

**CONSERVATOIRE NATIONAL DES ARTS ET METIERS
Centre Régional associé de Grenoble**

Mémoire présenté en vue d'obtenir

**UE « Information et communication pour l'ingénieur »
SESSION 2013 / 2014**

par

Fabrice D'EUSTACHIO

**« Les enjeux des systèmes HVDC
dans les réseaux de transport d'électricité »**

Soutenu le 17 Décembre 2013

JURY

PRESIDENT : M. Stéphane LEFEBVRE, Professeur des universités

MEMBRES : M. Pascal TIXADOR, Professeur à Grenoble-INP - Ense3

M. Gilles ROSTAING, Maître de conférences

Table des matières

| | |
|--|------------|
| Table des abréviations | iii |
| Remerciements | iv |
| Introduction générale | 1 |
| 1. Le transport d'électricité : HVAC ou HVDC ? | 2 |
| 1.1 <i>Introduction</i> | 2 |
| 1.2 <i>Distances limites pour le transport de puissance en HVAC</i> | 3 |
| 1.2.1 Modélisation d'une ligne électrique de transport..... | 3 |
| 1.2.2 Liaison de type sous-terrain/sous-marin | 3 |
| 1.2.3 Liaison de type aérien | 4 |
| 1.2.4 Illustrations des limites de distance de transmission de puissance..... | 4 |
| 1.2.5 Solutions | 4 |
| 1.2.6 HVAC ou HVDC : critères de choix | 4 |
| 1.3 <i>Interconnexions transfrontalières</i> | 5 |
| 1.3.1 Principe de fonctionnement : équilibre permanent entre « production et consommation »..... | 5 |
| 1.3.2 Interconnexion de réseaux électriques transfrontaliers..... | 5 |
| 1.3.3 Interconnexion de deux réseaux asynchrones | 6 |
| 1.3.4 Interconnexion de deux réseaux synchrones : gestion du flux de puissance transitité..... | 6 |
| 1.4 <i>Conclusion</i> | 6 |
| 2. Les systèmes HVDC : Technologies des convertisseurs | 7 |
| 2.1 <i>Introduction</i> | 7 |
| 2.2 <i>Les différentes technologies des liaisons HVDC : synthèse de l'état de l'art</i> | 7 |
| 2.2.1 La technologie LCC- HVDC | 7 |
| 2.2.2 La technologie VSC-HVDC | 9 |
| 2.3 <i>Etat actuel des technologies et perspectives</i> | 11 |
| 2.3.1 Technologie LCC - HVDC | 11 |
| 2.3.2 Technologie SVC - HVDC | 12 |
| 2.4 <i>Synthèse</i> | 12 |
| 2.5 <i>Conclusion</i> | 13 |
| 3. Réseaux maillés HVDC et les verrous à son développement | 14 |
| 3.1 <i>Rappel des avantages de la technologie HVDC</i> | 14 |
| 3.2 <i>Réseau maillé à courant continu : MTDC</i> | 15 |
| 3.3 <i>Les projets d'interconnexion HVDC MTDC</i> | 16 |
| 3.4 <i>Les différents verrous</i> | 17 |
| 3.4.1 Coupure du courant continu pour liaisons HVDC (réseau maillé) | 17 |
| 3.4.2 Stratégie de commande..... | 18 |
| 3.4.3 Absence de normalisation | 19 |
| 3.5 <i>Conclusion</i> | 19 |

| | |
|--------------------------------|-----------|
| Conclusion | 20 |
| Table des Figures | 26 |
| Table des tableaux..... | 27 |

Table des abréviations

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

| Abréviation | Description |
|-------------|---|
| AC | Alternating Current (Courant Alternatif) |
| B2B | Back-to-back (Dos-à-dos) |
| BF | Basse Fréquence |
| CIGRÉ | Conseil International des Grands Réseaux Électriques |
| CSC | Current Source Converters |
| DC | Direct Current (Courant Continu) |
| EWEA | European Wind Energy Association |
| FACTS | Flexible AC Transmission System |
| HF | Haute Fréquence |
| HVAC | High Voltage Alternating Current (Courant Alternatif à Haute Tension) |
| HVDC | High Voltage Direct Current (Courant Continu à Haute Tension) |
| IGBT | Insulated Gate Bipolar Transistor (Composant semi-conducteur) |
| IGCT | Insulated Gate-Commutated Thyristor (Composant semi-conducteur) |
| LCC | Line Commutated Converter |
| MLI ou PWM | Modulation de Largeur d'Impulsion ou Pulse Width Modulation |
| MTDC | Multi-Terminal Direct Current |
| MT-HVDC | Multi-Terminal High Voltage Direct Current |
| OHL | Over-head line |
| UHVDC | Ultra High Voltage Direct Current |
| VSC | Voltage Source Converter |

Remerciements

Je souhaite en premier lieu remercier **M. Bertrand Raison** (G2Elab) ainsi qu'adresser toute ma gratitude envers **M. Jean-Paul Ferrieux** (G2Elab), qui m'ont consacré de leur précieux temps, afin de m'initier au sujet, et répondu à certaines de mes interrogations, que ce soit sur le sujet ou sur un aspect plus global de l'électrotechnique.

Pour les mêmes raisons, mes remerciements sont également adressés à **M. Philippe Grandperrin** (Schneider Electric), ainsi qu'à **M. Shi XiaoDong** (Schneider Electric) que je considère comme un véritable ami.

Je remercie également mon responsable hiérarchique, **M. Pascal Dandrea**, ainsi que deux collègues de travail, **M. Romain Bernachot** et **M. Anthony Garlet**, pour m'avoir soutenu moralement durant cette recherche bibliographique, malgré certains événements familiaux survenus en parallèle.

Enfin, je souhaite remercier **M. Pascal Tixador** pour m'avoir proposé ce sujet. En effet, celui-ci m'a permis d'élargir ma culture générale en électrotechnique sur un domaine dont je ne possédais que très peu de connaissances.

Introduction générale

L'électricité est traditionnellement produite, transportée et distribuée sous forme de courant alternatif et utilisée sous cette même forme, à l'exception de quelques systèmes de traction et processus industriels sous forme de courant continu. Ce choix technique fut effectué durant la fin XIX^{ème} siècle lors de la « la guerre des courants » [Manning-1996] pour les raisons majeures que l'on citera, à savoir sa simplicité de production (les alternateurs sont plus simples et plus fiables que les génératrices à courant continu), sa facilité à changer de niveau de tension à l'aide de transformateurs, ainsi que sa facilité à interrompre le courant du fait que celui-ci s'annule naturellement de façon périodique. Ainsi, les réseaux électriques se sont donc développés, en courant alternatif, avec le déploiement de gros moyens de production centralisés raccordés à des réseaux de transport maillés interconnectés auxquels sont connectés les réseaux de distribution [Hadjsaïd et Sabonnadière-2007].

En parallèle, les besoins en consommation électrique sont en croissance soutenue: +0,6% par an jusqu'en 2030 pour la France [RTE-2011], et devraient doubler au niveau mondial d'ici 2040 [EDF-2013]. Les marchés européens de l'électricité se sont ouverts à la concurrence (libéralisation du marché de l'électricité) [Schuman-2013], et les énergies renouvelables se développent pour la production d'énergie électrique dans le cadre des engagements pris par l'Union Européenne, ce qui implique une nécessité de renforcer et d'interconnecter les réseaux électriques. Ainsi, il est parfois nécessaire de construire de très longues lignes aériennes, des lignes souterraines enterrées ou sous-marines, ou de relier des réseaux frontaliers (parfois asynchrones). Or, dans ce domaine, le transport HVAC « High Voltage Alternating Current » montre ses faiblesses et limites, voire ses incapacités (interconnexion de réseaux asynchrones), et laisse la place au courant continu, le HVDC « High Voltage Direct Current » pour lever ces problématiques.

Grâce à l'évolution de l'électronique de puissance, l'utilisation du courant continu à haute tension est devenue possible, donnant naissance à l'appellation HVDC, ou encore CCHT pour l'appellation française « Courant Continu à Haute Tension », à partir de 1954 [Mircea et al.-2000]. C'est une technologie permettant de transporter de très fortes puissances (7200MW en 2013). Le principe est de convertir, grâce à l'électronique de puissance, un courant alternatif en courant continu (redresseur), transporter cette puissance sur de grandes distances, puis reconvertir la puissance en sens inverse (onduleur).

L'objectif proposé de cette recherche bibliographique est de répondre généralement à la problématique suivante : Pourquoi revenir à l'utilisation du courant continu et en quoi les systèmes HVDC peuvent-ils améliorer le réseau électrique de transport ?

Dans certains cas particuliers, notamment en topologie « Back to Back », la frontière entre un système HVDC et certains systèmes FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*) est plutôt proche. Cependant, ces derniers ne seront pas abordés, n'étant pas qualifiés en tant que système HVDC par le CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques).

Ce rapport est organisé selon trois parties distinctes.

Le premier chapitre permettra de mettre en évidence les limites du transport d'électricité en courant alternatif (HVAC) et de présenter les avantages du courant continu.

Le second chapitre présentera les systèmes HVDC avec une synthèse sur l'état de l'art de ces systèmes ainsi qu'une présentation de l'état actuel de leurs performances.

Enfin, le troisième chapitre effectuera une synthèse des diverses applications et enjeux auxquels les systèmes HVDC peuvent répondre favorablement, suivi d'un descriptif des différentes problématiques à lever afin que ces systèmes puissent se développer convenablement, plus particulièrement pour la réalisation de réseaux électriques maillés en DC.

Chapitre 1

1. Le transport d'électricité : HVAC ou HVDC ?

1.1 Introduction

De façon très générique, un réseau électrique peut être dissocié selon quatre grandes parties :

- La production

Elle consiste en la génération de l'ensemble de la puissance consommée par le réseau tout entier. En grande majorité, les tensions associées à cette production sont produites sous la forme de systèmes triphasés par l'intermédiaire d'alternateurs entraînés à partir de divers types de sources d'énergie dites « primaires ».

- Le transport

Il consiste à acheminer les puissances produites par les unités de production auprès des lieux de consommation. Les grandes centrales étant en général groupées autour des fleuves, des cours d'eau et des océans, le « grand transport » consiste à parcourir de longues distances en direction des extrémités des territoires nationaux. L'ordre de grandeur de ces distances impose, entre autre, le fait de véhiculer l'énergie électrique sous très haute tension (les pertes par effet joules sont inversement proportionnelles au carré de la tension pour une puissance et une charge identiques).

- La distribution

Elle consiste en un maillage fin du territoire permettant à chaque utilisateur d'être à proximité d'une liaison au réseau. C'est l'ultime ramification des lignes et des installations qui permet également un passage progressif des très hautes tensions du transport aux basses tensions de la consommation.

- La consommation

Chaque récepteur électrique connecté au réseau consomme une puissance active et une puissance réactive. La consommation domestique, qui est généralement majoritaire, est très ramifiée et se fait sous basse tension souvent monophasée (100 à 250 V). Certains « clients » industriels (grosses usines, ferroviaire, etc.) sont directement reliés en moyenne, haute ou très haute tension.

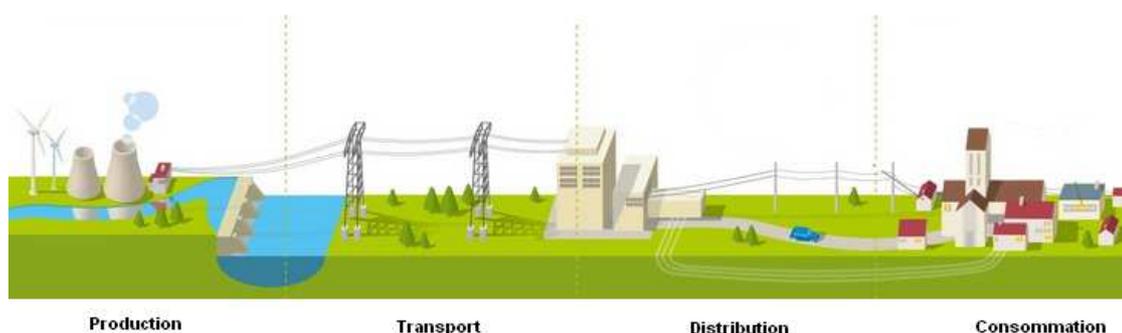


Figure 1 – Représentation générique d'un réseau électrique
[www.erdf.com]

Pour la conduite d'un réseau électrique, en alternatif, nous pouvons considérer qu'il existe trois paramètres clés à surveiller :

- La **tension**, qui doit être maintenue dans des limites contractuelles (généralement +/-5%).
- Le **courant** (niveau de charge) des ouvrages pour empêcher toute congestion durable qui pourrait remettre en cause la sécurité du système ou accélérer le vieillissement des équipements.
- La **fréquence**, dont les fluctuations sont l'image d'un écart entre production et consommation.

