terre.

Un retour métallique peut être installé pour rendre les pertes de terre nulle[7].

a) Avantages

- Les puissances atteintes par la configuration bipolaire sont plus importantes que celle en mono-polaire.
- Les deux pôles transportant la même puissance qu'un seul pôle dans la configuration mono-polaire, le dimensionnement des deux câbles est par conséquent réduit.
- La tension est appliquée sur les deux postes de conversion en série qui permet donc d'atteindre des tensions élevées.
- En cas de fonctionnement anormal dû à la perte d'une ligne, le système continue de transmettre la moitié de la puissance nominale et le courant de terre sera égal au courant de ligne.
- En fonctionnement normal le courant de terre est négligeable et cela permet de réduire les effets sur l'environnement et les pertes par la terre.
- En fonctionnement normal la mise à la terre élimine les courants de fuites.

b) Inconvénients

- Un coût de réalisation élevé par rapport aux liens mono-polaires.

1.4.3 Lien homopolaire

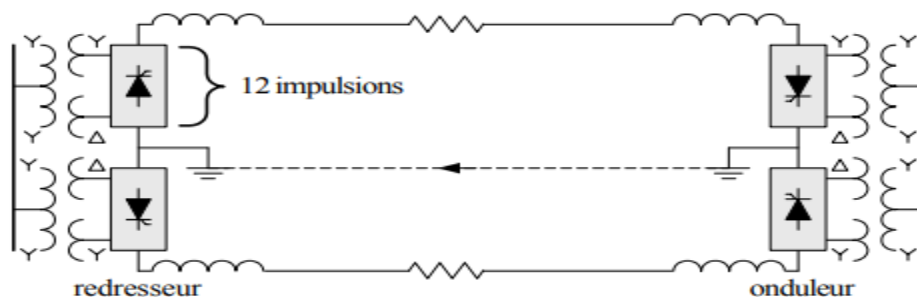


Figure 1-8 : lien homopolaire

Ces liaisons sont constituées de deux conducteurs qui ont la même polarité. On trouve à chaque côté deux convertisseurs en série, mis en opposition l'un a l'autre. Le retour se fait par la terre ou par câble métallique qui relie les jonctions de part et d'autre du lien.

a) Avantages

- L'isolation et la reconnexion est plus simple que pour la liaison bipolaire
- Le transport de l'énergie peut se faire dès la mise en service de la première unité de conversion dans chaque extrémité.
- L'utilisation des thyristors qui adaptent les tensions élevées sont moins dimensionnés et moins chers.
- Diminution de la chute de tension dans les thyristors et dans la ligne

b) Inconvénients

- Le retour de courant par terre ou à travers la mer présente un inconvénient lorsqu'il est de grande densité[6].

1.5 Présentation de l'exemple à étudier : Algérie – Espagne

La distance de raccordement du système d'interconnexion HVDC entre l'Algérie et l'Espagne doit être la plus courte possible.

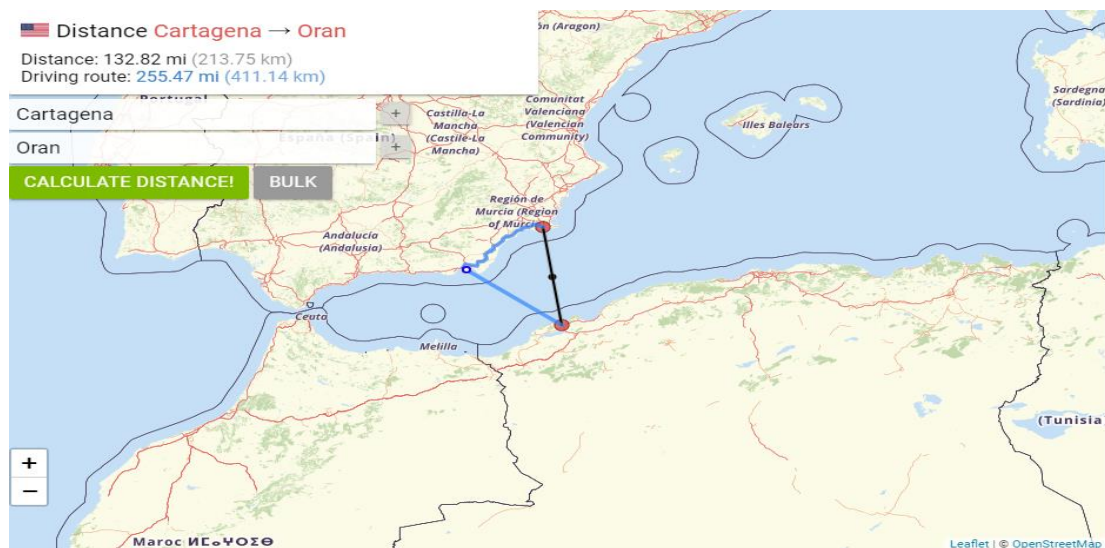


Figure 1-9 :L'exemple à étudier Alger- Espagne

Plus les deux sites de conversion seront proches moins l'investissement sera conséquent. La distance la plus courte (à vol d'oiseau) est entre Cartagena et Oran (Mers-El-Hadjadj) est de 213,75 km [7].

Étant donné que les câbles sous-marins représentent de gros investissements et des caractéristiques durables, avant toute décision, des ingénieurs, géophysiciens, géologues et océanographes réalisent une étude géologique et de trajectoire. Cette étude devrait offrir une image complète et complexe : - du fond de la mer en termes de bathymétrie (profondeur de la mer), gradient de profondeur (pente et accidents topographiques) ; - de la nature du fond marin (lithologie) ; - des conditions environnementales (température, salinité, pH et leur variation) ; - des processus dynamiques qui ont lieu dans le plan d'eau (vagues, courants marins, icebergs) ou qui affectent le fond marin (courants de turbidité et flux de sédiments, tremblements de terre, failles actives, volcans immergés actifs, émergence de lave).

Une mauvaise évaluation de ces conditions conduirait à une conception incorrecte du câble et donc à son dysfonctionnement ou à des coûts de maintenance supplémentaires[8].

1.5.1 Paramètres géographiques

a) Profondeur de l'eau

Les câbles sous-marins de transmission d'électricité sont posés dans des eaux peu profondes, ne dépassant jamais les 500 m de profondeur. Seuls trois cas de transmission HVDC ont dépassé ce seuil :

- HVDC Italie-Grèce (1000 m)
- Cometa HVDC (1485 m)
- SA.PE.I. (1650 m) (la plus profonde du monde)

La pose des câbles privilégie souvent un chemin peu profond avec des pentes les moins raides possibles, tout en conservant le chemin le plus court possible. Néanmoins, la profondeur de l'eau et la pente ne sont pas des préoccupations majeures, le seuil des 1000 m ayant été dépassé seulement en mer Méditerranée.

Au cours de la fabrication des câbles et même dans leurs installations, le facteur de la pression hydrostatique est pris en compte. Cette pression augmente à chaque 10 m de profondeur d'une atmosphère.

Les composants du câble et sa gaine doivent pouvoir résister à une pression non inférieure à 3,5 MPa ou à la pression correspondant à la profondeur d'eau maximale multipliée par un facteur de 1,25.

Cela est d'autant plus important lors de l'installation des câbles lorsque des forces de traction élevées leur sont appliquées. Cependant, les avancées apportées dans ce domaine permettent aux câbles actuels de passer outre les problèmes liés à la pression, c'est le cas des câbles XLPE[8].

b) Topographie du lit sous-marin

Dans la majorité des cas, les fonds marins sont des zones plates recouvertes d'épaisse couche de sédiment. Ils sont constitués de particules déposées récemment: sable, limon, argile, gravier ou d'origine biologique et parfois faiblement cimentés.

Dans certaines zones on y trouve des roches dures et anciennes qui entravent le processus de pose des câbles. Pour résoudre ce problème plusieurs techniques existent, parmi elles : la découpe de la roche à une profondeur de 0,5 à 0,7 m où on y met les câbles. Sinon on fait la pose des câbles sur la roche, mais on la recouvre d'un matelas métallique.

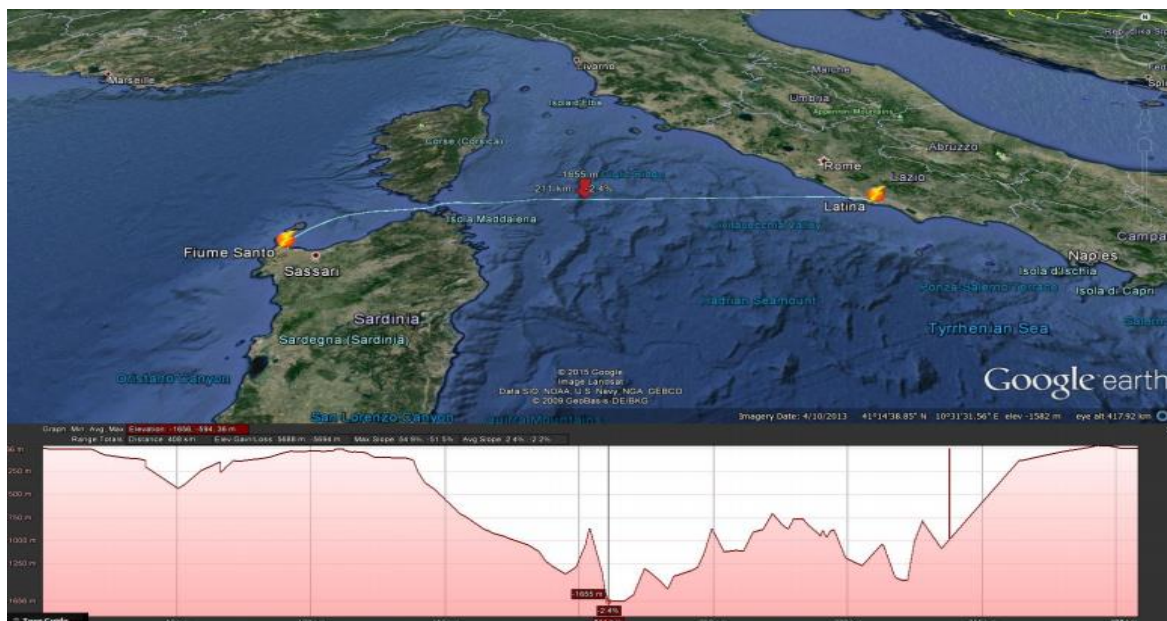


Figure 1-10 :Section bathymétrique du câble de transmission HVDC SAPEI

En mer Méditerranée, le trajet des câbles peut avoir une pente moyenne de 4°. Mais cela dépend en grande partie du contexte géologique local.

Les variations de profondeur des fonds marins sont prises en compte puisque d'une part, elles allongent la longueur des câbles et d'autre part, elles augmentent les exigences auxquelles le câble doit faire face en termes de pression, de poids et de coût. Cela amène les ingénieurs à utiliser plusieurs matériaux de conducteur, l'un pour la mer peu profonde : le cuivre et l'autre

pour la mer profonde : l'aluminium. La raison principale est de réduire le poids tout en étant capable de maintenir l'effort de traction lors de l'installation[8].

c) Structure géologique et lithologie

Puisque le câble est posé dans les fonds marins, il est très important d'étudier l'environnement de ces derniers. Alors que la majeure partie de l'environnement du fond marin est plutôt stable avec peu de processus dynamiques, il y a des endroits où les changements se produisent à un rythme plus élevé. Néanmoins, les phénomènes d'accompagnement proches (température élevée de l'eau, substances corrosives) représentent une menace majeure pour les câbles sous-marins. Cependant, comme l'emplacement des volcans et des lignes d'éruption de lave est bien connu, ce risque peut être réduit en empruntant le chemin qui évite ces zones.

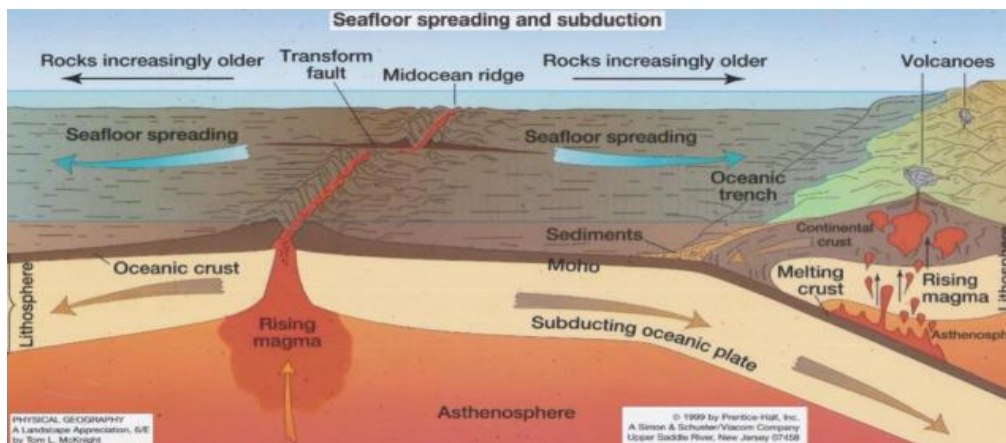


Figure 1-11 :Étalement des fonds marins et principaux structures géologiques

d) Processus géodynamiques

Parmi les principaux processus dynamiques, on a l'afflux de sédiment déversés par les rivières. Dans les zones à fortes précipitations saisonnières. Ces sédiments se déversent dans la mer et forment des dépôts. Lors de l'érosion ils peuvent broyer jusqu'à 10000 tonnes/km²/an. Un tel afflux de sédiment ne peut pas rester immobile et aura tendance à se déplacer à grande vitesse pour atteindre les profondeurs de l'océan et donc vont exercer une contrainte mécanique supplémentaire sur les câbles électriques.

Un autre processus géodynamique qui est pris en compte est l'affouillement des fonds marins exercé par les icebergs qui lors de leurs déplacements peuvent devenir particulièrement dangereux pour les câbles[8].

e) Courants marins et vagues

L'action des courants marins et vagues peut affecter les câbles par le déplacement des sédiments. Plus ces mouvements sont importants, plus ils peuvent déplacer des particules plus grosses et à force éliminer tout sédiment recouvrant les câbles et les exposant à la surface. Dans un tel cas, une tranchée plus profonde est nécessaire[8].

f) Température, salinité, corrosion

Le sel est un environnement corrosif. La principale couche de protection contre l'eau salée est l'armature qui est composée de fils d'acier zingués en plus d'une seconde couche constituée d'une gaine de bitume (remplacée dernièrement par une gaine isolante en polyéthylène haute densité).

Malgré que les câbles sont étanches et qu'ils ont une réaction neutre avec la salinité des océans, ils sont enfouis dans les sédiments pour réduire la surface de contact avec l'eau salée afin d'abaisser l'effet de corrosion.

Le câble, parcouru par un courant très élevé, chauffe et peut atteindre des températures critiques. L'eau va avoir un effet de refroidissement et donc va baisser la température du câble et permettre à la transmission HVDC de fonctionner de manière optimale[8].

1.5.2 La puissance transportée et le choix de la tension

Le réseau algérien consomme une puissance maximale de 15000 MW, alors qu'elle produit plus de 20000 MW et envisage d'atteindre dans quelques années, une production de 33000 MW[9].

Une puissance de 1000 MW est envisagée pour être acheminé des cotes oranaises vers l'Espagne à l'aide d'un système d'interconnexion HVDC bipolaire.

Le réseau de transport algérien ne dépasse pas 400 kV et donc pour pouvoir transporter le plus de puissance possible, le transport est envisagé grâce au transformateur en amont du redresseur sous une tension d'au moins 400 kV en courant continu.

La configuration du système est bipolaire, sa capacité est de 1000 MW sous une tension qui sera calculée avec une longueur des câbles de 220 km.

1.6 Les composants d'un système HVDC

Un système HVDC selon une structure bipolaire comme le montre le schéma de la figure ci-dessous se compose des éléments suivants :

- Les transformateurs ;
- Les convertisseurs (redresseurs et onduleurs) ;
- Les circuits de filtrages et lissages ;
- Les câbles ;
- Les électrodes[10].

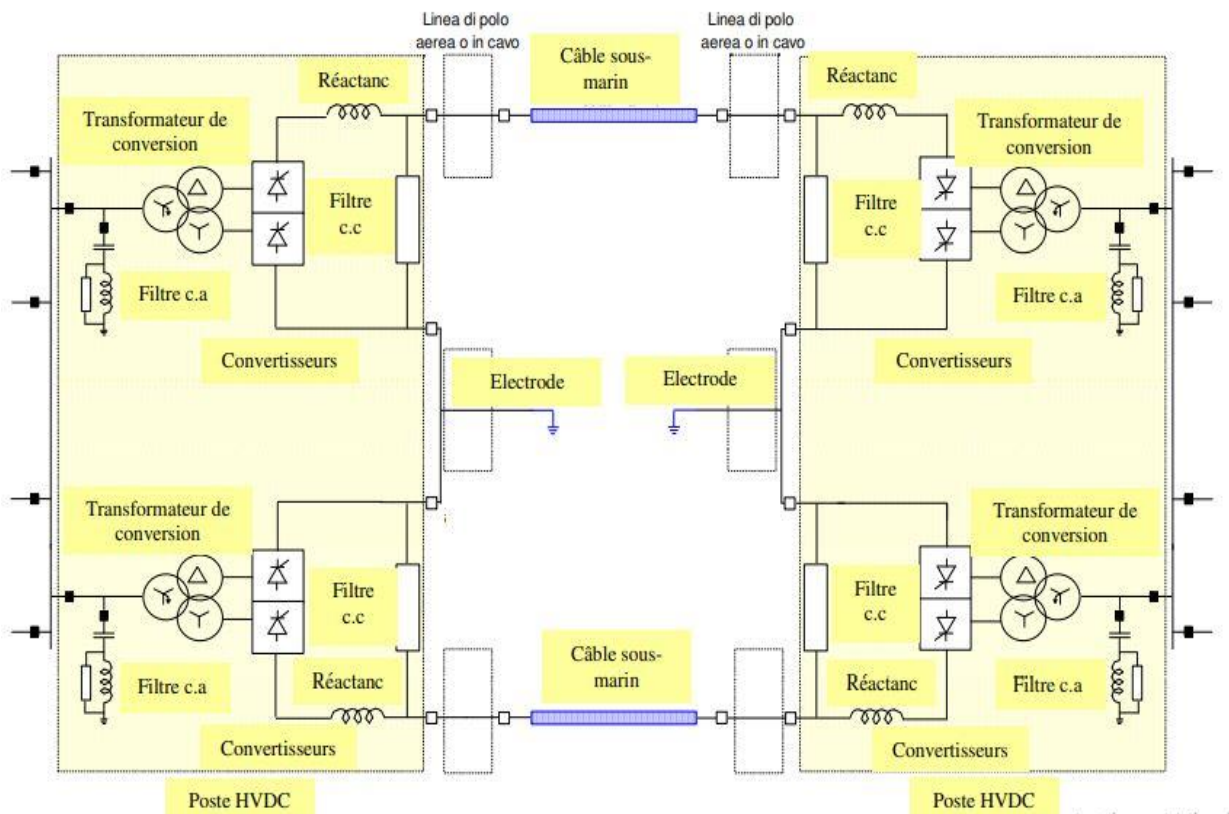


Figure 1-12:structure bipolaire d'une connexion HVDC

1.6.1 Les transformateurs

Les transformateurs HVDC sont fabriqués avec une isolation qui tient compte d'une tension continue qui vient s'ajouter à la tension alternative dans l'enroulement. Elle doit aussi supporter les changements de directions du flux de puissance qui se fait par inversion de la tension et donc du champ électrique.

Ceux sont des transformateurs monophasés à trois enroulements. Le premier enroulement, le primaire, est connecté au réseau à courant alternatifs, les deux autres enroulements, secondaires, sont connectés aux convertisseurs. Pour permettre un déphasage de 30° entre les deux

enroulements, l'un des enroulements secondaires est en configuration étoile et l'autre en configuration triangle.

En plus de la nécessité d'une résistance élevée au courant de court-circuit, le dimensionnement du transformateur prend en compte la quantité élevée d'harmonique dans le courant qui chauffe et sature le circuit magnétique.

Par ailleurs, les nuisances sonores de ce type de transformateurs sont plus élevées, causées par un courant continu dans les enroulements, créé par les tensions continues.

Dans un système HVDC le transformateur permet :

- L'alimentation des redresseurs avec une tension réglable par le système HVDC ;
- Assurer la séparation électrique entre le réseau et les convertisseurs pour éviter l'injection des tensions continues dans le réseau ;
- Réduire les harmoniques causés par les convertisseurs vers le réseau ;
- En cas de court-circuit, il permet de le limiter dans les thyristors[10].



Figure 1-13: Transformateur de conversion

1.6.2 Les convertisseurs

Le pont à 6 impulsions est constitué de six thyristors. Deux de ces thyristors doivent être passant à tout moment, un en haut du pont et l'autre en bas. Deux phases du système triphasé du réseau sont ainsi reliées en série permettant d'additionner les deux ondes sinusoïdales de leurs tensions et qui donnera la tension DC de sortie.

Cependant le système à six impulsions produit une tension continue peu constante, il ne commute que tous les 60° et comporte donc encore beaucoup d'harmoniques.

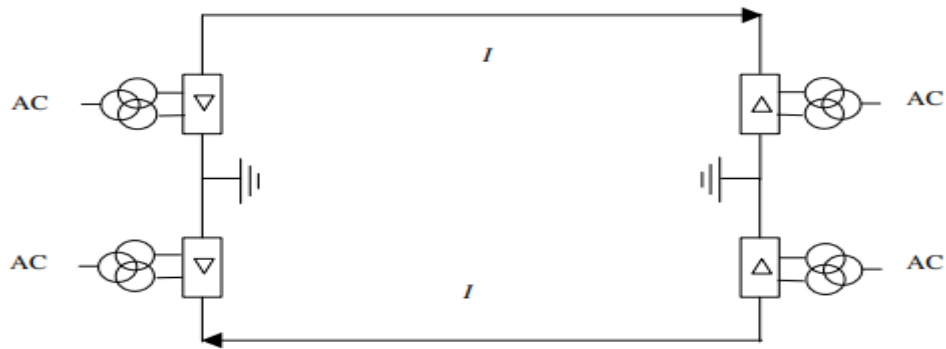


Figure 1-16 : Les électrodes

1.6.4 Filtres AC

Ces filtres consistent en des éléments passifs (inductance, capacitif, parafoudre). Généralement c'est un circuit LC, ils servent à faire diminuer les harmoniques dans le réseau en tension alternative ainsi qu'à compenser l'énergie réactive consommé par les convertisseurs jusqu'à un certain point[10].



Figure 1-17: Filtre AC

1.6.5 Filtre DC

Ils servent à faire diminuer les harmoniques du côté de la ligne en courant continu par des éléments passifs (condensateur, inductance, résistance) ou par des éléments de l'électronique de puissance qui injectent dans la ligne des harmoniques en opposition de phase a ceux d'origine produite par les convertisseurs.

1.6.6 Réactance de lissage

Les commutations successives des thyristors génèrent des harmoniques de courant. Des bobines de fortes inductances (bobines de lissage) sont placées du côté DC du convertisseur afin d'éliminée ces composants harmoniques du courant. Elles permettent aussi de lisser la forme de tension, de limiter le courant de court-circuit et de réduire les risques de résonance.

Elles existent sous deux variantes: réactance isolée l'huile et réactance isolée l'air[10].

