

ANNEXE

SOLUTIONS TECHNOLOGIQUES

ANNEXE 1 : DESCRIPTION DETAILLEE DES TECHNOLOGIES ALTERNATIVES A L'AERIEN ET AU CABLE ENTERRE

*TECHNOLOGIE EN TENSION CONTINUE SOUS-MARINE
TECHNOLOGIE EN TENSION CONTINUE TERRESTRE (AERIENNE ET ENFOUIE)
TECHNOLOGIE EN CABLES A ISOLATION GAZEUSE
TECHNOLOGIE EN SUPRACONDUCTEURS*

REPRISE ET MISE A JOUR DES ETUDES EFFECTUEES LORS DES DEBATS PUBLICS :
France-Espagne (2003)
Cotentin- Maine (2006)

Solutions en tension continue : option sous-marine

Le passage d'une ligne d'interconnexion à très haute tension par la mer peut, en principe, se faire suivant deux différentes techniques :

- en câble sous-marin en tension alternative ;
- en câble sous-marin en tension continue ;

Les techniques en tension alternative qui utilisent des câbles doivent faire face au problème des pertes capacitives : des dispositifs de compensations sont en effet nécessaires quand la longueur de câble dépasse quelque dizaines de kilomètres. Dans le cas des connexions sous-marines, pour lesquelles aucune compensation n'est possible le long du tracé du câble, les pertes capacitives deviennent en fait une limitation sur la longueur maximale possible de la connexion. Les valeurs des données caractéristiques des câbles sous-marins modernes portent au calcul de la longueur maximale de connexion en courant alternatif en environ 50km. L'analyse des cartes géographiques de la région concernée par le projet révèle qu'en aucun cas pratique la longueur du câble sous-marin pourrait être inférieure à 50km. Ceci nous porte à exclure la solution en câble sous-marin en tension alternative et à ne retenir, pour la solution sous-marine, que la technologie en tension continue.

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

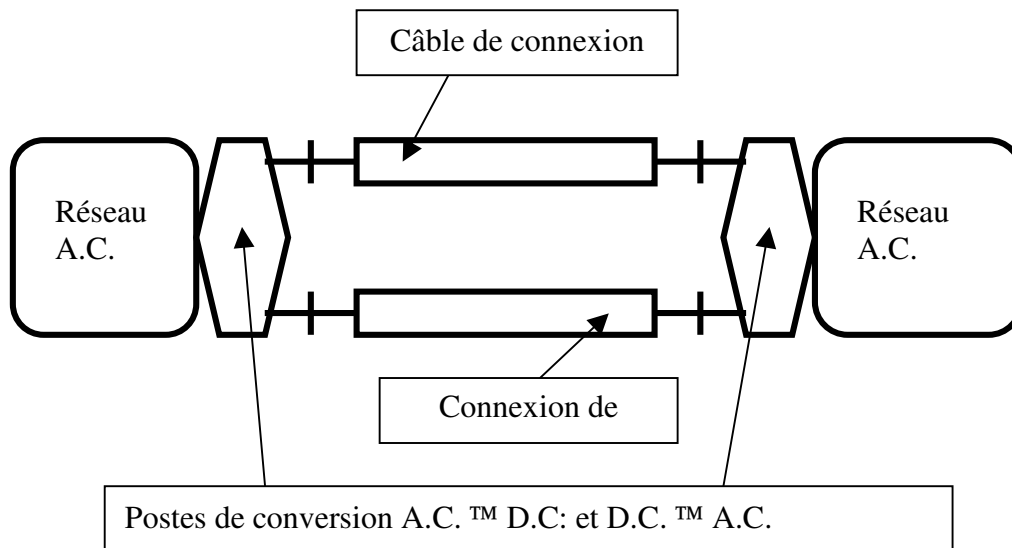
- quand les distances à parcourir sont très élevées : en effet les lignes en tension continue sont plus simples et moins coûteuses que celles en tension alternatives et, sur des longueurs importantes on peut envisager de récupérer le coût de la création des stations de conversion ;
- quand les parcours sous-marins ont une longueur importante (qui dépasse les limites techniques des câbles à tension alternative sans compensation : c'est-à-dire > 50km) ;
- quand il faut connecter entre eux deux réseaux électriques n'ayant pas la même fréquence ou qui travaillent en mode asynchrone ;
- quand il faut connecter entre eux deux réseaux qui ne peuvent fonctionner en connexion directe à cause de problèmes de stabilité.

Histoire

La technologie en courant continu (HVDC) s'est développée au début des années 1950 en utilisant les ponts de conversion à valves redresseuse à vapeurs de mercure. Dans le cours des années 1970 grâce au développement de l'électronique de puissance (en particulier dans le domaine des semi-conducteurs) on a commencé à employer des ponts de conversion avec des valves à thyristors.

Description générale

Le schéma de principe d'une connexion en tension continue est le suivant :



Les deux réseaux en tension alternative sont reliés à travers une connexion en tension continue, constituée d'un poste de conversion de départ dans lequel s'opère la conversion de la tension d'alternative en continue, un câble de connexion dans lequel passe le courant qui alimente le deuxième réseau et un poste de conversion d'arrivée dans lequel s'opère la conversion de la tension de continue en alternative. Une connexion de retour est nécessaire pour assurer la fermeture du circuit et donc le flux du courant ; cette connexion peut être assurée par l'eau de la mer (dans le cas d'une interconnexion marine) à travers des électrodes situées à chaque extrémité de la connexion.

La structure d'un système de transport moderne en HVDC pour une taille de puissance comparable à celle d'intérêt est représenté dans la Figure A1 ;

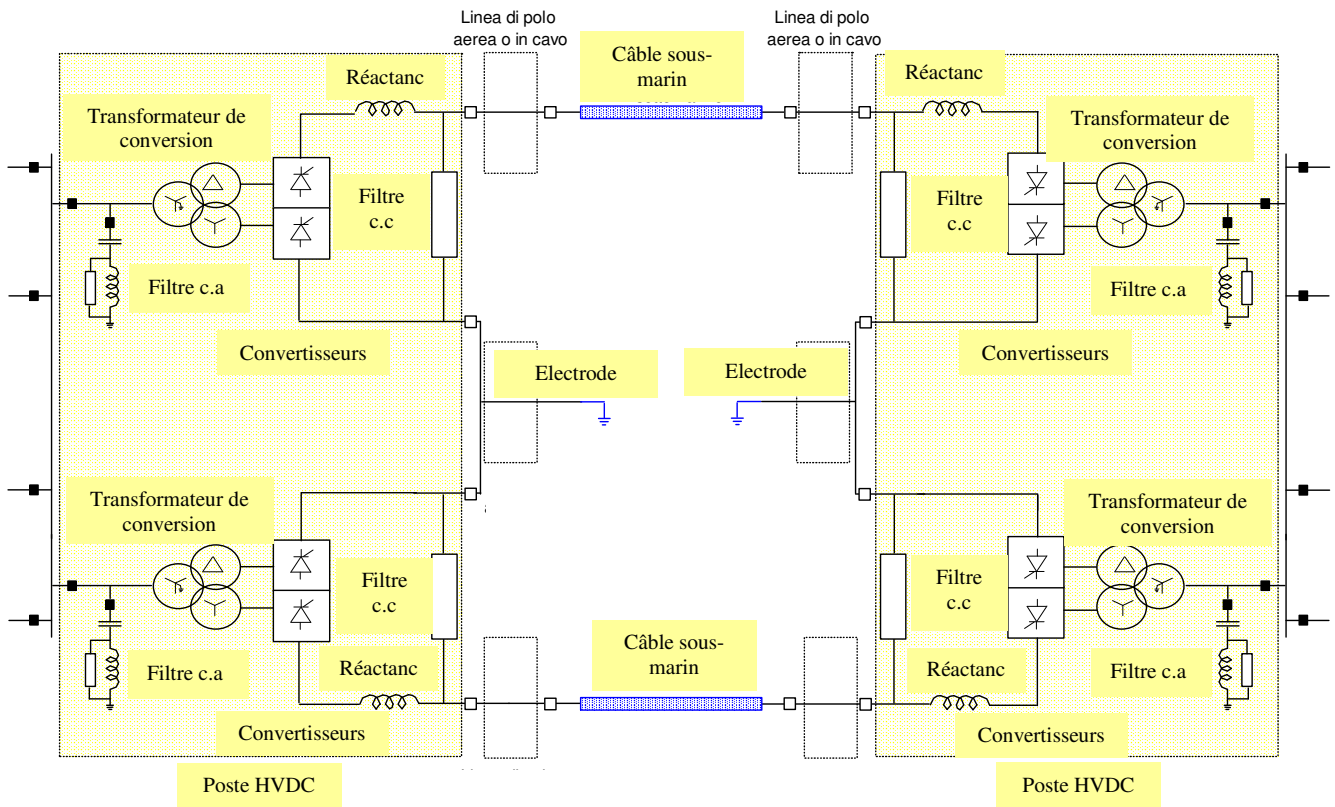


Figure A1: Structure typique d'une connexion HVDC de grande envergure

Les deux postes de conversion (en jaune) comprennent les éléments suivants :

- Filtres c.a ;
- Transformateurs de conversion
- Convertisseurs : Redresseurs (poste de départ) ou onduleurs (poste d'arrivée)
- Filtres c.c.

La connexion proprement dite constituée de deux câbles (un d'allée et l'autre retour) et le électrodes marines

Réalisations

De nombreuses connexions HVDC ont été réalisées dans le monde. La **Figure A2** montre les installations réalisées jusqu'en 2000 en technologie à thyristors. Une puissance totale de plus de 50000MW peut y être relevée, même si en un seul cas (Itaipu binacional) les dimensions de l'installation dépassent celles prévue pour la ligne en objet dans cette étude ;

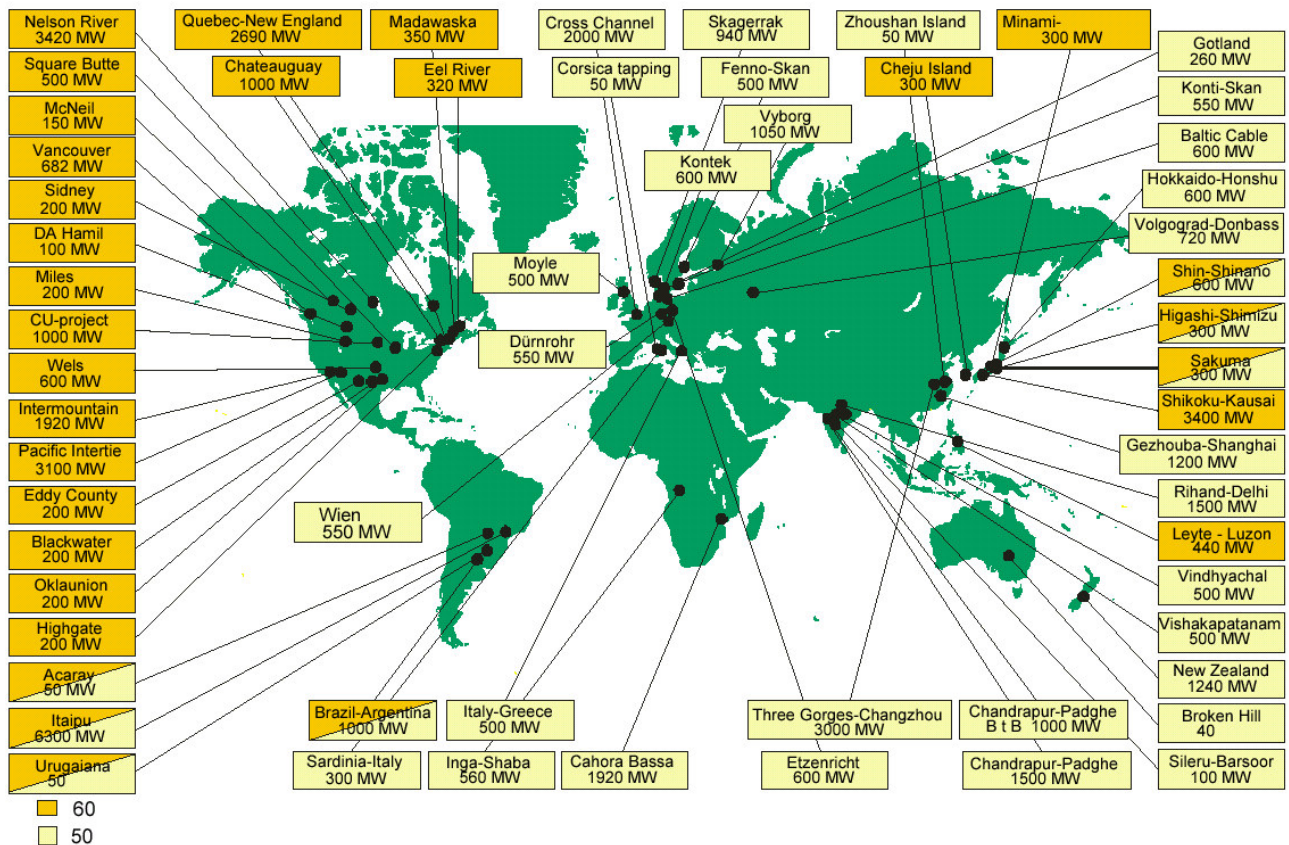


Figure A2: Installations HVDC dans le monde jusqu'en 2000

Éléments constitutifs d'une connexion en courant continu

En suivant le flux de puissance à partir du réseau de départ on trouve les éléments constitutifs suivants :

Filtres c.a

Ces filtres ont pour fonction de réduire la perturbation harmonique dans le réseau en tension alternative en amont du poste de départ et en aval du poste d'arrivée. Les filtres c.a sont constitués d'éléments passifs (condensateurs, inducteurs, parafoudres) dont le dimensionnement et les valeurs nominales sont calibrés en fonction des caractéristiques de la connexion.