L'installation d'une structure HVDC dans un réseau a pour objet de lever une limite intrinsèque des réseaux AC, de part les propriétés du courant continu. Ces limites peuvent concerner le fonctionnement en régime permanent (réglage de la tension, capacité de transport) ou dynamique (garantir la stabilité et la synchronisation du réseau). Les liaisons HVDC deviennent indispensables pour transmettre de la puissance via une liaison sous-marine, ou une liaison aérienne très longue, ou encore pour interconnecter deux réseaux ayant des règles d'exploitations différentes ou asynchrones.

Ainsi, ce premier chapitre présentera l'existence de certaines limites techniques d'une liaison de transport HVAC, et démontrera les intérêts techniques ou technico-économique d'utiliser une liaison HVDC.

1.2 Distances limites pour le transport de puissance en HVAC

1.2.1 Modélisation d'une ligne électrique de transport

Selon [Escané-1997], il est possible de modéliser une ligne d'un réseau électrique de transport selon un modèle en « pi » qui est une approximation du modèle fréquentiel en régime permanent. Il s'agit d'une représentation à constantes réparties pour un tronçon de ligne de longueur élémentaire.

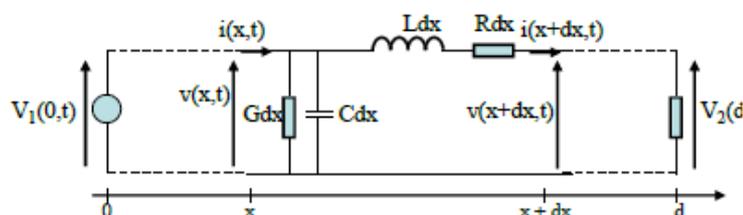


Figure 2 – Représentation d'une ligne par un modèle à constantes réparties [Petit-2013]

Les équations des télégraphistes résolues en mode sinusoïdal permettent d'obtenir des relations entre tensions et courants aux deux extrémités de la ligne [Petit-2013]. Ainsi, il est démontré que pour une ligne électrique, il existe des distances maximales d'exploitation si aucune compensation n'est faite [Petit-2013].

Que ce soit une liaison de type aérien (OHL en anglais pour *Over Head Line*), ou alors de type souterrain/sous-marin, **ces deux types de liaisons sont limitées par leur puissance transmissible en fonction de la distance**. Cependant, la cause et la conséquence ne sont pas identiques.

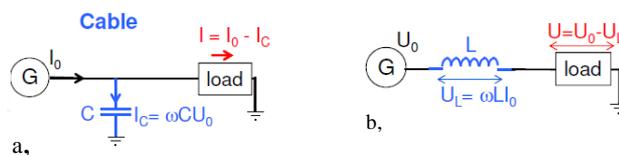


Figure 3 – Représentation simplifiée d'une liaison
a, type souterrain/sous-marin b, type aérien (ABB)

1.2.2 Liaison de type sous-terrain/sous-marin

Le premier facteur limitant pour un câble souterrain/sous-marin est la limite admissible en courant du câble, lié à des critères thermiques. Ce type de liaison possède une capacité linéique 10 fois supérieure à une liaison aérienne. Ainsi, de part de l'utilisation d'un courant alternatif, le courant électrique traversant le câble sera composé du courant consommé par la charge mais aussi d'un courant additionnel indésirable par effet capacitif, qui ce dernier est proportionnel à la distance de la ligne. Au-delà d'une certaine longueur, la capacité en courant admissible du câble est atteinte. Augmenter la section du câble augmente la capacité linéique.

1.2.3 Liaison de type aérien

Pour une liaison aérienne, le facteur limitateur est la tension en bout de ligne qui, de part les effets de résonance à vide ou des effets inductif en charge, provoquent respectivement soit des montées de tension, ou soit des chutes de tension [Wildi et Sybille-2009].

1.2.4 Illustrations des limites de distance de transmission de puissance

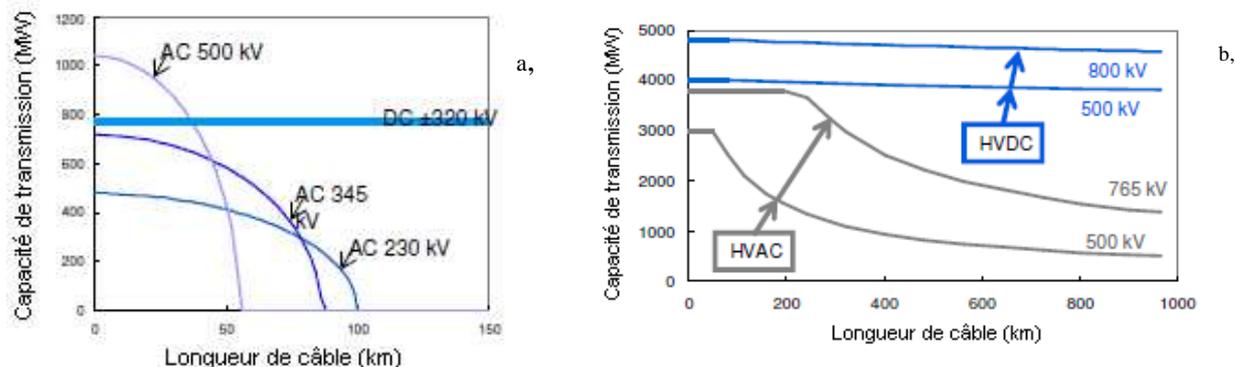


Figure 4 – Capacité de transmission de puissance en fonction de la distance
a, type sous-terrain/sous-marin b, type aérien (ABB)

Ainsi, selon la figure 3, il apparaît clairement qu'il n'est pas possible de transporter de la puissance en alternatif sur de longues distances, dans de larges conditions de puissance et de facteur de puissance, tout en respectant des contraintes de tension ($\pm 5\%$ autour de la tension nominale) [Petit-2013].

1.2.5 Solutions

Dans la réalité, l'exploitant de réseau peut utiliser des moyens de compensation en puissance réactive, le long de la ligne, tels que des dispositifs FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) utilisant de l'électronique de puissance, pour aider à maintenir la tension dans les plages réglementaires. Cependant, ces artifices ont un coût très important et de plus, ne peuvent pas toujours être installés à l'endroit le plus opportun, comme par exemple pour une liaison offshore, qui ainsi nécessiterait spécifiquement la construction de plates-formes en mer/océan pour accueillir ces dispositifs FACTS.

Une alternative est d'utiliser une liaison électrique en courant continu. En effet, de part sa nature, le courant continu est insensible aux effets inductifs ($L\omega$) et capacitifs ($1/C\omega$), effets qui sont problématiques pour le transport en courant alternatif. Cependant, sa production nécessite le redressement des ondes de courant alternatif et le changement de tension ne peut se concevoir qu'au moyen de dispositifs complexes, utilisant une électronique de puissance très coûteuse, et générant des pertes joules par les convertisseurs.

1.2.6 HVAC ou HVDC : critères de choix

Un avantage des liaisons HVDC réside dans le fait de la diminution du coût des lignes et des câbles DC :

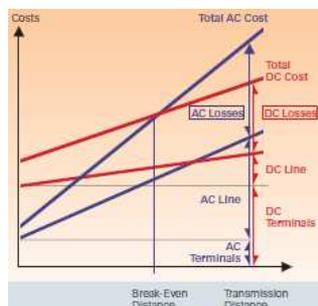
- deux conducteurs (et quelquefois un seul) au lieu de trois en AC
- les pertes par effet joules sont 25% inférieures en DC (ou autrement dit les pertes AC sont 33% supérieures au DC), pour une même puissance transitée, en comparant une ligne triphasée à 3 conducteur et une ligne DC à 2 conducteurs [Mircea et al.-2000].
- En DC, il n'existe pas de pertes de per effet de peau et de pertes diélectriques, estimées à 15% selon [Monjean-2012].

Il en résulte que la ligne DC est plus économique.

Aussi, la liaison DC ne consomme pas de puissance réactive.

Cependant, l'inconvénient principal est lié à l'utilisation de convertisseurs à base d'électronique de puissance pour les liaisons HVDC. Ceux-ci coûtent chers et induisent des pertes supplémentaires. De plus, ils sont encombrants en poids et en taille comparé à une structure HVAC sans convertisseurs.

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



La « break even distance » est la distance à partir de laquelle une liaison HVDC devient économiquement plus intéressante qu'une liaison HVAC. Ainsi, les interconnexions de type « aérien », cette limite est fixée entre 500 et 800 km selon [Siemens-2013a] et [Hadjsaïd et Sabonnadière-2007]. Pour les interconnexions de type « souterrain/sous-marin », la distance est estimée entre 70 et 100 km selon [Monjean-2012] et [ENTSOE-2012]

Figure 5 – Comparatif de coûts par rapport à la distance d'interconnexion [Siemens-2013a]

1.3 Interconnexions transfrontalières

1.3.1 Principe de fonctionnement : équilibre permanent entre « production et consommation »

L'électricité peut-être assimilée à un produit frais dont il faut consommer immédiatement (elle ne se stocke pas, ou seulement en très petite quantité et difficilement). De plus, pour un bon fonctionnement du réseau, il est nécessaire de maintenir en permanence l'équilibre entre la consommation et la production. Lorsque cet équilibre est parfait, la fréquence est la même partout, égale à 50 Hz. Seule une tolérance de +/-1% est toléré en France.

Lorsqu'il y a un excès de production, la fréquence du réseau augmente. Au contraire, lorsqu'il y a un déficit de production par rapport à la consommation, la fréquence baisse [Lasne-2008].

Les gestionnaires de réseaux doivent donc rester au plus proche de 50 Hz pour assurer la qualité du réseau. Ce respect de la fréquence est important, car les processus industriels, les machines de production, et l'ensemble des appareils électriques ont un fonctionnement optimal à la fréquence nominale (50Hz en France). Dans le monde, il existe deux fréquences de fonctionnement : 50Hz et 60Hz. Parfois, au sein du même pays, mais pour une région différente, il existe des réseaux distincts fonctionnant à ces deux différentes fréquences (par exemple le Japon).

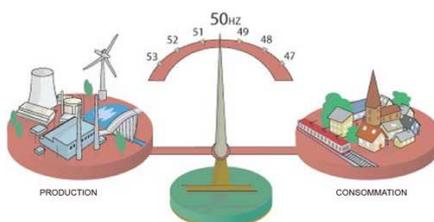


Figure 6 – Représentation de l'équilibre « production / consommation »
Source : www.audeladeslignes.com

1.3.2 Interconnexion de réseaux électriques transfrontaliers

L'interconnexion entre réseaux de transport d'électricité frontaliers permet de s'échanger mutuellement de la puissance active ainsi que participer à :

- renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité grâce à un foisonnement entre la demande (consommation) et la production des parcs.
- améliorer la qualité de chacun des réseaux grâce au réglage commun de la fréquence (Dans le cas de réseaux synchrones)
- apporter une assistance mutuelle en cas de défaillance technique brutale
- effectuer des transactions commerciales transfrontalières qui favorisent la concurrence

Au-delà de pouvoir résoudre la problématique du transport d'électricité sur de longues distances, les liaisons HVDC s'imposent quand il s'agit d'interconnecter des régions/états/pays possédant des réseaux électriques ne fonctionnant pas à la même fréquence (réseaux asynchrones), ou ne possédant pas les mêmes règles d'exploitations (normes, tolérances sur les grandeurs).