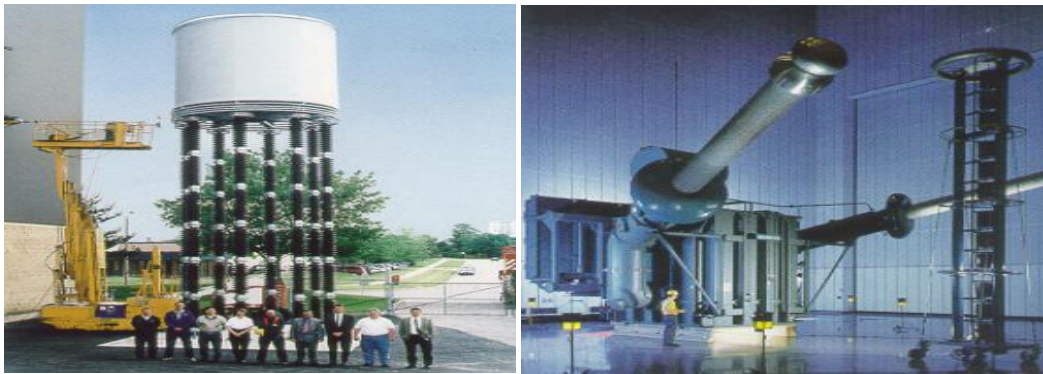


Figure 1-18 : Réactance isolée à l'air **Figure1-19**:Réactance isolée l'huile

1.7 Conclusions

- Nous choisissons de relier l'Algérie à l'Espagne à travers Oran – Cartagena pour avoir la plus petite distance possible et utiliser des fonds marins adéquats. Nous utiliserons dans nos calculs la distance de 220 km ;
- Nous choisirons de transporter une puissance de 1000 MW pour que la liaison soit rentable ;
- Nous utiliserons des liaisons bipolaires. Le nombre de bipôle dépendra de l'étude.

2 Chapitre 2 : Les câbles

2.1 Introduction

En transport HVDC, les câbles sont une partie extrêmement importante et sans laquelle tout projet d'acheminement de puissance électrique serait inenvisageable.

Les câbles électriques de haute tension sont des câbles par lesquels se fait le transport de l'énergie électrique, que ce soit en courant alternatif ou en continu. Ils sont employés dans les liaisons souterraines ou sous-marines.

Dans ce chapitre, nous allons citer, décrire et expliquer les différentes technologies de câbles qui existent et qui sont utilisés. On dirigera notre choix sur un type de câble à utiliser dans cette étude de transmission HVDC.

On terminera ce chapitre par le processus de pose et d'installation des câbles dans les fonds marins.

2.2 Historique

En 1880, le caoutchouc vulcanisé qui a été breveté par Charles Goodyear en 1844 est utilisé pour alléger les câbles électriques.

En 1887, un câble qui peut transporter une tension de 11 kV, fait de papier sec, de conducteur en cuivre et de gaine en acier est réalisé par Sébastien Ziani de Ferranti.

En 1890, les premiers câbles monophasés sont utilisés à Paris sous une tension de 3kV.

En 1895, les câbles à papier imprégné de masse sont commercialisés.

En 1897, le transport de l'énergie électrique à partir des chutes du Niagara est réalisé par un câble qui utilise le caoutchouc comme isolation.

En 1916, la couche semi-conductrice séparant le conducteur de l'isolant est brevetée par Martin Höchstädt.

En 1917, Emmanuelli invente le câble à l'huile fluide qui consiste en un canal traversant le conducteur en son centre.

En 1920, les câbles à papier imprégné se développent et arrivent à atteindre des tensions de 63kV.

En 1926, un câble de 132kV est expérimenté aux Etats-Unis.

En 1930, un câble à isolation gazeuse est réalisé en utilisant trois conducteurs maintenus dans un gaz (azote).

En 1934, un câble de 225kV est réalisé aux Etats-Unis.

En 1838, le polyéthylène est mis au point.

En 1950, les polyéthylènes réticulés sont eux aussi mis au point.

En 1960, des câbles en polyéthylène basse densité de 63kV en été réalisés et mis en service.

En 1970, des câbles en polyéthylène haute densité sont réalisés.

En 1973, les câbles XLPE sont utilisés pour la première fois dans une application sous-marine[11].

2.3 Les constituants des câbles

Les câbles électriques sont constitués de trois parties fondamentales : le conducteur, l'isolant et une gaine de protection, en plus d'une couche supplémentaire afin d'homogénéiser le champ électrique autour du câble.



Figure 2-1 : Constitution d'un câble haute tension

2.3.1 Le conducteur

Généralement en cuivre ou en aluminium, il se caractérise par sa capacité de transport du courant et sa résistance. Ces deux caractéristiques sont meilleures pour le cuivre mais l'aluminium a la particularité d'être plus léger. Le conducteur peut être sous différents types : simple, segmenté, tressé, profilé, creux etc....

2.3.2 L'isolant

L'isolation permet de séparer électriquement deux surfaces aux potentiels différents (ici pour le câble, le conducteur sous tension et la terre au potentiel nul). Un bon isolant est un isolant qui se caractérise entre autre par une haute propriété diélectrique, une grande résistivité, un coefficient thermique faible, un coefficient d'absorption de l'humidité faible, régulier sans impureté et stable chimiquement.

Pour les hautes tensions deux principales technologies sont utilisées : les câbles en papier imprégné d'huile et les câbles extrudés à isolation synthétique XLPE.

2.3.3 Écrans semi-conducteurs

Un écran semi-conducteurs est placé de part et d'autre de l'isolateur (entre le conducteur et l'isolant et entre l'isolant et les couches suivantes), le but est de rendre homogène le champ électrique autour du conducteur afin d'éviter des effets de pointe et donc d'endommager l'isolant.

2.3.4 Écran métallique

Un conducteur extérieur est utilisé pour être mis à la terre et sert à évacuer les courants de fuites et de court-circuit. Il a également la fonction de protéger le câble contre les infiltrations d'eau. Il rend enfin quasi nul le champ électrique extérieur.

2.3.5 Gaine de protection extérieure

Construite à base de polyéthylène ou de PVC, la gaine est une protection extérieure qui entoure le conducteur. Elle assure la protection contre l'humidité, les détériorations mécaniques ou chimiques ou les fuites d'huiles.

2.4 Configurations des câbles

2.4.1 Câble monophasé



Figure 2-2 :Câble monophasé

Dans cette configuration, un seul conducteur traverse le câble, ce système a l'avantage de nécessiter un diamètre moins grand et donc un poids moins important et une plus grande longueur par section de câble peut être réalisée. Il transporte plus de courant et leurs rayons de courbures est réduit.

Son inconvénient par rapport au triphasé est qu'il prend plus d'espace en plus de la nécessité à réaliser des transpositions entre les câbles car le système n'étant pas symétrique.

Ici un câble de secours représente le tiers du cout de l'installation

2.4.2 Câble Triphasé



Figure 2-3 : Câble Triphasé

Trois câbles sont utilisés pour réaliser un système triphasé alternatif. Les trois phases sont regroupées dans une seule gaine.

Ici un câble de secours représente la totalité du cout de l'installation soit un surcoût de 100%.

2.5 Technologies des câbles HVDC

Les liaisons HVDC sont aériennes ou enfouies, sous terre ou sous mer. À cause des contraintes économiques et techniques les liaisons les plus grandes en distance sont aériennes. Elles battent des records en termes de puissances transportées et tensions atteintes.

Actuellement la liaison qui bat tous les records est la liaison Changji-Guquan en Chine. La compagnie d'état State Grid Corporation of China indique avoir mis en service, le 31 décembre 2018, une ligne ultra-haute tension en courant continu de 1100 kV capable de transmettre 12 GW sur plus de 3293 km entre le Nord-Ouest et l'Est de la Chine [12].

2.6 Les câbles HVDC

La première liaison commerciale Lyon-Moutier a utilisé au vingtième siècle une isolation papier imprégné de résine de pétrole, de 18mm d'épaisseur, contenant un conducteur en aluminium de section de 75mm². Le tout dans une double gaine de plomb. Cette liaison pouvait transporter 30 MW de puissance électrique

Cette technologie de câble a servi et sert actuellement dans le transport sous-marin[4].

2.6.1 Câbles papier imprégné à isolation solide (*MI mass – impregnated*)

Les câbles à papier imprégné (*MI pour mass – impregnated*) sont les câbles les plus utilisés dans les liaisons HVDC en raison de leur fiabilité. C'est la technologie la plus utilisée dans le transport sous-marin actuel mais le développement des technologies des câbles XLPE tend à les faire disparaître.

Ce type de câble utilise de l'huile avec une grande viscosité. Ils sont utilisés en basse et moyenne tension en courant alternatif, pouvant aller jusqu'à 60 kV.

En courant continu, les défauts sont réduits, et ces câbles sont utilisés pour le transport en courant continu haute tension la rendant la technologie la plus utilisée dans les connexions sous-marines en courant continu haute tension[4].

Ce type de câble a été récemment employé pour la réalisation de l'interconnexion sous-marine en courant continu entre l'Italie et la Grèce du projet *Grita* (connexion à 400kV, 500 MVA de longueur sous-marine de 163 km) [13].

Ces câbles peuvent atteindre une puissance de 800 MW sous un courant de 1600 A pouvant supporter des tensions allant jusqu'à 500 kV

Cependant, les câbles MI subissent des contraintes liées au phénomène de contraction-dilatation causé par une grande différence du coefficient de dilatation des matériaux qui les constituent. Ces dilatations et contractions sous les cycles échauffement refroidissement ne sont pas suivies par une compensation de la matière d'imprégnation, ce qui limite le fonctionnement maximal des câbles sous une température autour des 55°C [4].

2.6.2 Câbles papier imprégné à isolation fluide (SCFF)

Ces câbles fonctionnent dans des températures allant jusqu'à 90°C permettant donc de transporter plus de puissance que les câbles MI. Avec des distances ne dépassant pas les 100

km. Cette technologie utilise un isolant en papier imprégné d'huile synthétique à basse viscosité qui va être maintenu à une pression dans un conduit pour faire refroidir le câble.

Le conducteur est traversé par un canal qui transporte de l'huile pour le refroidir. Il est mis à une certaine pression afin de préserver l'isolant. Une enveloppe en plomb ou en aluminium est utilisée pour contenir cette pression et de large réservoir d'huile sont utilisés pour la maintenir.

Le conducteur est en cuivre ou en aluminium, il est enrobé de l'isolant fait en papier kraft. Un semi-conducteur est utilisé de part et d'autre de l'isolant. Une protection extérieure enrobe le tout[4].

Utilisé notamment au Japon sur une liaison sous-marine de 48.9 km afin de transporter une puissance de 2800 MW sous une tension de 500 kV.

Cependant ce type de technologie rencontre des complications dues à l'obligation d'intégrer des circuits hydrauliques et des centres de pompes aux extrémités. De plus des pannes sont récurrentes comme l'infiltration d'eau dans la gaine de plomb qui se fissure ou par la corrosion. Après, d'un point de vue écologique, ce type de technologie est plus défavorisé par rapport aux autres par son utilisation du plomb et des fuites d'huiles qu'il engendre[4].

2.6.3 Câbles à isolation mixte papier-polypropylène

Les câbles à isolation mixte papier-polypropylène(PPL) sont des types de câbles constitués d'un papier à haute densité imprégné d'un mélange visqueux. Cependant les couches de papier sont séparées par des films de polypropylène. Les deux technologies précédentes ont permis de développer cette dernière. Ces câbles peuvent atteindre 85°C de température et une tension de 600 kV[4].

2.6.4 Câbles à isolation gazeuse

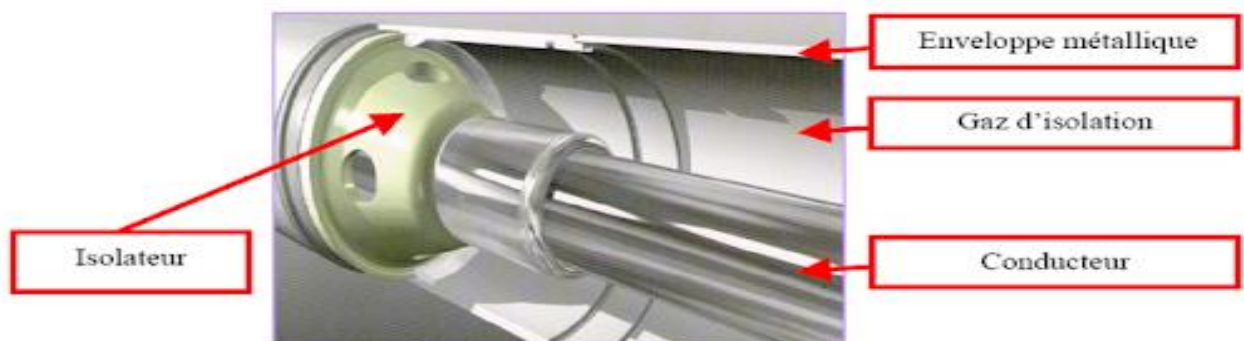


Figure 2-4 :Câble à isolation gazeuse

Le conducteur est isolé par un gaz isolant (SF_6 ou N_2). Une enveloppe métallique vient envelopper le tout et des supports isolateurs sont utilisés pour isoler les conducteurs de l'enveloppe métallique.

a) Les avantages

- Pas de vieillissement diélectrique, l'isolant s'auto-régénère
- Faible capacitance
- Pas de contrainte thermique
- Pas de maintenance
- Un courant très élevé peut-être transporté par une installation de ce type, jusqu'à 5500A.

b) Les inconvénients

- En plus de leur mise sous vide qui est une opération complexe, leur cout est élevé ;
- Leur encombrement est important en plus de leur grand rayon de courbure qui les rend adapté seulement en ligne droite[4].

2.6.5 Câbles à isolation synthétique extrudés

Les contraintes que présentent les types de câbles précédents ont poussé les chercheurs à développer la technologie des câbles HVDC extrudés.

D'abord l'extrusion permet de déposer une couche uniforme et compacte autour de la lame conductrice. Cet isolant est entre deux écrans semi-conducteurs qui sont déposés par co-extrusion (l'isolant et les deux couches du semi-conducteur).

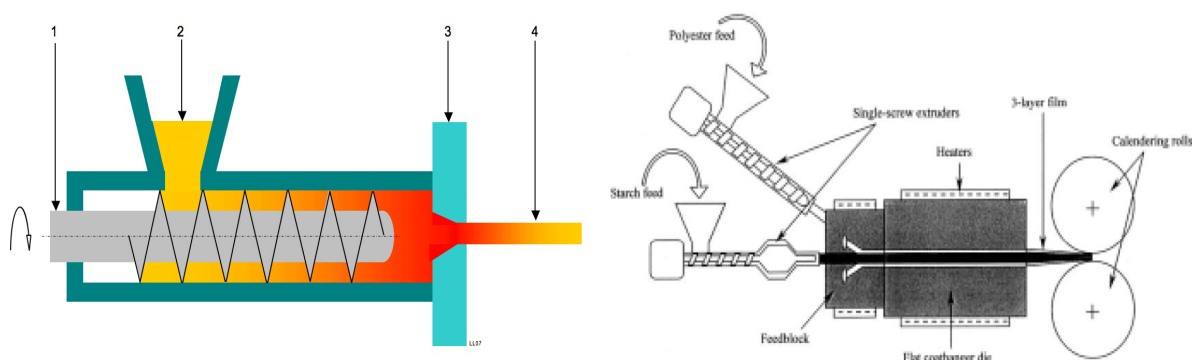


Figure 2-5 : l'opération d'extrusion

Cette opération est suivie du précédé de réticulation de l'isolant qui permet d'augmenter les propriétés thermomécaniques de l'isolant, tel est le cas du polyéthylène réticulé (XLPE).

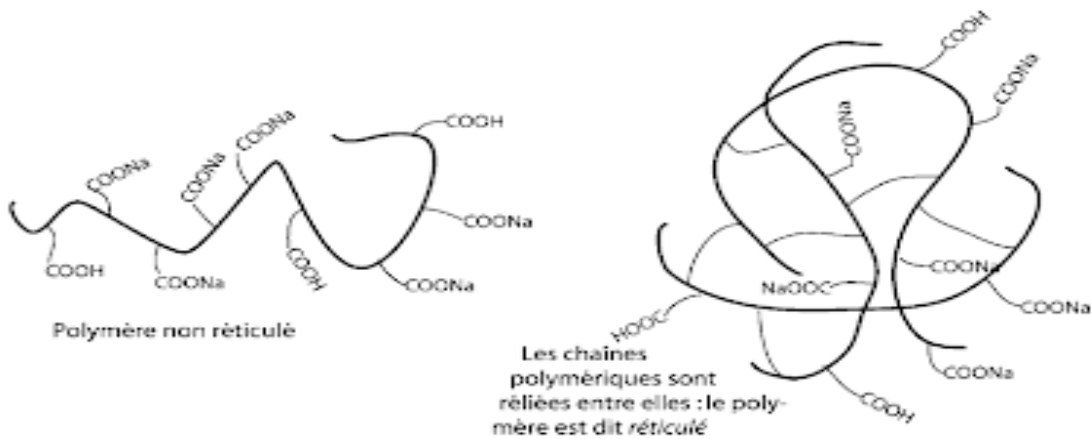


Figure 2-6 : le procédé de réticulation

Les câbles à isolant synthétique extrudés ont atteint une fiabilité élevée grâce au développement de différentes couches et matériaux qui les composent.

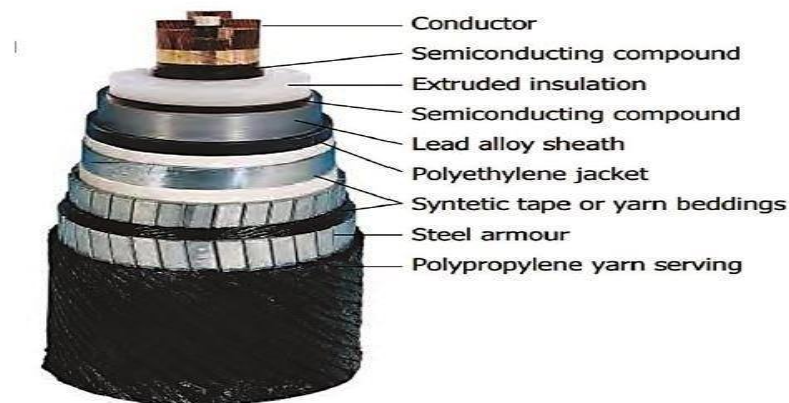


Figure 2-7 : câble à isolant synthétique extrudés

Ils se composent généralement :

- D'un conducteur en cuivre suivi d'un écran en semi-conducteur, le tout enrobé d'un isolant en XLPE qui est lui-même enrobé d'un semi-conducteur ;
- Une gaine métallique doit faire transiter le courant de court-circuit en cas de panne ;
- Le ruban d'emballage en polypropylène est une protection supplémentaire qui assure l'étanchéité. Ces rubans anticorrosion peuvent être appliqués dans de large plage de température ;
- Une Gaine intérieur en PVC ;
- L'armure d'aluminium ou d'acier galvanisé protège les câbles contre la corrosion, les déformations et les accidents mécaniques pouvant être causés par les pierres ;

- Une gaine globale en PVC qui enveloppe l'ensemble. Elle assure la protection mécanique et chimique ainsi que contre l'humidité.

Ces câbles ont beaucoup d'avantages par rapport aux câbles à papier traditionnel notamment :

- La température du câble peut atteindre des valeurs plus élevées et donc une capacité de puissance transportable plus grande ;
- La légèreté du câble due à une barrière contre l'humidité plus fine ;
- L'assemblage du câble est plus aisé ;
- Le non existence d'huile dans les câbles est bien du point de vue écologique.

Le développement des câbles XLPE pour le transport HVAC a débuté dans les années 1950 et a connu des essors significatifs en Amérique et au Japon.

En 1970 au Japon, des tests à long terme en tension DC ont été effectués sur les câbles XLPE pour déterminer si ces derniers pouvaient être utilisés dans le transport en HVDC.

En transport DC, le phénomène d'accumulation de charge et l'inversion du champ électrique en présence du gradient de température, constituent les obstacles à l'adaptation de cette technologie.

Le premier système de transmission HVDC qui a utilisé des câbles à isolant synthétique extrudé a été installé sur l'île de Gotland (en Suède) en 1999 comme cité auparavant. Cette installation utilisait des convertisseurs à source de tension (VSC). Cette solution a permis d'éviter le recours aux inversions de polarité pour l'inversion du flux de puissance limitant donc le risque de rupture de l'isolation du câble.

En 2005, les câbles synthétiques représentent 59% des installations HVDC enfouies sous les 220 kV[4].

En 2014, le fabricant ABB a développé et testé avec succès un système de câbles HVDC extrudés de 525 kV[14].

En 2017, la fabricant NKT arrive à un record de tension des câbles HVDC extrudés de 640 kV [15].



Figure 2-8 : câble HVDC extrudé

2.7 Choix de la technologie à adapter pour la liaison HVDC

Suite aux problèmes des fuites d'huiles et de gaz et des circuits hydrauliques complexes qu'adopte la technologie des câbles papier imprégné à isolation fluide ou celle des câbles à isolation gazeuse, mais aussi suite au phénomène de contraction-dilatation qui limite le fonctionnement maximal des câbles à papier imprégné à isolation solide, le choix va se porter soit sur la technologie des câbles à isolant synthétique extrudés soit sur des câbles à papier imprégné pour les nombreux avantages cités précédemment. Ce choix permettra de faire abstraction des contraintes auxquelles l'installation aurait dû faire face si elle adoptait une autre technologie. Donc on peut faire abstraction des coûts supplémentaires de maintenance, mais aussi on peut profiter des tensions ultra-élevées que proposent ces technologies et avoir un rapport technico-économique souhaité.

2.8 L'installation des câbles

L'installation des câbles sous-marins, en plus d'être coûteuse, est une manœuvre complexe. Pour minimiser les interventions sur le câble et maximiser leur protection, le parcours de celui-ci est soigneusement choisi et étudié. Des navires spécialisés sont en charge de cette opération (l'acheminement et la déposition du câble). Les plus connus sont entre autre[8] :

- Skagerrak (propriété de Nexans);
- Giulio Verne (Prysmian);
- Team Installateur (Topaz Energy and Marine);
- C.S.Sovereign (Global Marine Systems Ltd).



Skagerrak (Nexans)



Giulio Verne (Prysmian)



Team Installer a.k.a. Team Oman (Topaz Energy and Marine)



C.S. Sovereign (Global Marine Systems Ltd)

Figure 2-9 : Des navires spécialisés dans l'installation des câbles sous-marins

Tous ces navires sont équipés de plateau tournant pouvant accueillir des milliers de tonnes de câbles avec du matériel approprié requis pour ces opérations.

L'installation de ce genre de câbles nécessite une série d'opération :

- Sélection du chemin provisoire ;
- Obtenir l'autorisation des autorités compétentes ;
- Aperçu du chemin ;
- Concevoir le système de câbles afin de répondre aux conditions du chemin sélectionné ;
- Pose du câble, y compris l'enfouissement dans les zones appropriées ;
- Une inspection peut être nécessaire dans certains cas ;
- Notification de la position du câble aux autres utilisateurs marins.

Des ingénieurs de différents domaines collaborent pour coordonner un travail complexe que nécessite la pose d'un câble sous-marin. Ces derniers, travaillent étroitement avec des spécialistes de la marine, des géologues et des océanographes.

La manœuvre est exécutée par des ingénieurs des structures spéciales prenant le navire pour le centre de commande de l'opération. Une fois le câble mis sous l'eau une autre partie des opérations commence par assistance des plongeurs et des appareils et machines télécommandés qui fonctionnent grâce aux GPS et aux appareils acoustique tel que l'échosondeur. Ces véhicules télécommandés vont creuser la fosse et poser le câble électrique [8].