Transformateurs de conversion

Les transformateurs de conversion assurent les fonctions suivantes :

- Alimenter les redresseurs avec un tiers de tensions en c.a réglé en amplitude par le système de contrôle du poste HVDC ;
- Assurer une séparation électrique le réseau et les redresseurs (onduleurs) afin d'éviter que des tensions continues soient injectées dans le réseau.
- Réduire le bruit harmonique engendré par les convertisseurs (redresseurs et onduleurs) vers le réseau ;
- Limiter le courant de défaut dans les thyristors des convertisseurs en cas de court-circuit ;

Un exemple de transformateur de conversion est montré dans la **Figure A3** (l'exemple se rapporte à un transformateur monophasé 354/177/177 MVA – 230kV_{ac} à trois enroulements en phase d'essais) ;



Figure A3 exemple de transformateur de conversion

Le dimensionnement des transformateurs de conversion est fortement influencé par les contraintes de transport (dimensions et poids) pour l'acheminement vers le poste de fonctionnement sur route, chemins de fer ou bateau ; à ce propos, pour un certain niveau de puissance la variation de poids (et de nombre de machines nécessaires) par rapport à la solution monophasée à deux enroulements est montrée dans le Tableau A1

Tableau A1: Variation de poids pour les différentes solution constructives de transformateurs de conversion pour installations HVDC – le nombre de transformateurs est donné pour chacun des postes de conversion :

Type de transformateur de conversion	Poids relatif (par rapport à la solution monophasée à 2 enroulements) [p.u]	Nombre de transformateurs nécessaire dans chaque poste de conversion
Monophasé à 2 enroulements	1.0	6
Monophasé à 3 enroulements	1.6	3
Triphasé à 2 enroulements	2.2	2
Triphasé à 3 enroulements	3.6	1

Convertisseurs (redresseurs et onduleurs)

Les convertisseurs sont des dispositifs d'électronique de puissance qui servent à redresser une tension alternative en la transformant en une tension continue ou à onduler une tension continue pour la transformer en alternative. Les dispositifs électroniques de base qui constituent les convertisseurs modernes sont le thyristors (des valves qui permettent sur commande le transit de courant dans un sens en non dans l'autre), dont un exemple est montré dans la **Figure A4**



Figure A4 exemple de thyristor moderne 8 kV

Une série de thyristors est assemblée dans des modules de redressement et différents modules sont assemblés dans les redresseurs ou les onduleurs en assemblant des modules en série e/ou en parallèle jusqu'à obtenir le niveau de tension et de courant requis. Un exemple de redresseur d'un poste HVDC est illustré en **Figure A5**;



Figure A5 : convertisseur en pont dodécaphasé dans un poste HVDC

Réactances de lissage

Ce dispositif, placé du côté DC du convertisseur, a la fonction de lisser la forme de la tension dans toutes les configurations de charge transmise, de limiter les courants de court-circuit qui risqueraient d'endommager les convertisseurs, de diminuer le bruit harmonique côté DC et de réduire les risques de résonance. Les technologies disponibles pour ce type de composants sont :

- Réactances isolées en air **Figure A6)**

- Réactances isolées en huile (**Figure A7**)



Figure A6 Réactance isolée en air 150mH, 500kV, 1800 A



Figure A7 Réactance isolée en huile 270mH, 500kV, 3000A

Filtres d.c

Les filtres du côté d.c permettent la réduction du bruit harmonique sur les lignes en courant continu. Il sont composés, contrairement aux filtres a.c, les filtres d.c ne sont pas seulement constitués de composants passifs (condensateurs, inducteurs, résistances), mais aussi de dispositifs d'électronique de puissance qui injectent dans la ligne un bruit harmonique en

opposition de phase par rapport à celui des convertisseurs et en réduisent l'amplitude. Un exemple de filtre d.c est illustré dans la **Figure A8**

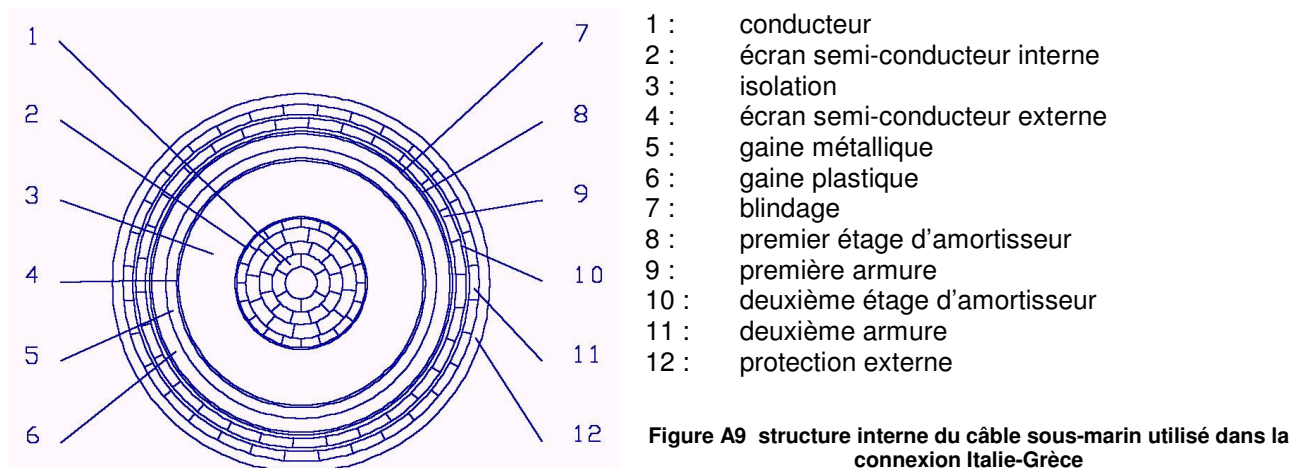


Figure A8 Filtre c.c actif de 200kVA

Câbles pour application en tension continue

Les technologies de réalisation des câbles pour ce niveau d'application sont les suivantes :

- **Câbles à isolation en huile fluide** (Self-Contained fluid filled cables – SCFF) : sont des câbles dont le système d'isolation est composé de papier qui est imprégné d'un fluide synthétique à basse viscosité qui est maintenu constamment en pression dans un conduit pratiqué dans le centre du conducteur : ceci porte à une limitation dans le niveau de profondeur maximal de pose; cette solution, utilisée depuis de nombreuses années est adéquate à de grands transits d'énergie à condition de veiller à ne pas dépasser une température sur le conducteur de 85°C, à cause de la présence de l'huile ; la présence d'un fluide en circulation impose l'adoption de circuits hydrauliques et des postes de pompage aux extrémités. L'éventualité d'une perte d'huile constitue un danger potentiel pour l'environnement ;
- **Câbles à isolation solide** : sont des câbles dont le système d'isolation est constitué de papier à haute densité imprégné d'un mélange dense. Contrairement à ce qui se passe pour les câbles à isolation en huile fluide, le mélange d'imprégnation ne circule pas dans le conducteur et dans le corps du câble mais reste pratiquement stable dans sa position d'origine. On peut aujourd'hui réaliser des connexions longues de plusieurs centaines de kilomètres en utilisant cette technologie ; les limites techniques sont à 600kV de tension et 55°C de température. 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 (connexion à 400kV 500MVA longue 160km). Le câble à isolation solide utilisé a la conformation illustrée dans la **Figure A9**

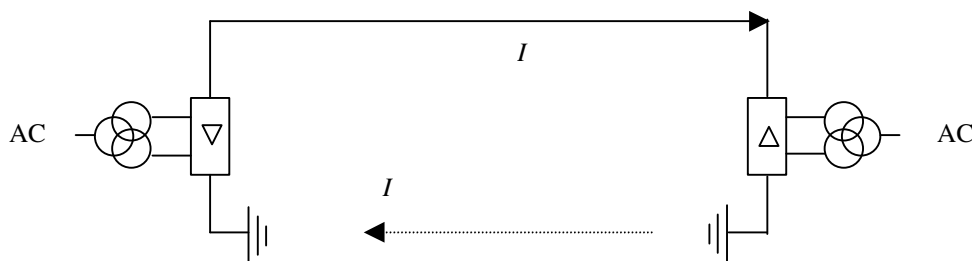


- Câbles à isolation mixte papier-polypropylène (PPL) :** sont des câbles dont le système d'isolation est constitué de papier à haute densité imprégné d'un mélange visqueux, mais dont les couches de papier sont séparées par des films de polypropylène ; cette solution de développement récent conjugue les avantages des deux technologies précédentes ; par rapport à la solution à isolation solide elle permet un gain de 25 à 50 % de puissance transportée ou une réduction de 30% des dimensions pour un même transit ; cet atout permet une réduction du diamètre de 10%, du poids en air de 20% et du poids en eau de 25% . L'utilisation de ce type de câble permet donc d'avoir des tronçons sensiblement plus longs et de porter en plate-forme de pose 25% de câble en plus par rapport à la technologie à isolation solide.

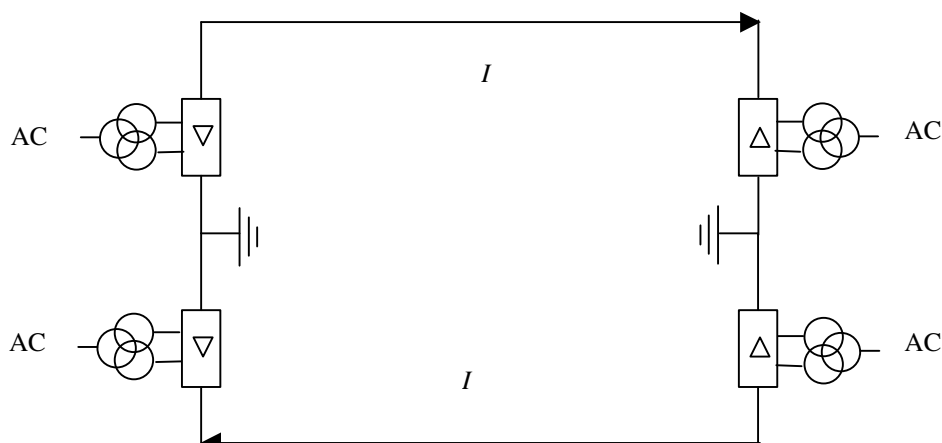
Electrodes

Les électrodes sont un composant habituel pour les installations en courant continu et elles sont présentes (mis à jour 1998) dans au moins 24 installations HVDC dans le monde, et par conséquent dans à peu près 48 postes ; les électrodes sont prévues autant dans le système unipolaire que dans le système bipolaire.

Dans le système unipolaire qui quelquefois représente la phase initiale d'un système bipolaire la fermeture du circuit se réalise par la mer ou la terre :



Les systèmes de type bipolaire en général prévoient des électrodes qui conduisent le courant seulement sous conditions d'urgence ou d'entretien d'un pôle ; Le courant qui normalement traverse les électrodes dans un système équilibré de ce type représente en général moins de 3% de la charge totale:



Un retour métallique peut cependant être prévu, toutefois actuellement il existe une seule installation qui suive ce schéma (Kii Channel).

Le retour du courant au travers des électrodes se fait quand un des deux conducteurs soit endommagé ; Dans le cas où un convertisseur soit hors service, il est possible d'opérer de façon unipolaire avec retour métallique (avec pertes doubles à cause de la plus grande résistance offerte par le câble de retour par rapport au trajet des électrodes).

Les électrodes de terre, prédominantes en nombre, sont attachées en général aux solutions bipolaires, avec stations de conversion distantes de la mer et souvent associées à des systèmes de transmission qui n'intéresse pas la mer elle-même.

Les électrodes sur côte (qui peuvent être divisées en électrodes sur plage ou sur petits bassins en proximité de la côte) représentent à peu près la moitié des électrodes pour les postes en proximité de la mer ; l'autre moitié est constituée par les électrodes en mer (à une distance de la côte de plus de 100 m et placées en profondeur).

Dans le **Tableau A2** on présente la situation des installations plus significatives entrées en exercice récemment ou actuellement en phase de réalisation :

Tableau A2 : Réalisations récentes de connexions HVDC

Connexion	Système	Electrode	Typologie	Localisation	Matériel	Année
Fenno Skan	Mono	Anode	Mer	Dannebo	Titane	1989
		Cathode	Mer	Pampriniemi	Cuivre	
Baltic cable (DE-SW)	Mono	Anode	Mer	Smyge	Titane	1994
		Cathode	Mer	Klützhöved	Cuivre	
Kontek (D-DK)	Mono	Anode	Mer	Bogeskov	Titane	1998
		Cathode	Mer	Germania	Cuivre	
Pacific Intertie (USA)	Bipol	Réversible	Mer	Santa Monica (anodo)	SiFeCr	1989
New Zealand Hybrid link	Bipol	Réversible	Plage	Te Hikiwehenua	SiFeCr	1992
Skagerrak III	Bipol	Réversible	Mer	Grosøysøyla	Graphite	1993

Connexion	Système	Electrode	Typologie	Localisation	Matériel	Année
			Plage	Lovns	Graphite	
Haenam-Cheju (CHI)	Bipo	Réversible	Plage	Haenam	Graphite	1993
			Plage	Cheju	Graphite	
Konti-Skan III	Bipol	Réversible	Mer	Risø	Graphite	1988
		Réversible	Plage	Søra	Graphite	
SACOI (I-F-I)	Mono	Anode	Bassin	Punta Tramontana	Titane	1992
		Cathode	Mer	La Torraccia	Cuivre	
Gotland III (SWE)	Bipol	Réversible	Bassin	Ekno	Magnétite	1999
		Réversible	Plage	Massange	Magnétite	
Henam Cheju (CHI)	Bipol	Réversible	Bassin	Henam	Graphite	1996
		Réversible	Bassin	Keju	Graphite	
Vancouver (CAN)	Bipol	Réversible	Bassin	Sansum Narrows	Graphite	1990
		Réversible	Plage	Boundary Bay	SiFe	
Italia-Grecia (I-GR)	Mono	Anode	Bassin	Aetos	Titane	1998
		Cathode	Mer	Porto Badisco	Cuivre	
Leyte-Luzon (PHI)	Mono	Anode	Plage	Leute island		1998
		Cathode	Plage	Luzon island		
Swe-Pol link	Mono + retour métallique					2001
Golfo di Aqaba AC/DC (Jordan-EGP)	(4 câbles)			Aqaba		2000 (actuellement seulement AC)
				Taba		
Moyle interconnector (IRL-GB)	Dual mono avec retour métallique intégré			Currarie Port (Auchencrosh)		En construction
				Porthsmuck South (Ballycronan More)		
Kii channel (J)	Bipolaire avec retour métallique			Anan (à terre)		En construction
				Yura		
Basslink (NZ)	Mono	Plage	Anode	Stony Head		En projet
		Plage	Cathode	Ninety mile beach	Graphite e charbon	
Hawaii Deep Water cable (*)						En projet
Sarawak-Malaysia interconnexion (**)	Mono	Mer	Anode	Sedili		Construction 2002÷2007
		Terra	Cathode	Kapat		

(*) projet d'intérêt de la World Development Federation depuis 1996 ; le projet a été commencé en 1989 et ils ont effectué les «sea trials» et les épreuves de qualification du câble.