D'autre part, il peut s'avérer judicieux d'utiliser une liaison HVDC pour interconnecter deux réseaux transfrontaliers dits synchrones, même si cela n'est pas indispensable.

1.3.3 Interconnexion de deux réseaux asynchrones

Deux réseaux sont considérés comme asynchrones lorsque leur fréquence de fonctionnement n'est pas identique, que leur tension diffère, ou que les normes d'exploitations du réseau ne sont pas identiques (voir §1.3.4). Plusieurs pays, pour des raisons historiques, comportent des réseaux exploités à des fréquences différentes (50 ou 60 Hz). Cependant, dans ce cas de figure, leur interconnexion est impossible en courant alternatif et l'utilisation d'un système HVDC constitue la seule solution économiquement envisageable. Des liaisons de ce type existent au Japon (Sakuma et ShinShinano) et au Brésil (Itaipu).

1.3.4 Interconnexion de deux réseaux synchrones : gestion du flux de puissance transité

Une interconnexion de deux réseaux synchrones peut-être réalisée soit via une liaison HVAC, soit HVDC. En 2010, on dénombrait 45 interconnexions HVAC aux frontières françaises (certaines liaisons régulièrement congestionnées) et 1 liaison HVDC [RTE-2013].

Ce type d'interconnexion, en alternatif, diminue l'indépendance des deux réseaux (notamment en termes de maintien du synchronisme entre les différentes machines), et les perturbations de l'un peuvent être répercutées sur le second [Le Du et Adam-1992], avec le le risque d'un effondrement partiel ou total du réseau interconnecté. Ainsi, chaque partenaire doit donc être fiable et respecter des règles communes.

En revanche, le recours à un système HVDC pour relier les deux réseaux règle les questions de stabilité et de dépendance. Ainsi, les différentes zones synchrones sont reliées entre elles par des liaisons à courant continu qui, de part leur de contrôlabilité (voir §2), fonctionnent comme des robinets que l'on peut ouvrir et fermer en fonction des besoins, apportant de la souplesse dans l'exploitation et les échanges de flux de puissance et d'optimiser la production de chaque réseau.

1.4 Conclusion

Les liaisons en courant continu (DC) sont considérées comme une alternative très intéressante aux liaisons AC. Cependant leur intérêt dépend de nombreux facteurs tels que la puissance à transporter, la distance d'interconnexion, la robustesse des réseaux d'extrémité, les emplacements disponibles, les contraintes d'investissement, etc. Dans d'autres cas, leur utilisation est indispensable.

Ainsi, de part les limites du courant alternatif, les premiers domaines d'application des systèmes HVDC, sont les suivants:

- Longues distances de transport :
 - o en aérien : distance supérieure à la fourchette « 500 à 800 km »
 - o en souterrain / sous-marin : distance supérieure à la fourchette « 70 à 100 km »
- Interconnexion de deux réseaux électriques asynchrones (fréquence, normes d'exploitation)
- Gestion des flux de puissance (interconnexion de réseaux synchrones)

Le chapitre suivant présente les différentes technologies existantes de convertisseurs HVDC ainsi que leur principe de fonctionnement.

Chapitre 2

2. Les systèmes HVDC : Technologies des convertisseurs

2.1 Introduction

Le transport d'énergie électrique par courant continu haute tension s'est réellement développé lors de l'introduction sur le marché de composants d'électronique de puissance comme les ampoules à vapeur de mercure et, plus tard, les thyristors puis les IGBTs, afin d'élever la tension à des niveaux satisfaisants. Le principe est de convertir, grâce à ces composants de puissance, un courant alternatif en courant continu (redresseur), transporter cette puissance sur de grandes distances, puis reconverter la puissance en sens inverse (onduleur).

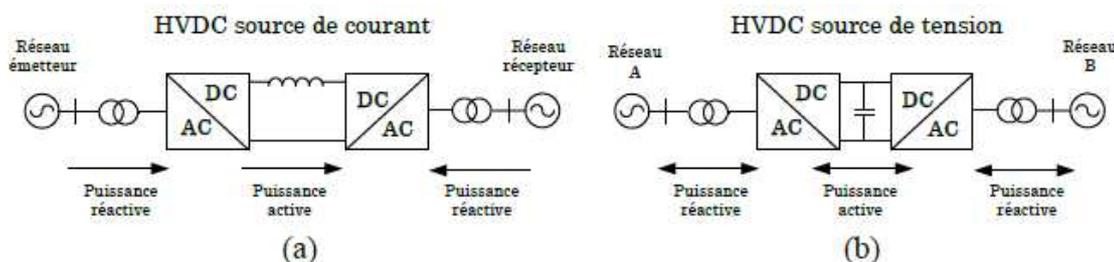


Figure 7 – Schéma simplifié d'un système HVDC
a, LCC-HVDC b, VSC-HVDC (La Revue 3EI n°73)

En 2013, les liaisons HVDC peuvent être classées selon deux grandes familles :

- La première est celle des liaisons HVDC en sources de courant (CSC: *Current Source Converter*) commutées en ligne (LCC : *Line Commutated Converter*)
- La deuxième famille est celle des liaisons HVDC en source de tension (VSC : *Voltage Source Converter*).

2.2 Les différentes technologies des liaisons HVDC : synthèse de l'état de l'art

2.2.1 La technologie LCC- HVDC

La première est la technologie LCC-HVDC, la plus rencontrée à ce jour, de part son ancienneté et sa maturité, mais aussi de part ses principaux avantages:

- ses faibles pertes en conduction (grâce à l'utilisation de thyristors pour les convertisseurs)
- son aptitude à transport de très importantes puissances

On citera le record mondial (2013) en terme de puissance pour la liaison Jinping – Sunan en Chine : 7200MW sous une tension de +/-800kV. L'appellation commerciale de ce système est dénommée « UHVDC Bulk » (*Ultra High Voltage Direct Current*).

- Sa capacité à pouvoir limiter les surintensités, lorsqu'un défaut survient sur le bus continu, par le contrôle de la phase des thyristors [Lindberg-1995], [Mircea et al.-2000].

2.2.1.1 Contrôle - commande du convertisseur LCC - HVDC

Une tension positive doit être appliquée sur les valves à thyristors et un ordre d'allumage doit être envoyé aux thyristors pour que le courant circule. L'angle de commande α permet de faire varier la valeur de la tension continue ; ainsi si α est compris entre 0 et 90°, le convertisseur fonctionne en redresseur et si α est entre 90 et 180°, le convertisseur fonctionne en onduleur.

Pour contrôler le flux de puissance dans un sens ou dans l'autre, il suffit alors de contrôler cet angle. La valeur moyenne de la tension U_{DC} est proportionnelle à la tension V_{AC} du côté alternatif et à l'angle α par la relation suivante:

$$U_{DC} = \frac{3 \cdot V_{AC} \cdot \sqrt{2}}{\pi} \cdot \cos(\alpha) \quad (\text{Formule sans les phénomènes d'empiètements})$$

Pour ces liaisons, l'inductance du côté DC ne permet pas un changement brusque du courant. Comme le courant circule toujours dans le même sens, il est nécessaire de renverser la polarité de la tension aux bornes DC pour inverser le flux de puissance active. Ainsi, il est possible de transférer de la puissance active dans les deux directions, mais uniquement absorber de la puissance réactive car celle-ci dépend de la puissance active transitée, d'où la nécessité d'apporter cette puissance réactive de chaque côté de la ligne (voir §2.2.1.2.3).

La résistance d'une ligne DC étant peu élevée, des changements de courants importants peuvent être effectués avec des changements faibles de l'angle d'allumage des thyristors (voir figure 6) qui font varier les tensions DC à chaque extrémité de ligne. Ainsi, pour doubler le flux de puissance de 300 MW à 600 MW d'une ligne DC d'impédance 10Ω , il suffit d'augmenter la tension DC du terminal le plus élevé en tension de 300 à 310 kV.

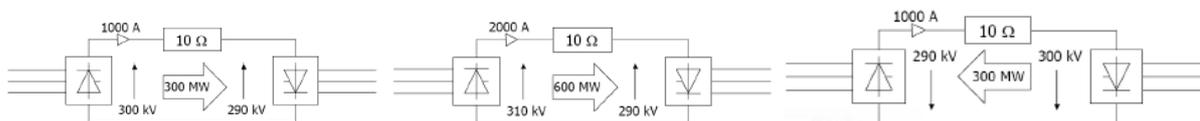


Figure 8 – Gestion des flux de puissances pour une liaison LCC-HVDC (thyristors)
[Monjean-2012]

2.2.1.2 Schéma de principe et éléments constitutifs

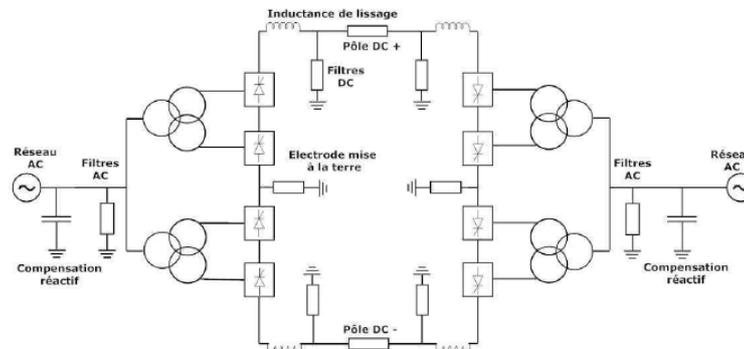


Figure 9 – Liaison HVDC bipolaire à base de convertisseurs à 12 pulsations (thyristors)

La liaison LCC-HVDC est composée (figure 9), entre autres, des éléments suivants:

2.2.1.2.1 Filtres AC

Le convertisseur redresseur génère des harmoniques de courant pour le côté AC, d'ordre $6k \pm 1$; k entier. Ces harmoniques résultent de la forme d'onde « rectangulaire » du courant. Des filtres sont alors installés entre les lignes AC et la terre.

2.2.1.2.2 Filtres DC et inductances de lissage

Des harmoniques de tension sont créés par les convertisseurs du côté DC. Ils donnent lieu à des courants harmoniques d'ordre $12k$; k entier (les harmoniques de rangs $6k$ se referment par la terre, le cas échéant). Des filtres accordés sont également utilisés afin de court-circuiter ces tensions à la terre. Les filtres sont composés d'inductances de lissage et de filtres shunt (inductances + condensateurs).

Les inductances de lissage servent également à réduire l'ondulation du courant continu et prévenir de discontinuités à de faibles niveaux de puissance.

Aussi, ces inductances servent à limiter une montée trop rapide du courant en cas de court-circuit sur la ligne lors d'un défaut, permettant aux convertisseurs de prendre le contrôle du courant avant que celui-ci ne devienne trop grand.

2.2.1.2.3 Systèmes de compensation du réactif

Ce type de liaison est consommateur de puissance réactive comme le montre la figure 8. Cette puissance réactive consommée (Q_c) est dépendante de la puissance transmise (P_t) sur le bus continu. La formule liant ces deux paramètres est la suivante [Mircea et al.-2000]:

$$Q_c = P_t \cdot \operatorname{tg} \varphi = P_t \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1}$$

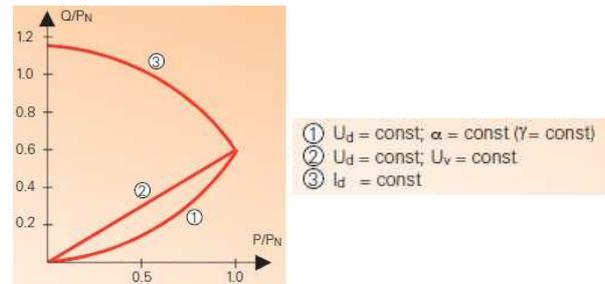


Figure 10 – Plan P-Q d'un convertisseur LCC- HVDC (thyristors) [Siemens-2013a]

Pour fournir cette puissance réactive, on utilise des sources locales comme un compensateur statique ou un compensateur synchrone. Comme cette puissance réactive est dépendante de la puissance active transmise, et que cette dernière varie au cours de la journée, on doit en permanence ajuster la puissance réactive en conséquence.