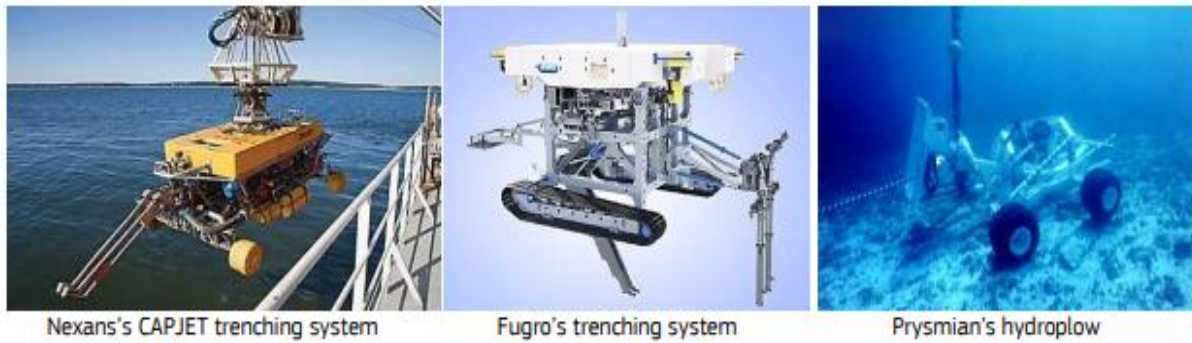


Figure 2-10 : appareils et machines télécommandés

Ces câbles sont recouverts de sédiment ou de rochers pour les isoler de l'environnement et les protéger au mieux, si c'est nécessaire des matelas en béton sont utilisé pour les couvrir[8].



Figure 2-11 :Matelas en béton

Ils sont enfouis à 400 voire 600m de profondeur, quant à la tranché sous-marine elle est généralement d'un mètre mais exceptionnellement elle peut atteindre une dizaine de mètres. En dessous des 600m, les câbles sont tous simplement mis au fond de la mer [8].



Figure 2-12:fond de la mer

Les câbles sont installés à une vitesse de 0,2 km/h. Cette valeur varie avec le type de câble a installé, la configuration demandée, la profondeur et les propriétés de ces fonds marins[8].

2.9 Durée de vie du câble

Les câbles sous-marins représentent un investissement conséquent. La réalisation d'un projet d'acheminement de puissance par les fonds marins nécessite des fonds financiers et se doit d'être rentable sur la durée. Les câbles doivent acheminer l'énergie électrique vers les zones de consommation. Comparés aux lignes aériennes, les câbles sont conçus pour résister à des conditions particulières avec un nombre d'intervention aussi minime que possible. Prenant en compte le volume de travail et la complexité de fabrication et d'acheminement de ces derniers jusqu'à leur mise en service. Ils sont planifiés pour durer plus longtemps que les lignes électriques. Lorsque les câbles sont installés soigneusement, le système HVDC peut transporter la puissance électrique à l'aide de ces câbles durant des décennies. La durée de vie commerciale garantie pour un câble est de 25 ans et peuvent facilement atteindre 30 à 40 ans de service [8].

2.10 Conclusions

Notre choix de type de câbles va dépendre des calculs que nous allons réaliser au chapitre 4.

- Si la tension n'atteindra pas les 500kV, nous choisirons des câbles à isolant synthétique extrudés XLPE, étant donné que les boîtes de jonctions n'existent pas encore pour ce genre de câbles à 500kV et pour une distance de 220km, il est très probable que ces boîtes seront utilisées pour relier d'éventuels tronçons ;
- Si la tension atteindra les 500kV, nous choisirons des câbles à papier imprégné pour la raison suscitée et pour la résistance et à la durée de vie de ce genre de câbles déjà avérées aux très hautes tensions ;

3 Chapitre 3 : Modélisation mathématique des composants du système HVDC

3.1 Introduction

Dans ce chapitre on se concentrera dans un premier temps sur la modélisation mathématique des transformateurs. Tout d'abord on expliquera les théories de base d'un transformateur, puis on passera à la modélisation d'un transformateur élémentaire jusqu'à arriver à la modélisation d'un transformateur réel.

Dans un deuxième temps, on modélisera mathématiquement les convertisseurs, on se penchera sur les formes d'ondes des tensions et courants DC et de la caractéristique E-I des convertisseurs.

Pour terminer on évoquera les harmoniques des courants de ligne et la modélisation des filtres passifs.

3.2 Modélisation du transformateur

3.2.1 Introduction

Les transformateurs sont indispensables pour le bon fonctionnement des réseaux électriques.

Ils sont utilisés pour :

- adapter (élever ou abaisser) la tension d'une ligne à celle d'un réseau électrique pour permettre son raccordement ;
- abaisser la tension à des niveaux économiques quand les distances et les puissances diminuent, ainsi que pour l'approvisionnement des consommateurs ;
- régler la tension, à l'aide d'un régleur en charge, au niveau d'un JB ou aux bornes d'une charge ;
- contrôler la répartition de la puissance dans un réseau électrique par le contrôle du déphasage entre deux de ses nœuds.

3.2.2 Principe de fonctionnement d'un transformateur

Le transformateur idéal (IT) est celui pour lequel la résistance des enroulements, les pertes fer, la réluctance magnétique et la fuite de flux sont négligées.

Si on applique une tension alternative monophasée V_1 aux bornes d'une bobine (primaire) à N_1 spires enroulée autour d'un noyau de fer. Il apparaît un flux qui parcourt en un circuit fermé tout le noyau et revient au primaire.

$$v_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (3-1)$$

Si on dispose d'un autre enroulement (de N_2 spires) autour du même noyau, de telle sorte qu'il soit traversé par tout le flux (le mieux serait que les deux enroulements soient juxtaposés l'un sur l'autre sur le primaire), il apparaît à ses bornes :

$$v_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (3-2)$$

En notation complexe : $V_1 = N_1 j\omega\phi$ et $V_2 = N_2 j\omega\phi$

Les rapports entre ces équations donnent :

$$a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (3-3)$$

a étant le rapport de transformation.

Si le $N_1 > N_2$ le transformateur est abaisseur, pour le contraire, il sera élévateur [16].

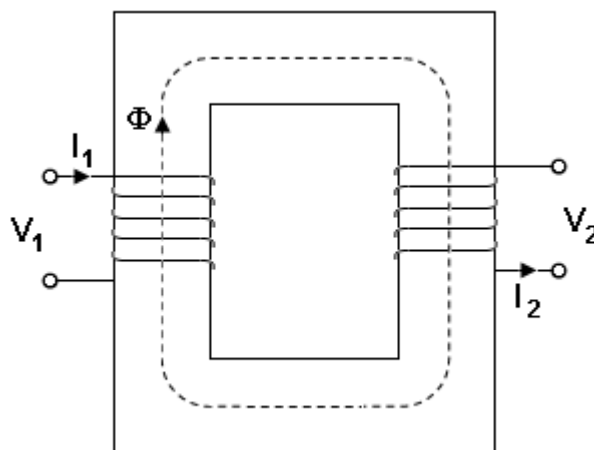


Figure 3-1: Principe du transformateur

La loi d'Ampère : La somme des FMM sur un circuit magnétique fermé est égale à zéro (loi d'Ohm pour les FMM) :

$$N_1 I_1 - N_2 I_2 - \mathcal{R}\Phi = 0 \quad (3-4)$$

\mathcal{R} : Réductance du matériau magnétique, négligeable pour un transformateur parfait.

D'où on obtient : $N_1 I_1 = N_2 I_2$ ou encore : $\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$

Puis :

$$V_1 I_1^* = V_2 I_2^* \quad (3-5)$$

D'où : La puissance apparente entrant dans un transformateur est égale celle qui sort (ou à la somme des puissances apparentes qui en sortent).

$$S_1 = S_2 \quad (3-6)$$

3.2.3 Modélisation du transformateur idéal

Considérons un transformateur à deux enroulements, de rapport de transformation $a = V_1/V_2$, qui alimente une charge d'impédance Z [16].

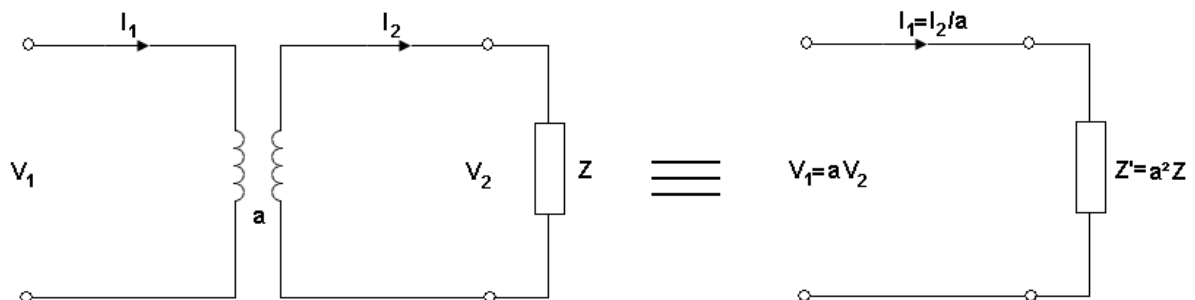


Figure 3-2: Modèle du transformateur idéal

On peut ramener la charge Z au primaire du transformateur. Avec $a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1}$ l'impédance devient :

$$Z' = \frac{V_1}{I_1} = \frac{a V_2}{\frac{I_2}{a}} = a^2 \frac{V_2}{I_2} = a^2 Z \quad (3-7)$$

C'est l'impédance ramenée au primaire : $Z' = a^2 Z$

3.2.4 Modélisation du transformateur réel

Les transformateurs réels ne sont pas parfaits car leurs noyaux ne sont pas infiniment perméables, leurs enroulements possèdent des résistances, le flux total créé par le primaire n'est pas complètement accroché par les enroulements du secondaire donc un flux de fuites existe, de plus des pertes dans le fer due à l'échauffement du transformateur font en sorte de diminuer le rendement.

En réalité on peut dire qu'un transformateur réel est un ensemble de transformateur idéal avec des réactances et des résistances.

Comme dit précédemment, le noyau d'un transformateur réel n'est pas comme celui du transformateur idéal qui est parfaitement perméable et ne présente aucune perte. Celui-ci présente des pertes par hystérésis et des pertes par courant de Foucault, et sa perméabilité n'est pas infinie tel que ces imperfections sont représentées par une résistance R_m qui représente les pertes fer et la chaleur qu'elles dégagent tel qu'un faible courant I_f est tiré de la ligne pour fournir ces pertes et une réactance X_m qui représente comme un indice de la perméabilité du noyau tel qu'un courant magnétisant I_m requis pour créer le flux dans le noyau.

Les valeurs de R_M et X_M sont comme suit :

$$R_M = \frac{E_1^2}{P_M} \quad 3-8)$$

$$X_M = \frac{E_1^2}{Q_M} \quad 3-9)$$

En effet pour créer le flux dans le noyau imparfait on a besoin d'un courant d'excitation I_0 qui est la somme des courants I_f et I_m [6].

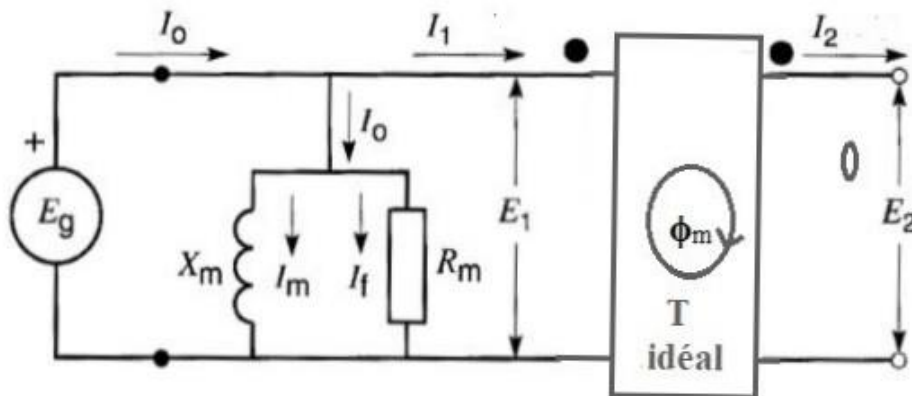


Figure 3-3:Modèle d'un transformateur idéal avec un noyau réel

Le courant du primaire I_1 et du secondaire I_2 produisent respectivement une FMM : $N_1 I_1$ et $N_2 I_2$

La FMM $N_1 I_1$ produit un flux total ϕ_1 , une partie de ce flux ϕ_{m1} est raccroché par le secondaire et l'autre ϕ_{f1} ne l'est pas à cause de couplage qui est imparfait

La FMM $N_2 I_2$ produit un flux total ϕ_2 , une partie de ce flux ϕ_{m2} est rattaché par le primaire et l'autre ϕ_{f2} ne l'est pas à cause de couplage qui est imparfait

Comme les deux flux mutuels ϕ_{m1} et ϕ_{m2} suivent le même chemin dans le noyau sont combinées en un seul flux mutuel ϕ_m [6].

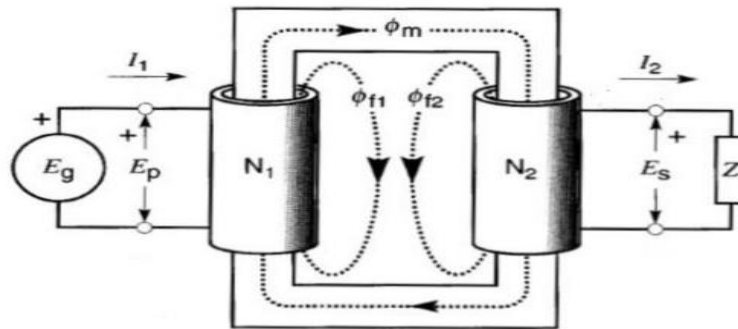


Figure 3-4: Flux mutuel produit par l'action combinée des deux FMM

Des réactances de fuite au secondaire et au primaire X_{f2} et X_{f1} sont représentées à ces bornes des tensions E_{f2} et E_{f1} comme des chutes de tension, ces valeurs alors est donné comme suit :

$$X_{f2} = \frac{E_{f2}}{I_2} \quad (3-10)$$

$$X_{f1} = \frac{E_{f1}}{I_1} \quad (3-11)$$

On y a ajouté les résistances R_1 et R_2 des enroulements, primaire et secondaire, lesquelles sont en série avec leurs enroulements respectifs.

On obtient au final le circuit équivalent d'un transformateur réel qui représente le comportement du transformateur pour toutes les conditions de charge[6].

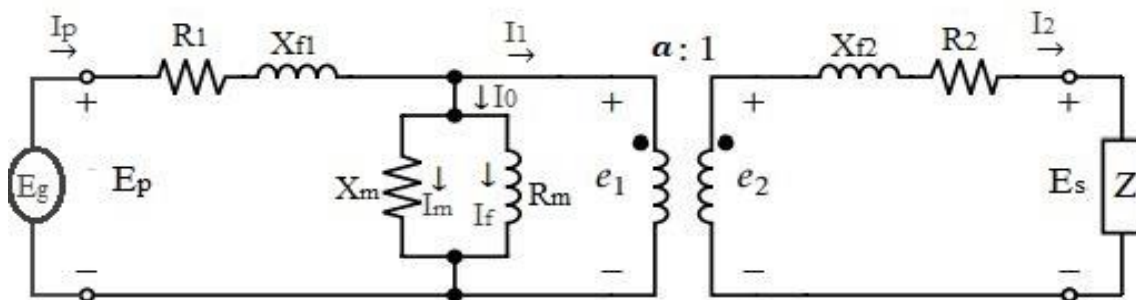


Figure 3-5: Circuit équivalent d'un transformateur réel

Lorsque le transformateur fonctionne à vide le courant I_2 est nul alors le courant I_1 aussi est nul car T est un transformateur idéal, donc par conséquent seul le courant $I_0 = I_p$ circule dans R_1 et X_{f1} et comme ces impédances sont faibles et le courant I_0 est petit alors la chute de tension est négligeable de sorte que la tension E_p aux bornes du transformateur est évidemment égale à la tension de la source E_g [6].

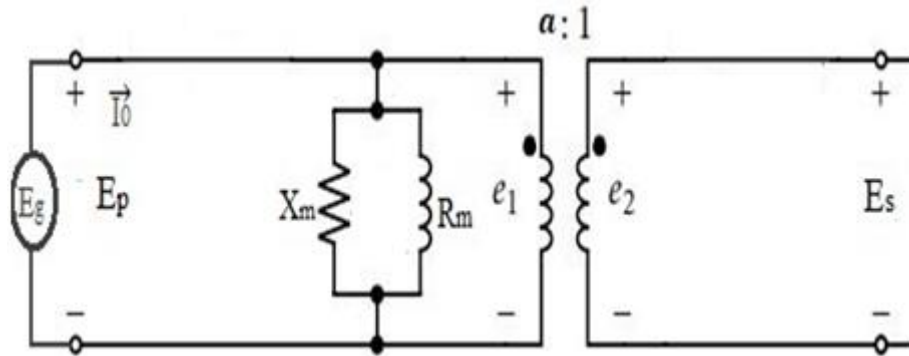


Figure 3-6: Circuit simplifié d'un transformateur réel à vide

Lorsque la charge d'un transformateur est plus grande (plus de 20% de sa puissance nominal) la valeur de I_0 devient très petit devant celle de I_1 alors on peut le négliger. En conséquence, on peut négliger la branche d'excitation ce qui donne le circuit simplifié de la figure 3-7 [6].

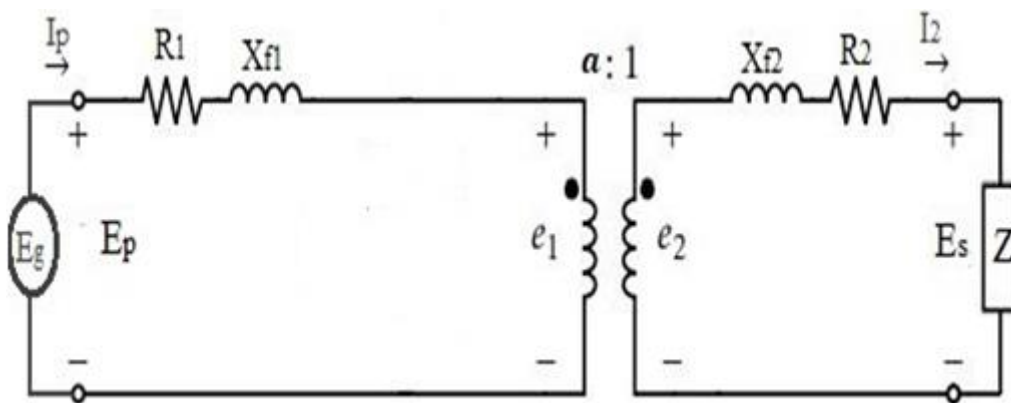


Figure 3-7 : Circuit simplifié d'un transformateur réel en charge

On peut simplifier plus le circuit en transférant toutes les impédances au côté primaire tel que ce transfert permet d'éliminer le transformateur idéal T, et avec le regroupement des résistances et des réactances primaires et secondaires [6]:

$$R_p = R_1 + a^2 \cdot R_2 \quad (3-12)$$

$$X_p = X_{f1} + a^2 \cdot X_{f2} \quad (3-13)$$

$$Z_p = \sqrt{R_p^2 + X_p^2} \quad (3-14)$$

$$E_g = Z_p \cdot I_p + a \cdot E_s \quad (3-15)$$

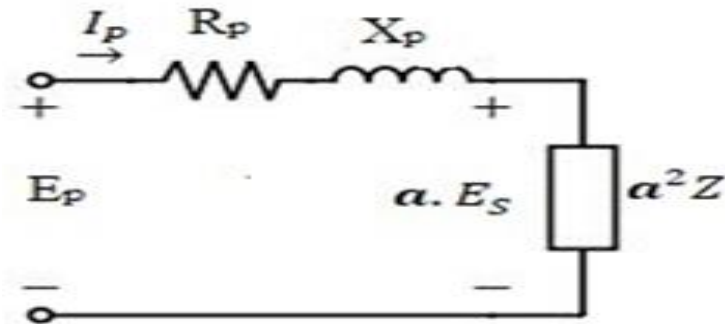


Figure 3-8: Circuit équivalent après transfert et regroupement des résistances et des réactances

3.2.5 Calcul des paramètres

a) L'essai en court-circuit

L'essai du transformateur en court-circuit permet de définir la réactance de fuite (en négligeant R).

Pour déterminer la valeur de la réactance de fuite X_p on néglige la résistance R_p et R_m de plus quand le transformateur n'est pas saturé I_m est faible donc on peut le négliger, et on doit mettre le secondaire en court-circuit et alimenté le primaire sous tension réduite soit U_r pour obtenir un courant égale au courant nominal du transformateur.

Le schéma simplifier devient alors[17] :

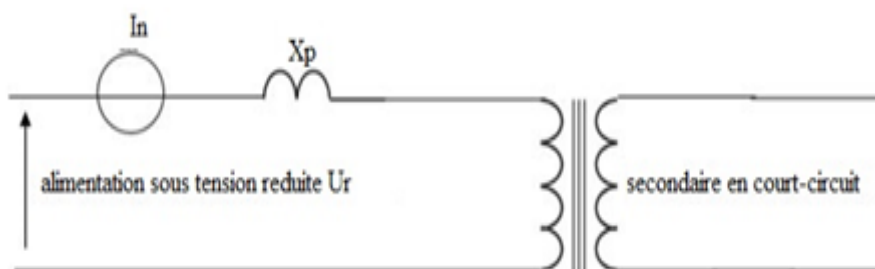


Figure 3-9 : Secondaire du transformateur en court-circuit

Le rapport entre la tension d'alimentation réduite U_r et la tension nominal U_n est U_r/U_n . Il exprime la tension de court-circuit en pourcentage. Dans ce cas, la réactance de fuite du transformateur est égale à l'impédance équivalente du transformateur[17].

$$Z_{tr} = \frac{U_{cc}(\%)}{100} \cdot \left(\frac{U_n^2}{S_n}\right) \quad (3-16)$$

b) L'essai à vide

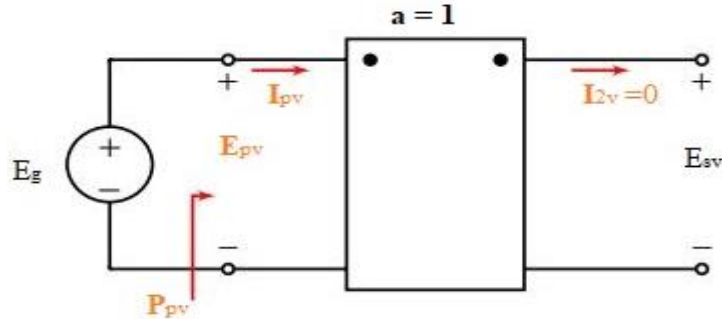


Figure 3-10 : Schéma du montage de l'essai à vide d'un transformateur

L'essai à vide nous permet de trouver le rapport de transformations a et les valeurs de X_m et R_f , à l'aide de ces mesures lorsque on applique une tension nominale au primaire U_n :

- E_{pv} , La tension au primaire (avec un voltmètre AC) ;
- I_{pv} , Le courant à vide (avec un ampèremètre AC) ;
- P_{pv} , La puissance dissipée à vide (avec un wattmètre AC) [18] ;

$$a = \frac{E_{pv}}{E_{sv}} \quad (3-17)$$

Pour déterminer les valeurs de X_m et R_m on suppose que $X_m \gg X_{f1}$ et $R_m \gg R_1$ Donc :

$$P_{pv} = \frac{E_{pv}^2}{R_c}$$

$$R_c = \frac{E_{pv}^2}{P_{pv}} \quad (3-18)$$

$$S_{pv} = E_{pv} \cdot I_{pv} \quad (3-19)$$

$$Q_{pv} = \sqrt{S_{pv}^2 - P_{pv}^2}$$

$$Q_{pv} = \sqrt{(E_{pv} \cdot I_{pv})^2 - P_{pv}^2} \quad (3-20)$$

$$Q_{pv} = \frac{E_{pv}^2}{X_m}$$

$$X_m = \frac{E_{pv}^2}{\sqrt{(E_{pv} \cdot I_{pv})^2 - P_{pv}^2}} \quad (3-21)$$

Dans le cas où la puissance de transformateur dépasse 500 kVA, la valeur de X_p est 5 fois plus grande que R_p , on peut donc la négliger. Cependant R_p doit être prise en considération pour les calculs de pertes et d'échauffement.