(**) à l'intérieur du "Bakun hydroelectric project"; suspendu à cause de la crise asiatique, il paraît en phase de reprise de la part du Gouvernement malais.

Il est intéressant de remarquer comme une partie non négligeable des connexions (40% des connexions examinées) soit gérée en mono-polaire sans câble de retour. En particulier des systèmes de cette typologie ont été réalisés après 1995 pour la connexion de l'Italie avec la Grèce et dans les Philippines (Leyte-Luzon). La connexion, toujours en mono-polaire, entre Nouvelle Zélande et Tasmanie (Basslink) est en phase de projet avancé.

Dans les dernières années une tendance s'est affirmée, surtout dans les Pays qui s'ouvrent sur la mer Baltique, vers le choix pour des connexions de type bipolaire, tant pour des questions techniques (fiabilité de la connexion) que de l'environnement (substantiellement attachées à la corrosion des structures métalliques existantes).

Le choix des électrodes sur côte ou en mer dépend des caractéristiques du territoire et le choix définitif fait partie du projet de détail (ex. les électrodes sur côte peuvent être adaptées à une plage suffisamment déserte avec basse résistivité du terrain, alors que le choix d'électrodes en mer peut être obligatoire dans le cas de côtes rocheuses avec haute résistivité du terrain). Les zones à éviter sont les fonds mobiles ou rocheux avec des courants marins forts ou les fonds rocheux, les zones balnéaires ou de pêche, ou près de zones terrestres avec des longues infrastructures métalliques (risque potentiel de corrosion). Le choix ne peut pas, en outre, se passer de considérations sur les coûts d'installation et gestion/maintenance.

Le projet de l'électrode peut être mené seulement à travers les activités suivantes, mutuellement reliées:

- Enquête des sites et sélection
- Sélection du type d'électrode
- Prototype et tests
- projet de détail
- Construction et essais

Les électrodes de mer peuvent être constituées par des matériaux différents:

- titane (fonctionnement anodique); peut être recouvert de métal noble adapté afin d'éviter la corrosion anodique (platine, or); dans le cas de fonctionnement réversible des problèmes peuvent surgir à la cathode (la couche protectrice est enlevée). Existents différentes typologies de réalisation (réseau, barres) en rapport avec le positionnement (mer, côte).
- SiFeCr, graphite ou magnétite (*réversible*); les barres constituant les sous électrodes peuvent être posées sur le fond marin et couvertes de ciment armé ou bois, ou bien placées verticalement dans les sédiments.
- cuivre (cathode); il est habituellement posé sur le fond marin.

Construction

La construction d'installations HVDC n'est nulle part standardisée. Les dispositions géométriques des postes sont étudiées cas par cas et on peut donner ici seulement des indications générales.

Un exemple de disposition géométrique d'un poste de conversion pour une connexion 1000MW est représenté dans la **Figure A10**. On peut y remarquer que la plus grande partie de la surface (60%) est occupée par la section en tension alternative (filtres c.a.).

En termes d'occupation de terrain il faut prévoir une surface de poste d'environ **30m²/MW**, sans compter les arrivées et les jeux de barres 400kV. Pour un poste 4000MW en bipôle il faut donc compter une occupation de surface d'environ 120000m²

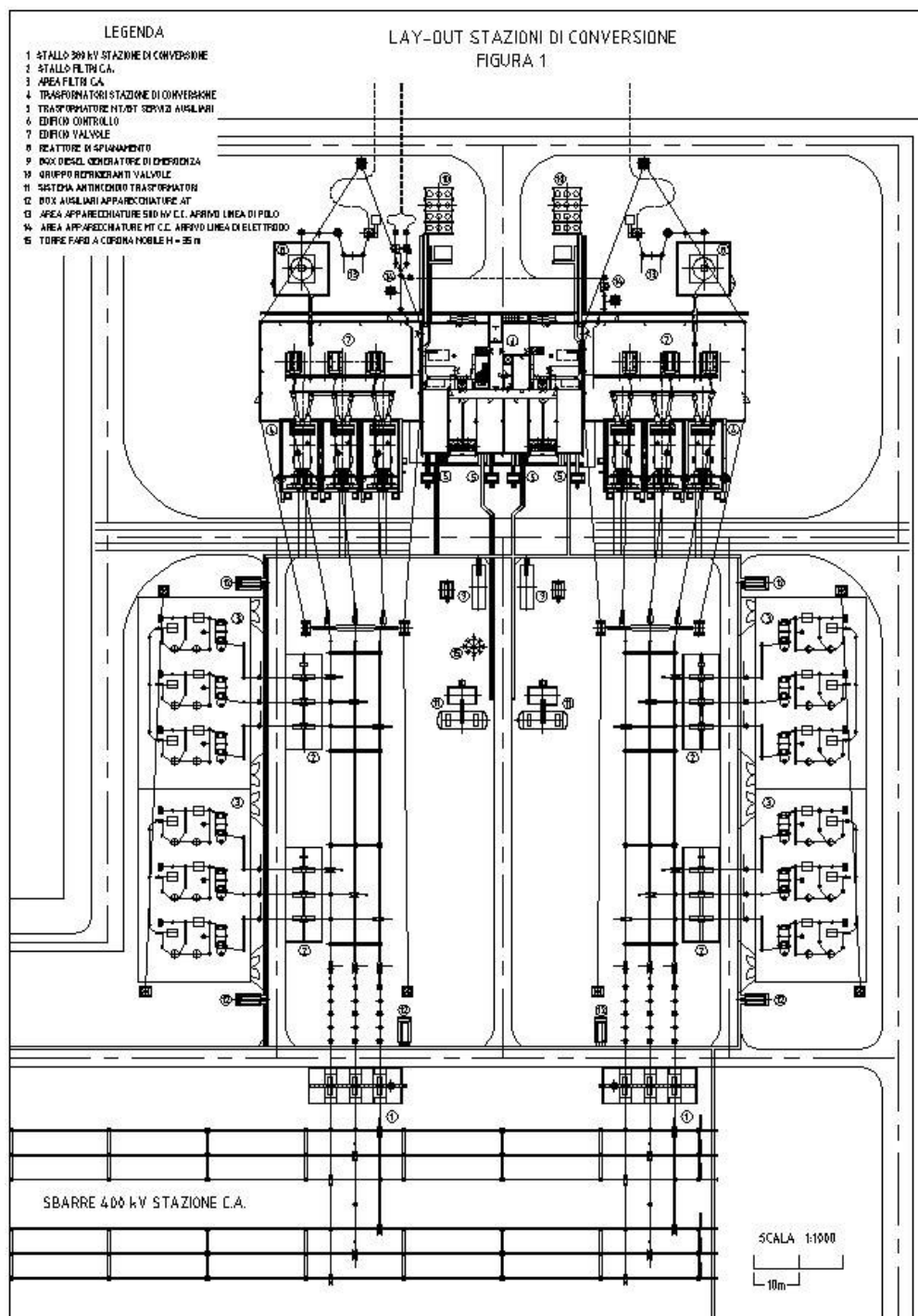


Figure A10 : exemple de disposition géométrique d'un poste de conversion bipolaire 1000MW

Fiabilité, maintenance, diagnostic et suivi

Les données qui sont reportées ci-dessous sont basées sur l'expérience de gestion et maintenance de connexions HVDC sous-marines de grande envergure et sur des données de littérature.

Postes de conversionFiabilité

Hors service forcé pour pôle	3 ÷ 5 fois/an, avec l'autre pôle fonctionnant régulièrement
Hors service forcé du bipôle :	0,2 pannes/an
Indisponibilité forcée totale :	45 heures/an pour monopôle, équivalent à environ 0.5% des heures annuelles. On aurait donc 1% des heures annuelles avec au moins un pôle hors service. En ce qui concerne la puissance globale, l'indisponibilité équivalente serait de 0.5%. Les heures annuelles de mise hors service simultanée des deux pôles, qui a une fréquence de survenue très basse, peuvent être estimées comme étant négligeables.

Entretien

L'indisponibilité annuelle à la suite d'entretien des postes de conversion peut être estimée à environ 4 jours/an pour le bipôle dans son ensemble, correspondant à environ 1.1% des heures totales annuelles,.

Câble CCFiabilité

Fréquence mise hors service forcé :	pour câbles sous-marins submergés on peut considérer 1 panne tous les 20 ans pour raisons internes.
Durée mise hors service forcé :	45 jours pour chaque hors service
Indisponibilité forcée totale :	2.2 jours/an par câble, équivalent à environ 0.6% des heures annuelles. Dans l'hypothèse où on aurait un bipôle avec deux câbles, on aurait par conséquent 4 jours/an avec au moins 1 câble mis hors service, équivalant à environ 1.2% des heures annuelles à moyenne puissance. Si on se rapporte à l'énergie transférable, donc à la puissance totale de la liaison, on aurait encore 0.6% d'indisponibilité équivalente.

Entretien

L'entretien des câbles sous-marins immergés est pratiquement nul, dans la mesure où il comprend seulement le nettoyage des terminaux qui peut être réalisé en coïncidence avec celle des stations de conversion.

Enjeux environnementaux**Problématiques de l'environnement liées aux systèmes HVDC**

Le choix des zones candidates pour l'emplacement de postes de conversion doit tenir compte des aspects suivants: de la longueur du parcours, de la facilité des opérations de construction, de la présence d'habitat naturel à sensibilité élevée, de la présence de zones de pêche destinées aux loisirs, du risque potentiel de corrosion, de la présence d'un fond marin convenable (couche sablonneuse) dans lequel le câble puisse être coulé.

Stations de conversion sur l'environnement

Les éventuels problèmes de l'environnement pour les stations de conversion concernent:

- l'occupation du sol
- l'impact visual
- les troubles radio, surtout sur la bande 0.2 ÷ 10 MHz
- la création de champs électromagnétiques (en considérant également les lignes aériennes CA branchées sur la station de conversion)
- le bruit acoustique
- les harmoniques du côté CA et CC ainsi que les troubles téléphoniques
- l'impact sur le trafic et sur les routes pendant les opérations d'installation

Possible influence des électrodes sur l'environnement

Dans les dernières années une tendance s'est affirmée, surtout dans les Pays qui s'ouvrent sur la mer Baltique, vers le choix pour des connexions de type bipolaire, tant pour des questions techniques (fiabilité de la connexion) que de l'environnement (substantiellement attachées à la corrosion des structures métalliques existantes).

Le choix pour les électrodes sur côte ou en mer dépend des caractéristiques du territoire et le choix définitif fait partie du projet de détail (ex. les électrodes sur côte peuvent être adaptées à une plage suffisamment désertique avec basse résistivité du terrain, alors que le choix d'électrodes en mer peut être obligatoire dans le cas de côtes rocheuses avec haute résistivité du terrain). Les zones à éviter (choisies seulement en absence d'autres choix) sont les fonds mobiles ou rocheux avec des courants forts ou rocheux, les zones balnéaires ou de pêche, ou près de zones terrestres avec des longues infrastructures métalliques (risque potentiel de corrosion). Le choix ne peut pas, en outre, se passer de considérations sur les coûts d'installation et gestion/manutention.

Le projet de l'électrode peut être mené seulement à travers les activités suivantes, mutuellement reliées:

- Enquête des sites et sélection
- Sélection du type d'électrode
- Prototype et tests
- projet de détail
- Construction et épreuves

Les principaux éléments qui doivent être connus pour un choix et un projet particulièrement soignés sont, principalement:

- données de transmission: charge dans les divers stades de développement du projet, parcours de la ligne, direction du courant, pic maximal admissible,
- éléments de localisation: sous-stations, point d'encrage, conditions électriques (résistance maximale, stabilité sismique, possibilité d'effectuer des mesure pendant le service)
- données des structures adjacentes: schéma des structures (souterraines ou sous-marines) dans le rayon de 100 km de la zone considérée, relatifs paramètres de protection de la corrosion, date de construction, diamètre et épaisseur des canalisations, typologie de la couche protectrice, possibilité de systèmes de protection de la cathode, résultats d'études précédentes sur les canalisations
- région d'emplacement: salinité de l'eau (évolution annuelle), température (évolution annuelle), structure géologique des couches superficielles du fond marin, distance de la sous-station, distance de la côte, distance des embouchures de rivières les plus proches, direction et vitesse des courants, profil bathymétrique, stabilité de la zone côtière

Dans le cas où des structures métalliques sont présentes en proximité, des simples modifications du projet de l'électrode ou de positionnement local peuvent ne pas donner d'améliorations

significatives: il est notoire en phase de pré-projet de prévoir des choix pour l'emplacement de l'électrode dans un développement spatial d'une trentaine de km le long de la côte, afin de pouvoir effectuer le choix définitif en phase de projet de détail.