2.2.1.2.4 Système dodécaphasé (pont à 12 pulsations)

Un pont à 6 pulsations (pont de Graëtz) a la particularité de ne commuter que tous les 60° ce qui produit une tension continue peu régulière, contenant de nombreux harmoniques. Pour pallier à ce problème, deux ponts de diodes triphasés sont montés en série côté DC, permettant d'obtenir un pont à 12 valves (chaque valve correspond à une mise en série de plusieurs thyristors pour la tenue en tension). Le transformateur possède deux enroulements secondaires, l'un étant couplé en étoile, le second en triangle. Ce type de connexion produit un déphasage de 30° entre les tensions de chacun des enroulements secondaires du transformateur, ce qui produit un total de 12 pulsations de courant, déphasées de 30° . Ce déphasage a pour effet d'opposer les 5^{ème} et 7^{ème} harmoniques de courant produits par les deux convertisseurs ce qui élimine, de la même façon, le 6^{ème} harmonique du côté continu. Par conséquent le coût et l'espace requis pour les filtres continus et alternatifs sont réduits [Wildi et Sybille-2009]. Par ailleurs, cela améliore notablement la forme du courant d'entrée, ainsi que le facteur de puissance selon la relation ci-dessous. Cette technologie est standard depuis les années 1970

$$F_p = \frac{6 \cdot \sqrt{2}}{\pi \cdot (1 + \sqrt{3})} \cdot \cos \varphi = 0,989 \cdot \cos \varphi$$

2.2.2 La technologie VSC-HVDC

La seconde famille, VSC-HVDC, apparue en 1997, utilise des convertisseurs autonomes dits à « sources de tension ». Le composant de base du convertisseur est un interrupteur statique capable d'établir et de couper un courant (contrairement au thyristor qui n'est capable que d'établir un courant). L'IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) est couramment utilisé. Une diode de roue libre est connectée en antiparallèle avec cet interrupteur unidirectionnel en courant pour assurer le passage du courant dans les deux sens.

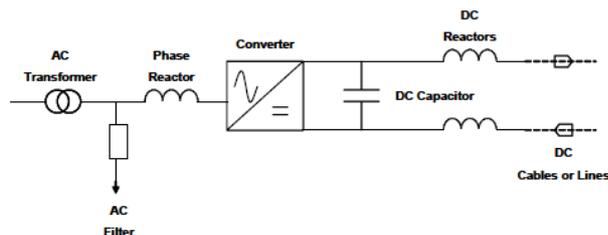


Figure 11 – Liaison de type SVC - HVDC [ENTSOE-2012]

2.2.2.1 Contrôle –commande du convertisseur SVC- HVDC

Sur ce type de convertisseur, on dispose d’au moins deux degrés de libertés qui sont l’amplitude et la phase des tensions générées par l’onduleur. Toute différence d’amplitude entre les tensions du réseau et du convertisseur se traduit par un échange avec le réseau de puissance réactive. Toute différence de phase entre les tensions du réseau et du convertisseur se traduit par un échange de puissance active avec le réseau. Les puissances active et réactive sont alors contrôlées dans les quatre quadrants avec pour seule limite la puissance apparente $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$, avec P la puissance active et Q la puissance réactive, qui ne doit pas dépasser le dimensionnement du convertisseur [Joncquel-2006].

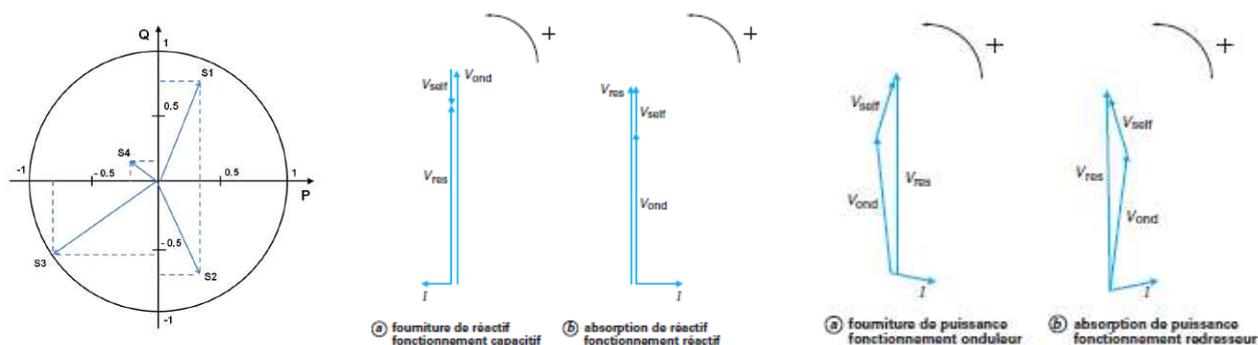


Figure 12 – Fonctionnement 4 quadrants – Diagrammes de Fresnel du VSC [Joncquel-2006]

Ces degrés de liberté sont d’une importance capitale. De ce fait, un convertisseur VSC-HVDC peut participer à la stabilité d’un réseau électrique grâce au contrôle aisé de P et Q , P participant au maintien de la fréquence du réseau et Q participant au maintien de la tension du réseau [Lasne-2008].

2.2.2.1 Evolution des topologies des convertisseurs SVC- HVDC

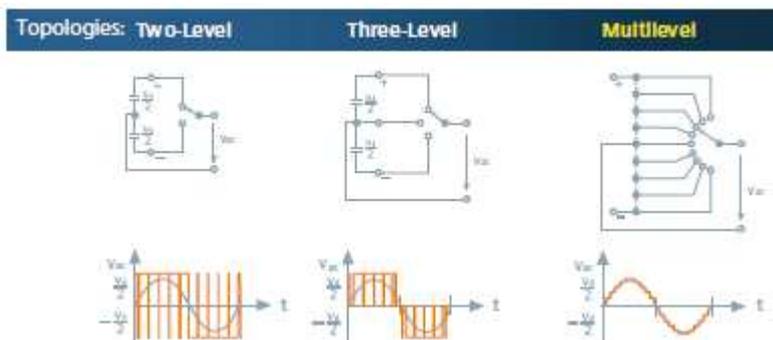


Figure 13 – Topologies d’onduleurs : 2 niveaux ; 3 niveaux ; MMC [Siemens-2013b]

Les premières installations, sur une topologie à deux ou trois niveaux, suivant les constructeurs, utilisaient la technologie MLI (Modulation par Largeur d’Impulsions). La MLI consiste à générer les signaux de commande des semi-conducteurs en comparant un signal de consigne avec un signal de type porteuse triangulaire (ou en dents de scie). L’onde à la sortie du convertisseur est un signal fortement découpé mais

sa composante fondamentale à la même allure que le signal de référence avec la propriété de repousser les harmoniques autour de la fréquence de découpage.

Toutefois, des filtres doivent être construits pour éliminer les harmoniques, ils prennent beaucoup de place, environ la moitié de la surface de la station, et restent coûteux.

Depuis 2007 pour SIEMENS, et 2010 pour les deux autres constructeurs, ABB et ALSTOM, une nouvelle topologie a été commercialisée, permettant de reproduire fidèlement un sinus en sortie de l'onduleur [Siemens-2013b]. Ainsi, cette topologie, baptisée « Multi-Modular Converter » (MMC) ou encore Multi-Level Converter, apporte de nombreux avantages, tels que :

- La suppression des filtres harmoniques, les gains associés sont :
 - o l'encombrement réduit (important pour l'offshore),
 - o l'économie sur le matériel,
 - o La diminution du temps nécessaire pour la partie dimensionnement/engineering.
- La diminution des pertes de chacun des convertisseurs à un ordre de grandeur de 1% [Siemens-2008]

(Comparé à 3% pour les structures à deux ou trois niveaux). Cela s'explique par le fait que les composants travaillent à fréquence de commutation bien inférieure à celle d'une topologie deux ou trois niveaux, ce qui permet d'obtenir des pertes par commutation des composants inférieures.

Le circuit est composé de plusieurs sous-modules, chacun constitués d'un condensateur et d'un demi-pont, et chaque bras effectue une mise en série de ces sous-modules, comme illustré selon la figure 12 (typiquement, environ 300 sous-modules en série). En fonction de l'état passant ou non des IGBTs, la capacité est by-passée ou insérée dans le circuit. Chaque sous-module est donc une source de tension valant 0 ou U_{sm} (avec U_{sm} la tension aux bornes de la capacité). La tension de sortie désirée est obtenue grâce à la commande individuelle de chacun des sous-modules.

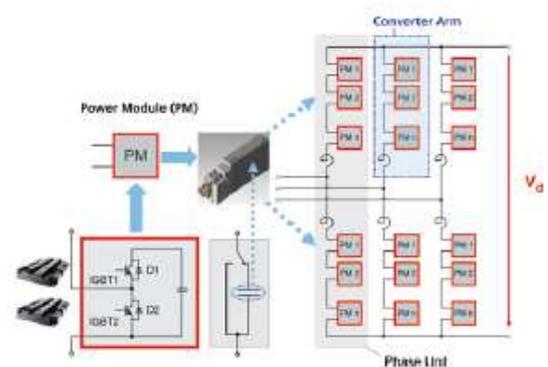


Figure 14 – Schéma d'un convertisseur MMC [Siemens-2013b]

Selon les fabricants, des variantes existent, et les appellations commerciales diffèrent :

- CTL (Cascaded Two Level converter) pour ABB
- MMC (ou M2C) pour SIEMENS et ALSTOM.

ALSTOM et SIEMENS [Siemens-2013b] proposent une variante MMC où les demi-ponts sont remplacés par des ponts complets en H. Cette topologie offre la possibilité d'inverser la polarité de la tension, ce qui permet le raccordement d'une technologie SVC à une technologie LCC. De plus, cette variante permet également de bloquer le courant venant du côté DC, ce qui pourrait être particulièrement utile en cas d'événement de défaut sur le bus DC. Ses inconvénients résident sur le fait que le dispositif devient extrêmement volumineux, très coûteux, et les pertes par effet joules sont augmentées (nombre de composants passants).

2.3 Etat actuel des technologies et perspectives

2.3.1 Technologie LCC - HVDC

En 2012, on dénombre dans le monde entier entre 70 et 100 systèmes LCC-HVDC [ENTSOE-2012], d'une puissance variant de 100 MW pour les plus anciennes installations, à 7200 MW (+/-800kV) pour le record mondial (2013) en terme de puissance installée (liaison Jinping – Sunan en Chine) [ABB-Jinping]. Cette technologie est mûre et a fait ses preuves en terme de fiabilité (1970 pour les premières installations à thyristors).

Le développement futur de cette technologie est le UHVDC « Ultra High Voltage Direct Current » (>800kV) en forte puissance, la R&D travaillant actuellement sur une tension de l'ordre $\pm 1100\text{kV}$, un courant nominal de 4750A et une puissance de 10450MW [Zehong et al.-2012].

2.3.2 Technologie SVC - HVDC

La technologie VSC-HVDC est relativement récente. Depuis son apparition en 1997, sa structure n'a cessé d'évoluer, utilisant à ses débuts la MLI, d'abord sur une base à 2 étages, puis à 3 étages, elle utilise aujourd'hui une structure dite MMC dont les avantages principaux sont la diminution des pertes des convertisseurs aux alentours de 1% [Siemens-2008], ce qui se rapproche des convertisseurs LCC dont le niveau de pertes est aux alentours de 0,8% [Cova-2008].

Les premières installations que l'on retrouve possèdent une puissance de 400MW, dont on citera en exemple BorWin1 (+/- 150kV), premier raccordement mondial entre un parc éolien marin et le réseau AC terrestre [ABB-Borwin1]. Les installations les plus récentes possèdent une puissance de 800MW, telles que BorWin2 (+/-300kV) et DolWin1 (+/-320kV). Enfin, la liaison France-Espagne, INELFE possèdera une puissance de 2x1000MW (+/- 320kV).