Les pertes du transformateur qui sont causées par : l'effet joule P_J dans les enroulements, l'hystérésis et les courants Foucault dans le fer P_{fer} se manifestent sous forme de chaleur et provoque une élévation de température et une diminution de rendement. La quantité de chaleur occasionnée par les pertes dans le fer dépend de la valeur maximale du flux qui dépend de la tension appliquée au primaire, et la puissance dissipée en chaleur dans les enroulements dépend de l'intensité du courant qui les parcourt. Alors pour maintenir la température d'un transformateur à une valeur acceptable on doit limiter la tension qu'on lui applique et le courant qu'on en tire.

$$P_J = \frac{E_p^2}{R_m} \quad (3-22)$$

$$P_{fer} = R_p \cdot \left(\frac{I_2}{a}\right)^2 \quad (3-23)$$

L'échauffement d'un transformateur dépend de la puissance apparente qui le traverse et qui présente le produit du courant nominal et tension nominale et l'angle entre les deux dont la valeur varie en fonction de la charge[6].

3.2.6 Le rendement du transformateur

Le rendement d'un transformateur est défini comme le rapport de la puissance active au secondaire sur la puissance active au primaire :

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + P_{fer} + P_J} \\ \eta &= \frac{V_2 \cdot I_2 \cdot \cos\varphi_2}{E_p \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1} \\ \eta &= \frac{V_2 \cdot I_2 \cdot \cos\varphi_2}{V_2 \cdot I_2 \cdot \cos\varphi_2 + \frac{E_p^2}{R_m} + R_p \cdot \left(\frac{I_2}{a}\right)^2} \quad \text{tel que } V_2 = E_s \\ \eta &= \frac{a \cdot V_2 \cdot \frac{I_2}{a} \cdot \cos\varphi_2}{a \cdot V_2 \cdot \frac{I_2}{a} \cdot \cos\varphi_2 + \frac{E_p^2}{R_m} + R_p \cdot \left(\frac{I_2}{a}\right)^2} \end{aligned} \quad (3-24)$$

Pour trouver le rendement maximum, on dérive le rendement η par rapport au courant I_2/a on trouve que :

$$\frac{d\eta}{d\left(\frac{I_2}{a}\right)} = 0 \text{ Lorsque } \frac{E_p^2}{R_m} = R_p \cdot \left(\frac{I_2}{a}\right)^2$$

C'est-à-dire que le rendement d'un transformateur est maximum lorsque les pertes fer sont égales aux pertes joules[18].

3.2.7 Transformateurs à trois enroulements (deux au secondaire)

Ceux sont des transformateurs monophasés à trois enroulement, le premier enroulement est connecté au réseau à courant alternatif, les deux autres enroulements sont connectés aux convertisseurs. Pour permettre un déphasage de 30° entre les deux enroulements, l'un est en configuration étoile et l'autre en configuration triangle.



Figure 3-11: Vue d'un transformateur HVDC de 1100 kV (constructeur ABB)

Les transformateurs HVDC sont construits avec une isolation différente, elle tient compte d'une tension continue qui vient s'ajouter à la tension alternative dans l'enroulement. L'isolation doit tenir compte des changements de directions du flux de puissance qui se fait par inversion de la tension et donc du champ et par conséquent des contraintes liés.

En plus de la nécessité d'une résistance élevée au courant de court-circuit, le dimensionnement du transformateur prend en compte la quantité élevée d'harmonique dans le courant qui chauffe et sature le circuit magnétique.

Les nuisances sonores de ce type de transformateurs sont plus élevées et causées par un courant continu dans les enroulements qui est créé par les tensions continues.

3.2.7.1 Principe de fonctionnement

Si on dispose deux (ou même plusieurs) autres enroulements autour du même noyau d'un transformateur idéal, de telle sorte qu'ils soient traversés par tout le flux (le mieux serait que tous les enroulements soient juxtaposés l'un sur l'autre sur le primaire), il apparait aux bornes de chacun d'eux :

$$v_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (3-25)$$

Et

$$v_3 = N_3 \frac{d\phi}{dt} \quad (3-26)$$

N_2 et N_3 , respectivement le nombre de spires de l'enroulement secondaire et tertiaire [16].

En notation complexe : $V_1 = N_1 j\omega\phi$; $V_2 = N_2 j\omega\phi$; $V_3 = N_3 j\omega\phi$

D'où les rapports de transformation :

$$a_{1,2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (3-27)$$

Et

$$a_{1,3} = \frac{V_1}{V_3} = \frac{N_1}{N_3} \quad (3-28)$$

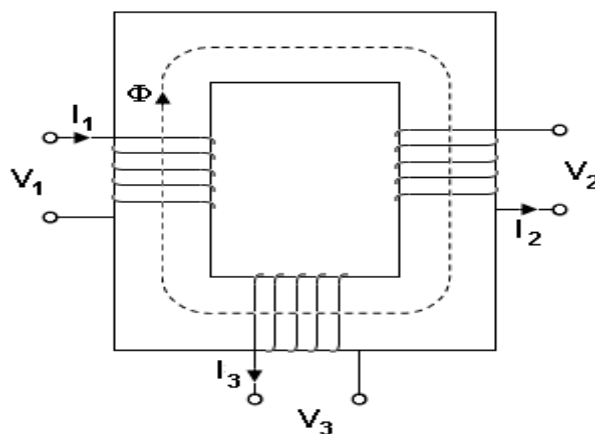


Figure 3-12: Principe du transformateur à trois enroulements

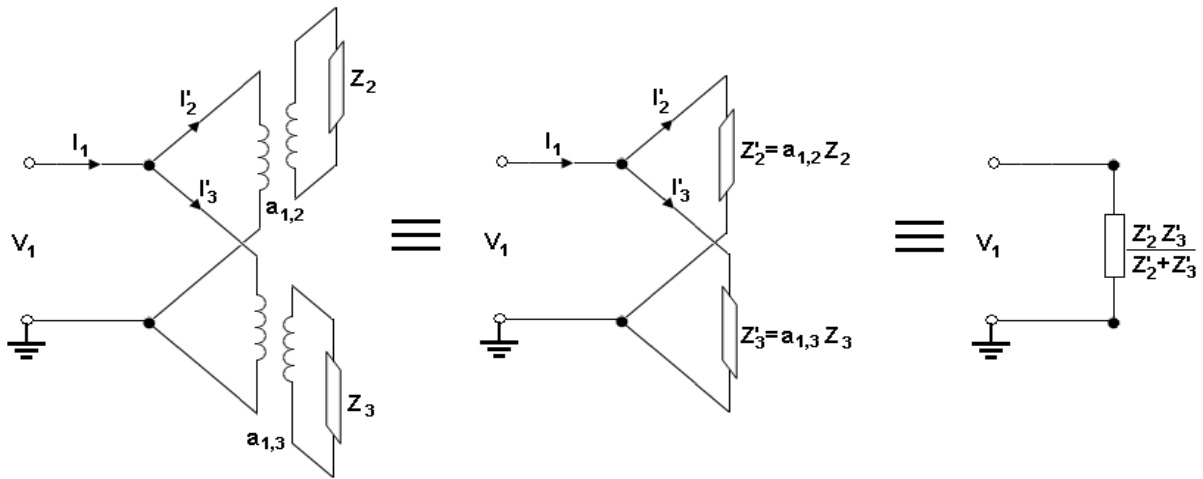


Figure 3-13 : Modélisation du transformateur à trois enroulements

La loi d'Hopkinson :

$$N_1 I_1 - N_2 I_2 - N_3 I_3 - \mathcal{R}\Phi = 0 \quad (3-29)$$

En négligeant la réluctance du matériau magnétique, pour un transformateur parfait, on obtient :

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 + N_3 I_3$$

Puis :

$$V_1 I_1^* = V_2 I_2^* + V_3 I_3^* \quad (3-30)$$

D'où : La puissance apparente entrant dans un transformateur est égale à celle qui sort (ou à la somme des puissances apparentes qui en sortent) :

$$S_1 = S_2 + S_3 \quad (3-31)$$

3.2.7.2 Modes de connexion et couplages

Les enroulements des 3 phases peuvent être connectés entre eux en étoile (Y), en triangle (Δ) ou en zig-zag (Z).

Dans un transformateur triphasé il existe plusieurs genres de couplages entre les enroulements primaires d'une part et ceux du secondaire : Yy ; Yd ; $\Delta\Delta$; Δy ; Yz ; Zz ; ... Quand un des enroulements est à neutre relié à la terre, on ajoute la lettre N ou n. Exemple : Yyn [16].

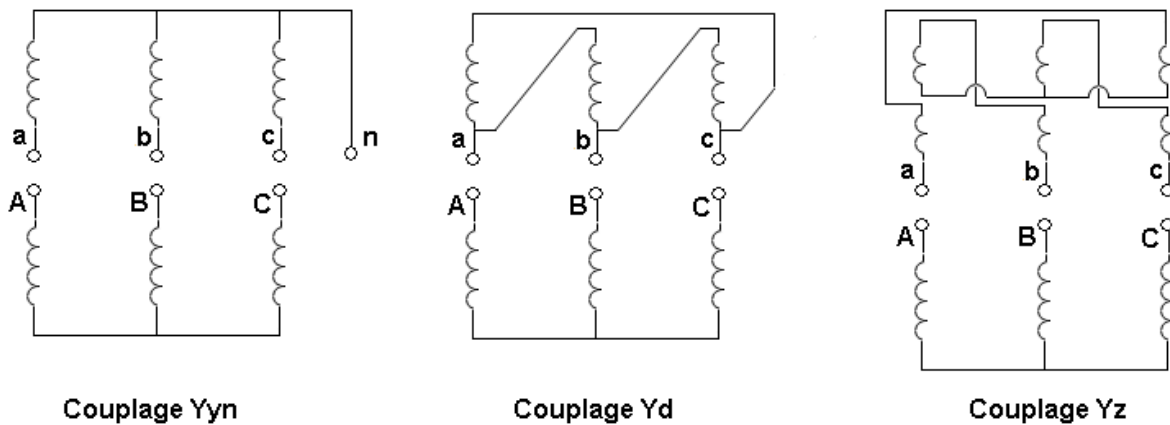


Figure 3-14: Modes de connexions des enroulements des transformateurs triphasés

Chaque enroulement de phase d'un couplage étoile est isolé pour supporter la tension simple, alors que pour le triangle c'est pour la tension composée. Par conséquent le couplage Y est préféré en HT. Mais quand les courants de phase sont trop élevés le couplage (Δ) triangle devient plus avantageux étant donné que chacun de ses enroulements ne devrait être parcouru que par le courant de phase divisé par $\sqrt{3}$. En plus quand la charge est déséquilibrée produisant des harmoniques de rang 3, ces derniers sont piégés dans un triangle [16].

3.2.7.3 Les autotransformateurs triphasés

Considérons un enroulement AC de n_1 spires, aux bornes duquel est appliquée une tension U_1 .

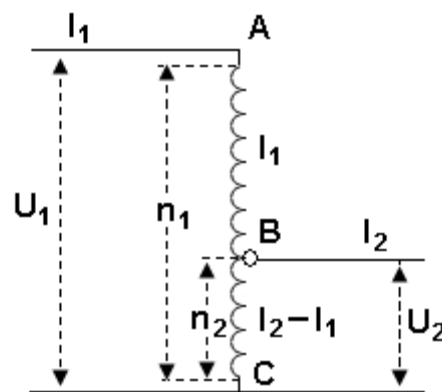


Figure 3-15 : Schéma de principe d'un autotransformateur

Si une prise est effectuée en un point B appartenant à AC, tel qu'il y ait n_2 spires entre B et C, un autotransformateur est alors réalisé. Le rapport à vide est : $\frac{U_1}{U_2} = \frac{n_1}{n_2}$.

Le courant dans la partie commune est $:I_2 - I_1$.

On peut aussi bien réaliser un autotransformateur triphasé soit par un montage Y, Δ ou Z. Le plus employé est le montage Y. Pour l'autotransformateur, il n'y a que les enroulements primaires qui peuvent être connectés. Le secondaire n'est constitué que par les prises [16].

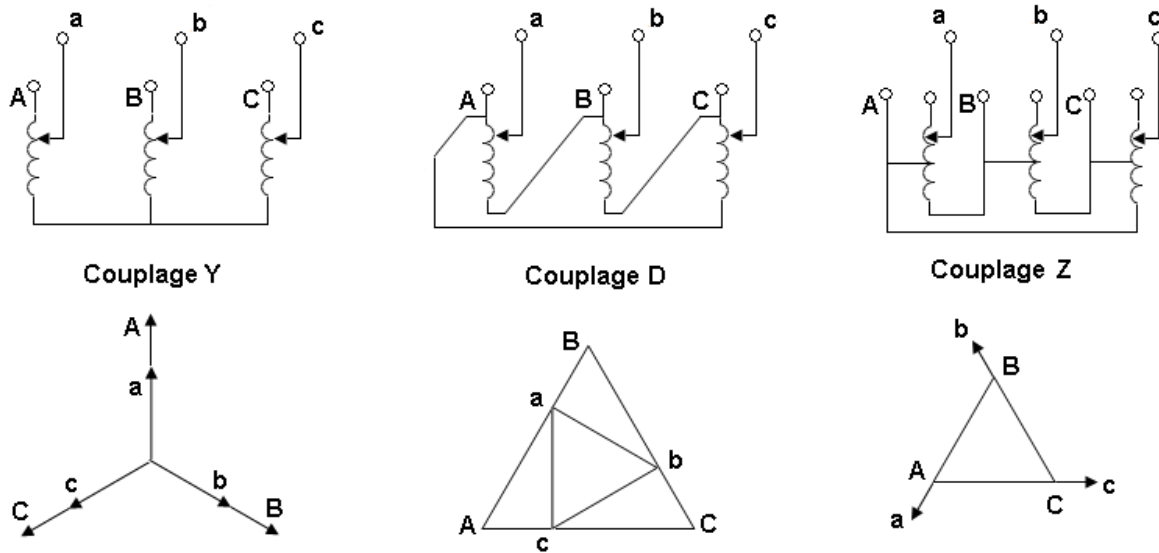


Figure 3-16: Modes de connexions des enroulements des autotransformateurs triphasés

Les autotransformateurs sont utilisés en HT que si le rapport de transformation est inférieur à 2 (Ex 220kV/380kV), ce qui est souvent le cas en HT.

L'économie, du prix, volume, et poids, est le principal avantage des autotransformateurs par rapport aux transformateurs. En plus leur rendement est meilleur (surtout quand le rapport de transformation est le plus proche possible de 1) [16].

3.3 Modélisation des convertisseurs

3.3.1 Le thyristor

Le thyristor est un composant qui possède une anode, une cathode et une gâchette qui permet de retarder le début de la conduction à un instant précis (donc on peut commander la conduction).

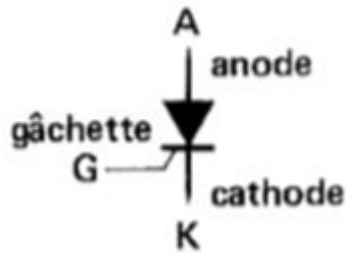


Figure 3-17:Schéma symbolique du thyristor

On peut permettre ou non l'amorçage de la conduction grâce à la gâchette, donc deux conditions sont nécessaires pour que le thyristor soit passant :

- L'anode doit être positive par rapport à la cathode ;
- Une impulsion positive doit être appliquée sur la gâchette c'est-à-dire un courant doit entrer dans la gâchette pendant quelque microseconde.

Une fois la conduction amorcée, la gâchette perd tout contrôle et la conduction ne cesse que lorsque le courant anodique redevient nul, après quoi la gâchette reprend son pouvoir de commande.

Le thyristor se bloque lorsque son courant anodique devient nul soit de façon naturelle soit en le forçant à devenir nul.

Dans le cas où la source est à courant continu le courant ne passe plus par zéro donc on doit utiliser des méthodes spéciales pour imposer le blocage ou arrêter la conduction :

- Réduire la tension de source à zéro ;
- Ouvrir le circuit avec un interrupteur électromécanique ;
- Obliger le courant dans le thyristor à prendre une valeur nulle pendant une courte période[6].

3.3.2 Thyristor à puissance élevée

Les puissances élevées qu'exigent les systèmes transmissions HVDC mènent à l'utilisation de thyristors ayant une tension de blocage importante et un courant admissible conséquent. Depuis les années 1970 il y'a eu des améliorations constantes dans ce domaine. Ces améliorations se traduisent aussi par la baisse importante des dimensions des composants constituant les valves à thyristors et par suite leur fiabilité a considérablement augmenté par leurs structures compactes et structurées, facilitant ainsi leurs assemblages et leurs maintenances[19].

Du fait que le thyristor n'est pas un interrupteur idéal et surtout pour remplir correctement sa fonction, le thyristor est associé à des composants électriques. Dans le cas d'une transmission LCC, les composants sont illustrés sur figure 3-18[19].

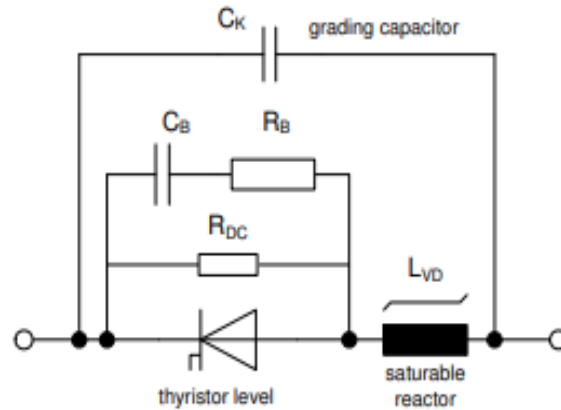


Figure 3-18:les composants principaux et leurs dispositions dans une valve à thyristor pour une transmission HVDC

a) Résistance d'amortissement R_S

Cette résistance permet d'amortir les oscillations qu'engendre la combinaison du condensateur d'amortissement de la réactance du circuit. Cette résistance doit pouvoir dissiper la chaleur causée par le courant émanant du condensateur. Pour cela, la résistance est refroidie par l'eau déminéralisée.

b) Réactance de la valve L_{VD}

Ces réactances sont connectées en série avec les chaînes de thyristors, elles doivent limiter la contrainte di/dt des thyristors lors de l'amorçage ainsi que dv/dt pendant les transitions à l'état bloqué.

c) Condensateur gradué C_K

Des condensateurs gradués sont utilisés afin d'équilibrer la distribution de tension entre les thyristors. Ce déséquilibre est dû aux différents éléments qui composent la valve. Ces éléments sont disposés à des potentiels électriques différents et à des distances différentes par rapport à la terre et aux autres composants.

d) Condensateurs d'amortissement C_S

Des condensateurs d'amortissement en parallèle sont primordiaux à chaque thyristor pour gérer le dépassement de tension lors de la mise hors tension. Dans une valve à thyristor moderne, il s'agit d'unités uniques remplies de SF₆, conçues pour la capacité de blocage totale du thyristor.

e) Résistance graduée R_{DC}

Lors de la fabrication des thyristors, un courant de fuite est toléré et lorsque la valve est bloquée, elle est soumise à une tension DC et la distribution de cette dernière est déterminée par ce courant de fuite. Une résistance qui s'auto refroidit est ajoutée en parallèle de chaque thyristor[19].

3.3.3 Pont convertisseur à 6 impulsions

Pour pouvoir étudier ce convertisseur on prendra en compte les hypothèses suivantes :

- Le réseau AC est alimenté par une source de tension idéale en série avec une inductance ;
- L'inductance de lissage L_d est suffisamment grande pour lisser le courant I_d pour pouvoir le représenter par une valeur constante ;
- Le thyristor est un interrupteur idéal[20].

Schématiquement ce pont est représenté dans la figure 3.19:

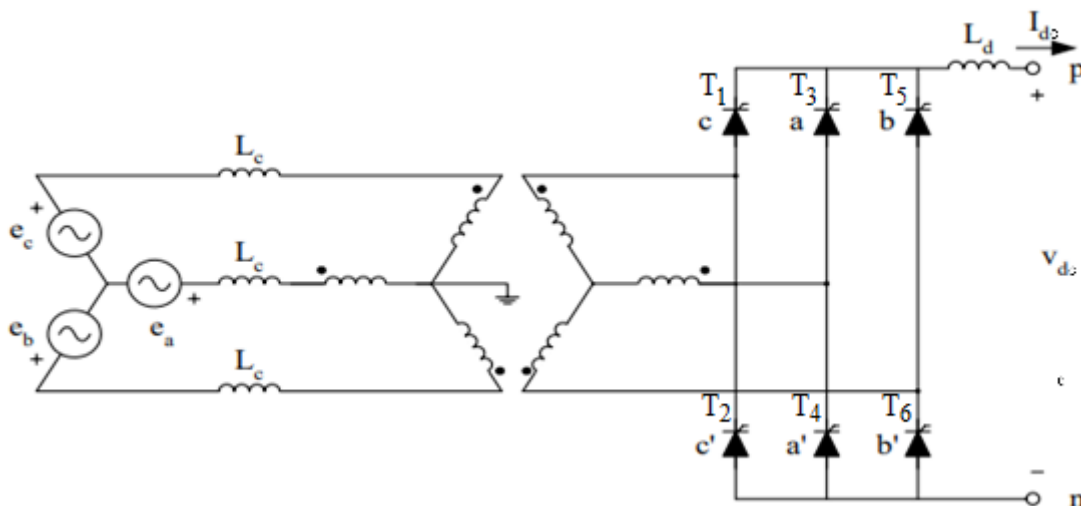


Figure 3-19: Pont convertisseur a 6 impulsions

L'ordre de déclenchement des thyristors s'illustre dans l'ordre suivant :

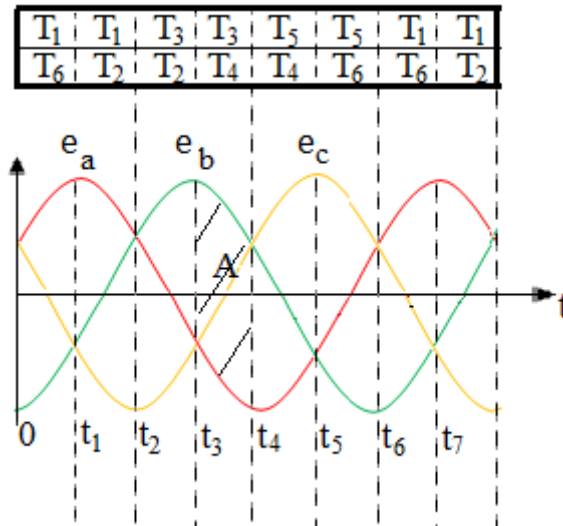


Figure 3-20: Ordre d'amorçage des thyristors et représentation des tensions de phases par rapport au temps

Comme le montre la figure 3-21, pour un angle d'amorçage nul quand : $-60^\circ < \omega t < 60^\circ$: la tension à la source de la phase est égale ou supérieure à $E_m/2$ par conséquent sur cette intervalle le thyristor a est enclenché. De même le thyristor b est enclenché dans l'intervalle $[-120^\circ ; 0^\circ]$.