Afin d'éviter une influence du courant de terre des électrodes sur la station de conversion (en particulier les éventuels transformateurs), il est nécessaire de respecter une certaine distance entre cette dernière et les électrodes eux-mêmes. Pour limiter les dégâts possibles, la différence de potentiel entre le réseau de terre de la sous-station et les électrodes doit être limitée à moins de 10-30 V ; la distance typiquement peut varier de 8 à plus de 30 km; il est, donc, nécessaire de réaliser une enquête approfondie pour la caractérisation de possibles zones d'emplacement.

L'influence des électrodes sur l'environnement est limitée dans le cas, de courte durée, où un des deux conducteurs est endommagé ou d'entretien d'un pôle. Une autre possibilité d'emploi des électrodes en connexion bipolaire équilibrée se trouve dans la petite différence de courant entre les branches d'aller et de retour (normalement <3% de la charge totale). Donc, les effets décrits par la suite doivent être considérés limités à ces deux cas, ou à l'éventuelle phase initiale du système, réalisé en unipolaire.

L'analyse de la littérature disponible¹ montre que les effets considérés potentiellement les plus dangereux sont les champs électromagnétiques et les produits de l'électrolyse.

Les champs électromagnétiques

En ce qui concerne les champs électriques, ce n'est pas possible d'exclure des effets négatifs sur les organismes marins; la connaissance sur l'interaction est considérée substantiellement limitée, au-dessus de tout pour les espèces à part les poissons. En général, on peut affirmer que le champ électrique en proximité des électrodes ne produit pas des effets négatifs aigus pour des distances supérieures à 5 m (habituellement la limite considérée est 15 V/m). Certaines espèces (*Galvanotaxis*) pourraient subir surtout l'influence de l'anode, étant attirées par le champ vers l'électrode. Par rapport aux espèces différentes des poissons, aucun document présente des résultats qui montrent comment des champs électriques comparables à ceux produits par les électrodes peuvent produire des effets négatifs sur la vie marine. Il a été en outre montré que les crevettes roses vivent directement sur la surface des électrodes en mer de certaines installations.

La limite inférieure du champ électrique à laquelle sont sensibles les téléostéens et les élasmobranches est, respectivement, 7 mV/m et 0.5 μ V/ms; seulement les élasmobranches, par conséquent, sont capables de percevoir le champ électrique causé par le courant de retour en mer. Ces genres sont sans doute capables de percevoir aussi à grande distance le champ électrique produit par les électrodes mais aucune enquête menée ne montre qu'il y ait nécessairement des effets négatifs; puisque ces poissons cartilagineux exploitent les variations du champ électrique pour débusquer les proies cachées dans les sédiments du fond marin, on suppose qu'ils s'adaptent au champ statique artificiel.

En ce qui concerne les oiseaux de mer et les mammifères, on ne s'attend pas à des effets négatifs importants dus au champ électrique produit par les électrodes ou par le courant de retour; aucune espèce d'oiseau de mer ou mammifère est influencée en fait par des champs électriques inférieurs à 1 V/m. Il faut, toutefois, garder à l'esprit qu'on peut prévoir la présence d'une clôture en matériel plastique qui évite aux êtres humains et aux animaux de pénétrer (même par hasard) dans les zones où le gradient est retenu potentiellement dangereux.

¹ "HVDC sea cables and sea electrodes: A literature study for the cable project" A. B. S. Poléo, M. Harboe jr – Department of Biology, University of Oslo; 1996

Les produits de l'électrolyse

Par rapport aux possibles conséquences des produits de l'électrolyse, pour la cathode, il n'est pas habituellement considéré un possible impact négatif sur les organismes marins. Vice versa, l'anode produit une série de composés primaires et secondaires potentiellement toxiques; la toxicité varie, en outre, sensiblement en fonction de l'espèce marine considérée.

Mécanisme d'origine de l'impact

Lorsque l'anode est en fonction, sur son interface avec l'eau de mer se développe une réaction électrolytique dont le principal résultat est l'oxydation des ions Cl^- en chlore gazeux (Cl_2), lesquels s'hydrolysent rapidement, en formant des solutions aqueuses d'hypochlorite (OCl^-) (Neumüller, 1979; Petrucci, 1989; Jafvert & Valentine, 1992 - CEPA PSL – Chlorinated wastewater effluents).

En eau de mer l'hypochlorite peut s'échanger en hypobromite (OBr^-)² et les deux ensemble, en combinaison avec des substances organiques, peuvent donner des produits de dérivation secondaires, parmi lesquels figurent le chloroforme, le bromoforme (Bean et al., 1980; Carpenter & Smith, 1980 - UNIVERSITY OF OSLO) et les amines alogénates, ainsi que la monochloramine et la dichloramine (Kovacic et al., 1970; Murphy et al., 1975; Margerum et al., 1978; Wysz et al., 1978; Helz, 1981; Jafvert & Valentine, 1992 - CEPA - Chlorinated).

La quantité de produits électrolytiques qui se forment autour de l'anode est proportionnelle à l'intensité du courant qui la traverse et dépend aussi de sa géométrie et du matériel dans laquelle elle est réalisée.

Selon l'Université d'Oslo, pour 1600 Ampères sur une anode en graphite, constitué par des sous-électrodes placées sur le fond marin et renfermé entre une couche de coke, peuvent se produire jusqu'à 597 mg/s de Cl_2 dont 74% environ (ie. 442 mg/s) deviennent OCl^- , sur une anode en titane, constitué par un double réseau renforcé avec des tubes de matière plastique, se produisent 60 mg/s de Cl_2 et 44 mg/s de OCl^- , qui représentent les valeurs extrêmes pour l'émission du chlore. Selon le modèle prévisionnel du Basslink Project Draft pour 1500 A de courant le taux moyen de production de Cl_2 est de 0,179 mg/m²/s.

En ce qui concerne les produits secondaires, du fait que leur taux de formation à l'anode peut varier considérablement en fonction de la qualité de l'eau locale et de son évolution, même dans un temps réduit, il n'est pas possible d'évaluer avec précision la quantité avec laquelle ils peuvent se former. On estime, néanmoins, qu'environ le 5% de l'hypochlorite peut se transformer en chloroforme et bromoforme (Carpenter & Smith, 1980- UNIVERSITY OF OSLO).

Selon l'Université d'Oslo une électrode en réseau de titane avec une superficie de 2000 m² et un courant de 1600 A peut produire 2 mg/s de chloroforme et bromoforme, qui correspondent à 1 □g/m²/s.

Désintégration des produits de l'électrolyse

La destinée des produits de l'électrolyse générés par l'anode en mer est déterminée par différents processus, dont les principaux sont la dilution, la volatilisation, l'oxydation, la combinaison en substances organiques, la photodissociation et la décomposition micro biotique. Ces processus en déterminent la réduction avec des taux variables en fonction, aussi, des conditions locales de l'hydrodynamisme et de la qualité de l'eau (en particulier : pH, température, défaut de chlore), ainsi que de la profondeur.

² Oxydants produits par le Chlore = $\text{HOBr} + \text{OBr}^-$.

Pour le chlore résiduel total (chlore libre³ + chlore combiné), on trouve en littérature des temps de demi-vie qui peuvent varier entre moins d'une heure jusqu'à plusieurs jours (Brooks & Seegert, 1977; Wisz et al., 1978; Heinemann et al., 1983; Helz et al., 1984 - CEPA - Chlorinated), alors que pour les mono-chloramines en eau de mer on estime des temps de demi-vie entre 0,68 et 0,94 jours (Environment Canada, 1998 - CEPA – Chloramines). En général les études conduites en milieu naturel indiquent des temps de désintégration plus rapides (d'au moins un ordre de grandeur) de ceux en laboratoire, où on ne peut pas considérer tous les facteurs qui contribuent à accélérer la désintégration du chlore résiduel (Milne, 1991 - CEPA - Chloramines).

En Sardaigne (Italie) a été effectuée une vérification expérimentale de la dispersion du chlore autour d'une anode en eau et intéressée par un courant d'intensité entre 200 et 900 Ampères. Les concentrations initiales de Cl₂ mesurées en proximité de l'anode (1 mètre) varient avec l'intensité de courant entre <0,01 mg/l et 3,5 mg/l, alors que l'on estime leur taux de décroissance à des valeurs pratiquement nuls (<0,01 mg/l) à partir de 5-10 mètres de l'anode.

En ce qui concerne les principaux produits de transformation secondaires, l'Université de Oslo estime que, pour une électrode en réseau de titane avec superficie de 2000 m² et courant de 1600 A, dans le pire des cas on peut relever, par heure de fonctionnement sur un fond de 5 m de profondeur, une concentration de trihalométhanes totaux d'environ 0,015 mg/l (0,016 mg/l ; pour une électrode en graphite)

Ecotoxicité

Les effets physiologiques sur les poissons dus à l'exposition à hautes concentrations de chlore résiduel comprennent :

- endommagement de l'épithélium brachial ;
- production de méthémoglobine ;
- anémie hémolytique ;
- altération de la concentration saline dans le sang ;
- interférence avec certains mécanismes enzymatiques.
- En conséquence de effets exposés on relève les symptômes suivants:
- augmentation de la mortalité ;
- perte de l'équilibre ;
- éloignement des zones à majeure concentration de chlore (Alabaster & Lloyd, 1980).

Des études conduites dans des laboratoires en Amérique du Nord, en exposant expérimentalement des organismes aquatiques aux effluents chlorés d'une usine de traitement d'ordures ménagères, ont mis en évidence les effets mortels sur certains poissons et invertébrés lorsque la concentration de chlore résiduel total dépasse 0,1 mg/l (CEPA- Chlorinated).

D'autres études, réalisées à l'extérieur, dans des cours d'eau exposés au déversement d'eaux chlorées par des usines de traitement d'ordures ménagères, ont montré des effets nocifs sur les organismes aquatiques pour des concentrations de chlore résiduel total supérieures à 0,02 mg/l (CEPA- Chlorinated).

Pour l'Université d'Oslo (Poléo & Coll., 2001 – Basslink Project Draft) la plus basse concentration de chlore résiduel ayant des effets nocifs sub-mortels sur le phytoplancton et les invertébrés marins est de 10 µg/l ; pour les algues benthiques (phytobenthos), par contre, sont indiquées des valeurs variables entre 75 µg/l (crysophytes) et 100 µg/l (chlorophytes), jusqu'à 5000 µg/l

³ Chlore libre = HOCl + OCl⁻.

(féophytes). Pour les poissons aussi est indiquée une concentration de 10 µg/l, alors que pour les organismes à respiration aérienne (oiseaux, mammifères marins) on peut raisonnablement considérer qu'ils aient une tolérance supérieure à celle des organismes aquatiques dont le métabolisme dépend des échanges de gaz avec l'eau.

L'Agence Américaine pour la Protection de l'Environnement (US-EPA) indique, comme critères de qualité pour la tutelle de la vie aquatique marine, les concentrations de 13 µg/l pour les expositions de brève durée (CMC) et 7,5 µg/l pour celle de longue durée (CCC). Aucune indication est donnée, par contre, pour les chloroformes et bromoformes et autre dérivés de transformation.

Pour l'homme, l'US-EPA (1994) indique un NOAEL (Not Adverse Effect Level) de 14,4 mg/kg-jour de chlore, avec une conséquente dose de référence (RfD = dose journalière à respecter pour la tutelle de la santé humaine) de 0,1 mg/kg-jour.

D'un point de vue juridique, en Italie et en beaucoup d'autres pays, existe une limite de 0,2 mg/l maximum de chlore libre présent dans les déversements industriels en eaux superficielles.

Autres éventuels impacts

La génération de chaleur due aux électrodes n'introduit pas de problème potentiel pour la vie marine, car elle mène à des effets inférieurs aux variations normales de la température de l'eau.

Autres éventuels impacts des électrodes dont certains, minimes en phase de projet, sont:

- l'interdiction temporaire de la région pendant les opérations d'installation ;
- la possible exclusion permanente des zones entourant les électrodes ;
- le trouble dû aux opérations d'installation et d'entretien (y compris l'influence sur les routes et le trafic pour le déplacement des matières) ;
- la possible présence de câbles de télécommunications dans la zone pourraient être intéressés par les fausses harmoniques résiduelles du processus de conversion AC/DC ;
- l'interférence de nouvelles infrastructures avec les filets à la traîne.

Potentiels impacts du câble marin sur l'environnement

Comme déjà décrit, les principaux problèmes liés au câble sous-marin sont représentés par:

- Impact de la création de champs magnétiques
 - ◆ impact possible sur l'environnement: invertébrés, poissons, poissons cartilagineux, mammifères
 - ◆ influence possible sur les boussoles des bateaux.
 - ◆ génération de courants induits sur les structures métalliques (plates-forme pétrolières, oléoducs, armatures des câbles de télécommunication): corrosion potentielle.
- Impact de la génération de chaleur
 - ◆ Analyse de la production et de la dissipation de chaleur de la part du câble et des électrodes
 - ◆ Impact possible sur: la qualité de l'eau, la flore (algues), les invertébrés, effet direct sur les poissons (diminution des aliments).