Il est difficile d'obtenir des informations sur le développement futur de cette technologie, mais l'on peut espérer dans les années à venir une augmentation de la capacité du courant transmissible des IGBTs.

2.4 Synthèse

Le tableau I propose un comparatif des avantages/inconvénients des deux technologies HVDC.

Un des inconvénients de la technologie LCC-HVDC est sa nécessité d'une source de tension synchrone relativement forte ainsi que sa nécessité d'être reliée à un point de connexion du réseau où la capacité de court-circuit des 3 phases est au moins deux fois supérieure au calibre du convertisseur afin d'assurer la bonne commutation des thyristors. Cela est assez restrictif, notamment pour les applications offshore car cela nécessiterait des STATCOM ou des compensateurs synchrones.

Un convertisseur SVC ne possède pas de puissance minimum pour fonctionner, il peut descendre jusqu'à une puissance nulle, contrairement à un convertisseur LCC qui nécessite une puissance minimale de fonctionnement comprise entre 5 et 10% [Mircea et al.-2000].

Les convertisseurs SVC offrent de nombreux avantages, à comparer aux LCC, et représentent l'avenir pour la conception des systèmes HVDC. Grâce à leur compacité et leur contrôlabilité dans les 4 quadrants, ils peuvent être les candidats idéaux pour les domaines d'application suivants :

- La connexion de sources d'énergie renouvelables telles que les éoliennes /photovoltaïque
 - o Site compact (plate-forme moins importante à construire dans le cas off-shore éolien)
 - o Leur niveau actuel de puissance/tension est suffisant pour ces applications
 - o Possibilité de contrôler dans les 4 quadrants de fonctionnement
 - Possibilité de participer à la qualité du réseau en plus de la fourniture de puissance
- L'apport d'énergie à des grandes villes qui sont soumises à des contraintes environnementales et de sécurité.

Cependant, les convertisseurs LCC ne sont pas encore au rebut pour autant. Ils possèdent quelques avantages vis-à-vis de la technologie VSC-HVDC qui sont de taille : une capacité de transit de puissance bien supérieure (7200MW vs 1000MW) et une capacité à pouvoir interrompre des courts-circuits sur le bus DC tout en conservant des pertes par convertisseur relativement basses.

De part les limitations de puissances, liées aux composants d'électronique de puissance, à ce jour, chacune des technologies HVDC possède un domaine d'application :

Pour des applications inférieures à 1000MW, les convertisseurs SVC seront prioritairement utilisés de part leurs avantages (compacité, fonctionnement en 4 quadrants indépendants, câbles XLPE, etc...). On citera pour exemple l'alimentation de plates-formes offshore, la transmission de puissance des parcs offshore ou encore des liaisons transfrontalières (exemple : INELFE).

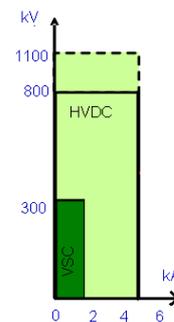


Figure 15 – Calibres des convertisseurs HVDC

Pour des applications mettant en jeu des puissances supérieures à 1000MW (et jusque 7200MW selon la faisabilité à l'heure actuelle), il sera utilisé les convertisseurs LCC. On citera en exemple les liaisons aériennes, notamment des pays en développement (Inde et Chine).

| LCC-HVDC | VSC-HVDC |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> * Espace du site volumineux (Filtres) Génération d'harmoniques (Importants filtres AC&DC) * Nécessite un réseau AC « fort » * Consomme de la puissance réactive * La puissance est inversée en changeant la polarité de la tension des convertisseurs * Possibilité de « Black start » [CIGRE-B4] Equipements supplémentaires nécessaire * Utilisation de câbles MI (<i>Mass impregnated</i>) Onéreux * Pertes des convertisseurs ~0,8% + * Forte capacité de puissance 7200MW +/- 800kV + * Peut interrompre un court-circuit sur le bus DC + * Fiabilité supérieur + * Technologie plus mature + * Commande des convertisseurs « simple » | <ul style="list-style-type: none"> + * Espace du site compact (50% LCC–HVDC) Pas/peu d'harmoniques (Pas/peu filtres AC&DC) + * Peut opérer dans des réseaux AC « faibles » + * Commande dans les 4 quadrants « $P - Q$ » + * La puissance est inversée en changeant la polarité du courant + * Possibilité de « Black start » + * Idéal pour câbles XLPE Economique et respecte l'environnement * Pertes des convertisseurs MMC ~1% * Faible capacité de puissance 1000MW +/- 320kV * Ne peut pas interrompre un court-circuit DC MMC à pont complet : capacité MMC demi-pont : Supporte le défaut DC * Fiabilité inférieure (quantité de composants) * Technologie moins mature * Commande des convertisseurs « complexe » |

Tableau I : Comparatif des technologies LCC-HVDC et VSC-HVDC

2.5 Conclusion

La technologie SVC des convertisseurs offre de nombreux avantages et représente l'avenir pour la conception des systèmes HVDC. Sa compacité lui permet d'être utilisée dans le milieu offshore où cette donnée est capitale, mais cerise sur le gâteau, elle participe également à la stabilité du réseau grâce à sa contrôlabilité dans les 4 quadrants $P - Q$. Cependant, ses niveaux de puissance/tension sont encore restreints à l'heure d'aujourd'hui (1000MW +/-320kV).

Un réseau maillé à courant continu (MTDC Multi-Terminaux DC) est considéré comme plus difficile à réaliser avec la technologie LCC du fait que l'inversion du flux de puissance est obtenue par l'inversion de la polarité de la tension aux bornes du bus DC, alors que dans le cas de la technologie VSC, c'est via l'inversion de la polarité du courant.

Que ce soit avec la technologie LCC ou VSC, il existe à l'heure actuelle une problématique majeure au développement « en masse » des systèmes HVDC à travers le monde : la difficulté de pouvoir créer un réseau maillé DC. Ces problématiques seront abordées dans le prochain chapitre.

Chapitre 3

3. Réseaux maillés HVDC et les verrous à son développement

3.1 Rappel des avantages de la technologie HVDC

Dans le cadre de la libéralisation des marchés de l'électricité, ainsi que la prise en considération des impacts environnementaux, la solution des systèmes HVDC devient très intéressante pour les raisons suivantes :

- Economique
 - o Transmission de puissance en aérien sur de longues distances (> 700 kms)
- Techniques
 - o Interconnexion de réseaux asynchrones ou synchrones (normes différentes)
 - o Transmission de puissance dans milieux aquatiques ou souterrain (>100 kms)
 - o Gestion du flux de la puissance
 - o Stabilité au réseau
 - Non répercussion des instabilités entre deux réseaux interconnectés en HVDC
 - Les convertisseurs SVC autorisent une commande $P - Q$ dans les quatre quadrants participant ainsi au maintien de la tension au bon niveau et de la fréquence.
- Environnementaux
 - o Moins de pertes (absence effet de peau et des pertes diélectriques (voir §1.2.6))
 - o Une empreinte visuelle diminuée

Le projet d'interconnexion France-Espagne, a été initialisé dans les années 1990. Malgré les apports techniques bénéfiques, cette liaison a fait l'objet de nombreuses contestations, de part ses enjeux environnementaux : la liaison aérienne traverse les Pyrénées. Grâce à l'apparition puis l'évolution des convertisseurs SVC-HVDC, une solution a émergé : utiliser une liaison HVDC en souterrain (SVC), plutôt qu'en aérien, les lignes en courant continu étant particulièrement bien adaptées à ce mode de transport électrique. La décision a été prise au plus haut niveau par les gouvernements français et espagnol lors de la signature, le 27 juin 2008, de l'accord de Saragosse. Le projet devrait être mis en service pour l'année 2014. RTE, gestionnaire du réseau de transport Français, et REE son homologue espagnol, ont fondé une co-entreprise assurant la maîtrise d'ouvrage de ce projet : INELFE.

De façon générale, la population est peu encline à accepter le passage de ligne à haute tension dans leur voisinage. Les lignes en courant continu étant particulièrement bien adaptées au transport électrique souterrain/sous-marin (en câble), la probabilité de voir une grande partie du renforcement se faire en câble et en courant continu est élevée. De plus, les lignes à courant continu permettent de piloter le flux d'énergie ce qui est particulièrement utile dans un réseau électrique gagnant en complexité.

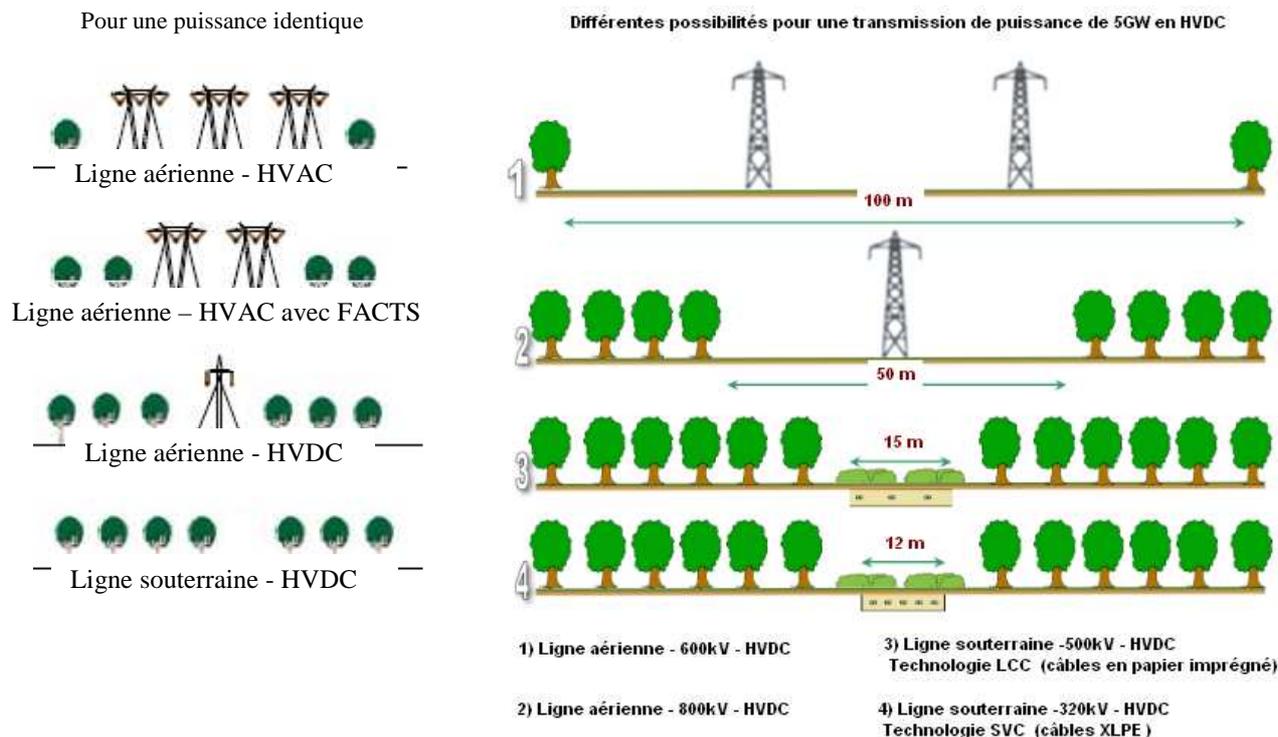


Figure 16 – Impact visuel des liaisons électriques HVAC - HVDC [europacable]

3.2 Réseau maillé à courant continu : MTDC

Les systèmes HVDC les plus courants ont deux convertisseurs, l'un fonctionnant comme un redresseur tandis que l'autre comme un onduleur. Lorsqu'il faut connecter plus de deux zones géographiques, que ce soit pour une interconnexion des réseaux entre les moyens de production, ou du côté des réseaux de transport pour l'acheminement de l'électricité, voire les deux comme le montre la figure 17, un système multi-terminaux HVDC (MTDC) peut être utilisé.