Pour : $-60^\circ < \omega t < 0^\circ$: la tension du lien DC devient égale à la tension entre les phases a et b

Sa tension moyenne est :

$$V_{dc0} = \frac{1}{T} \int_{-T}^0 e_{ab}(t) d(\omega t)$$

$$V_{dc0} = \frac{1}{\pi/3} \int_{-\pi/3}^0 \sqrt{3} E_m \cos(\omega t + 30^\circ) d(\omega t) = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m = 1,65 E_m$$

$$V_{dc0} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} E_{LN} = 2,34 E_{LN} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{LL} = 1,35 E_{LL} \quad (3-32)$$

E_m : Amplitude de la tension de phase ; E_{LN} : tension de phase ; E_{LL} : tension entre phase[20].

d'amorçage α . Et par conséquent, selon la valeur de α , le convertisseur fonctionnera soit comme redresseur soit comme onduleur[20].

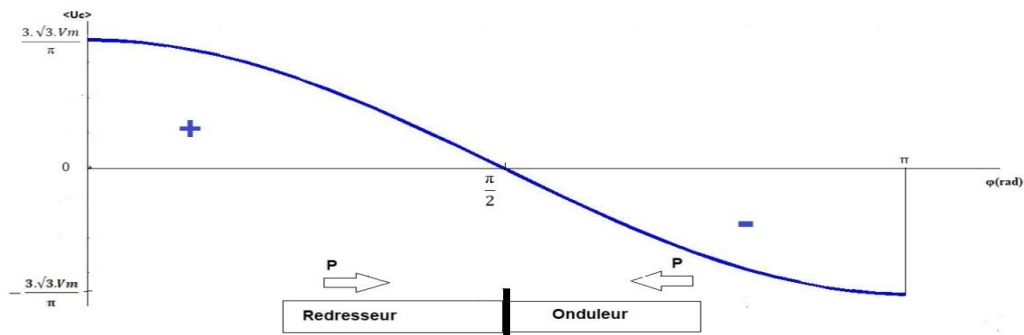


Figure 3-22:Caractéristiques de réglage d'un convertisseur triphasé double alternance[21].

Remarque : $\alpha = 90^\circ \Rightarrow V_{dc} = 0$, la puissance s'annule en ce moment.

3.3.5 Relation courant-phase

La série suivante est obtenue en décomposant le courant de la phase a:

$$i_A(t) = I_{m1} \cos \omega t + I_{m3} \cos 3\omega t + I_{m5} \cos 5\omega t + \dots \quad (3-35)$$

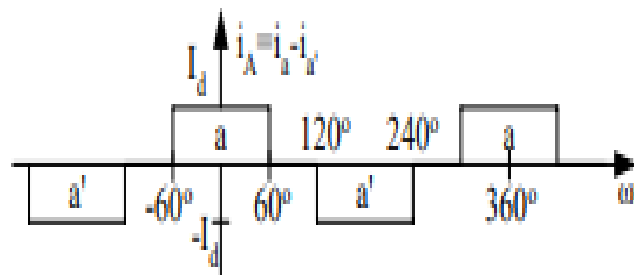


Figure 3-23: Courant de la phase 'a'

On déduit l'amplitude de la fondamentale :

$$\int_{-\pi/2}^{\pi/2} i_A(t) \cos(\omega t) d(\omega t) = \int_{-\pi/2}^{\pi/2} I_{m1} \cos^2(\omega t) d(\omega t)$$

$$\int_{-\pi/3}^{\pi/3} I_{dc} \cos(\omega t) d(\omega t) = \frac{\pi}{2} I_{m1}$$

D'où : $I_{dc} \sqrt{3} = I_{m1} \frac{\pi}{2}$

Par conséquent : $I_{m1} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_{dc}$

Par suite la valeur efficace est du courant de phase est :

$$I_a = \frac{I_{m1}}{\sqrt{2}} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_{dc} \quad (3-36)$$

On met en équation la puissance qui transite du réseau AC au lien DC en supposant les pertes négligeables : $P_{AC} = P_{DC}$ on obtient :

$3E_{LN}I_a \cos\varphi = V_{dc}I_{dc}$ avec φ : l'angle de déphasage entre courant et tension alternatives.

$$3E_{LN} \left(\frac{\sqrt{6}}{\pi} I_{dc} \right) \cos\varphi = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} E_{LN} I_{dc} \cos\varphi = V_{dc} I_{dc} \cos\alpha$$

$$\cos\varphi = \cos\alpha \quad (3-37)$$

$$\varphi = \alpha$$

On aura donc φ l'angle entre la tension et le courant en AC qui est égal à l'angle d'amorçage des thyristors α :

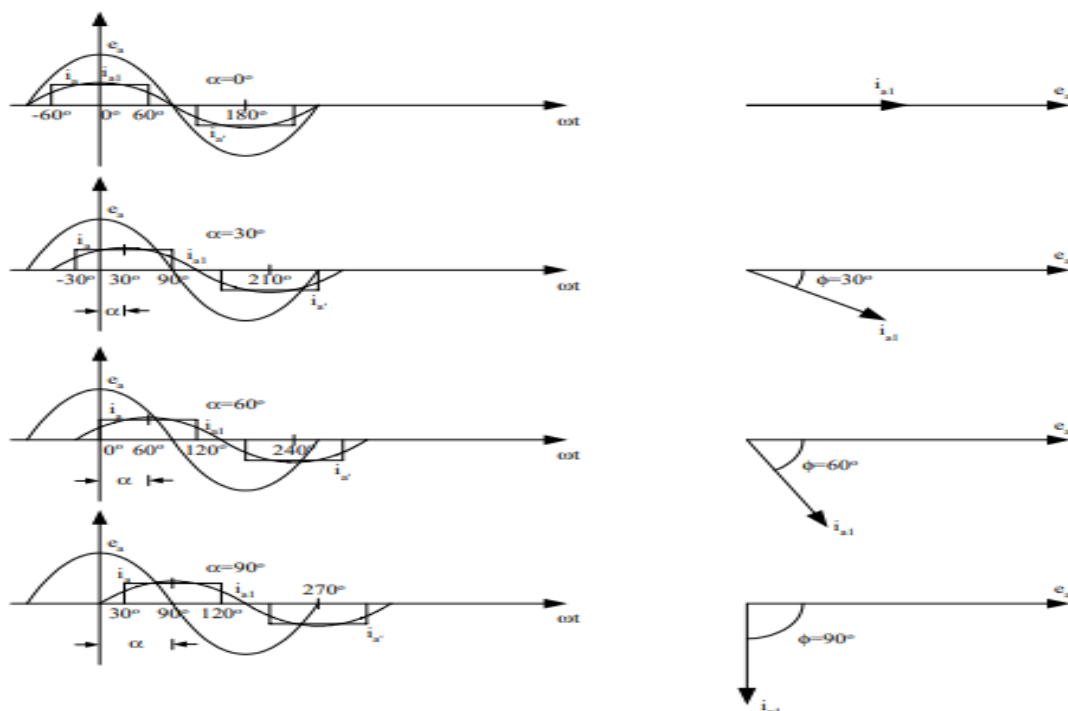


Figure 3-24: Variations du déphasage φ entre courant et tension du côté AC par rapport aux variations de valeurs de l'angle d'amorçage α des thyristors [20].

3.3.6 Le phénomène de commutation

Dans le fonctionnement réel des convertisseurs il faut tenir compte des inductances L (l'inductance interne de la source et l'inductance du transformateur qui alimente le convertisseur). Ainsi l'établissement du courant à sa valeur I_{dc} à l'entrée en conduction, mais aussi sa décroissance à zéro dans la situation de blocage, ne se produisent pas instantanément. Il existe un angle d'empiètement λ (recouvrement). Cet angle doit être faible et en aucun cas il ne doit dépasser la largeur d'une impulsion ($\pi/3$ pour l'hexaphasé). Sinon, on peut se retrouver devant une situation où 4 thyristors conduisent en même temps et provoquent un court-circuit pouvant détériorer les jonctions.

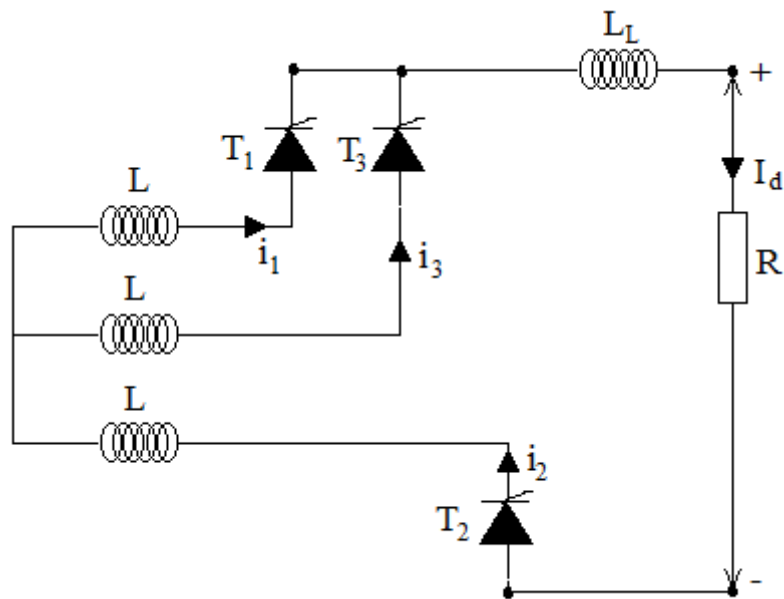


Figure 3-25: Effet de la commutation sur les tensions de liaison DC, court-circuit des phases

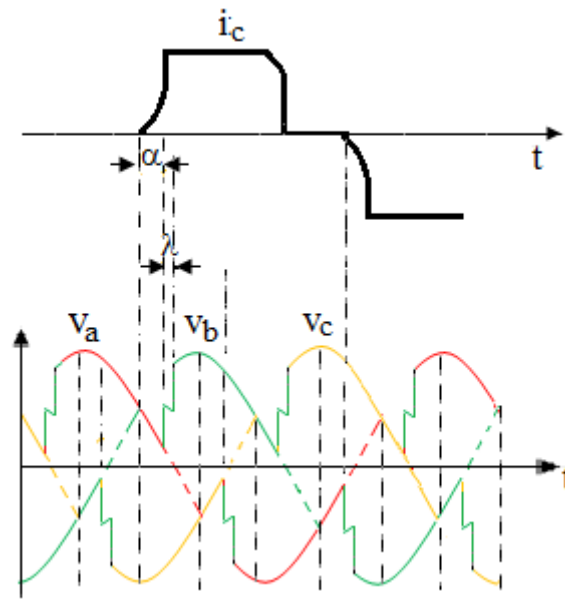


Figure 3-26: Changement de la forme des courbes de courant et de tension en tenant compte de l'angle de commutation

Pendant un empiètement, du coté positif, un thyristor se bloque (ex : T1) et un autre se met en conduction (T3), les deux phases a et b du secondaire du transformateurs sont en court-circuit biphasé. Du coté négatif c'est T2 qui est en conduction, seul. Si on considère le courant de ce court-circuit biphasé, on s'aperçoit qu'il circule sous la tension composée entre phase du secondaire du transformateur et circule dans une maille contenant les 2 inductances L, des deux phase en court-circuit.

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{2}U}{2X} \quad (3-38)$$

$X = L\omega$, la réactance de commutation ; U : tension entre phase efficace au secondaire du transformateur.

On peut démontrer qu'on peut écrire une expression du courant continu fournit par le redresseur I_{DC} en fonction du courant de court-circuit biphasé tel que :

$$I_{dc} = I_{cc2\phi} [\cos\alpha - \cos(\alpha + \lambda)] \quad (3-39)$$

Puis avec $I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{2}U}{2X}$ on peut écrire : $I_{dc} = \frac{\pi}{6X} V_{ac0} [\cos\alpha - \cos(\alpha + \lambda)]$

- Avant commutation : $\alpha < \omega t < \alpha + \lambda$: $i_1 = I_{dc}$ et $i_3 = 0$;

$$V_{ac} = v_a = -L \frac{di_1}{dt} \quad (3-40)$$

- Fin de commutation : $\omega t > \alpha + \lambda$: $i_1 = 0$ et $i_3 = I_{dc}$;

$$V_{dc} = v_b = -L \frac{di_3}{dt} \quad (3-41)$$

- Pendant la commutation : $i_1 + i_3 = I_{dc} = Cte$ d'où : $\frac{di_1}{dt} + \frac{di_3}{dt} = \frac{dI_{dc}}{dt} = 0$

D'où :

$$V_{dc} = \frac{v_a + v_b}{2} \quad (3-42)$$

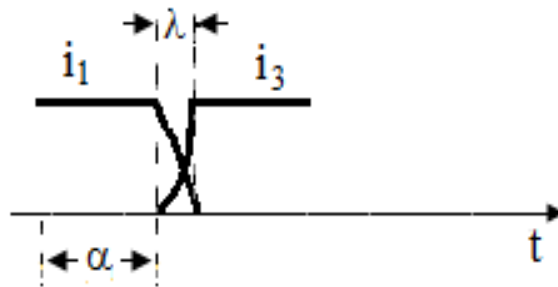


Figure 3-27: Croisement des courbes des courants des phases 1 et 3 pendant la commutation (circuit-circuit)

Les effets de la commutation sont :

a) Chute de tension ΔV_{dc}

La commutation provoque une chute de tension redressée ΔV_{DC} qu'on peut calculer de la façon suivante :

$$\Delta V_{dc} = \frac{1}{\pi/3} \int_{\alpha}^{\alpha+\lambda} v_b - \frac{v_a + v_b}{2} d\omega t$$

$$\Delta V_{dc} = \frac{V_{dc0}}{2} [\cos\alpha - \cos(\alpha + \lambda)]$$

$$V_{dc} = V_{dc0} \cos\alpha - \Delta V_{dc} = \frac{V_{dc0}}{2} [\cos\alpha + \cos(\alpha + \lambda)] \quad (3-43)$$

Ex : $\lambda=15^\circ$ et $\alpha=30^\circ$

$$\frac{\Delta V_{dc}}{V_{dc}} = 0,5 - \frac{\cos(\alpha+\lambda)}{2\cos\alpha} = 0,5 - \frac{\cos 45}{2\cos 30} = 0,5 - \frac{0,707}{2 \cdot 0,866} = 0,092 \text{ soit } 9,2\%$$

Ce qui est beaucoup. La compensation est nécessaire.

b) Réduction de la plage de l'angle d'amorçage en onduleur

Sachant qu'en régime onduleur : $90^\circ < \alpha + \lambda < 180^\circ$, avec des valeur de $\lambda = 20^\circ$ à 30° , il résulte une réduction de la plage de valeurs de l'angle d'amorçage α .

c) Réduction du $\cos\varphi$

Le phénomène de commutation modifie la forme des ondes de courants et de tensions et par conséquent les valeurs des harmoniques ainsi que le facteur de puissance.

$$\cos\varphi = \frac{1}{2k} [\cos\alpha + \cos(\alpha + \lambda)] \quad (3-44)$$

$$k = \frac{\sqrt{[\cos 2\alpha - \cos 2(\alpha + \lambda)]^2 + [2\lambda + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + \lambda)]^2}}{4[\cos\alpha - \cos(\alpha + \lambda)]} \quad (3-45)$$

d) Augmentation de la consommation de la puissance réactive

Pour $\alpha=15^\circ$ et $X=L\omega=15\%$ (réactance de commutation), la puissance réactive consommée par le convertisseur est de 50% la puissance active transitée P_{dc} .

3.3.7 Circuit équivalent du redresseur

On va chercher à retrouver une fonction de $V_{dc}=f(I_{dc})$. Pour cela on reprend les expressions de la tension V_{dc} et du courant I_{dc} fournis par le redresseur :

$$I_{dc} = \frac{\pi}{6X} V_{dc0} [\cos\alpha - \cos(\alpha + \lambda)]$$
$$V_{dc} = V_{dc0} \cos\alpha - \Delta V_{dc} = \frac{V_{dc0}}{2} [\cos\alpha + \cos(\alpha + \lambda)]$$

On peut écrire :

$$V_{dc} = V_{dc0} \cos\alpha - \frac{3XI_{dc}}{\pi}$$

On définit alors la résistance équivalente de commutation : $R = \frac{3X}{\pi} = 6fL$

Et on écrit finalement :

$$V_{dc} = V_{dc0} \cos\alpha - RI_{dc} \quad (3-46)$$

Le schéma équivalent du redresseur peut être réalisé par rapport à cette expression. Une source de tension continue maximale : V_{dc0} constante qu'on peut faire varier à l'aide d'une prise, d'où :

$V_{dc0} \cos \alpha$; Puis une chute de tension aux bornes d'une résistance série R, nous donne une tension de sortie : $V_{dc} = V_{dc0} \cos \alpha - RI_{dc}$

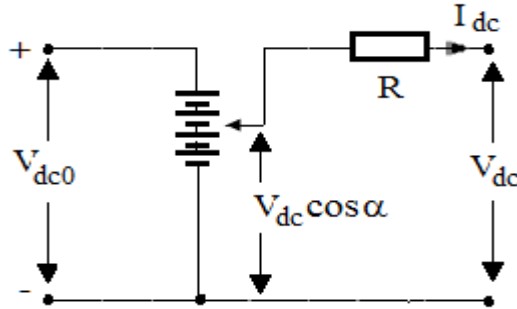


Figure 3-28: Circuit équivalent du redresseur

3.3.8 Relation entre les courants des réseaux AC et DC

$$V_{dc} = V_{dc0} \cos \alpha - \Delta V_{dc}$$

On a :

$$V_{dc} = V_{dc0} \frac{\cos \alpha + \cos \delta}{2}$$

Avec : $\delta = \alpha + \lambda$

$$V_{dc} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} E_{LN} \frac{\cos \alpha + \cos \delta}{2}$$

On obtient à partir des équations de la puissance :

$$\begin{aligned} P_{AC} &= P_{DC} \\ 3E_{LN}I_L \cos \varphi &= V_{dc}I_{dc} \\ 3E_{LN}I_L \cos \varphi &= \frac{3\sqrt{6}}{\pi} E_{LN} \frac{(\cos \alpha + \cos \delta)}{2} I_{dc} \\ I_L \cos \varphi &= \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_{dc} \frac{(\cos \alpha + \cos \delta)}{2} \end{aligned} \quad (3-47)$$

Si $\lambda = 0$, cette égalité est valable :

$$\cos \varphi = \frac{(\cos \alpha + \cos \delta)}{2} \quad (3-48)$$

Et

$$I_L = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_{dc}$$

Si $\lambda \leq 30^\circ$, alors l'approximation $\cos\varphi = \frac{(\cos\alpha + \cos\delta)}{2}$ produit une erreur $\leq 6.7\%$ [20].

3.3.9 Le modèle de l'onduleur

Puisque les thyristors sont unidirectionnels, le sens de la puissance $P_{dc} = V_{dc}I_{dc}$ peut changer de sens en inversant la polarité de la tension redressée $V_{dc} \cos\alpha$.

Si on néglige la commutation, la tension V_{dc} change de polarité à $\alpha=90^\circ$. Le convertisseur fonctionne en onduleur pour : $90^\circ < \beta < 180^\circ$. Là on a un angle d'extinction, soit $\beta=180^\circ-\alpha$.

La tension redressée V_{dc0} , après chute de tension dans la ligne, s'applique aux bornes du deuxième convertisseur sous forme V_{dci} . Elle subit d'autres chutes de tension $R I_{dc}$ en raison de la commutation (représentée par R) et de l'angle d'extinction.

Pour l'onduleur, on définit les angles suivant :

Angle d'amorçage :

$$\beta = \pi - \alpha \quad (3-49)$$

Angle d'extinction :

$$\gamma = \pi - \delta \quad (3-50)$$

Le courant I_{dc} restant le même, en remplaçant $\cos\alpha$ par $-\cos\beta$ dans l'expression de V_{dc} , la tension du redresseur, on déduit la tension aux bornes de l'onduleur V_{dci} :

$$V_{dci} = V_{dc0i} \cos\beta + R_c I_{dc} \quad (3-51)$$

Cette équation nous permet de réaliser le schéma du montage du modèle du convertisseur en fonctionnement onduleur.

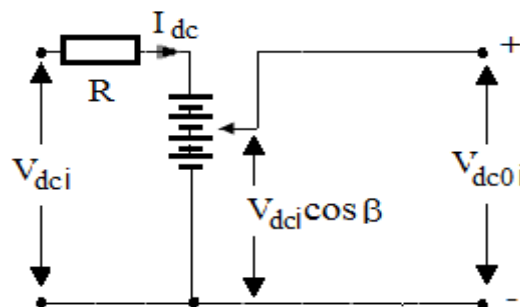


Figure 3-29: Circuit équivalent de l'onduleur

3.3.10 La liaison DC

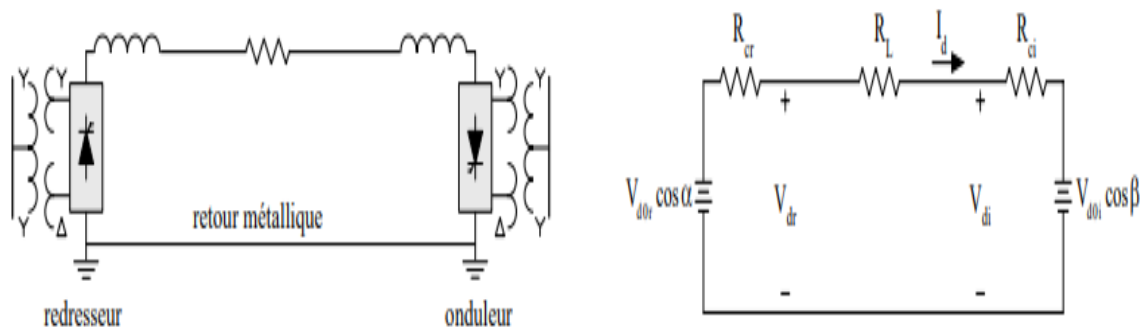


Figure 3-30: liaison HVDC mono polaire et son circuit équivalent

Le courant du lien DC, la puissance fournie à la liaison à partir du redresseur et la puissance absorbée par l'onduleur sont régis par les expressions suivantes :

$$I_d = \frac{V_{d0} \cos \alpha - V_{d0i} \cos \beta}{R_{cr} + R_L + R_{ci}} \quad (3-52)$$

$$P_{dr} = V_{dr} I_d \quad (3-53)$$

$$P_{di} = V_{dci} I_d \quad (3-54)$$

$$P_{di} = P_{dr} - R_L I_d^2$$

Les éléments dans le dénominateur de I_d étant constants, la seule façon pour modifier le courant I_d est de varier la tension V_{d0} ou V_{d0i} ou les angles α ou γ [20].

3.3.11 Pont convertisseur à 12 impulsions

Le pont convertisseur à 12 impulsions est composé de deux ponts en série, l'un connecté en YY au niveau du transformateur et l'autre connecté en YΔ[20].