D'autres points à retenir, en plus de ceux déjà cités, sont:

- routes navales. On a reporté un accident arrivé à un pétrolier dans la mer Baltique (avec perte du chargement) pour lequel la présence du Câble Baltique n'a pas été exclue comme cause possible. Le champ magnétique produit par le câble diminue évidemment avec la distance du câble même, mais reste néanmoins une source possible de danger pour les

bateaux dont les systèmes de guide automatique se basent exclusivement sur les compas magnétiques (zones côtières dans lesquelles le câble est posé dans les fonds bas

- collision des mammifères marins avec les bateaux employés pour les opérations de prospection et pose du câble;
- endommagement du fond pendant les opérations de pose; les appareils actuels qui réalisent la pose du câble en tranchée intéressent une bande de fond d'ampleur inférieure à 1 m; il est cependant inévitable le soulèvement des sédiments, cela représente une intervention de durée limitée;
- bruit (pendant les opérations de prospection et pose);
- prédisposition de systèmes de protection de la cathode pour les structures métalliques existantes.

Quelques mesures d'adoucissement possibles incluent:

- enterrement et protection de câbles et électrodes;
- emploi d'une péniche à tonnage réduit, pour éviter que l'ancre endommage le fond;
- adoption d'instruments particuliers pour la pose du câble, qui ont une influence réduite sur le fond (bande de 0.3÷0.5 m d'ampleur);
- notification aux autorités compétentes de la durée prévue pour les opérations;
- choix de la période dans laquelle effectuer les activités (interférence avec la pêche et les activités destinées aux loisirs).

Enjeux économiques

Les coûts de réalisation d'une connexion HVDC doivent prendre en considération les différents aspects suivants :

- Coûts des investissements pour les postes de conversion
- Coûts des investissements pour les câbles sous-marins
- Coûts de gestion et maintenance

Ne sont pas pris en compte les coûts des études, des reconnaissances géologiques, marines etc.

Coût des investissements

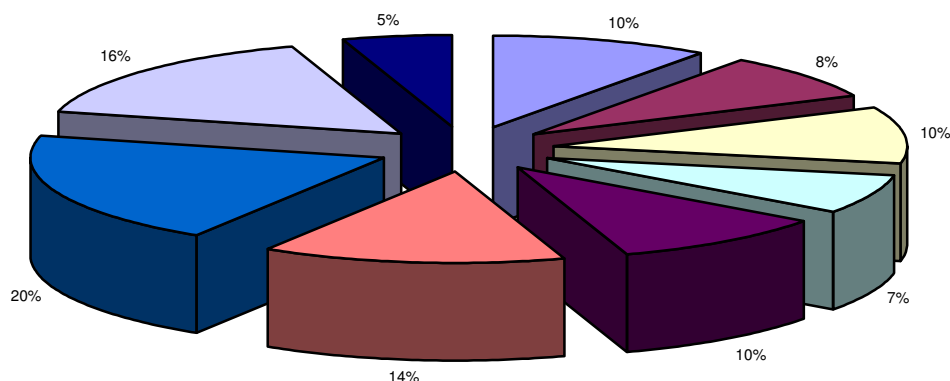
Coûts des postes de conversion

Les coûts d'investissement pour les postes de conversion se composent des coûts d'achat des appareillages et des coûts de infrastructures.

En ce qui concerne les appareillages, les coûts sont fonction de la taille, du niveau de tension, du niveau de sécurité de fonctionnement requis, des conditions environnementales du type de contrôle-commande ; le chiffrage des infrastructures dépend des conditions d'installation, c'est-à-dire de la nécessité d'acquiescer du nouveau terrain, de modifier le réseau présent etc.

La formation du coût d'investissement pour un poste de conversion standard de grande taille est reportée dans la **Figure A11**

Les coûts des investissements pour deux postes de conversion bipolaires à 500kV d'une taille comparable à celle en hypothèse (données basées sur un poste 2000MW) sont : 150 à 160 k€/MW ;



ingénierie	érection et mise en service	autres équipements
système de contrôle	filtres a.c.	génie civil
valves	transformateurs de conversion	transport, assu

Figure A11: Répartition en pourcentage des coûts d'investissement pour un poste HVDC

Coûts des câbles HVDC

Les coûts d'achat et de mise en œuvre de câbles HVDC dans des situations de pose sous-marine en profondeur inférieure à 500m et en ensouillage normal sont reportées dans le **Tableau A3**

Tableau A3: coûts d'investissement pour câbles sous-marins HVDC

Type de câble	Coût budgétaire [k€/km]
400 MW 400 kV	320
500 MW 400 kV	350
600 MW 500kV	380

En cas de poses sur fond profond ou rocheux il faut prévoir un coût supplémentaire d'environ 50k€/km.

Electrodes

Il est très difficile de chiffrer le coût des électrodes qui dépendent fortement des conditions locales d'impact sur l'environnement, d'installations etc. On cite ici dessous des valeurs purement indicatives :

- Electrode pour installation bipolaire (fonctionnement seulement en cas d'urgence) : 5 M€
- Electrode pour installation unipolaire (fonctionnement permanent) : 10 M€
- Retour métallique sans électrode : 190 k€/km

Coût d'exploitation et d'entretien

Postes de conversion :

L'entretien des postes concerne :

- Salle valves : Valves à thyristors, sectionneurs de terre, passe-mur, parafoudres
- Inductance de lissage
- Manœuvre et sectionnement côté CC : extrémités, transducteurs de courant et tension, isolateurs, parafoudres, condensateurs, sectionneurs, sectionneurs de terre
- Transformateurs de conversion : changeurs de prise, système de refroidissement, relais de protection, passants, huile
- Filtres CA : condensateurs, réactances, résistances, transformateurs de courant
- Manœuvre et sectionnement côté CA : disjoncteurs, sectionneurs, sectionneurs de terre, isolateurs, transducteurs de courant et de tension, parafoudres
- Système de refroidissement des valves
- Echangeurs de chaleur
- Contrôle, protection et systèmes de communication
- Systèmes auxiliaires

En considérant aussi les coûts d'exploitation on peut préalablement estimer **0.5%/an** du coût d'investissement

Câble CC

En général, le coût d'entretien des câbles sous-marins submergés est pratiquement nul, dans la mesure où il concerne seulement le nettoyage des extrémités qui pourrait cependant rentrer dans l'entretien périodique à effectuer dans les stations de conversion. Il pourrait cependant être utile de prévoir un suivi périodique des câbles le long du parcours, par exemple tous les 4, 5 ans (en tous cas au cours des 10, 15 premières années de service). Une première estimation des coûts pourrait être : **0.2 ÷ 0.25 M€/an/100 km de câble**

Coût des pertes

Le coût des pertes pour les postes HVDC sont résumés au tableau suivant qui se base sur les hypothèses financières utilisées pour les autres scénarios étudiés, c'est à dire:

- Coût de l'énergie: 0.035 €/kWh
- Taux d'actualisation : 6.5%
- Durée de vie présumée : 30 ans

Tableau A4 coût des pertes d'un poste HVDC 500kV (en €/MW)

1 couple de postes HVDC 500 kV
35.000

Dans les mêmes hypothèses, le coût des pertes pour le câble HVDC est reporté dans le tableau suivant

Tableau A5 coût des pertes d'un câble HVDC 500kV (en €/km MW)

1 couple de postes HVDC 500 kV
580

Solutions en tension continue : option aérienne

Description générale

L'option aérienne de la solution technologique en courant continu est tout à fait semblable à l'option sous-marine sauf pour la ligne de transport qui remplace le câble sous-marin et, en une certaine mesure, pour les électrodes. Nous traiterons dans ce paragraphe des seuls éléments qui diffèrent et en particulier de la ligne aérienne.

Principales réalisations

Parmi les nombreuses lignes de transport en courant continu réalisées récemment dans différents pays du monde nous citons les suivantes :

ITAIPU – Brésil

Il s'agit d'un vrai réseau HVDC de propriété de Furnas et il constitue la réalisation en tension continue actuellement la plus grande du monde (ce record sera battu lors de l'entrée en service de la centrale de Trois-Gorges en Chine) .



Figure A12 : réseau HVDC au Brésil entre la centrale de Itaipu et la ville de São Paolo

La capacité de transport totale est de 6400MW à une tension de ± 600 kV. Il consiste en deux lignes de transport bipolaires qui connectent la centrale hydroélectrique de ITAIPU au réseau 60 Hz de la ville de São Paolo. Les lignes ont 785 km et 805 km de longueur respectivement. La mise en service a été effectuée en deux étapes: 1984 et 1987.

Rihand-Delhi – Inde

Cette connexion bipolaire à ± 500 kV ayant une capacité de transport de 1500 MW relie la centrale thermique à charbon de Rihand dans l'Uttar Pradesh à la ville de Delhi. Deux autres lignes à 400 kV en tension alternative suivent le même parcours. La ligne a une longueur de 814 km et a été mise en service en 1990. Le choix de la solution HVDC pour le doublement de la capacité de transport a été basé sur des raisons économiques, de stabilité de réseau et de réduction des impacts environnementaux (réduction de la largeur du couloir et des pertes).

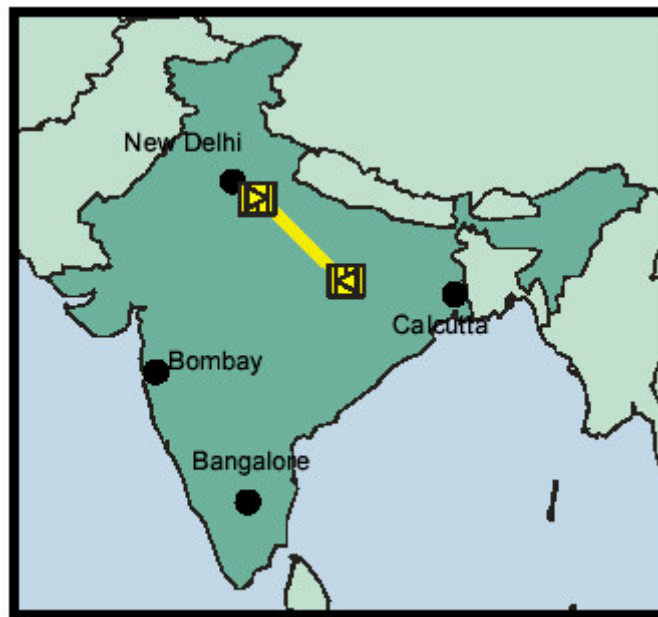


Figure A13 : ligne HVDC entre la centrale de Rihand et la ville de Delhi en Inde

Éléments constitutifs

Les lignes aériennes en courant continu ont les mêmes éléments constitutifs de base que celles en courant alternatif : les poteaux treillis, les chaînes d'isolateurs, les conducteurs de ligne et les accessoires mécaniques ; néanmoins les caractéristiques techniques de projet de chaque composant sont spécifiques pour les application en tension continue à cause des différentes capacités de tenue diélectrique sous contraintes différentes.

Il faut remarquer en premier lieu que la capacité de transport d'une ligne en tension continue est nettement plus élevée que celle d'une ligne en tension alternative de même envergure. Un exemple visuel de ce fait est montré en **Figure A14** dans laquelle sont comparées deux lignes THT ayant une capacité de transport semblable: une ligne 800 kV en courant alternatif ayant capacité de transport de 2000 MVA et occupant un couloir de 75 m et une ligne 500 kV en courant continu, avec capacité de 3000 MW et occupant un couloir de 50m de largeur.



Figure A14 : comparaison visuelle entre une ligne THT en tension alternative et une ligne en courant continu ayant la même capacité de transport

Le même concept est montré dans la **Figure A15** qui se réfère à la ligne HVDC qui relie la centrale hydroélectrique des Trois Gorges en Chine à la ville de Shanghai (ligne en construction) : les deux lignes 500 kV en courant continu sont comparées, en terme d'occupation de terrain, aux 5 lignes qui seraient nécessaires pour obtenir la même capacité de transport (2×3000 MW).

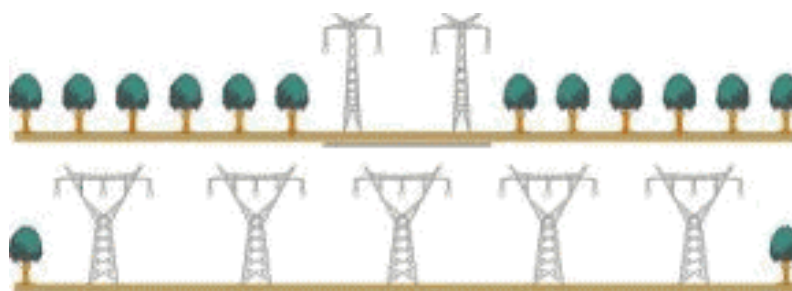


Figure A15: Comparaison de la largeur de couloir requise par le deux lignes HVDC 500 kV Trois-Gorges- Shanghai et par les lignes HVAC ayant la même capacité de transport

D'autres exemples de lignes HVDC sont reportés dans la **Figure A16**



Figure A16 : exemples de ligne HVDC dans différents pays

Aspects à prendre en compte dans le projet d'une ligne HVDC

Les principaux paramètres d'influence dans le projet d'une ligne HVDC sont les suivants :

- **La capacité de transport** : influence le niveau de tension et le nombre de circuits en parallèle. La capacité de transport des lignes HVDC est limitée par la température maximale qui peut être tolérée sur les conducteurs en service normal. La capacité en conditions d'urgence dépend du nombre de lignes de réserve prévues et de la température maximale des conducteurs en transitoire.
- **Le niveau de pertes** : influence la structure des conducteurs (section) et se répercute sur les coûts de gestion ; les critères de projet qui sont utilisés sont les mêmes que pour les lignes à courant alternatif. Les pertes par effet de couronne sont moindres dans les lignes HVDC, comme montré dans la **Figure A17** ; elles sont aussi moins influencées par les conditions atmosphériques.