Un tel système avec plusieurs convertisseurs donne lieu à de nombreux défis technologiques (notamment en termes de protections et de commande), mais promet une plus grande flexibilité en termes de connexion au réseau et plus de fiabilité.

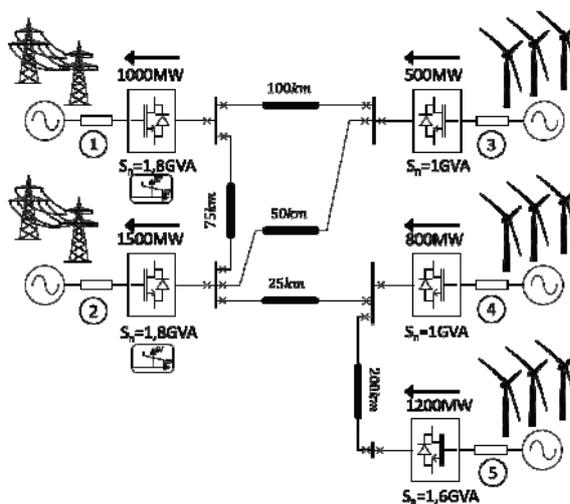


Figure 17 – Schéma unifilaire d'un réseau DC à 5 terminaux [Descloux et al.-2012]

Les MTDC existent depuis plus de 20ans. Cependant, en 2013, on ne dénombre pas plus que trois installations de ce type dans le monde. Aucune ne dépasse le nombre de quatre terminaux.

- SACOI (Sardaigne – Corse – Italie)
 - o 3 terminaux
- Hydro-Québec à New England (Canada)
 - o 3 terminaux
- Pacific Intertie (Etats-Unis)
 - o 4 terminaux

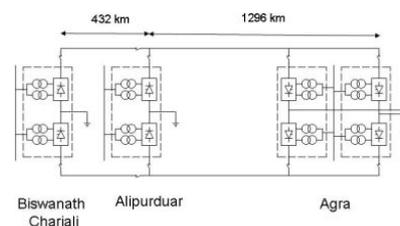


Figure 18 – installation MTDC – LCC-HVDC - Inde [ABB-Agra]

Selon [Hauslër-1999], toutes ces installations ont évoluées depuis leur création, que ce soit leur niveau de tension, de puissance, ou le nombre de terminal. Elles utilisent toutes la technologie LCC à base de thyristors. Selon [ABB-Agra], une quatrième installation MTDC en cours de réalisation (« Nord-Est Agra » en Inde) d'une puissance de 6000MW sous une tension de +/- 800kV (la mise en service est prévue pour 2015), et utilisera également une technologie LCC-HVDC (de par sa puissance élevée).

Cependant, une des particularités à réaliser une liaison MTDC avec la technologie LCC est le fait que l'inversion du flux de puissance est obtenue en inversion la polarité de la tension sur le bus DC. Cela induit des systèmes MTDC où le flux de puissance est destiné à transiter dans une seule direction.

Cette contrainte particulière est éliminée à l'aide de la technologie VSC-HVDC. Leur développement donne la possibilité de développer un système MTDC qui ne se comporte plus de cette façon, le changement de flux étant obtenu par un changement de polarité du courant.

A l'heure actuelle, aucune liaison MTDC en technologie VSC-HVDC n'est utilisée. Comme nous le verrons au §3.4, les verrous concernent le contrôle des stations de conversion dans cette topologie MTDC, ainsi que la protection sélective en courant continu. Le projet Twenties [Twenties] travaille, parmi d'autres objectifs, à la résolution de ces problématiques.

3.3 Les projets d'interconnexion HVDC MTDC

Afin de soutenir l'intégration des énergies renouvelables (EnR) dans le réseau électrique européen (objectifs du du Paquet "Climat-Energie" qui prévoit une part de 20% de l'électricité consommée issue des EnR d'ici 2020), des projets d'interconnexion des réseaux électriques à grande échelle, au niveau européen, voire transcontinentales, sont nécessaires. C'est que l'on appelle le « Supergrid » (super réseau).



Figure 19 – Représentation d'un Supergrid [CRE-2013]

L'idée est une mutualisation des ressources, avec le lissage de la production électrique provenant des EnR, par nature intermittente. En effet, de par le manque d'interconnexions frontalières à l'heure actuelle, il peut arriver que certains pays soit excédentaires d'une production d'électricité, tandis que le pays voisin est déficitaire.

Du fait des grandes distances de transport la technologie HVDC sera utilisée.

De plus, comme le cite le Dr Gerhard Knies, physicien allemand et fondateur de la coopération trans-méditerranéenne pour l'énergie renouvelable (TREC : *Transmediterranean Renewable Energy Cooperation*): "Les déserts du monde recueillent plus d'énergie du soleil en six heures que l'humanité consomme en une année entière" illustre l'idée des projets souhaitant exploiter l'énergie solaire à partir des zones désertiques

On citera en guise d'exemples de projets :

- DESERTEC [DESERTEC]

- MEDGRID [Medgrid]

Malheureusement, tous ces projets ne prendront tout leur sens que lorsqu'il sera possible de créer des réseaux électriques maillés HVDC. A l'heure d'aujourd'hui, quelques verrous technologiques empêchent ce développement.

3.4 Les différents verrous

Ainsi, pour la création d'un réseau maillé HVDC, utilisant des liaisons MTDC, il est rencontré certaines problématiques qui sont les suivantes :

- L'absence d'une stratégie de contrôle/commande des stations de conversion MTDC
- L'absence d'éléments de protection (disjoncteur) pour un réseau maillé HVDC
- L'absence de normalisation pour la définition du matériel HVDC

Afin de soutenir l'intégration des énergies renouvelables (EnR), en particulier éolienne, dans le réseau électrique européen (objectifs du du Paquet "Climat-Energie" qui prévoit une part de 20% de l'électricité consommée issue des EnR d'ici 2020), l'Union Européenne a créé le projet Twenties qui, parmi plusieurs axes de recherche, propose deux axes correspondant aux deux premières problématiques citées ci-dessus (disjoncteur HVDC et stratégie de contrôle).

Quant au besoin de la définition de normes pour le domaine HVDC, comme cela a été effectué dans les années précédentes pour le HVAC, le CIGRE travaille dessus.

3.4.1 Coupure du courant continu pour liaisons HVDC (réseau maillé)

Dans la ces d'un réseau maillé HVDC (MTDC), l'objectif du système de protection est d'être sélectif, ce qui signifie que si un défaut se produit sur un câble, seul le câble défectueux doit être isolé de la partie saine du réseau maillé DC.

De même, dans le cas d'un défaut d'un pôle à la terre, il doit être possible d'isoler uniquement ce pôle, permettant ainsi au(x) pôle(s) sain de continuer à transmettre la puissance si une telle opération est permise par la structure du convertisseur, telle qu'une structure bipolaire pouvant basculer à un fonctionnement monopolaire dans ce cas précis (figure 20). La charge sera la moitié de la puissance nominale, ou plus en utilisant la capacité de surcharge. La liaison IFA 2000 entre la France et l'Angleterre fonctionne sur ce principe. [CODRA]

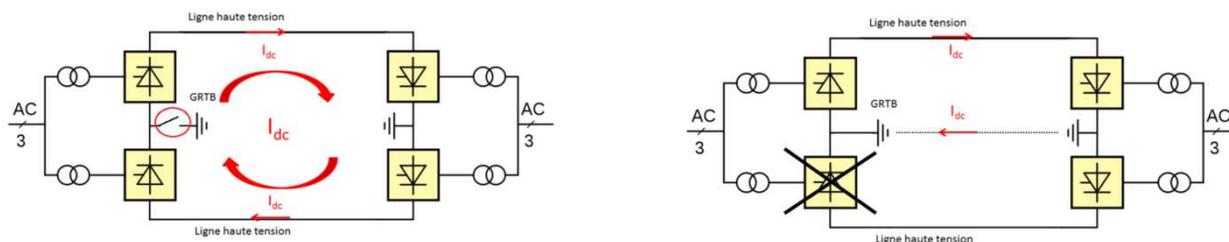


Figure 20 – Structure bipolaire
 A, : Fonctionnement normal ; B, : Fonctionnement monopolaire (suite à une défaillance)
 [wikipédia]

Ainsi, les disjoncteurs à courant continu doivent être installés à chaque extrémité des câbles et à chaque sortie des convertisseurs, comme représenté sur la figure 17 (les disjoncteurs sont représentés par des croix).

Le disjoncteur HVDC a pour mission la protection des composants afin de garantir qu'aucun composant ne soit détérioré durant le défaut. Selon [Descloux et al.-2012], les composants les plus fragiles, et donc dimensionnant pour la conception du disjoncteur HVDC, sont les diodes (en anti-parallèle des IGBTs pour autoriser la bidirectionnalité du courant) supportant au maximum une tenue à deux fois leur courant nominal. Par conséquent, il est nécessaire d'interrompre le circuit de défaut en moins de 10ms, incluant le temps de détection et le temps d'ouverture du disjoncteur. Cette contrainte exclut toute utilisation de

disjoncteur à base d'une mécanique, le temps d'ouverture étant estimé à plusieurs dizaines de millisecondes. De plus, du fait de l'absence d'un passage naturel par zéro du courant continu, cela rajoute une contrainte supplémentaire sur les disjoncteurs, nécessitant de dissiper davantage emmagasinée dans les inductances de lignes ($W = 1/2 * L * I^2$) [Pelenc-2002].

Une technologie statique, à base de semi-conducteurs, semble techniquement réalisable, de nombreux éléments semi-conducteurs doivent être mis en série pour tenir la surtension durant la coupure du courant de court-circuit, et être mis en parallèle pour tenir le courant de défaut. Cependant cette solution ne peut être retenue, le problème est que le courant traverse en permanence les semi-conducteurs et causent des pertes par conduction trop importantes. La résistance de passage au courant est estimée à $m\Omega$ ohms comparée à quelques $\mu\Omega$ pour un disjoncteur mécanique [Meyer-2000] ce qui est inacceptable pour un réseau de transport électrique.

La technologie d'un disjoncteur hybride (statique + mécanique) est donc la plus adaptée. On dénombre plusieurs travaux effectués [Meyer-2000], [Meyer-2007], [Atmadji-2000]. Outre l'aspect conception du disjoncteur, l'algorithme de détection des défauts et d'ordre d'ouverture du disjoncteur doivent être étudiés. Ceci correspond aux travaux effectués par [Descloux-2013].

A l'heure actuelle, deux constructeurs, ABB et ALSTOM, partenaires du projet Twenties, proposent un disjoncteur HVDC, mais celui-ci présente une capacité à interrompre un courant de court-circuit pas assez suffisante : 3 kA en moins de 2,5 ms pour ALSTOM et 5ms pour ABB [M-M-2013]. C'est un notable progrès, mais non suffisant. Les travaux de recherche continue dans ce domaine, en explorant d'autres pistes, comme l'utilisation de câbles supraconducteurs qui pourraient permettre l'interruption du courant, mais cela est du domaine confidentiel.

3.4.2 Stratégie de commande

Selon [Dai et al.-2013], dans un réseau DC, la répartition de puissance est directement reliée à la tension. Dans le cas d'un réseau AC, la puissance active dépend du déphasage entre les tensions aux extrémités, et la puissance réactive est associée à l'amplitude de la tension AC. Ainsi, dans un réseau DC, la gestion des flux de puissance active est couplée à celle de la tension, alors que dans un réseau de transport AC ça ne l'est pas.

Dans un réseau DC, tout écart entre les injections et soutirage (aux pertes près) se traduira par un apport/prélèvement d'énergie sur le bus DC qui agit comme un stockeur. De manière générale, la fluctuation de tension est l'indicateur d'une fluctuation sur le bilan de puissance. A contrario, dans un réseau AC c'est la fréquence qui est cet indicateur.