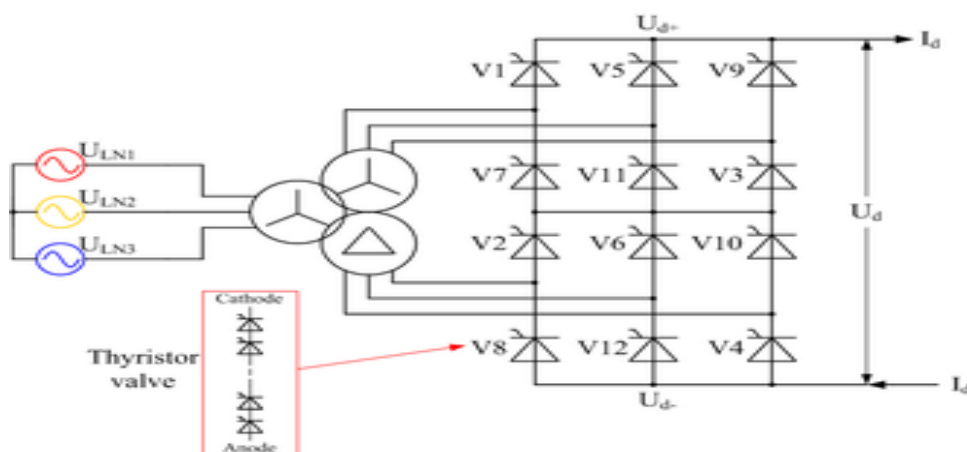


Figure 3-31: Double Pont a 12 impulsions

3.3.12 La forme des courants

La forme des courant $i_{aY}(t)$ et $i_{a\Delta}(t)$ ne changent pas par rapport aux convertisseurs à 6 impulsions mais la forme du courant $i_{a\Delta}(t)$ est décalé de 30° par rapport au courant $i_{aY}(t)$

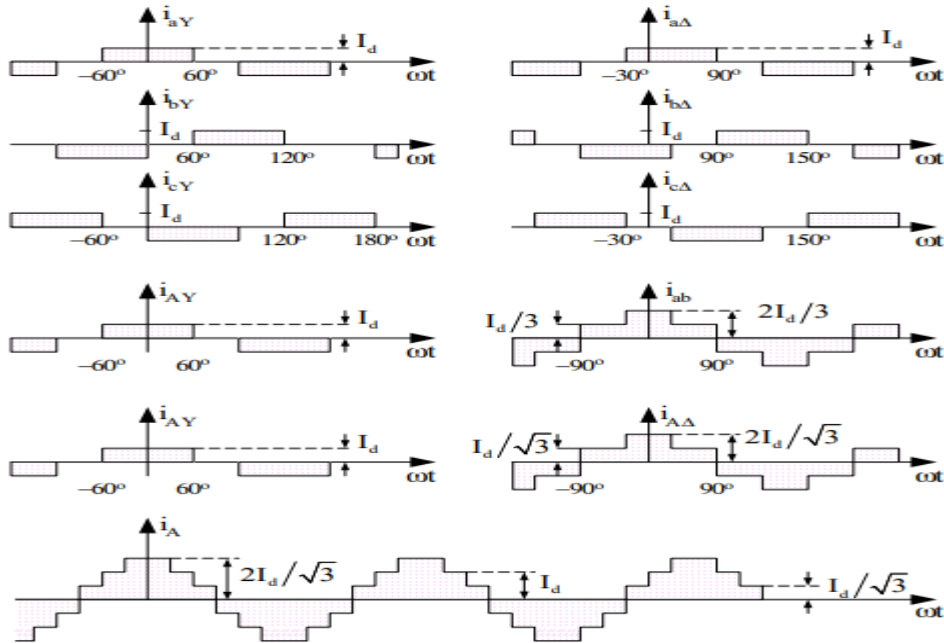


Figure 3-32: formes d'ondes des courants dans les enroulements des transformateurs YY et YΔ

Par la loi de Kirchhoff, on trouve sur le transformateur YΔ aux nœuds du secondaire :

$$i_{ab} = i_{bc} - i_{b\Delta} \quad (3-55)$$

$$i_{bc} = i_{bc}$$

$$i_{ca} = i_{bc} + i_{c\Delta}$$

Au neutre du transformateur YΔ, on a : (3-56)

$$i_{ab} + i_{bc} + i_{ca} = 0$$

Nous pouvons exprimer ces courants en fonction des courants de ligne : 3-57)

$$i_{ab} = i_{bc} - i_{b\Delta} = \frac{-2i_{b\Delta} - i_{c\Delta}}{3} = \frac{i_{a\Delta} - i_{b\Delta}}{3}$$

$$i_{bc} = \frac{i_{b\Delta} - i_{c\Delta}}{3} \quad (3-58)$$

$$i_{ca} = i_{bc} + i_{c\Delta} = \frac{i_{b\Delta} + 2i_{c\Delta}}{3} = \frac{i_{c\Delta} - i_{a\Delta}}{3}$$

en divisant $i_{A\Delta}$ sur i_{ab} on trouve le rapport de transformation $\sqrt{3}$ qui donne la forme des courants[20].

3.3.13 La tension DC et le courant AC

Les figures suivantes vont représenter les tensions DC et les courant AC :

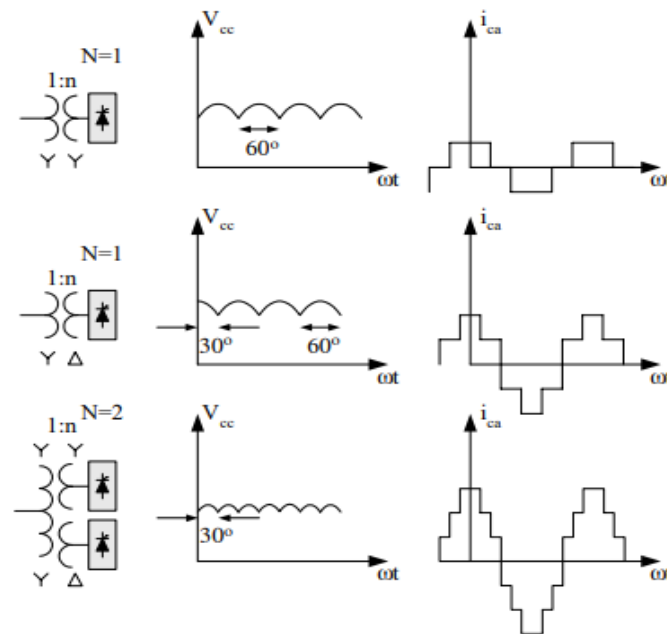


Figure 3-33: Les formes d'ondes des tensions DC et des courant AC

On aura l'expression qui représente la tension DC [20]:

$$V_{dc} = V_{dc0} \cos \alpha - \frac{N3Xc}{\pi} I_{dc} \quad (3-59)$$

Où

$$V_{dc0} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} NnE_{LL} \quad (3-60)$$

On a un courant de ligne sur le réseau AC qui est égal à :

$$I_L = \frac{\sqrt{6}}{\pi} NnI_{dc} \quad (3-61)$$

Avec :

N : nombre des convertisseurs en série

n : rapport de transformateurs

3.3.14 Caractéristique V_D - I_D des convertisseurs

Les caractéristiques V_D - I_D des convertisseurs sont utilisées pour illustrer la relation entre la tension V_d et le courant I_d pendant le contrôle de la puissance transportée sur la ligne à courant continu. En pratique, la commande des gâchettes est conçue pour donner la courbe $V_d=f(I_d)$.

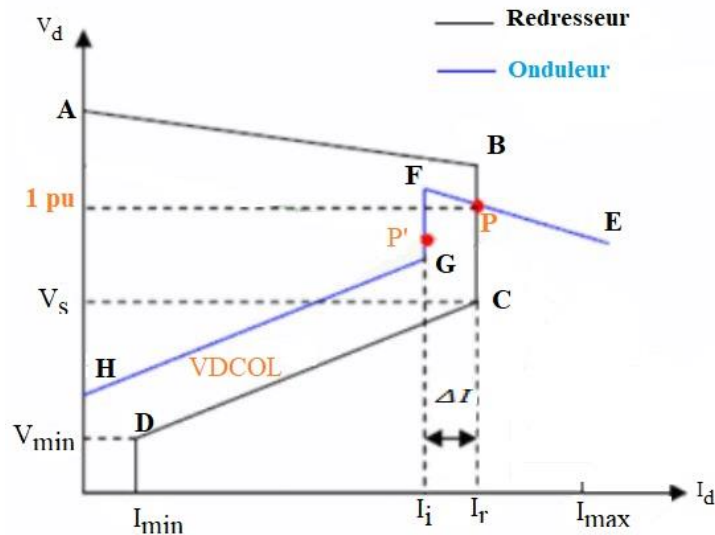


Figure 3-34 : Caractéristique V_D - I_D des convertisseurs

Pendant le fonctionnement en régime permanent. Le contrôle du courant dans la ligne DC est effectué au niveau du redresseur, et l'onduleur se charge de la régulation de la tension V_d .

Le fonctionnement du redresseur est défini par les caractéristiques ABCD tel que la courbe AB définie la limite maximum de V_d pour un angle α_{\min} . La courbe BC représente le fonctionnement normal du redresseur où l'angle d'amorçage α est varié afin de maintenir le courant I_d constant et égal au courant de référence I_r .

La courbe CD représente la limitation de la consigne de courant dépendant de la tension, cette courbe est très importante pour la protection des convertisseurs. Cette notion de limitation de la consigne de courant dépendant de la tension est dite en anglais (VDCOL : Voltage Dependent Current Order Limit). Elle réduit la consigne de courant I_{rsi} . La tension côté continu diminue à cause d'une perturbation. La caractéristique VDCOL est décrite dans l'intervalle $[I_{\min}, I_r]$ de la figure. I_{\min} est habituellement fixée entre 0,2 et 0,3 pu.

Le fonctionnement de l'onduleur est défini par la caractéristique EFGH, pour un angle d'extinction γ constant, la tension V_d diminue quand le courant I_d augmente. Cela est représenté par la courbe EF. La courbe GH est atteinte pour un angle d'amorçage minimum α_{\min} compris entre 100° et 110° . Elle empêche l'onduleur de fonctionner comme un redresseur dans le régime transitoire.

On obtient le point de fonctionnement P du système HVDC donné par l'intersection des deux caractéristiques (onduleur et redresseur). Le courant de ligne est égal au courant imposé par le redresseur, tandis que la tension de ligne est égale à la tension générée par l'onduleur.

En fonctionnement normal le régulateur de courant de l'onduleur est forcé hors service, et celui du redresseur maintient le courant de référence I_r dans la ligne DC [1]. Le régulateur de courant dans l'onduleur n'est actif que pendant un défaut ou pendant le démarrage du système HVDC et maintient le courant dans la ligne DC à la valeur I_i donnée par la courbe FG. La différence entre les deux courants I_r et I_i est la marge de courant ΔI donnée par la relation suivante :

$$\Delta I = I_r - I_i \quad (3-62)$$

Malheureusement, les tensions du réseau alternatif peuvent fluctuer et exposent les tensions V_{dr} et V_{di} à des fluctuations imprévisibles et comme les convertisseurs répondent instantanément à ces fluctuations, le courant I_{dc} pourrait varier brusquement, ce qui produirait de grandes fluctuations de puissance entre les deux réseaux.

On peut éviter ou combattre ces fluctuations par le contrôle des angles α et β par un système de commande automatique.

Pour étudier l'effet des fluctuations, on suppose qu'une perturbation se produise sur le réseau 1, de sorte que la tension V_{dr} diminue, il en résulte un nouveau point d'opération P'. Le courant chute de I_r à I_i , et la tension tombe de V_{di} à V_{dr} , ce qui donne par conséquent une variation dans la puissance transportée. Et dans ce cas, l'onduleur contrôle le courant dans la ligne DC à I_i .

Et si on suppose une perturbation se produise sur le réseau 2 de sorte que la tension V_{di} diminue donc la puissance transportée diminue [22].

3.3.15 La compensation de la puissance réactive

Les stations de conversions sont connues pour être de grands consommateurs de puissance réactive. Dans un système de transport en courant continu ce n'est pas la ligne qui consomme la puissance réactive comme dans un système en courant alternatif. La puissance réactive est consommée par les convertisseurs. Elle est aussi nécessaire pour compenser la puissance déformante due aux harmoniques. Par conséquent, la compensation est à traiter en corrélation avec le filtrage. En effet, les filtres destinés à éliminer les harmoniques à différentes fréquences, pourront être utilisés pour la compensation de la puissance réactive à fréquence industrielle.

Sans oublier, la réactance des transformateurs qui consomme de la puissance réactive, la cause de cette puissance réactive est l'utilisation d'un angle d'amorçage des thyristors qui provoque, côté alternatif, le déphasage de la fondamentale du courant avec la tension. Nous avons déjà démontré l'identité de l'angle d'amorçage α avec le déphasage φ . D'un autre côté, il y a le phénomène de commutation qui est lui aussi cause de puissance réactive à compenser [16].

L'expression utilisée pour le calcul de la puissance réactive consommée dans la station de conversion est :

$$Q_c = P_{dc} \tan \varphi$$

Sachant que : $\varphi \equiv \alpha$; l'angle d'amorçage, nous avons :

$$\cos \varphi = \cos \alpha = \frac{V_{dc}}{V_{dc0}} \quad (3-63)$$

D'où on a :

$$Q_c = P_{dc} \sqrt{\left(\frac{V_{dc0}}{V_{dc}}\right)^2 - 1}$$

φ : angle de déphasage entre la fondamentale du courant et la tension coté alternatif ;

P_{dc} : la puissance continue transportée par le système HVDC.

Pour des valeurs usuelles de l'angle d'amorçage α et de l'angle de commutation λ entre 15° et 30° pour l'un et l'autre, on obtient :

$$Q_c = k P_{dc} \quad (3-64)$$

Avec $0,505 < k < 0,655$

3.4 Modélisations des filtres

3.4.1 Origine des harmoniques

Les harmoniques sont l'une des perturbations qui affectent la qualité de la tension et sont représenté par des ondes superposées sur l'onde fondamentale à 50 Hz, ceux sont des sinusoïdales de fréquence entiers multiple à celle de la fondamental. Leur origine est l'utilisation des équipements de l'électronique de puissance.

L'utilisation des convertisseurs statiques qui sont considérés comme des charges non linéaire qui émettent des courants harmoniques telque le passage de ces courants dans les impédances du réseau électrique peut entraîner des tensions harmoniques aux points de raccordement donc pollue les consommateurs.[23]

Les harmoniques provoquent plusieurs conséquences sur les installations et les équipements électriques comme : L'échauffement, L'interférence avec les réseaux de télécommunication, Les défauts de fonctionnement dans certains équipements électriques, Le risque d'excitation de résonance.[23]

3.4.2 Les harmoniques des courants de ligne

Les harmoniques sont obtenues à partir de la série de Fourier :

$$f(t) = \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos n\omega t) \text{ ou } a_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos n\omega t dt$$

Aux primaires des transformateurs, on obtient les courants suivants :

$$i_{AY}(t) = \frac{2\sqrt{3}I_d}{\pi} \left(\cos\omega t - \frac{1}{5} \cos 5\omega t + \frac{1}{7} \cos 7\omega t - \frac{1}{11} \cos 11\omega t + \frac{1}{13} \cos 13\omega t - \dots \right) \quad (3-65)$$

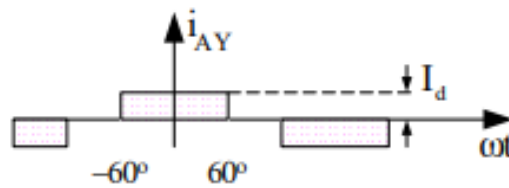


Figure 3-35: Forme d'onde du courant i_{AY}

$$i_{A\Delta}(t) = \frac{2\sqrt{3}I_d}{\pi} \left(\cos\omega t + \frac{1}{5} \cos 5\omega t - \frac{1}{7} \cos 7\omega t - \frac{1}{11} \cos 11\omega t + \frac{1}{13} \cos 13\omega t - \dots \right)$$

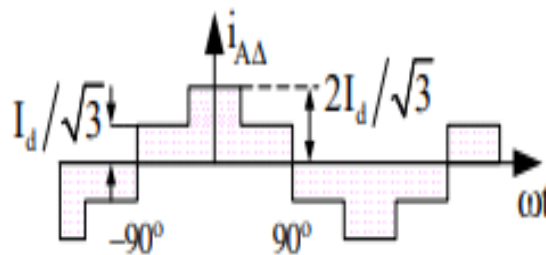


Figure 3-36: Forme d'onde du courant $i_{A\Delta}$

$$i_A(t) = \frac{4\sqrt{3}I_d}{\pi} \left(\cos\omega t - \frac{1}{11} \cos 11\omega t + \frac{1}{13} \cos 13\omega t - \frac{1}{23} \cos 23\omega t + \dots \right) \quad (3-66)$$

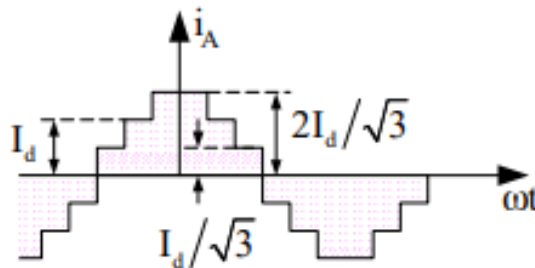


Fig.3-37 : Forme d'onde du courant i_A

Les filtres passifs d'harmonique est l'une des solutions efficaces utilisées pour réduire ou empêcher la propagation des harmonique.

Donc on va utilisé des filtre résonant pour éliminer les harmoniques d'ordre 11 et 13 qui apparaissent dans l'équation[20].

3.4.3 Filtrage passif

Le principe d'un filtre passif est de modifier localement l'impédance du réseau, de façon à

« Dériver » les courants harmoniques et à éliminer les tensions harmoniques y afférentes.[24]

Il consiste à un ou plusieurs circuits utilisés pour l'élimination d'harmonique, composé par des éléments passifs (inductances, condensateurs résistances). Ces filtres sont des circuits shunts accordés aux fréquences harmoniques qu'ils doivent absorber.

- Filtre résonant : Accordé à une fréquence spécifique, et donc capable de piéger et éliminer un seul harmonique;
- Filtre à double résonance : Accordé à deux fréquences distinctes pour pouvoir éliminer deux harmoniques;
- Filtre passe-haut : Accordé à une fréquence à partir de laquelle il doit piéger tous les harmoniques supérieurs, donc capable d'éliminer plusieurs harmoniques;
- Filtre type C : C'est un filtre passe haut également, mais avec des caractéristiques meilleures (compensation de la puissance réactive, et moins de pertes).[25]

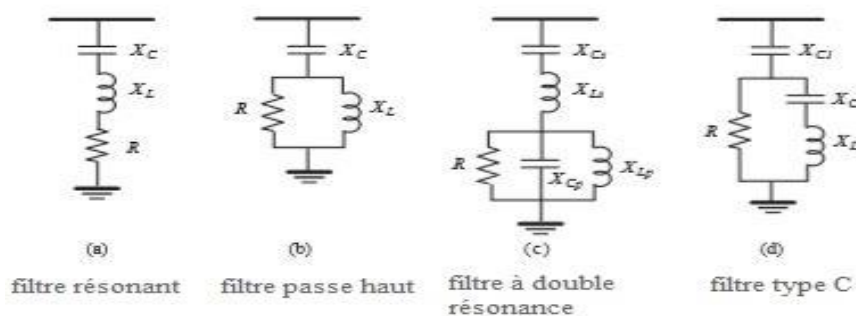


Figure 3-38: Les différents types de filtres passifs

3.4.4 Calcul des filtres passifs

Pour pouvoir calculer un filtre passif, il faut calculer les éléments qui le composent (résistance, inductance, capacité). Ce calcul est donc plus ou moins compliqué par la configuration interne du filtre en question.

Ce calcul est régi par des paramètres que sont :

- La tension nominale V (fondamentale)
- La puissance réactive Q_f que doit compenser le filtre
- Le ou les rangs d'harmoniques h_n
- Le facteur de qualité du filtre Q

3.4.4.1 Filtre série résonnant

Un filtre série résonnant est une réactance capacitive en série avec une réactance inductive. La fréquence de celui-ci fait que la réactance capacitive X_C est égale à la réactance inductive X_L pour qu'il élimine un harmonique spécifique. Face à cet harmonique, l'impédance de ce filtre est alors théoriquement nulle (si on néglige sa résistance).

3.4.4.2 Calcul du filtre résonnant

Le calcul d'un tel filtre pour une résonance à une fréquence donnée suit les étapes suivantes :

Réactance capacitive : À partir de la puissance réactive nécessaire requise par la source d'harmonique, la réactance capacitive du filtre est déduite par :

$$X_C = \frac{V^2}{Q_c} \quad (3-67)$$

Réactance inductive : Pour piéger l'harmonique de rang h_n , la réactance inductive du filtre devrait être :

$$X_L = \frac{X_C}{h_n^2} \quad (3-68)$$

Alors la réactance caractéristique du filtre définit tel que :

$$X_n = \sqrt{X_C X_L} \quad (3-69)$$

Résistance : La résistance du filtre est déduite à partir du facteur de qualité Q du filtre par :

$$R = \frac{X_n}{Q} \quad (3-70)$$

Pour un tel filtre le facteur de qualité est compris entre 30 et 100.

La capacité (Var) du filtre peut être alors déduite par :

$$Q_F = \frac{V^2}{X_C - X_L}$$

Et puisque :

$$X_L = \frac{X_C}{h_n^2} \quad (3-71)$$

On obtient :

$$Q_F = \frac{h_n^2}{h_n^2 - 1} Q_C$$

L'impédance du filtre résonant est donnée pour chaque fréquence par :

$$Z_F(h) = R + j(hX_L - \frac{X_C}{h}) = R + j\frac{X_C}{h_n^2} \left(\frac{h^2 - h_n^2}{h^2} \right) \quad (3-72)$$

La tension aux bornes du condensateur est donnée par :

$$\frac{V_{C1}}{V_1} = \frac{-jX_C}{R + j(X_L - X_C)} \approx \frac{h_n^2}{h_n^2 - 1} \quad (3-73)$$

A la fréquence de résonance cette tension devient alors :

$$\frac{V_{Cn}}{V_n} = \frac{-jX_{Cn}}{R + j(X_{Ln} - X_{Cn})} = \frac{-jX_n}{R} = -jQ \quad (3-74)$$

3.9. Conclusions

1°) Sur l'effet de l'angle d'amorçage :

a) Un premier effet de l'angle d'amorçage α est de réduire la tension continue du redresseur commandé V_{dc} par rapport à celle du redresseur non commandé V_{dc0} . En effet, selon l'angle d'amorçage, la tension DC, V_{dc} peut prendre toutes les valeurs entre $-V_{dc0}$ et $+V_{dc0}$.

Une commande des thyristors avec $0 < \alpha < \frac{\pi}{2}$, le convertisseur fonctionne en redresseur ; et avec $\frac{\pi}{2} < \alpha < \pi$: la tension V_{dc} devient négative et puisque le courant redressé I_{dc} ne peut changer de sens (les thyristors ne sont passants que dans un seul sens. Avec un pont de graetzen transistors s'aurait été possible), c'est le sens de la puissance transmise qui change de sens. La puissance circule du côté DC vers le côté AC et le convertisseur fonctionne en onduleur.

Remarque : Changer le sens de la circulation de la puissance dans un système de transmission HVDC, en changeant seulement la polarité de la tension sans changer de sens de courant est un avantage. En effet certains câbles ne résistent pas bien au changement du sens du courant. Ce qui est indispensable pour un système SVC à transistors pour changer le sens de la circulation de la puissance.

b) Avec un redresseur non commandé, pour chaque phase, la composante fondamentale du courant alternatif au secondaire du transformateur est en phase avec la tension. Par contre avec

un retard à l'amorçage dans un redresseur commandé, cette composante devient en retard de phase d'un angle $\alpha = \varphi$ par rapport à la tension.