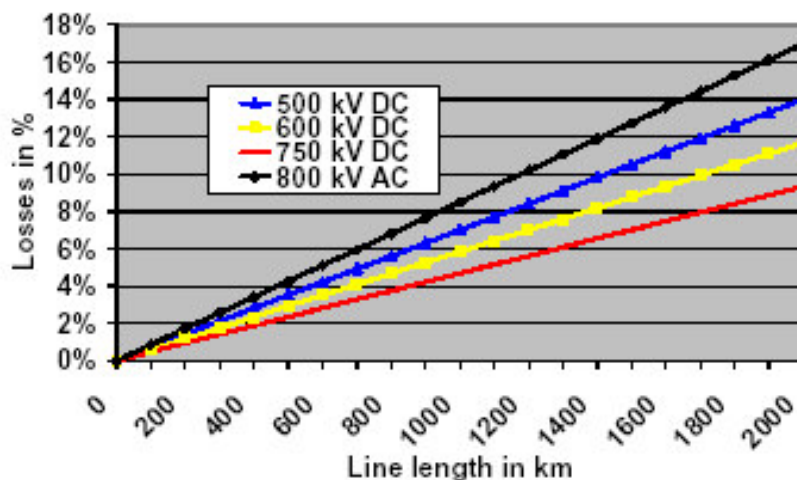


Figure A17 : comparaison des pertes par effet de couronne entre lignes AC et DC

- **Le dimensionnement de l'isolation**: les distances d'isolement en air, qui ont une influence majeure sur les caractéristiques mécaniques requises de la ligne aérienne, sont, dans le cas des ligne HVDC,

déterminées par la tenue aux surtensions de foudre (dans le cas des lignes THT en tension alternative le dimensionnement est lié aux surtensions de manœuvre). Ceci permet un projet de lignes en tension continue beaucoup plus compact que celui des lignes AC. Les distances requises sont en outre lentement croissantes avec le niveau de tension et par conséquent le rapport entre les dimensions des couloirs en tension alternative et continue s'accroît avec le niveau de tension.

- **Le projet des chaînes d'isolateurs** : le dimensionnement des chaînes d'isolateurs pour les lignes HVDC est bien plus contraignant que celui des lignes conventionnelles : en effet, l'effet d'attraction de la pollution intrinsèque à la tension continue comporte une accumulation de la contamination superficielle nettement plus importante. En outre des contraintes bien plus importantes sont à considérer tant pour le profil que pour les matériaux à utiliser (par exemple il faut éviter les migrations de ions dans le verre trempé etc.).
- **Le poids des conducteurs et l'influence de la neige et du vent** : la structure des conducteurs des lignes HVDC étant plus simple que celle des lignes en tension alternative, tous les problèmes liés à la pression du vent, à l'épaisseur de la couche de glace sont moins importants.

Enjeux économiques

La comparaison des coûts de construction d'une ligne HVDC et en tension alternative doit tenir compte de la nécessité des postes de conversion. Si on tient compte du fait que la ligne aérienne en tension continue est nettement moins chère que la ligne en tension alternative, on trouve une situation de dépassement pour certaines longueurs. Cette situation est montrée dans la **Figure A18** qui considère les seuls coûts de réalisation : on voit que pour une ligne de 3500 MW le dépassement se produit pour une longueur de 800 km. Si la puissance de transport est augmentée à 10500 MW le dépassement se produit à 600 km environ. En tenant compte des coûts de gestion (surtout du coût des pertes) et des coûts de dé fabrication, il est possible que on trouve un bon compromis économique pour une connexion à 3500 MW aux environs de 500 km.

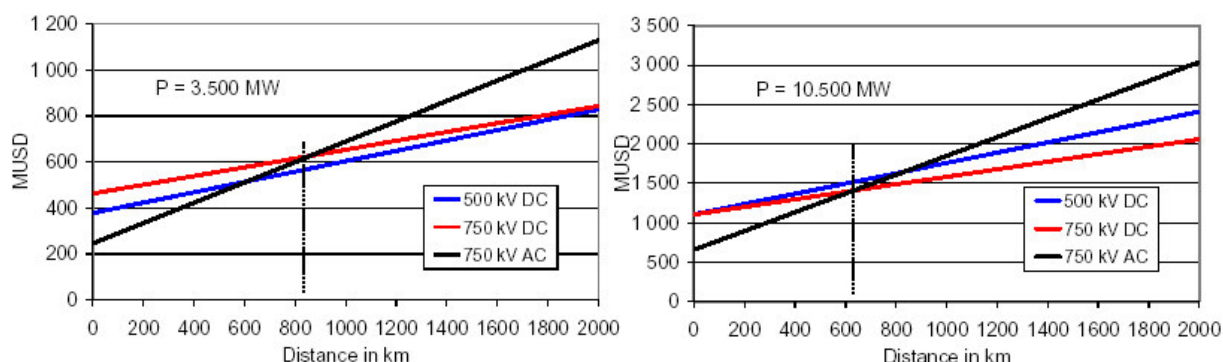


Figure A18 : Comparaison des coûts d'installation de lignes HVDC de différentes envergures et des lignes HVAC de même portée pour deux niveaux de capacité de transport

Les coûts de réalisation d'une ligne électrique à HVDC 500 kV pour le transport de 3.000 MVA sont résumés dans le Tableau A6.

Tableau A6: coûts de réalisation d'une ligne aérienne HVDC 500kV (en €/km de ligne)

1 ligne bipolaire à deux câbles par phase avec poteaux treillis
350.000

Les coûts de gestion d'une ligne HVDC, qui comprend la surveillance, la maintenance (peinture), le suivi des lignes et de leurs alentours est semblable à celui d'une ligne AC de même envergure. Le tableau suivant en résume la donnée, sur la base d'une durée de vie de 30 ans.

Tableau A7: coûts de gestion d'une ligne aérienne HVDC 500kV (en €/km de ligne)

1 ligne bipolaire à deux câbles par phase avec poteaux treillis
4750

Le coût des pertes pour les ligne HVDC sont comparables à ceux d'une ligne THT de même envergure. Le Tableau A8 se base sur les hypothèses suivantes :

- Coût de l'énergie: 0.035 €/kWh
- Taux d'actualisation : 6.5%
- Durée de vie présumée : 30 ans
- Courant en saison hivernale : 1000 A
- Courant en saison estivale : 850 A

Tableau A8: coût des pertes d'une ligne aérienne HVDC 500kV (en €/km de ligne)

1 ligne bipolaire à deux câbles par phase avec poteaux treillis
340.000

Les coûts de dé-fabrication des différents types de lignes sont reportés au Tableau A9; les coûts sont actualisés à 30 ans

Tableau A9: coûts de dé fabrication d'une ligne aérienne HVDC 500kV (en €/km de ligne)

1 ligne bipolaire à deux câbles par phase avec poteaux treillis
8250

Le coût total, se référant à un cycle de vie de 30 ans, est montré au Tableau A10

Tableau A10 coûts totaux du cycle de vie d'une ligne aérienne HVDC 500kV (en €/km de ligne)

1 ligne bipolaire à deux câbles par phase avec poteaux treillis
703000

Transformation d'une ligne aérienne THT en ligne HVDC

La capacité de transport d'une ligne HVDC étant nettement plus élevée que celle d'une ligne HVAC de même envergure, il peut être pris en compte de transformer une connexion existante THT en tension continue pour en augmenter les prestations. Nous avons déjà vu que le compromis économique de cette alternative se trouve, pour une ligne 400 kV double terre vers les 800 km, et donc très loin par rapport aux longueurs que l'on considère dans cette étude. Il est néanmoins utile de donner quelque détail technique sur la possibilité d'utiliser les poteaux d'une ligne THT pour constituer une ligne HVDC à plus forte capacité de transport. Pour ce faire il faut tenir en compte les contraintes suivantes :

- La conversion d'une ligne 400 kV AC double terre en une ligne 500 kV DC comporte la réduction du nombre de conducteurs de phase de 6 à 2 ;
- Le niveau de courant étant moins élevé (grâce à l'augmentation du niveau de tension et à l'annulation des effets capacitifs), les conducteurs pourront avoir une section moins élevée et donc une structure plus légère ; ce choix ne devrait pas affecter les pertes par effet couronne mais pourrait avoir une influence sur les pertes par effet de Joule ;

- L'augmentation du niveau de tension et les caractéristiques de tenue des isolations en tension continue imposent une distance par rapport à la terre plus élevée que celle des lignes en tension alternative ; de plus, la longueur des chaînes d'isolateurs devra être augmentée à cause de la tenue sous pollution ; il en découle qu'il est impossible d'utiliser le bras inférieur de la ligne THT comme support pour la ligne HTCC : ceci porte à exclure à priori la possibilité qu'une ligne équipée de poteaux de type « Danube » puisse être reconvertie en CC : en effet la configuration du support est telle que le bras utile est le bras inférieur (qui porte deux phases) et qui serait trop bas en cas de reconversion. Le bras supérieur n'est pas assez étendu pour garantir une tenue des espaces d'air vers le poteau ; la conversion pourrait probablement se faire pour un support de type « Double Drapeau (F5) » montré dans la Figure 3-8 : dans ce cas, le bras qui pourrait être utilisé comme support pour les conducteurs du bipôle CC serait le bras central, ce qui permettrait d'élever la ligne, d'allonger les chaînes d'isolateurs et de maintenir une protection adéquate contre la foudre tout en garantissant les tenues des espaces d'air vis à vis du support.

Ces transformations sont possibles mais demeurent très délicates et sujettes à des études et à un dimensionnement très délicats.

Câbles à isolation gazeuse

Les câbles à isolation gazeuse (CIG) sont essentiellement des tubes métalliques contenant des conducteurs soutenus par des isolateurs de support. L'isolation est assurée par un gaz (ou un mélange) sous pression.



Figure A19: tunnel contenant les câbles à isolation gazeuse à Genève

Les lignes à isolation gazeuse offrent une alternative intéressante dans les cas où subsistent de grosses difficultés pour trouver l'espace physique pour l'installation d'une ligne aérienne. En effet, cette technologie se caractérise par :

- **la valeur élevée de puissance unitaire transportable** (1500-6000MW) qui permet de réduire le nombre de lignes parallèles nécessaires pour le transport d'une certaine quantité d'énergie;
- **la possibilité de les enfouir dans le terrain**, qui permet de réduire l'impact visuel des lignes électriques utilisant cette technologie;
- **la faible valeur de capacité linéaire** (environ 50 nF/km) qui permet la réalisation de lignes de longueur importante (jusqu'à 100km) sans besoin de compensation réactive (nécessaire pour les connexions en câble souterrain tous les 20-30 km) ;

- une valeur de pertes par effet de Joule inférieure de 1/3 à 1/2 par rapport aux lignes aériennes;
- un niveau pratiquement nul de champ électrique et fortement réduit pour le champ magnétique par rapport à celui des autres technologies.

Histoire

Utilisés depuis une vingtaine d'années (les premières installations au Japon remontent à la fin des années '70), les CIG n'ont jamais eu l'essor que leur potentiel laissait prévoir : peu de connections réalisées dépassent en effet les 500m de longueur : ceci étant lié surtout aux coûts de réalisation qui se chiffrent à environ 10 fois ceux d'une ligne aérienne (cette différence peut être partiellement récupérée grâce à la différence des coûts des pertes).

Principales réalisations

Bien qu'un des avantages potentiels de cette solution technologique soit lié à la possibilité de réaliser des connections de grande envergure (tant en termes de puissance transportée que de longueur sans nécessité de compensation) les réalisations pratiques existantes jusqu'à présent se limitent à des longueurs de l'ordre des quelques centaines de mètres à quelques kilomètres.

- Une des premières réalisation de CIG est la ligne Shinmeika-Tokai au Japon, réalisée pour le compte de CHUBU Electric Power Company. Cette ligne relie la centrale thermoélectrique de Shin-Nagoya au poste de Tokai, situé dans centre ville de Nagoya.

Les principales caractéristiques de la ligne Shinmeika-Tokai sont résumées dans le Tableau A11:

Tableau A11: Caractéristiques de la ligne Shinmeika-Tokai

Tension nominale	275 kV
Capacité de transport	2850 MW
Nombre de circuits	2
Longueur de la liaison	3250 m
Mise en service	février 1998

La ligne est réalisée dans un tunnel souterrain d'une longueur totale de 3.3 km construit à une profondeur de 30m ; le tunnel, d'un diamètre intérieur de 5.6 m est divisé en deux parties superposées, dont une contient le CIG et l'autre (la partie inférieure) les lignes d'alimentation de la centrale en combustible.

Une coupe du tunnel est montrée dans la Figure A20

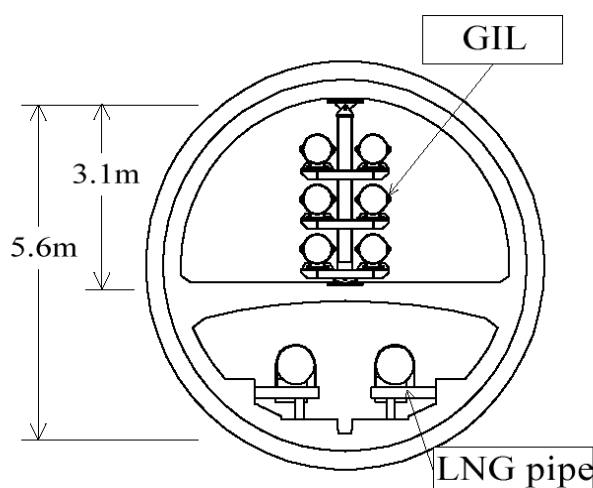


Figure A20: coupe du tunnel qui relie le poste de Tokai à la centrale électrique de Shin-Nagoya

- La seconde réalisation est près de la station de production PP9 en Arabie Saoudite. Le raccordement consiste en 8 circuits triphasés 420 kV sur une longueur équivalente en monophasé de 17 km. Les CIG sont installés dans une zone industrielle soumise à des tempêtes de sable et à une atmosphère saline, à 8 m d'altitude, pour permettre la maintenance des transformateurs.