Toujours selon [Dai et al.-2013], il existe trois différentes stratégies de commande en tension pour un réseau DC :

- Maître-esclave

Un seul convertisseur, le maître, régule la tension DC en un nœud (en assurant l'équilibre de puissance au sein du réseau DC), alors que les autres convertisseurs injectent/soutirent une puissance fixe du réseau DC

- Voltage margin control

On peut considérer cette stratégie comme une amélioration de la précédente. Ainsi, quand la puissance du convertisseur régulant la tension DC dépasse sa limite, un autre convertisseur prend le relais pour réguler la tension.

- Voltage droop control

Les convertisseurs, non chargés de réguler la tension, au lieu d'injecter une puissance fixe, varient leur puissance injectée/soutirée en fonction de la tension DC à leurs bornes.

L'avantage réside dans le fait que tous les convertisseurs, ceux étant non chargés de réguler la tension, peuvent participer à la réponse de perturbations.

La problématique majeure est qu'un système MTDC doit faire face à des perturbations telles que des variations de flux de puissance suite à la perte d'une ligne ou encore suite à la défaillance d'un convertisseur. Ces phénomènes doivent être contrôlés et cela nécessite une stratégie de contrôle qui devra

être en mesure de maintenir le système à un point de fonctionnement stable, en s'assurant de rester dans les limites de tension ou de ne pas dépasser le courant admissible d'un câble. De nombreux travaux de recherche ont été effectués et sont également en cours de progression [Teppoz-2005], [Haileselassie-2008], [MOHAMED-2012], [Rault-2013].

3.4.3 Absence de normalisation

Les systèmes HVDC évoluent, et leur liaisons se complexifie (d'une liaison point à point on évolue vers des liaisons avec des réseaux maillés DC), comme cela s'est passé au début des liaisons HVAC. Ainsi, il est nécessaire de standardiser afin que les premières installations DC soient compatibles avec les futurs réseaux DC. Une importante question à se poser est : que faut-il standardiser et comment le faire ?

Concernant la partie réseau, et notamment la partie offshore qui devrait se développer dès la résolution des deux problématiques précédentes, cela concerne le choix de la technologie des convertisseurs (LCC ou VSC) et le choix de la tension DC [Koldby et Hyttinen-2009].

Selon [ENTSOE-2012], un manque de standardisation entre les fabricants est à déplorer. En effet, à l'heure actuelle, dans le cas d'une proposition d'offre d'un fournisseur pour une solution multi-terminaux, tous les équipements et système de contrôle proposés proviennent du même fabricant.

Pour les systèmes des réseaux électriques de transport et de distribution AC, il existe des standardisations sur les composants, et sur les tensions, pour compatibilité entre les différents fournisseurs. Cela renforce la concurrence, la compétitivité et facilite la mise en place d'approches et de techniques innovantes. Ainsi, dans le domaine AC, il n'est pas nécessaire que tous les composants d'une station AC (transformateurs, équipements de protection, etc...) proviennent du même fabricant.

Ainsi, il est nécessaire de développer des normes dans l'industrie du HVDC afin de permettre un niveau similaire de choix dans le futur. Ceci s'effectue grâce au groupe de travail du CENELEC (Comité européen de normalisation électrotechnique) travaillant sur la standardisation des réseaux DC.

3.5 Conclusion

Les systèmes HVDC possèdent des enjeux économiques, techniques et environnementaux.

Afin de soutenir l'intégration des énergies renouvelables (EnR) dans le réseau électrique européen (objectifs du du Paquet "Climat-Energie" qui prévoit une part de 20% de l'électricité consommée issue des EnR d'ici 2020), des projets d'interconnexion des réseaux électriques à grande échelle, au niveau européen, voire transcontinentales, sont nécessaires. C'est que l'on appelle le « Supergrid » (super réseau).

Un tel système avec plusieurs convertisseurs (MTDC) donne lieu à de nombreux défis technologiques (notamment en termes de protections et de commande), mais promet une plus grande flexibilité en termes de connexion au réseau et plus de fiabilité.

Ainsi, pour la création d'un réseau maillé HVDC, utilisant des liaisons MTDC, il est rencontré certaines problématiques qui sont les suivantes :

- L'absence d'une stratégie de contrôle/commande des stations de conversion MTDC
- L'absence d'éléments de protection (disjoncteur) pour un réseau maillé HVDC
- L'absence de normalisation pour la définition du matériel HVDC

Grâce au projet Twenties, créé par l'Union Européenne, et leurs travaux de recherches, nous pouvons espérer que les différentes problématiques liées à l'utilisation des systèmes MTDC soient levées d'ici les années à venir.

Conclusion

L'évolution des technologies et de l'électronique de puissance a donné naissance aux systèmes de transmission HVDC permettant de faire face aux difficultés ou incapacités du HVAC. Ces systèmes permettent d'interconnecter facilement des réseaux où la tension et la fréquence ne sont pas compatibles, de transmettre l'énergie sur de longues distances, que ce soit en aérien (effets inductifs), ou en milieu souterrain / marin (effets capacitifs), et de s'affranchir de la problématique des obstacles géographiques tels que les mers, les océans, ou les montagnes.

Outre de répondre aux problématiques précédentes, la technologie SVC des convertisseurs offre de nombreux avantages supplémentaires et représente l'avenir pour la conception des systèmes HVDC. Leur compacité leur permet d'être utilisés dans le milieu offshore où ils participent également à la stabilité du réseau grâce à leur contrôlabilité dans les 4 quadrants $P - Q$. Cependant, leur niveau de puissance/tension est encore restreint à l'heure actuelle (1000MW +/-320kV).

De part les limitations de puissances, liées aux composants d'électronique de puissance, à ce jour, chacune des technologies HVDC possède un domaine d'application : Pour des applications inférieures à 1000MW, les convertisseurs SVC seront prioritairement utilisés de par leurs avantages (compacité, fonctionnement en 4 quadrants indépendants, câbles XLPE etc...). On citera pour exemple l'alimentation de plates-formes offshore, la transmission de puissance des parcs offshore ou encore des liaisons transfrontalières (exemple : INELFE).

Pour des applications mettant en jeu des puissances supérieures à 1000MW (et jusque 7200MW selon la faisabilité à l'heure actuelle), il sera utilisé les convertisseurs LCC. On citera en exemple les liaisons aériennes, notamment des pays en développement (Inde et Chine).

Bien que les systèmes HVDC apportent de nombreux avantages, quelques problématiques majeures freinent leur développement en masse. En effet, que ce soit la technologie de convertisseurs LCC (CSC) ou SVC, et même si la technologie SVC s'y prête mieux, toutes les deux ne permettent pas à l'heure actuelle de réaliser des réseaux maillés de type multi-terminaux DC (MTDC).

Les problématiques majeures qui s'interposent à leur développement en masse sont l'absence de disjoncteurs à courant continu (bien que des progrès soient notables, mais non suffisants), la nécessité à définir une stratégie de commande et contrôle des convertisseurs dans ce type de configuration, et enfin l'absence de normalisation vis-à-vis du matériel HVDC (niveaux de tension, compatibilité du matériel entre constructeurs, critères de sévérité pour la qualification etc...).

Afin de soutenir l'intégration des énergies renouvelables (EnR), en particulier éolienne, dans le réseau électrique européen (objectifs du Paquet "Climat-Energie" qui prévoit une part de 20% de l'électricité consommée issue des EnR d'ici 2020), l'Union Européenne a créé le projet Twenties qui, parmi plusieurs axes de recherche, étudie deux axes correspondant aux problématiques citées ci-dessus :

- La protection d'un réseau maillé DC
- Le contrôle des stations de conversion dans un réseau maillé DC

Quant à l'aspect normalisation, un groupe de travail du CENELEC (Comité européen de normalisation électrotechnique) travaille sur la standardisation des réseaux DC.

Ainsi, grâce à ces travaux de recherche, nous pouvons espérer que les différentes problématiques soient levées d'ici les quelques années à venir.

Bibliographie

Ouvrages imprimés

[Escané-1997]

Escané J-M, 1997. Réseaux d'énergie électrique. Modélisation : lignes, câbles. Editions Eyrolles. 232 pages.

[Hadjsaïd et Sabonnadière-2007]

Sabonnadière Jean-Claude, Hadjsaïd Nouredine, 2007. Lignes et réseaux électriques 1. Lavoisier, Paris, 185 pages.

[Lasne-2008]

Lasne Luc, 2008. Electrotechnique. Dunod, Paris, 256 pages.

[Lindberg-1995]

Lindberg Anders, 1995. PWM and Control of Two and Three Level High Power Voltage Source Converters. Royal Institute of Technology, 150 pages.

[Manning-1996]

Manning Jeane, 1996. Energie libre et technologies. Edition Louise Courteau, Montréal, 490 pages.

[Mircea et al.-2000]

Mircea EREMIA, Jacques TRECANT, Alain GERMOND, 2000. Réseaux électriques. Editura Technica, Bucarest, 452 pages.

[Wildi et Sybille-2009]

Théodore Wildi, Gilbert Sybille, 2009. Electrotechnique. 4^{ème} édition, Les presses de l'université LAVAL. Distribution de livres Univers, Canada, 1215 pages.

Travaux universitaires

[Atmadji-2000]

Atmadji Ali Mahfudz Surya, 2000. *Direct current Hybrid breakers: a design and its realization*. Thèse de doctorat, University of Technology, Eindhoven, Pays-Bas, 195 pages.

[Descloux-2013]

Descloux Justine, 2013. *Protection contre les courts-circuits des réseaux à courant continu de forte puissance*. Thèse de doctorat, Université de Grenoble, France, 264 pages.
(pas encore publiée)

[Haileselassie-2008]

Haileselassie Temesgen Mulugeta, 2008. *Control of Multi-terminal VSC-HVDC Systems* [en ligne]. Master of Science in Energy and Environment, Norwegian University of Science and Technology, Norvège, 122 pages. Disponible sur :
<http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:347704/FULLTEXT01.pdf>

[Meyer-2000]

MEYER Jean-Marc, 2000. *Etude et réalisation d'un disjoncteur hybride ultra-rapide à base de thyristors IGCT*. Thèse de doctorat, école polytechnique fédéral de Lausanne, 176 pages.

[Meyer-2007]

MEYER Christoph, 2007. *Key Components for Future Offshore DC Grids*. Thèse de doctorat, Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, 196 pages.

[Mohamed-2012]

MOHAMED RAMADAN Haitham Saad, 2012. *Non linear control and stabilization of VSC-HVDC transmission systems* [en ligne]. Thèse de doctorat, Université Paris Sud, France, 215 pages. Disponible sur :

http://tel.archives-ouvertes.fr/docs/00/70/77/21/PDF/VA2_RAMADAN_HAITHAM_15032012.pdf (consulté en Novembre 2013).

[Monjean-2012]

MONJEAN Pascal, 2012. *Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu*. [en ligne]. Thèse de doctorat, école nationale supérieure des arts et métiers, 212 pages. Disponible sur : http://l2ep.univ-lille1.fr/fileupload/file/theses/These_Pascal_Monjean.pdf (consulté en Novembre 2013).

[Rault-2013]

RAULT Pierre, 2013. *Control of converter stations composing the considered DC grid*. Thèse de doctorat. (pas encore publiée)

[Teppoz-2005]

Teppoz Laurent, 2005. *Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC* [en ligne]. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 230 pages. Disponible sur :

<http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00168414> (consulté en Novembre 2013).

Articles de périodiques imprimés

[Dai et al.-2013]

Jing Dai, Samy Akkari, Marc Petit (2013). Commande en tension dans un réseau HVDC. *La revue 3EI*, N°73, p15 – p20.

[Joncquel-2006]

JONCQUEL Eric (2006). Fonctionnement des liaisons à courant continu haute tension. *Techniques de l'ingénieur*, **d4762**.

[Le Du et Adam-1992]

LE DU Alain, ADAM Philippe (1992). Transport d'énergie en courant continu à haute tension. *Techniques de l'ingénieur*, **d4760**.

[Pelenc-2002]

Yves Pelenc (2002). Interruption des circuits alimentés en courant continu. *Techniques de l'ingénieur*, **d4700**.