Donc le deuxième effet de l'angle d'amorçage α est de provoquer le déphasage entre la tension et la composante fondamentale du courant. Donc augmentation de la puissance réactive absorbée par le convertisseur avec l'augmentation de l'angle d'amorçage entre 0° et 90° . Il vaut mieux que les angles d'amorçage soient petits pour éviter l'augmentation de la consommation de la puissance réactive par le convertisseur.

2°) Sur les effets de la commutation

a) La commutation provoque une chute de tension redressée ΔV_{dc} qui rend la compensation nécessaire ;

b) Réduction de la plage de l'angle d'amorçage en onduleur ;

c) Réduction du $\cos\varphi$

d) Augmentation de la consommation de la puissance réactive.

3°) Dans une liaison HVDC, le réglage de la valeur du courant donc de la puissance de transit DC se fait du côté redresseur, en agissant :

- Soit sur les prises du nombre de spires du transformateur donc du réglage de la tension du secondaire du transformateur et par suite la tension DC de sortie du convertisseur non commandé V_{dc0} ;

- Soit sur l'angle d'amorçage des thyristors ;

Alors que le réglage de la valeur de la tension DC se fait du côté de l'onduleur en agissant sur la tension de sortie qui doit être réglée en fonction du réseau à l'arrivée.

4°) Etant donné que les convertisseurs dans le système HVDC sont de grands consommateurs de puissance réactive, il est indispensable d'intégrer un système de compensation par batteries.

5°) L'utilisation des transformateurs avec deux enroulements secondaires est recommandée pour éviter les harmoniques de rangs 5 et 7 ; ... En plus, il est indispensable d'intégrer dans le système un filtrage des harmoniques de rangs 11 et 13, ...

6°) Les différents éléments (transformateurs, convertisseurs, filtre passif) qui compose la transmission HVDC de notre étude ont été modélisés.

4 Chapitre 4 : Dimensionnement et simulation du système de transport HVDC sous-marin par câbles

4.1 Dimensionnement

4.1.1 Dimensionnement de la tension DC de la transmission HVDC

Le dimensionnement du système HVDC sous-marin de configuration bipolaire devra acheminer une puissance de 1000 MW vers le continent européen. Pour se faire, des câbles sous-marin devront transmettre cette énergie électrique sur une distance de $l=220$ km. Le dimensionnement du système aura une contrainte de pertes de puissance qui doit nous permettre de transmettre la puissance avec un rendement minimal de 90% par exemple.

Le rendement égal à la puissance utile transmise sur la puissance totale transmise :

$$\eta = \frac{Pu}{Pt}$$

On a :

$$\eta = \frac{P_{di}}{P_{dr}} \quad (4-1)$$

$$\eta = \frac{P_{di}}{P_{di} + P_j} = \frac{1}{1 + P_j/P_{di}}$$

Soit P_j les pertes joule dans la ligne : $P_j = R_L I_d^2$

La puissance utile : $P_{di} = V_{di} I_d$

On trouve

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{R_L I_d^2}{V_{di} I_d}} \quad (4-2)$$

$$\eta = \frac{1}{1 + R_L \frac{I_d}{V_{di}}} = \frac{1}{1 + R_L \frac{P_{di}}{V_{di}^2}}$$

La résistance par rapport à la distance :

$$R_L = R'_L L \quad (L=2 \times 220 \text{ km})$$

$$\eta = \frac{1}{1 + R'_L L \frac{P_{di}}{V_{di}^2}} \quad (4-3)$$

D'où on peut déterminer la tension continue :

$$V_{di} = \sqrt{kLP_{di}} \quad (4-4)$$

$$\text{Où : } k = \frac{\eta}{1-\eta} R'$$

A.N : $L=2 \times 220=440\text{km}$; $P_{di}=1000 \cdot 10^6 \text{ W}$; $R'=0,07 \text{ Ohm/km}$; $\eta=0,9$

$$V_{di} = 0.79372 \times \sqrt{440 \times 1000 \times 10^6} = 663324 \text{ V}$$

On choisit une tension normalisée : $V_{dr} = 800\text{kV}$

Comme cette transmission est en configuration bipolaire, les deux sous-stations de conversion sont en série. Par conséquent, la tension de chaque sous station sera de 400 kV (-400 kV à 0 et 0 à 400kV donne une ddp de -400kV à $+400\text{kV}$ soit 800kV).

4.1.2 Dimensionnement de la section du câble de la transmission HVDC

a) Calcul du courant DC de la transmission HVDC

Le courant DC se calcule par la relation :

$$P_{dr} = V_{dr} I_d \quad (4-5)$$

$$I_{dc} = \frac{P_{dr}}{V_{dr}} = \frac{1000 \times 10^6}{800 \times 10^3} = 1250 \text{ A}$$

Un courant de $I_{dc} = 1250 \text{ A}$ devra être transporté dans les câbles de la transmission HVDC

b) dimensionnement de la section d'après la densité économique

En considérant une densité de courant économique $j_{eco}=1,6 \text{ A/mm}^2$, on calcule la section F :

$$F = \frac{I_{dc}}{j_{eco}} \quad (4-6)$$

$$F = \frac{1250}{1,6} = 781 \text{ mm}^2$$

On choisit la section normalisée : 800 mm^2

c) Vérification de la section d'après le courant admissible

Considérons le tableau suivant qui donne, les courants admissibles par rapport aux différentes sections normalisées des câbles.

Tableau 4-1 : tableau représentant les courants admissibles par rapport aux sections normalisées des câbles

F (mm ²)	35	70	95	130	150	185	240	300	400	500	600	800
I _{adm} (A)	175	265	330	380	445	510	610	690	835	945	1050	1400

Nous vérifions que le courant admissible de la section 800 mm² est de 1400A > 1250 A du courant de transit dans nos câbles. Notre section est vérifiée.

d) Vérification de la section d'après la chute de tension

La chute de tension dans la ligne est calculée par :

$$\Delta V = R_L I_d \quad (4-7)$$

$$\Delta V = 0.07 \times 440 \times 1250 = 38,5 \text{ kV}$$

$$\frac{\Delta V}{V} 100 = \frac{38,5}{800} = 4,8\% < 10\% \quad \text{Ce qui est très acceptable.}$$

Notre section est vérifiée.

Conclusion : Notre choix de 800 mm² pour la section des câbles est maintenu.

4.1.3 Dimensionnement du transformateur

Pour dimensionner un transformateur on prend en compte la tension d'entrée et la tension de sortie (le rapport de transformation) ainsi que la puissance apparente qu'il devra faire transiter. Nous avons choisi d'utiliser 2 transformateurs, chacun avec 2 enroulements secondaires. Chaque transformateur sera parcouru par 500 MW et alimentera 1 pont dodécaphasé de 400kV

Chaque convertisseur hexaphasé (du dodécaphasé) fait sortir 200kV.

$$\text{Où } E_{LL} = \frac{V_{dc}}{1,35} = \frac{200}{1,35} = 148 \text{ kV tension composée de chaque enroulement secondaire.}$$

Si on considère que le convertisseur du coté Algérien est alimenté par un réseau de 400kV, le transformateur sera abaisseur. Le rapport de transformation pour chaque enroulement secondaire :

$$a_1 = 400/148 = 2,7$$

C'est la tension composée au secondaire du transformateur.

La puissance active est P=500 MVA

Soit, une puissance réactive qui représente 61% de la puissance active transmise :

$$0,61P_{dc} = 305 \text{ MVA}$$

Ce qui correspond à un facteur de puissance $\cos\phi = 0,85$.

Ce qui donne une puissance apparente

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{500^2 + 305^2} = 586 \text{ MVA}$$

C'est la puissance apparente qui doit transiter par le transformateur.

Pour prévoir une puissance perdue due au rendement du convertisseur, la compensation des pertes du transformateur lui-même, celle de la puissance déformante et pouvoir disposer d'une réserve de 10 à 15%, nous choisirons un transformateur de $S_N=680 \text{ MVA}$.

Conclusion : Nous utiliserons 2 transformateurs triphasés abaisseurs chacun à 2 enroulements secondaires de même rapport de transformation 400kV/148kV ; $S_N=680/340/340 \text{ MVA}$

4.1.4 Dimensionnement des batteries de condensateur

La détermination de la compensation de la transmission HVDC est basée sur le calcul de la puissance réactive à compenser Q_c . Cette dernière représente généralement 50,5% à 65,5% de la puissance active convertie par le système. Soit une batterie de condensateur avant chaque transformateur. Puisqu'une puissance active de 500 MW transite par chaque transformateur:

$$Q_c = 0,61 P_{dc} = 500 * 0,61 = 305 \text{ MVAR}$$

On détermine la capacité des batteries de condensateurs à utiliser pour 300 MVA :

$$Q = 3C\omega U^2 \quad 4-8)$$

On choisit d'utiliser 2 batteries de condensateurs chacune de 150 MVA sous tension de 400kV avant chaque transformateur, pour 2 convertisseurs en série.

$$C = \frac{Q}{3\omega U^2} = \frac{150 \cdot 10^6}{3 \times 2\pi \times 50 \times (400 \cdot 10^3)^2}$$

$$C = 1 \cdot 10^{-6} \text{ F}$$

4.1.5 Dimensionnement des filtres

Le système HVDC agit comme une source de tensions harmoniques du côté DC tandis qu'il agit comme une source de courant harmoniques du côté alternatif. Dans notre système HVDC à 12 thyristors soit $p=12$ on a du côté DC les harmoniques caractéristiques sont 12 et 24 et que du côté AC on aura les harmoniques caractéristiques d'ordre 11, 13, 23 et 25.

On dimensionnera les filtres pour les harmoniques les plus polluantes que sont les harmoniques 11 et 13. Pour cela on calculera les éléments RLC du filtre passif en question (filtre résonant)

- Filtre résonant accordé à la 11^{ème} harmonique ($h_n = 11$)

On a $Q_c = 150 \text{ Mvar}$ et $U = 400 \text{ kV}$

On calcule la réactance inductive et capacitive :

$$X_c = 400^2 \text{ kV} / 150 \text{ Mvar} = 1066,66 \Omega$$

$$X_L = \frac{X_c}{h_n^2} = \frac{1066,66}{11^2} = 1066,66 / 121 = 8.815 \Omega$$

On calcule la résistance de ce filtre

La réactance caractéristique égale :

$$X_n = \sqrt{X_c X_L} \text{ D'où : } X_n = \sqrt{(1066,66)(8.815)} = 97.167 \Omega$$

Pour calculer cette résistance, on prendra un facteur de qualité égal à $Q = 100$

$$R = X_n / Q = 97.167 / 100 = 9.716 \Omega$$

L'impédance harmonique du filtre est exprimée comme suit :

$$ZF(h) = 0.971 + j(8.815h - \frac{1066.66}{h})$$

- De même pour le filtre résonant accordé à la 13^{ième} harmonique ($h_n = 13$)

On a $Q_c = 150 \text{ Mvar}$ et $U = 400 \text{ kV}$

On calcule la réactance inductive et capacitive :

$$X_c = (400 \cdot 10^3)^2 / 150 \cdot 10^6 = 1066.66 \Omega$$

$$X_c = 1066.66 / 13^2 = 6.311 \Omega$$

On calcule la résistance de ce filtre

La réactance caractéristique égale :

$$X_n = \sqrt{X_c X_L} = \sqrt{(1066.66)(6.311)} = 82.05 \Omega$$

Pour calculer cette résistance, on prendra un facteur de qualité égal à $Q = 100$

$$R = X_n / Q = 82.05 / 100 = 0.82 \Omega$$

L'impédance harmonique du filtre est exprimée comme suit :

$$ZF(h) = 0.82 + j(6.311h - \frac{1066.66}{h})$$

4.2 Simulation

La figure en dessous représente la simulation Matlab-Simulink du système de transmission HVDC à douze impulsions:

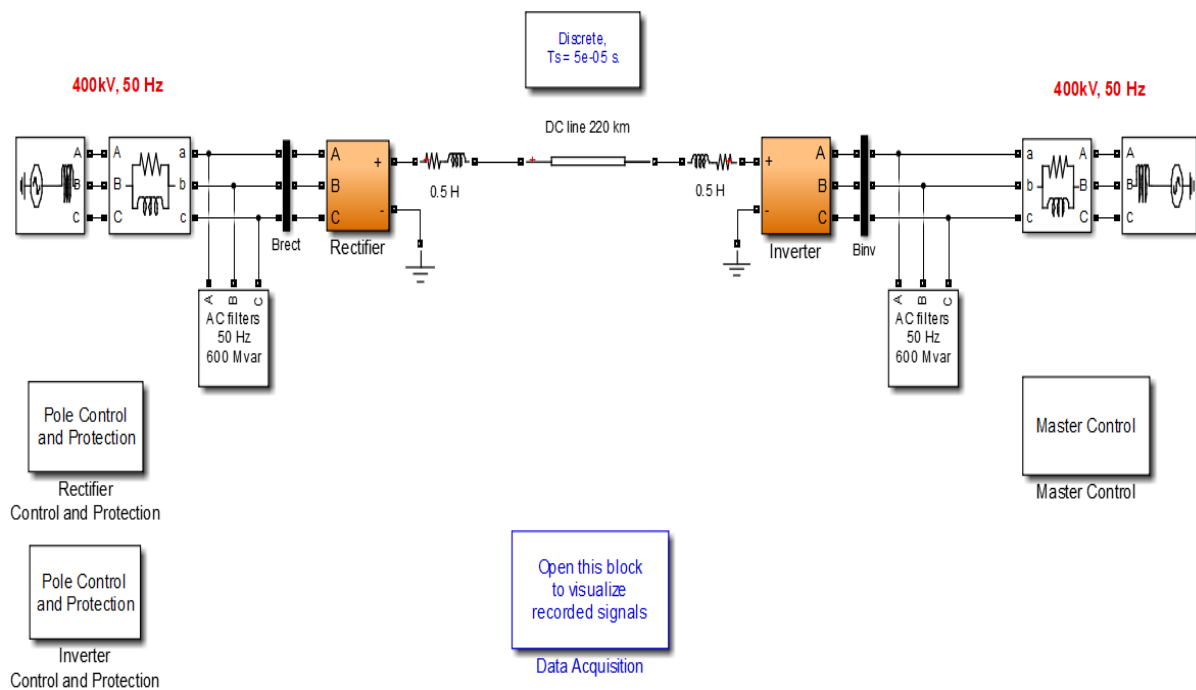


Figure 4-1 : Schéma de la simulation du système de transmission HVDC sous Matlab-Simulink

4.2.1 Description du système de transmission HVDC

La simulation décrit la modélisation d'une liaison de transmission à courant continu à haute tension (HVDC) avec des convertisseurs à thyristors à 12 impulsions.

Comme cité au-dessus, les onduleurs et les redresseurs sont des convertisseurs à 12 impulsions, ils utilisent chacun deux blocs de pont universel connectés en série. Entre les convertisseurs, des réactances de lissage et une ligne qui les relie de 220 km de distance.

Cette interconnexion HVDC de 1000 MW (800 kV, 1250 A) sert à acheminer la puissance d'un système de réseau électrique sous 400 kV, 50Hz à un autre réseau électrique sous une tension de 400 kV, 50 Hz.

Les transformateurs ($Y_n/Y/\Delta$) sont modélisés avec des blocs de transformateurs triphasés.

Le système HVDC agit comme une source de tensions harmoniques du côté DC tandis qu'il agit comme une source de courant harmoniques du côté alternatif.

Soit n l'ordre des harmoniques caractéristiques liées au nombre d'impulsions p de la configuration du convertisseur et k un nombre entier quelconque. On a $n = kp \pm 1$ pour un courant alternatif et $n = kp$ pour une tension continue. Dans notre système HVDC a 12 thyristors $p = 12$ implique que du côté DC les harmoniques caractéristiques sont 12 et 24. Du côté AC on aura 11, 13, 23 et 25.

Les filtres du côté AC sont regroupés en deux sous système :

- le filtre faible ou atténué, Q (3), qui sert à éliminer les harmoniques d'ordre 23 et plus ;
- les filtres élevé, Q (100), qui sert a éliminés les harmoniques d'ordre 11 et 13

Ces filtres sont des condensateurs à fréquence fondamentale et donc fournissent l'énergie réactive que consomme le redresseur en raison de l'angle de d'amorçage α .

Un temps d'échantillonnage de 50 μ s est discrétisé pour les systèmes d'alimentation, de contrôle et de protection.

4.2.2 Démarrage et arrêt du système

Le système de transmission HVDC est programmé pour atteindre un état stable juste après le démarrage. Ensuite, une étape d'arrêt commence afin de réduire la puissance acheminée avant de bloquer les convertisseurs.

La courbe 1 montre la tension de ligne DC (1 pu = 800 kV) tandis que la courbe 2 montre le courant I_{dc} (1 pu = 1250 A). On démarre la simulation et on observe sur les oscilloscopes *RectifieretInverter*. Les formes d'onde sont reproduites ici:

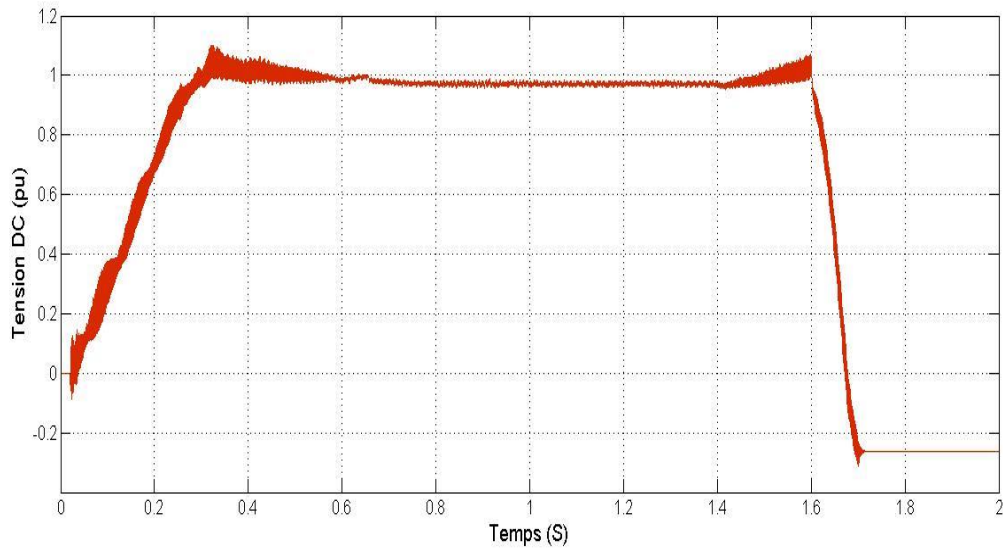


Figure 4-2 : Tension DC de la transmission HVDC

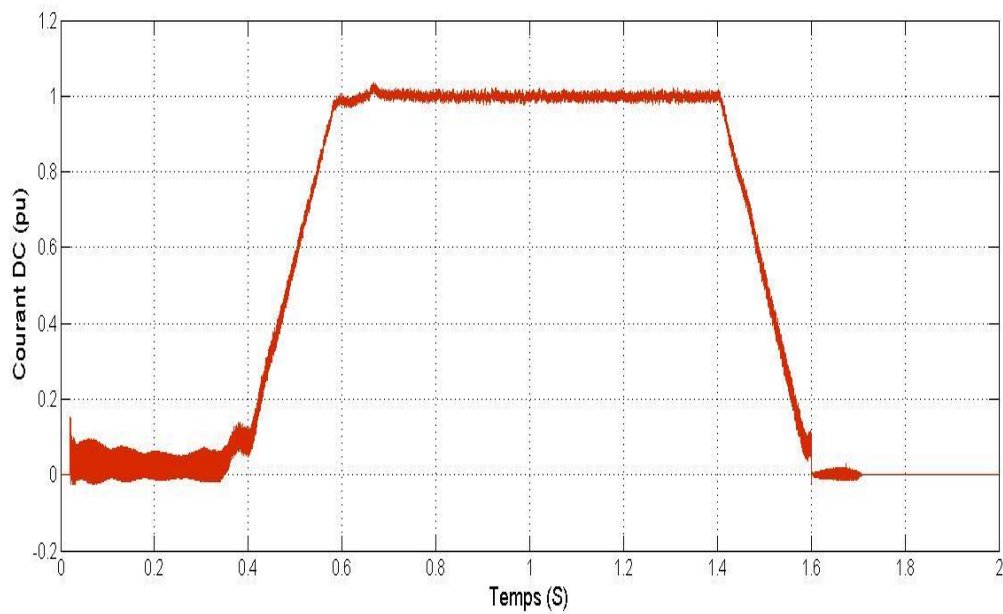


Figure 4-3 : Courant DC de la transmission HVDC

D'abord, les générateurs d'impulsions des convertisseurs sont débloqués et l'acheminement de puissance démarre par l'augmentation du courant à $t = 0.02s$, qui atteint la valeur minimale de $0.1pu$ à $t = 0.3s$. On observe que le courant commence à s'accumuler tandis que la ligne DC a atteint sa tension nominale.

À $t = 0.4s$, le courant passe de 0.1 pu à 1 pu donc 1.250 kA en seulement 0.18 seconde. Soit à $t = 0.58s$, le courant atteint l'état d'équilibre. Le redresseur et l'onduleur contrôlent respectivement le courant et la tension.

On observe que le système demeure stable au cours de la simulation.

À $t = 1.4s$, la séquence d'arrêt est déclenchée en faisant baisser le courant à 0.1 pu.

À $t = 1.6s$, le redresseur éteint le courant tandis que l'onduleur fait diminuer la tension DC.

À $t = 1.7s$, dans les deux convertisseurs, les impulsions sont bloquées.