- Sur base d'un inventaire réalisé par l'EDF en 1993, le nombre de CIG opérationnels en 1993 était d'environ 130, sur une longueur d'environ 30 km de circuits triphasé. Il s'agit de CIG relativement courts, (de quelques centaines de mètres à un kilomètre). Les exemples les plus représentatifs sont le raccordement à 550 kV à Claireville réalisé pour Ontario Hydro en 1978 et le CIG réalisé à Chinon (F), constitué d'un raccordement de 520 m, à 420 kV à double circuit mis en service en 1980 pour compte de l'EDF.

A part de rares exceptions, il est évident que la fonction principale de ces CIG est le raccordement interne entre postes à haute tension et non de liaison pour transmission sur de longues distances.

Une synthèse plus récente des CIG au Japon est présentée dans le Tableau A11.

Tableau A11: Principaux CIG au Japon

Nom de la ligne	Application ⁽¹⁾	Tension (kV)	Capacité nominale de courant (A)	Longueur du circuit (m)	Date de mise en service commercial
Ligne Minami-Komatsugawa	S	154	2000	380	1979
Naebo S/S	S	187	1.200/3.000	280 ⁽²⁾	1979
Ligne Eda-Setagaya	S	275	4000	180	1980/1987
Ligne Kinokawa	TL	275	4000	500	1981
Chita S/S	S	275	2.000/4.000	598 ⁽²⁾	1982/1993
Chita 2 nd P/S	S	275	2.000	469 ⁽²⁾	1982
Gobo S/S	S	500	2.000/4.000	220 ⁽²⁾	1988
Ligne Shin-noda	S	500	6240	280	1985
Ligne Kitakatsusika	S	275	8.000	310	1988/1991
Nanko Thermal P/S #1 Unit	S	154	2.900	200	1990
Nanko Thermal P/S #2 Unit	S	154	2.900	270	1991
Nanko Thermal P/S #3 Unit	S	154	2.900	360	1991
Tobishima S/S	S	154	4.000	775 ⁽²⁾	1994
Kawagoe P/S	S	275	2.000/4.000	2300 ⁽²⁾	1996
Ligne Shinmeika Tokai	TL	275	6.300	6500	1998
Awa S/S	S	187	4.000	167 ⁽²⁾	1998
Awa S/S	S	500	4.000/2.000	110 ⁽²⁾	1998
Kamikita S/S	S	275	4.000	697	1998
Takahama P/S	S	500	2.000/4.000	210 ⁽²⁾	1981/1999
(1) S = en poste ou station de production, TL = ligne de transmission souterraine					
(2) Longueur totale de plusieurs lignes					

- BEWAG, la société électrique de la ville de Berlin, a pris en considération les CIG pour l'achèvement de la diagonale à 400 kV pour l'alimentation de Berlin. En particulier le raccordement entre deux postes a été pris en considération, sur une longueur d'environ 5,5 km. La pose est prévue en tunnel à une profondeur moyenne d'environ 25 m sous le niveau des rues. Dans ce contexte, BEWAG a effectué des essais de qualification préalable sur un tronçon de CIG installé dans un tunnel similaire à celui prévu pour l'installation finale.

- Après l'étude effectuée pour BEWAG, SIEMENS a réalisé la première installation CIG de "seconde génération" (employant un mélange de gaz 80% N_2 et 20% SF_6). Au Palexpo de Genève, SIEMENS a remplacé, pour compte d'EOS (Energie Ouest Suisse), un tronçon de ligne double terre à 300 kV par une CIG afin de permettre la réalisation d'un grand pavillon qui autrement aurait interféré avec la ligne aérienne préexistante. Le raccordement d'une longueur d'environ 500 m, situé à l'intérieur d'une galerie de 2,4 m de haut et 2,6 m de large, a une portée de 2.000 A.

Eléments constitutifs des câbles à isolation gazeuse

Les CIG sont constitués d'une enveloppe, d'un gaz (ou mélange de gaz), d'un conducteur et de différents accessoires qui complètent l'installation et garantissent le niveau de sécurité et de fiabilité.

La structure d'une phase d'un câble à isolation gazeuse est schématisée dans la Figure A21

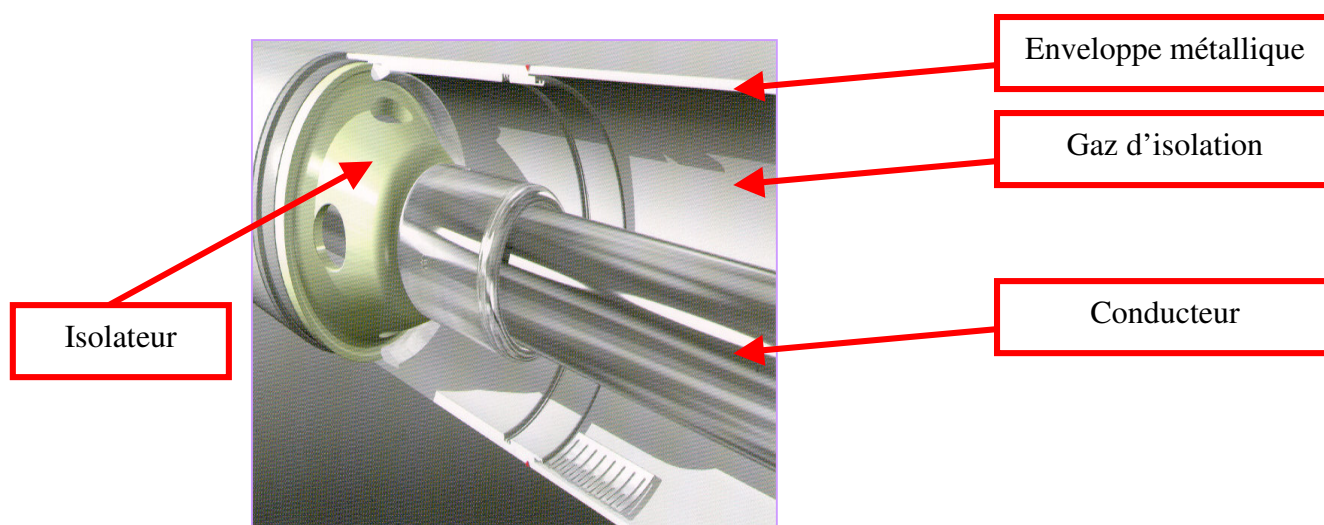


Figure A21: schéma général d'un câble à isolation gazeuse

- *L'enveloppe* : peut être réalisée avec des tubes en alliage d'aluminium ou en acier ; elle remplit la fonction de contenir le gaz dans les conditions de pression adéquates pour le maintien du niveau d'isolation et garantit un niveau élevé de protection pour le personnel et pour les appareillages.
- *Les conducteurs*, constitués de barres à section tubulaire, sont réalisés dans la quasi-totalité des cas en alliage d'aluminium étant donné que malgré la conductivité électrique inférieure à celle du cuivre, l'aluminium permet de réaliser des structures beaucoup plus légères, avec les avantages qui en découlent en termes de flèche et de contraintes sur les structures portantes.
- *Gaz isolant* : L'isolant utilisé jusqu'à maintenant dans les postes à isolation gazeuse est le SF_6 pur à des pressions de 0,4 – 0,5 Mpa ; ce choix est dicté par les propriétés du gaz qui est un excellent isolant, a une bonne capacité thermique et une excellente capacité d'éteindre l'arc dans les interrupteurs. En outre ce gaz est non-toxique, non-inflammable et chimiquement inerte.

Toutefois, l'utilisation du SF_6 pose des problèmes environnementaux, le SF_6 étant un puissant "gaz serre". Un indice de l'activité des gaz serre est donné par le réchauffement potentiel global (GWP) et par la durée de sa permanence dans l'atmosphère. Le SF_6 est parmi les gaz demeurant le plus longtemps dans l'atmosphère et possède une valeur GWP très élevée. Toutefois la quantité de SF_6 se trouvant dans l'atmosphère ne devrait pas, à court terme, comporter de conséquences environnementales importantes. Des évaluations de la contribution du SF_6 au réchauffement global, pour les gaz produits par l'homme, varient entre 0,01% et 0,07% . Dans cent ans, cette valeur pourrait arriver à 0,2% .

Toutefois, aussi sur la base des indications du protocole de Kyoto (qui reprend le SF_6 dans la liste des gaz ayant une grande influence dans l'effet serre), dans le but de réduire la quantité de gaz à l'intérieur des CIG, les industries électromécaniques ont proposé une éventuelle solution qui consiste en l'utilisation de mélanges de SF_6/N_2 .

Ce choix est principalement dicté par le fait que la tenue diélectrique des mélanges de SF_6/N_2 ne présente pas de caractéristiques très différentes de celles du SF_6 pur. Il est donc possible de

maintenir les critères du projet utilisés pour les postes à isolation gazeuse. Les contraintes dans un CIG sont en effet assez semblables à celles des postes.

En étudiant les caractéristiques diélectriques d'une configuration réelle isolée avec du gaz SF₆ pur, du gaz N₂ pur et avec mélange SF₆/N₂ avec différents pourcentages de SF₆, on observe que pour obtenir des résultats semblables la pression nécessaire augmente en proportion de la diminution du pourcentage de SF₆ dans le mélange; en particulier, la pression augmente beaucoup pour les mélanges avec moins de 5% de SF₆. Les pourcentages de SF₆ compris entre 15% et 5% amèneraient à une pression de travail comprise entre 0,6 et 1,2 MPa; valeurs qui ne comportent pas d'augmentation des dimensions de l'enveloppe.

- *Les principaux accessoires d'un CIG* sont :
 - les cônes isolants de soutien et de division en compartiments : Ils sont réalisés en résine époxydique. Ils peuvent être fermés ou ouverts (dans ce cas il y a une ouverture de forme plus ou moins elliptique dans leur surface). Quand ils sont ouverts, ils remplissent la seule fonction d'isolateurs de soutien et peuvent être remplacés dans cette fonction par d'autres types d'isolateurs de soutien non nécessairement coniques. Quand ils sont fermés, ils sont utilisés aussi pour réaliser la disposition en compartiment des CIG et doivent donc être en mesure de supporter la pression du projet, les surcharges, les contraintes électriques et dynamiques et les vibrations provoquées par le courant de court-circuit. Ils remplissent aussi la fonction d'empêcher la propagation d'un éventuel arc interne.
 - Eléments porte-contacts : Ils donnent la continuité électrique entre deux conducteurs. Ils sont connectés de manière rigide avec l'élément métallique cylindrique placé au centre du cône isolant. Le montage permet les éventuelles dilatations thermiques. Le conducteur peut se trouver aussi à l'extérieur des éléments porte-contacts.
 - Soufflets de compensation : Ils remplissent la fonction de compensation axiale (allongement du tube enveloppe par dilatation thermique) et d'angle (cintres ou la translation latérale du tube enveloppe). Pour les CIG enterrés et pour des tronçons rectilignes d'une longueur dépassant 300-400 m, on préfère la technique de façonnage préalable des enveloppes.
 - Disques à fracture programmée : Ils remplissent la fonction de vannes de sécurité mais ne rétablissent pas l'étanchéité lorsque la surcharge est terminée. Il sont en effet constitués de disques métalliques qui se "cassent", quand la pression du gaz dépasse des valeurs limites déterminées.
 - Détecteurs de la densité du gaz : Généralement des densimètres, ils activent une alarme si la densité du gaz dépasse la valeur limite.
 - Attaches pour le remplissage et la vidange du gaz : Pour chaque compartiment, est prévu un bloc muni d'attaches pour raccordements pour la mesure et le contrôle du gaz, aux appareils pour le remplissage, le rétablissement, la vidange et le prélèvement du gaz pour le contrôle de la quantité de gaz.
 - Mise à la terre : Toutes les enveloppes sont électriquement continues et chaque module doit prévoir des plaques spéciales pour la mise à la terre. Le raccordement à la terre est réalisé avec des conducteurs de cuivre en mesure d'amener le courant de court-circuit. Dans le cas de CIG monophasés, la mise à la terre est généralement prévue au début et à la fin de la liaison avec les trois enveloppes reliées les unes aux autres de manière franche (de sorte à réduire les champs magnétiques externes). Les mises à la terre intermédiaires sont en outre possibles pour limiter l'importance des éventuelles surtensions en cas de panne.
 - Détecteurs d'arc interne : Le relevé d'arcs électriques à l'intérieur des compartiments isolés est réalisé avec une photo-cellule reliée à des "détecteurs d'arc" au moyen de fibres optiques.

Il existe deux types de CIG: monophasé et triphasé. Dans le cas du monophasé (adopté par la quasi-totalité des constructeurs) chaque phase est constituée d'une enveloppe et d'un conducteur, tandis que dans le cas du triphasé, une seule enveloppe renferme les conducteurs des trois phases

- Solutions monophasées
Deux types de raccordements entre tronçons consécutifs d'un CIG monophasé sont possibles:
 - avec les enveloppes équipées d'entretoises boulonnées : cette solution est proposée typiquement pour pose en surface (dans des postes électriques ou de toute manière dans des zones non-accessibles au public) ;
 - avec les enveloppes jointes entre elles par des soudures : cette solution est étudiée pour la pose directe dans le terrain (bien que les deux autres types de pose soient aussi possibles).

L'ensemble constitué d'un tube avec les éventuelles entretoises est défini **module**. Le CIG, dans ce cas, peut être vu comme une série de modules boulonnés les uns aux autres.
Dans le cas où il serait nécessaire de retirer et de remplacer un élément de la série, on a prévu l'utilisation d'un "élément de démontage" qui peut être inséré tous les n modules.