[Petit-2013]

Petit Marc (2013). Les réseaux HVDC : une solution parfois nécessaire pour renforcer les systèmes électriques. *La revue 3EI*, N°73, p7 – p14.

Articles de périodiques électroniques

[M-M-2013]

M. M (14 Mars 2013). Électricité : Disjoncteur à haute tension ultrarapide. *L'usine Nouvelle* [en ligne]. n°3322. Disponible sur :

<http://www.usinenouvelle.com/article/electricite-disjoncteur-a-haute-tension-ultrarapide.N193125>

Publications

[Koldby et Hyttinen-2009]

KOLDBY Erik, HYTTINEN Mats. *Challenges on the road to an offshore HVDC Grid*. The Nordic Wind Power, Danemark, 10 Novembre 2009.

[Descloux et al.-2012]

J.Descloux, P.Rault, S.Nguefeu, J-B Curis, X.Guillaud, F.Colas, B.Raison (2012).

HVDC meshed grid : Control and protection of a multi-terminal HVDC system [en ligne]. CIGRE B4-308. Disponible sur :

http://www.google.fr/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0CEkQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.cigre.org%2Fcontent%2Fdownload%2F17070%2F680674%2F1%2FB4_308_2012.pdf&ei=HjCPUsaNGoOb0AX2uIH4Dg&usg=AFQjCNHqaa8xRQSQC-6vChAQIY8JGDr2Sg&sig2=JYXX-hPAkBGy-094fYICWQ&bvm=bv.56988011,d.d2k

[Zehong et al.-2012]

Liu Zehong, Gao Liying, Wang Zuli, Yu Jun, Zhang Jin, Lu Licheng (2012). *R&D progress of ±1100kV UHVDC technology* [en ligne]. CIGRE B4_201_2012. Disponible sur :

http://www.google.fr/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CDAQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.cigre.org%2Fcontent%2Fdownload%2F17035%2F680568%2Fversion%2F1%2Ffile%2FB4_201_2012.pdf&ei=d0WOUusuuA6SL0AW_0ICYAg&usg=AFQjCNF5mS8NGFfeLmBGPMrP1PGCWToOfg&sig2=QEnfaBojYFaF9Nyl_HXXQg&bvm=bv.56988011,d.d2k

[Hauslër-1999]

Michael Häusler. Multiterminal HVDC for High Power Transmission in Europe [en ligne]. CEPEX99, Poznan, Poland, Mars 1999. Disponible sur :

[http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/7222163b7a2e1b5ac1256fda004aeac1/\\$file/cepex99.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/7222163b7a2e1b5ac1256fda004aeac1/$file/cepex99.pdf)

Sites web

[DESERTEC]

DESERTEC. The focus region greater east asia, [en ligne]. Disponible sur :

<http://www.desertec.org/global-mission/greater-east-asia/>

[ENTSOE-2012]

ENTSOE. Offshore Transmission Technology, [en ligne]. Disponible sur :

http://www.benelux.int/NSCOGI/NSCOGI_OffshoreTechnologyReport_ENTSOE.pdf

[Medgrid]

Medgrid. Le projet Medgrid, [en ligne]. Disponible sur :

<http://www.medgrid-psm.com/le-projet/>

[Twenties]

Twenties. Welcome to Twenties, [en ligne]. Disponible sur :

<http://www.twenties-project.eu/node/1>

Sites web (page)

[ABB-Agra]

North-East Agra : ABB. [en ligne]. North-East Agra, [en ligne]. Disponible sur :

<http://www.abb.com/industries/ap/db0003db004333/9716a8ac9879236bc125785200694f18.aspx>

[ABB-Borwin1]

BorWin1 : ABB. BorWin1, [en ligne]. Disponible sur :

<http://www.abb.com/industries/ap/db0003db004333/a8e328849ac67b66c125774a00243367.aspx>

[ABB-Jinping]

The most powerful transmission line in the world! : ABB. Jinping - Sunan 7 200 MW UHVDC transmission, [en ligne]. Disponible sur :

<http://www.abb.com/industries/ap/db0003db004333/545527721af2bf14c12578690049fea4.aspx>

[CRE-2013]

Les scénarios de développement des Super grids : Commission de régulation de l'énergie. Les super

grids, [en ligne]. Disponible sur : [http://www.smartgrids-](http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?rubrique=dossiers&srub=supergrids&action=imprimer)

[cre.fr/index.php?rubrique=dossiers&srub=supergrids&action=imprimer](http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?rubrique=dossiers&srub=supergrids&action=imprimer) (consulté en Novembre 2013).

[EDF-2013]

EIA : la consommation énergétique mondiale en hausse de 56% d'ici 2040 : EDF. Quelles perspectives à l'international ?, [en ligne]. Disponible sur : <https://www.lenergieenquestions.fr/eia-la-consommation-energetique-mondiale-en-hausse-de-56-dici-2040/> (consulté en Novembre 2013).

[Schuman-2013]

L'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'électricité : genèse et perspectives d'un projet ambitieux, fondation Robert Schuman. Questions d'Europe, [en ligne]. Disponible sur :

<http://www.robert-schuman.eu/fr/questions-d-europe/0066-l-ouverture-a-la-concurrence-des-marches-europeens-de-l-electricite-genese-et-perspectives> (consulté en Novembre 2013).

[CODRA]

Le projet IFA 2000 : CODRA. Panorama se forge un passage sous la manche, [en ligne]. Disponible sur :

http://uk.codra.net/panorama/sites/all/files/Documents/FR-References/IFA%20Sucess%20Story_FR.pdf (consulté en Novembre 2013).

[CIGRE-B4]

Group B4 HVDC and Power Electronics : CIGRE. [en ligne]. Disponible sur :

http://www.ptd.siemens.de/Question4_Statement.pdf

Documents / rapports

[Cova-2008]

Comparaison des solutions en courant continu enfouies terrestres ou mixtes (terrestre et sous-marine), Cahier n° 6 : Cova Bruno (CESI), [en ligne]. Disponible sur : Bruno http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/tent_e/doc/high_voltage/2008_06_high_voltage_report_comparison.pdf (consulté en Novembre 2013).

[RTE-2011]

Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France : RTE, [en ligne]. Disponible sur : http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_complet_2011.pdf (consulté en Novembre 2013).

[RTE-2013]

Feuille de route R&D 2013). Plan d'implémentation 2013 – 2016 : RTE, [en ligne]. Disponible sur : http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/RD/2013_10_08_Feuille_de_route_RD_RTE_FR_version_finale.pdf (consulté en Novembre 2013).

[Siemens-2013a]

High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange.: SIEMENS [en ligne]. Disponible sur : http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/HVDC/HVDC_Proven_Technology.pdf (consulté en Novembre 2013).

[Siemens-2013b]

Power Markets in Transition – New HVDC Solutions for the Power Grids of the Future : SIEMENS [en ligne]. Disponible sur : <http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/HVDC/HVDC-PLUS/power-markets-in-transition.pdf>
http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/hvdc-plus/?stc=wwecc122596&ef_id=UnwDpwAAAMpTk@X9:20131109072642:s#content=Description (consulté en Novembre 2013).

[Siemens-2008]

Davies M, Dommaschk M, Dorn J, Lang J, Retzmann D, Soerangr D (2008)
HVDC PLUS – Basics and Principle of Operation : SIEMENS, [en ligne]. Disponible sur : http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-transmission/HVDC/HVDC_Plus_Basics_and_Principle.pdf (consulté en Novembre 2013).

Table des Figures

| | |
|--|----|
| Figure 1 – Représentation générique d’un réseau électrique | 2 |
| Figure 2 – Représentation d’une ligne par un modèle à constantes réparties | 3 |
| Figure 3 – Représentation simplifiée d’une liaison | 3 |
| Figure 4 – Capacité de transmission de puissance en fonction de la distance | 4 |
| Figure 5 – Comparatif de coûts par rapport à la distance d’interconnexion | 5 |
| Figure 6 – Représentation de l’équilibre « production / consommation » | 5 |
| Figure 7 – Schéma simplifié d’un système HVDC | 7 |
| Figure 8 – Gestion des flux de puissances pour une liaison LCC-HVDC (thyristors) | 8 |
| Figure 9 – Liaison HVDC bipolaire à base de convertisseurs à 12 pulsations (thyristors)..... | 8 |
| Figure 10 – Plan P-Q d’un convertisseur LCC- HVDC (thyristors) | 9 |
| Figure 11 – Liaison de type SVC - HVDC | 10 |
| Figure 12 – Fonctionnement 4 quadrants – Diagrammes de Fresnel du VSC | 10 |
| Figure 13 – Topologies d’onduleurs : 2 niveaux ; 3 niveaux ; MMC | 10 |
| Figure 14 – Schéma d’un convertisseur MMC | 11 |
| Figure 15 – Calibres des convertisseurs HVDC | 13 |
| Figure 16 – Impact visuel des liaisons électriques HVAC - HVDC | 15 |
| Figure 17 – Schéma unifilaire d’un réseau DC à 5 terminaux | 15 |
| Figure 18 – installation MTDC – LCC-HVDC - Inde | 16 |
| Figure 19 – Représentation d’un Supergrid | 16 |
| Figure 20 – Structure bipolaire | 17 |

Table des tableaux

| | |
|--|----|
| Tableau I : Comparatif des technologies LCC-HVDC et VSC-HVDC | 13 |
|--|----|

Les enjeux des systèmes HVDC dans les réseaux de transport

Mémoire présenté en vue d'obtenir l'UE « Information et communication pour l'ingénieur »
Spécialité : ENERGETIQUE option Electrotechnique
Grenoble, 2013

RESUME

L'évolution des technologies et de l'électronique de puissance a donné naissance aux systèmes de transmission HVDC. Ils permettent d'interconnecter facilement des réseaux où la tension et la fréquence ne sont pas compatibles, de transmettre l'énergie sur de longues distances, que ce soit en aérien (effets inductifs), ou en milieu souterrain / marin (effets capacitifs), et de s'affranchir de la problématique des obstacles géographiques tels que les mers, ou les océans, ou les montagnes.

Outre de répondre aux problématiques précédentes, la technologie SVC des convertisseurs offre de nombreux avantages supplémentaires et représente l'avenir pour la conception des systèmes HVDC. Leur compacité leur permet d'être utilisés dans le milieu offshore où cette donnée est capitale ; ils participent également à la stabilité du réseau grâce à leur contrôlabilité dans les 4 quadrants $P - Q$. Cependant, leur niveau de puissance/tension est encore restreint à l'heure d'aujourd'hui (1000MW +/-320kV).

Enfin, quelques problématiques majeures s'opposent à leur massif développement, notamment pour une réalisation de réseaux maillés HVDC : Une absence d'éléments de protection du circuit DC (disjoncteurs), une absence de normalisation pour les constructeurs, et enfin la nécessité de définir une stratégie pour la maîtrise et le contrôle des convertisseurs.

Mots clés: HVDC, CCHT, MTDC, courant continu, alternatif, transport, enjeux, SVC, LCC, CSC, réseau maillé.

SUMMARY

The evolution of technology and power electronics has given rise to HVDC transmission systems. They makes it easier to interconnect networks where the voltage and frequency are not compatible, to transmit energy over long distances, either in air (inductive effects) , or underground / marine environment (capacitive effects) and to overcome the problem of geographic barriers such as seas or oceans, or mountains.

In Addition to answering at the previous issues above, the SVC converter technology offers many additional benefits and represents the future for the design of HVDC systems. Their compact size allow them to be used in the offshore environment in which this data is critical, and also contribute to the stability of the network through their controllability in the 4 quarters $P - Q$. However, their level of voltage / power is still restricted today (1000MW +/- 320kV).

Finally, some major issues are preventing their massive development, especially for the realization of meshed HVDC network: A lack of protective elements of the DC circuit (circuit breakers), a lack of standardization for manufacturers, and finally the need to have a strategy for the management and control of converters.

Key words: HVDC, CCHT, MTDC, direct current, alternative, transmission, stake, SVC, LCC, CSC, DC meshed network.