4.2.3 Tension et courant AC des deux côtés de la méditerranée

Les formes d'ondes représentées ci-dessous représentent les, tension et courant des trois phases de part et d'autre de la transmission HVDC lors du processus du démarrage, de la mise en service du lien et de l'extinction du système HVDC :

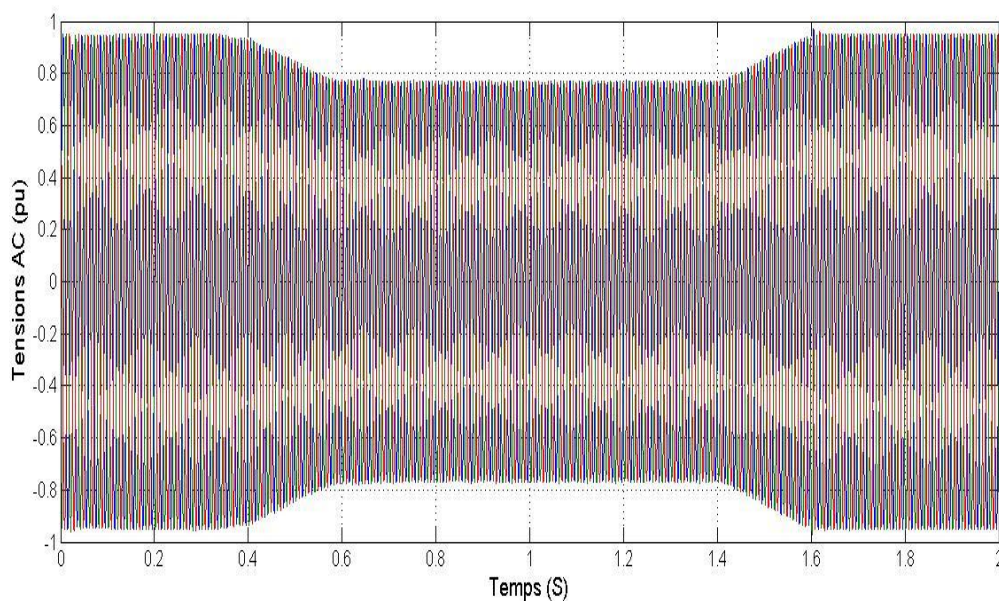


Figure 4-4 : Tensions AC des trois phases

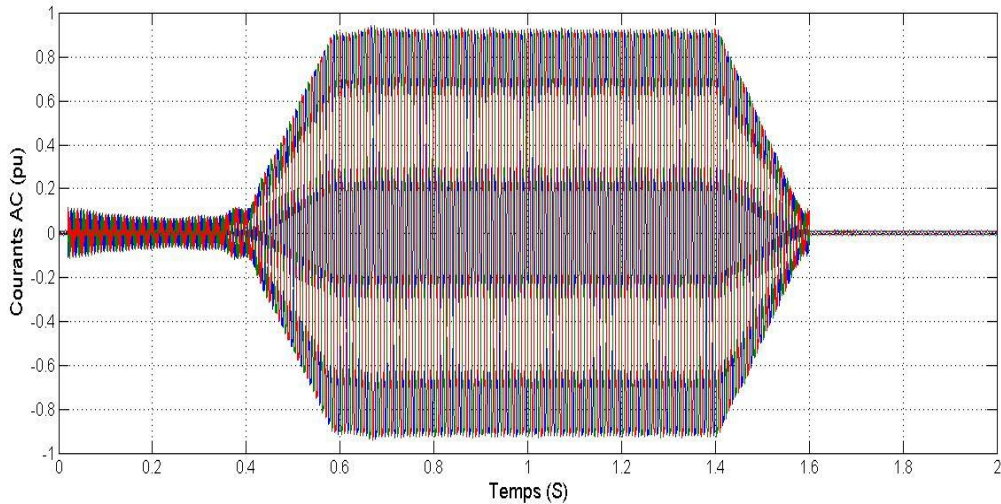


Figure 4-5: Courants AC des trois phases

A $t = 0.02s$, une accumulation du courant apparait après l'enclenchement et la mise en service de la transmission HVDC. On observe une baisse progressive mais rapide de la tension AC qui commence à $t = 0.3s$ jusqu'à $t = 0.58s$. Cela est dû à la montée de l'intensité du courant AC qui après redressement est acheminée via les câbles de transmission HVDC.

Lors du déclenchement de l'arrêt du système à $t = 1.4s$, le courant AC diminue progressivement traduisant une augmentation de la tension AC jusqu'au blocage des impulsions dans les convertisseurs à $t = 1.7s$.

On agrandit les graphes précédents pour percevoir les formes d'ondes :

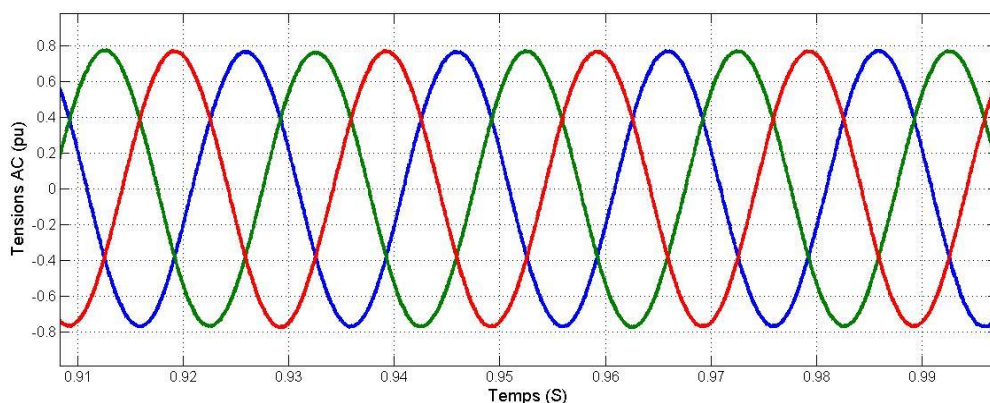


Figure 4-6 : Tension AC des trois phases (zoom)

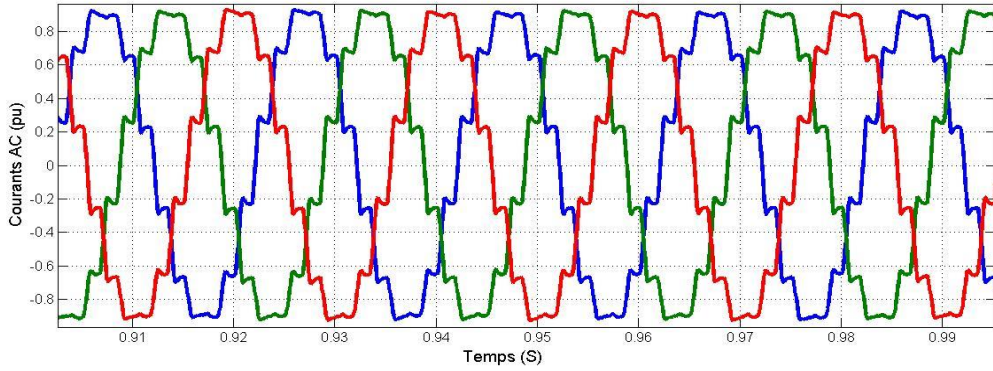


Figure 4-7 : Courants AC des trois phases (zoom)

4.2.4 Tension et courant des valves à thyristors

Nous prenons pour exemple la valve 'a' et la valve 'c' du pont étoile a six impulsions du redresseur. On analyse la tension inverse de la valve 'a' et le courant dans les valves 'a' et 'c' via les formes d'ondes ci-dessous :

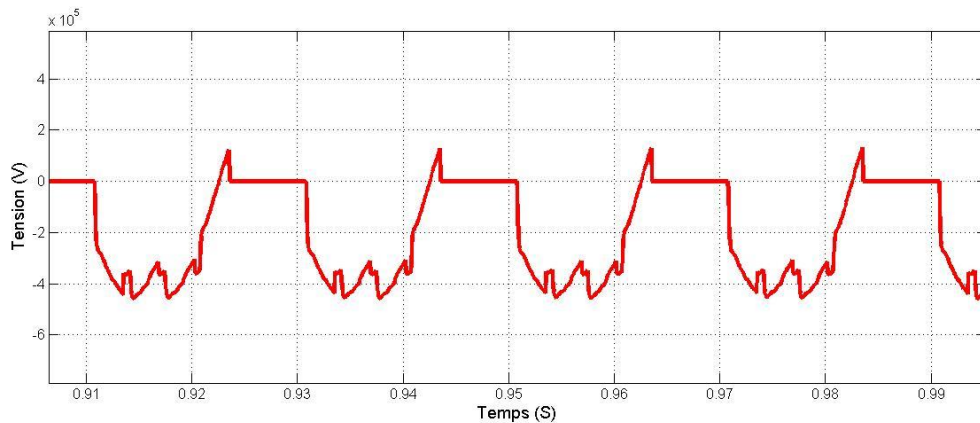


Figure 4-8 : Tension inverse aux bornes des thyristors 'a'

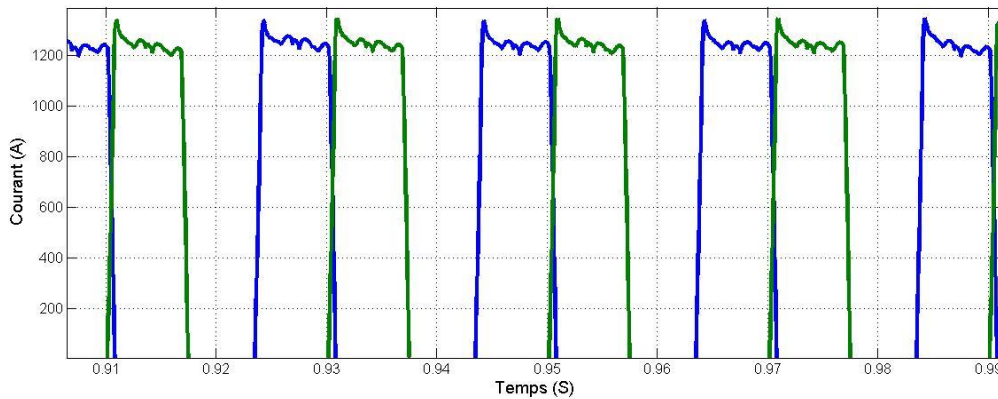


Figure 4-9 : Courant traversant les thyristors 'a' et 'c'

On analyse la tension inverse aux bornes de l'ensemble des valves 'a' ainsi que les courant des deux ensembles de valves, nous observons l'accumulation du courant dans les valves 'a' (le moment où l'ensemble des valves 'a' sont passante : tension à leurs bornes est nulle) jusqu'à son extinction suivie de l'accumulation du courant dans les valves 'c' jusqu'à son extinction.

On observe l'angle de commutation λ qui est distinct lors du passage du courant AC des valves 'a' aux valves 'c'.

4.2.5 Variation du courant DC en fonction de l'inductance de lissage

a) Valeur de l'inductance de lissage $L = 0.5 \text{ H}$

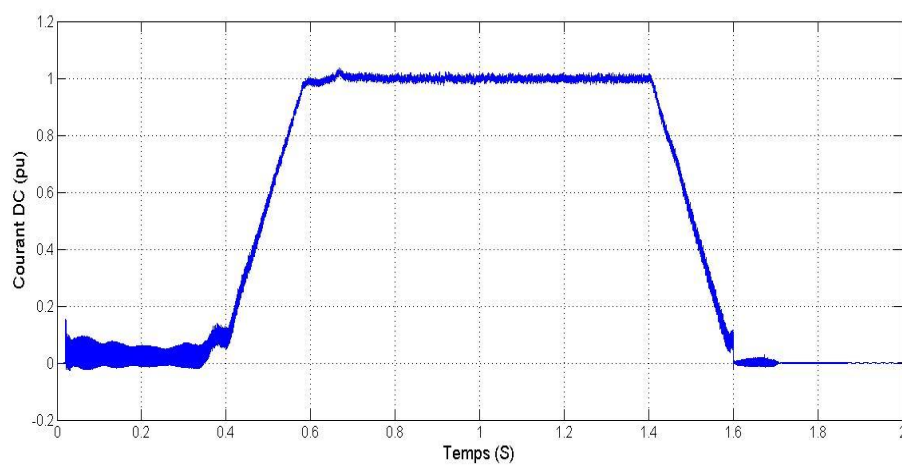


Figure 4-10 : Courant DC de la transmission HVDC

b) Valeur de l'inductance de lissage $L = 2 \text{ H}$

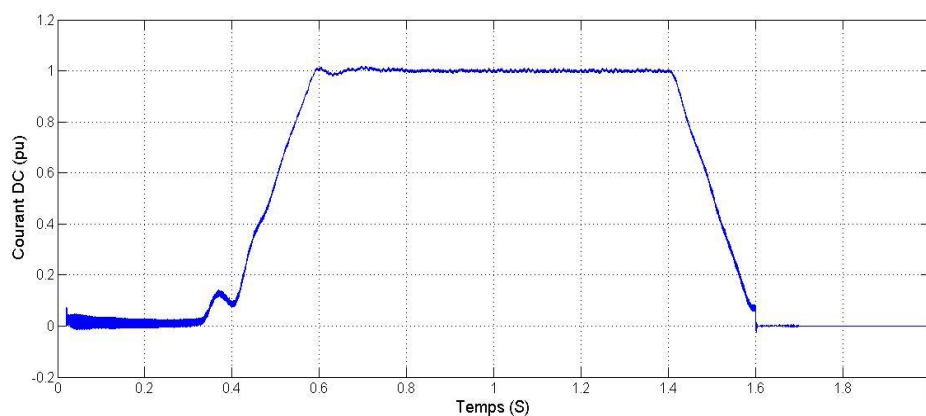


Figure 4-11 : Courant DC de la transmission HVDC

c) Valeur de l'inductance de lissage $L = 4 \text{ H}$

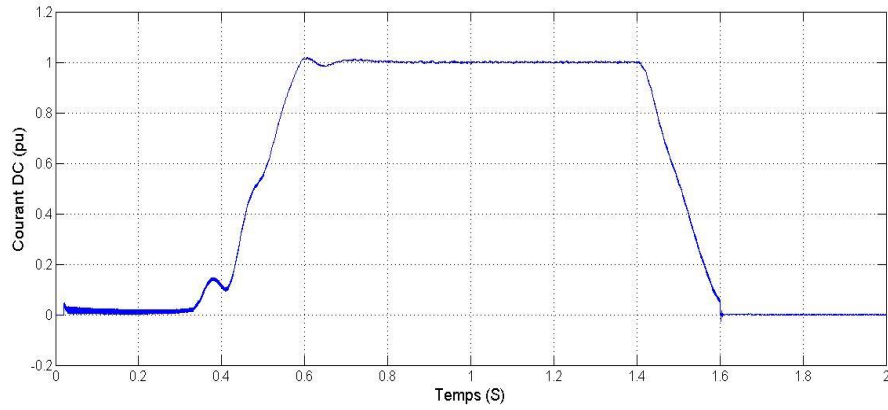


Figure 4-12 : Courant DC de la transmission HVDC

D'après les trois figures précédentes, nous remarquons que le taux d'ondulation du courant diminue au fur et à mesure que la valeur de l'inductance de lissage augmente.

4.2.6 La tension AC avec et sans filtrage

4.2.6.1 Sans filtrage :

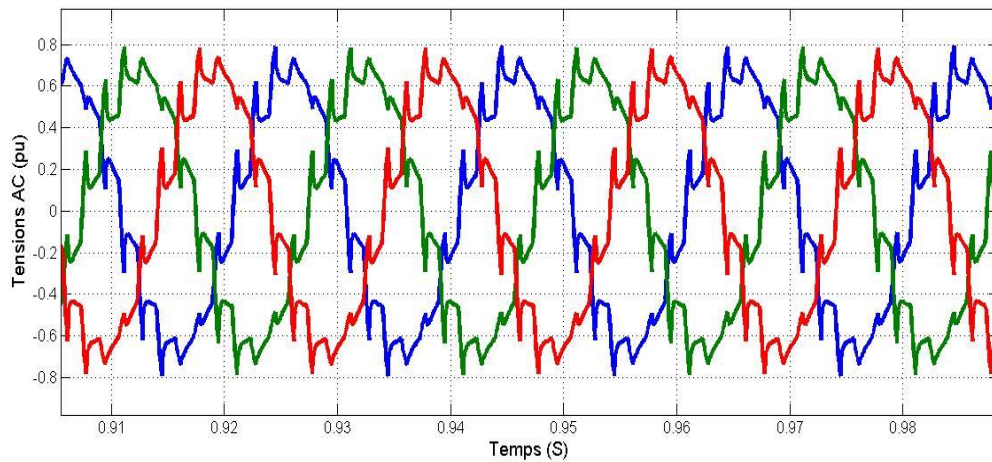


Figure 4-13 : Tension AC des trois phases (zoom)

4.2.6.2 Avec filtrage :

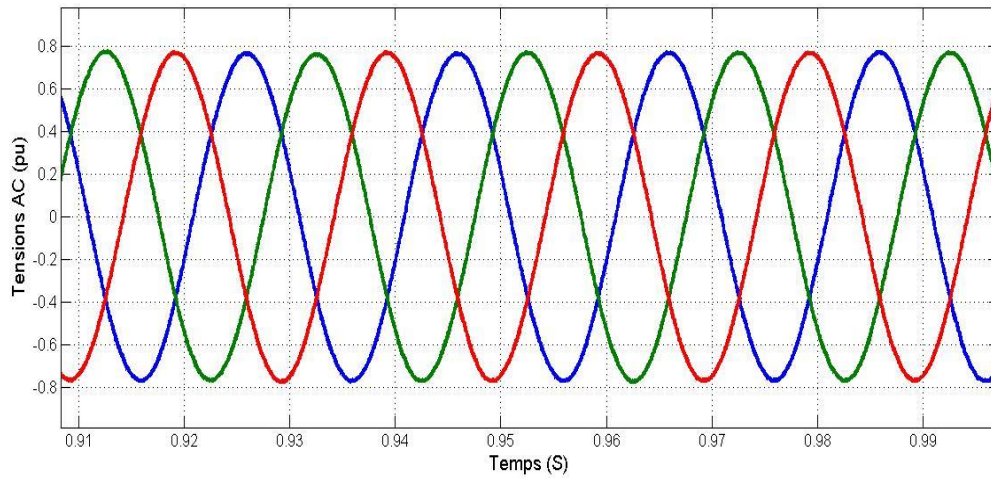


Figure 4-14 : Tension AC des trois phases (zoom)

Nous remarquons : dans le cas où le filtrage n'est pas utilisé, les tensions AC sont polluées d'harmonique

Dans le cas d'une de l'utilisation des filtres, ces tensions sont dépolluées.

Conclusion générale

Ce travail de projet de fin d'étude a pour objectif l'étude et la modélisation puis la simulation d'un éventuel système HVDC reliant les côtes oranaises aux côtes Espagnol. Cette transmission est un sujet d'actualité puisqu'un surplus d'énergie électrique existe en Algérie et sera d'autant plus important quand des projets comme DESERTEC se concrétiseront.

Dans ce présent mémoire nous avons évoqué pourquoi il est indispensable d'utiliser le courant continu dans un tel projet. Nous avons expliqué en quoi consister une liaison haute tension à courant continu. Nous avons vu et expliqué les différentes configurations HVDC qui existe (configuration monopolaire, configuration bipolaire, configuration homopolaire).

Pour installer une transmission pareille, un investissement colossal est requis et des études en amont du projet sont réalisées sur la géographie de la zone sous-marine. Des paramètres géologiques dont la profondeur de l'eau, la topographie du lit sous-marin, la structure géodynamique, les vagues et les courant marins sont pris en compte en amont de la réalisation. Dans ce mémoire nous avons décrit et précisé l'importance de ces études.

Pour réaliser cette transmission, différents éléments doivent y figurer tels que les câbles haute tension, les transformateurs, les convertisseurs, les filtres et les électrodes. Nous avons montré le rôle de chaque composant dans la transmission HVDC. Passant de la conversion du courant alternatif en courant continu grâce au convertisseur et vice versa, du transport, du filtrage, de la compensation de l'énergie réactive etc.

Nous avons énuméré et expliqué les différents câbles qui sont utilisés dans le monde, de quoi ils se différencient l'un par rapport aux autres et quel câble devrait être utilisé dans cette transmission HVDC. Nous avons évoqué la durée de vie des câbles sous-marins et le processus d'installation de ces derniers qui se fait de façon complexe grâce à des bateaux spécialisés transportant des tonnes de câbles et à des appareils et engins spécifique téléguidé par des ingénieurs lors de la pose.

Dans ce mémoire, nous avons modélisé les différents éléments que sont les transformateurs, les convertisseurs sous forme de relation mathématique.

Nous avons évoqué le filtrage d'harmoniques utilisé pour dépollué la transmission HVDC. Ensuite, nous avons modélisé mathématiquement des filtres pour des harmoniques spécifiques.

Parallèlement au filtrage, nous avons évoqué la compensation de l'énergie réactive dans la transmission étudiée. Puisque dans un système de transport en courant continu les convertisseurs consomment de la puissance réactive.

Pour terminer, nous avons dimensionné les éléments de la transmission et vérifié leurs conformités. Ensuite, nous avons utilisé les valeurs émanant de la partie dimensionnement de la transmission HVDC pour les appliquer dans notre simulation sur le Logiciel MATLAB-SIMULINK.

References

- [1] S. S. McPherson, *War of the Currents: Thomas Edison vs Nikola Tesla*. Twenty-First Century Books, 2012.
- [2] V. Behraves and N. Abbaspour, “New Comparison of HVDC and HVAC Transmission system,” *Int. J. Eng. Innov. Res.*, vol. 1, no. 3, pp. 300–304, 2012.
- [3] T. Worzyk, “100 years of high voltage DC links,” *Mod. power Syst.*, no. NOV, pp. 21–22, 2007.
- [4] M. Fu, L. A. Dissado, G. Chen, and J. C. Fothergill, “Space charge formation and its modified electric field under applied voltage reversal and temperature gradient in XLPE cable,” IEEE, 2008.
- [5] “Sahara Wind - Homepage.” <https://saharawind.com/> (accessed Jul. 20, 2020).
- [6] T. Wildi and G. Sybille, “Electrotechnique. 3. éd. edn,” *Québec Press. l’Université Laval*, 2000.
- [7] M. Funck, J. Vandendorpe, E. DE JAEGER, M. BEKEMANS, and J.-D. LEGAT, “Liaisons hvdc: structure, contrôle et modélisation.” diploma thesis, Université Catholique de Louvain-La-Neuve, 2016.
- [8] M. Ardelean and P. Minnebo, “HVDC submarine power cables in the world,” *Jt. Res. Cent.*, 2015.
- [9] “La production électrique dépassera les 33.000 MW en 2022 | Radio Algérienne.” <https://www.radioalgerie.dz/news/fr/article/20190226/163343.html> (accessed Jul. 20, 2020).
- [10] “ANNEXE.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/ten/energy/coordinators/doc/2008_03_18_report_technical_annexes_fr.pdf.
- [11] R. M. Black, *The history of electric wires and cables*, no. 4. IET, 1983.
- [12] “China’s State Grid Corp Crushes Power Transmission Records - IEEE Spectrum.” <https://spectrum.ieee.org/energywise/energy/the-smarter-grid/chinas-state-grid-corp-crushes-power-transmission-records> (accessed Jul. 21, 2020).
- [13] A. Giorgi *et al.*, “The italy-greece HVDC link,” in *Cigré Session*, 2002, pp. 14–116.
- [14] A. Gustafsson *et al.*, “Qualification of an extruded HVDC cable system at 525 kV,” in *JiCable*, 2015, vol. 15.
- [15] P. Bergelin, M. Jeroense, T. Quist, and H. Rapp, “640 kV extruded HVDC cable system,” *NKT HV Cables Lyckeby, Sweden*, 2017.

- [16] M. Houabes, "*Modélisation des réseaux électrique*", UBMAAnnaba.
- [17] D. Fulchiron, "Cahier technique n ° 192 Protection des transformateurs de postes MT / BT."
- [18] G. Cormier, "Transformateur 8.1."
- [19] H. Huang, M. Uder, R. Barthelmess, and J. Dorn, "Application of high power thyristors in HVDC and FACTS systems," in *17th Conference of Electric Power Supply Industry (CEPSI)*, 2008, pp. 1–8.
- [20] L. Pj, "Transport à haute tension à courant continu," 2005. [Online]. Available: <http://profs.etsmtl.ca/pjlagace/Enseignement/cours/ele653/Site/Documents/LienCC.pdf>
- [21] H. Afghoul, "chapitre 5 redresseur commandé-1.pdf.", ESTIAnnaba.
- [22] M. Benasla, T. Allaoui, H. Chaib, and H. Bouameur, "Étude et Simulation d'un Système de Transport d'Énergie en Courant Continu à Haute Tension HVDC."
- [23] F. Salah, "CONVERTISSEURS PROPRES « APPLICATION AU REDRESSEUR »,", 2012.
- [24] S. Rechka, "ÉTUDE DE MÉTHODES DE FILTRAGE DES HARMONIQUES DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DE DISTRIBUTION," 2002.
- [25] "CHAPITRE 1 Filtres passifs d'harmoniques." [Online]. Available: [https://www.exoco-lmd.com/qualite-de-lenergie-electrique/qualite-de-lenergie-electrique-\(electric-power-quality\)/?action=dlattach;attach=5567](https://www.exoco-lmd.com/qualite-de-lenergie-electrique/qualite-de-lenergie-electrique-(electric-power-quality)/?action=dlattach;attach=5567).