Une autre unité constituant les CIG est le **compartiment**, c'est-à-dire plusieurs modules reliés pour réaliser une structure unique en mesure de garder la pression pour laquelle l'installation a été conçue. Les raisons principales pour lesquelles on prévoit l'organisation en compartiments sont les suivantes:

- limiter l'éventuelle émission de gaz dans l'atmosphère suite à un dommage à l'enveloppe;
- réduire les volumes à vidanger dans le cas d'intervention suite à une panne ou pour la maintenance;
- empêcher la propagation d'un éventuel arc électrique.

Les enveloppes externes en alliage d'aluminium possèdent de bonnes caractéristiques de résistance à la corrosion. On a néanmoins prévu des revêtements protecteurs selon le type de pose. Dans le cas de pose à l'air, on peut prévoir une peinture adéquate. Dans le cas de pose enterrée il faut un revêtement avec une ou plusieurs gaines plastiques de protection passive contre la corrosion, isolation électrique et protection mécanique. Dans le cas de pose en fourreaux, on peut ne prévoir aucun traitement protecteur.

Afin de garantir le niveau d'isolation et de fiabilité prévu, la surface interne doit être très lisse : la présence de pointes n'étant pas admise ; au contraire la présence de légers "bombages" formés par le cordon de soudure est admise.

La surface externe peut avoir des rugosités de type granulaire.

Le conducteur est constitué presque toujours d'un simple tube extrudé en alliage d'aluminium. Il se compose de plusieurs éléments de longueur presque égale à celle du module dont il fait partie; les éléments sont joints au moyen de contacts spéciaux qui réalisent un raccordement électrique frottant sur la surface externe ou interne du conducteur.

On voit dans le Tableau A12 les valeurs possibles des caractéristiques principales du conducteur:

Tableau A12: caractéristiques principales du conducteur d'un CIG

Diamètre externe	160 ÷ 220 mm
Epaisseur	10 ÷ 16 mm
Résistivité	2.9 ÷ 3.0 $\mu\Omega \text{ cm}^2/\text{cm}$
Longueur	10 ÷ 16 m

• Solution triphasée

L'enveloppe d'un CIG triphasé est constituée d'un tube d'acier du diamètre de 1.200 mm et ayant une épaisseur de 10 mm. De l'azote à haute pression de 10-15 bars est prévu à l'intérieur de l'enveloppe.

Les conducteurs sont constitués de tubes en aluminium (diamètre 220 mm, épaisseur 15 mm). Le courant nominal est de 4.000 A, ou 6.000 A dans le cas de pose en fourreau à ventilation forcée.

La longueur des modules est de 12 m, à l'intérieur de l'enveloppe trouvent leur place trois conducteurs distancés par des entretoises spéciales de support. L'espacement entre les isolateurs (3-4 m) est fixé par les déformations maximums et les contraintes admissibles (statiques ou dynamiques) sur les barres conductrices.

Les modules sont connectés entre eux par des "éléments de jonction" qui contiennent des isolateurs supplémentaires et des connexions, pour les conducteurs, pour la compensation de la dilatation différentielle entre conducteurs et enveloppe.

Des éléments de compartimentation doivent être disposés de manière à être facilement accessibles. A hauteur des chambres de compartimentation, on prévoit normalement des prises de mise à la terre. On peut prévoir d'effectuer des compartimentations de la longueur de 300 m. Dans ce cas aussi, toutes les opérations possibles de montage sont réalisées en atelier afin de réduire au minimum le travail sur chantier. La Figure A22 montre un élément complet préparé pour la solution triphasée

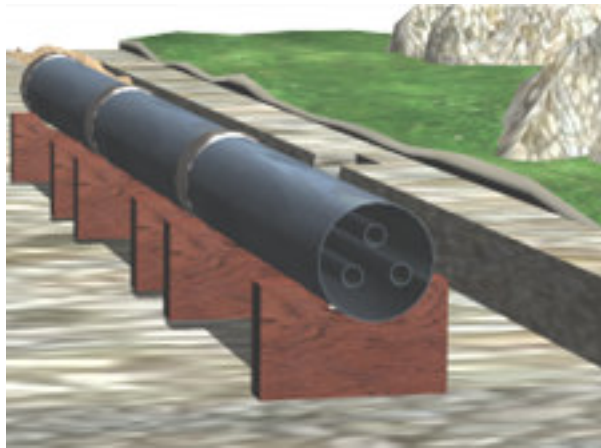


Figure A22: Vue de modules triphasés CIG pré-assemblés.

La solution triphasée en une unique enveloppe présente les avantages suivants.

- Diminution des pertes sous l'effet Joule pour un même courant transporté: il n'existe pas de courants de retour dans l'enveloppe externe comme dans le cas monophasé.
- Réduction du risque de perforation de l'enveloppe externe par arc interne.
- Tranchée de pose dans le terrain de dimensions inférieures: il faut une seule tranchée de largeur légèrement supérieure à celle du monophasé, pour lequel il faut néanmoins 3 tranchées.
- Le coût de la ligne semble inférieur, même si pour certains constructeurs l'épargne est négligeable par rapport au coût total de l'œuvre qui de toute manière requiert une seule enveloppe externe (même si de majeures dimensions) et un nombre inférieur de soudures.

D'autre part ce type de solution présente aussi des désavantages.

- Le poids de chaque module est d'environ trois fois celui du module monophasé de sorte que les opérations de maintenance et installation sont plus complexes.
- L'ajustement simultané de la position des trois conducteurs pendant la phase de jonction des différents modules est un processus très difficile, spécialement dans le cas de pose en fourreaux.
- Les enveloppes obtenues par extrusion ne peuvent pas être utilisées, étant donné les grandes dimensions du tube.
- Les rayons de cintrage sont beaucoup plus grands.
- Les contraintes électrodynamiques pendant le court-circuit sont élevées.

Installation

Les CIG peuvent être posés à l'air sur des supports, enterrés ou en fourreau. Dans ce dernier cas, le fourreau accessible au personnel peut être réalisé avec une structure préfabriquée posée à l'intérieur d'une tranchée creusée à l'air libre ou en réalisant un tunnel à une profondeur adéquate (par exemple dans le cas de traversée de montagnes ou de zones densément peuplées).

Les coûts de réalisation des fourreaux et des infrastructures peuvent influencer de manière importante le coût global de l'installation qui peut, à titre indicatif, augmenter de 1,2 à 1,6 fois.

Une ligne CIG est assemblée en partie en usine et en partie sur place. Dans la Figure A23 on voit un schéma d'installation.

- En partant du tube déjà confectionné, par soudage ou par extrusion, en usine, on effectue l'insertion du conducteur et le centrage de celui-ci à l'intérieur du tube avec les cônes isolants ouverts prévus à cet effet.
- A hauteur des modules prévus pour la compartimentation, on utilise un cône isolant fermé.
- Les modules sont complétés par l'insertion des disques à fracture programmée, s'ils sont prévus et des blocs pour le remplissage et le mesurage des caractéristiques du gaz.
- Pour l'expédition sur place on monte aux extrémités du module une protection contre la pollution qui est ensuite enlevée au moment du montage.

Comme déjà mentionné, l'installation peut être réalisée à ciel ouvert, directement enterrée ou en boyau.

- Dans le cas d'**installation à ciel ouvert**, il faut appuyer les modules sur des soutiens spéciaux dont la hauteur peut varier de quelques centimètres à quelques mètres. Les modules sont déposés libres sur des selles d'acier recouvertes de téflon. A hauteur des soufflets de compensation il faut fixer le module à la selle de soutien avec une contre-selle qui bloque le mouvement absorbé par le soufflet.
- Dans le cas de la solution **directement enterrée**, les phases suivantes sont prévues :
 - réalisation d'une tranchée large d'au moins 3,7 m et profonde d'au moins 1,5 m, en disposant éventuellement gravier et sable sur le fond de la tranchée;
 - pose le long d'un des côtés supérieurs de la tranchée des différents modules prêts à être ensuite déposés dans le terrain;
 - réalisation des jonctions entre les modules sur leurs systèmes d'appui;
 - installation des dispositifs pour le contrôle du gaz et le monitoring de la ligne;
 - couverture des tubes avec la terre qui avait été précédemment creusée.
- Dans le cas de **pose en fourreau** :
 - face à un coût de réalisation supérieur de jusqu'à 60% par rapport au cas de la solution ouverte, on a réussi à obtenir des avantages en termes de réduction de l'impact sur l'environnement, de maintenance, etc ; En compensation partielle des coûts supérieurs, on pourrait penser à une utilisation du fourreau pour la disposition d'autres installations. il faut aussi prévoir des puits d'accès et de ventilation naturelle ou forcée.

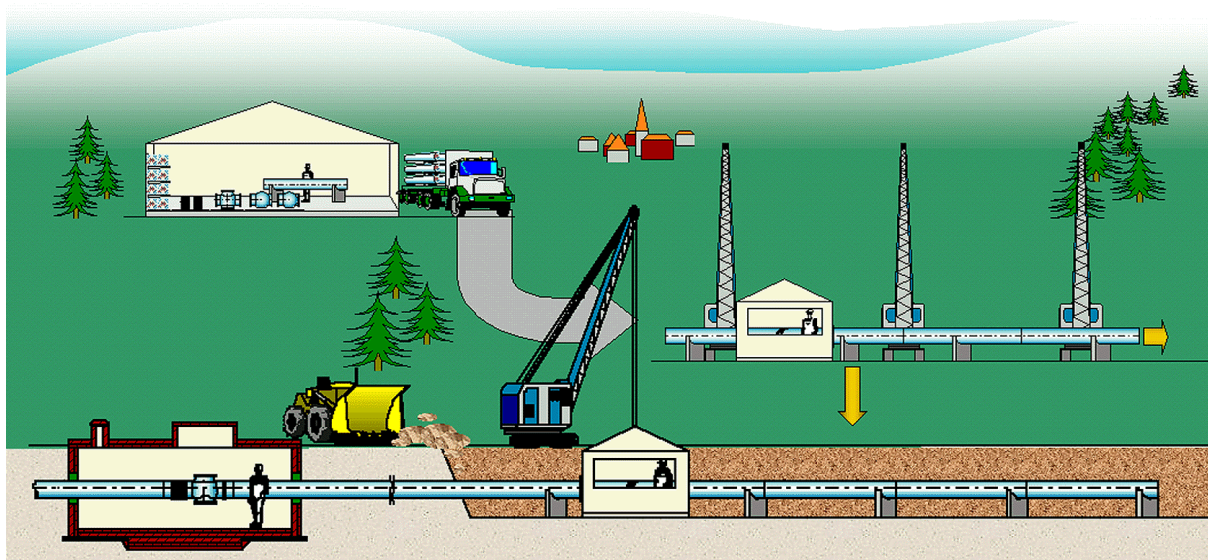


Figure A23: Exemple d'assemblage d'un CIG

Fiabilité, maintenance, diagnostic et suivi

La fiabilité d'une ligne aérienne est définie d'habitude à travers le taux de pannes. Pour les lignes à 420 kV un taux de pannes moyen de 0,2 pannes/100 km d'un circuit triphasé/an (réseau français) est considéré comme acceptable. Les CIG devant remplacer les lignes aériennes, devraient avoir un taux de pannes similaire. La conformation et les contraintes typiques des CIG sont tels que leur dimensionnement est calculé pour un taux de pannes de 0,1 pannes/100 km d'un circuit triphasé/an.

Etant donné que l'expérience actuelle relative aux CIG est plutôt limitée la fiabilité peut être calculée soit en se basant sur l'expérience acquise avec les postes blindés en cherchant à extraire de celle-ci les perspectives pour les CIG, soit en se basant sur le peu de données expérimentales disponibles sur les CIG en essayant d'en généraliser les résultats.

Les deux approches amènent aux résultats suivants :

- taux de panne dérivé des postes à isolation gazeuse: 2,9 pannes/100 km d'un circuit triphasé/an;
- taux de panne dérivé des CIG en fonctionnement: 1,4 pannes/100 km d'un circuit triphasé/an (il faut préciser que cette donnée a été extraite d'une expérience de fonctionnement très limitée).

En ce qui concerne la sécurité, on a démontré en laboratoire que les CIG peuvent être absolument inoffensifs en cas d'arc interne. D'autre part, il faut tenir compte du fait que les essais ont été effectués sur des compartiments avec mélange de N_2/SF_6 . Dans ce cas on a observé que le pied de l'arc tend à se

mouvoir plus que dans le cas d'une isolation en SF₆ pur. Ce qui a pour conséquence que le réchauffement de l'enveloppe aux points d'impact de l'arc est inférieur pour les mélanges N₂/SF₆. Les enveloppes d'aluminium de faible épaisseur n'ont pas été perforées par un arc de 63 kA pendant 0,5 secondes.

Du point de vue de la maintenance, le problème qui apparaît le plus important est la garantie de pouvoir fonctionner dans des conditions de propreté adéquate. Ces appareils sont en effet très sensibles aux impuretés et aux défauts (humidité, poussière, rugosité...).

Dans le cas de CIG posées en tunnel, ce problème devrait pouvoir être géré correctement, mais il est clair que pour les CIG enterrés les difficultés sont grandes

Paramètres d'ingénierie

Portée

La portée en courant d'une ligne CIG dépend des différents paramètres géométriques, thermiques et électriques de la barre conductrice, de l'enveloppe, du gaz et du sol entourant le CIG.

Les facteurs les plus importants sont les suivants:

- Résistivité thermique du terrain: la température maximum de l'enveloppe est choisie afin d'éviter un dessèchement du terrain même et une conséquente augmentation de la résistivité qui pourrait amener à une augmentation croissante de la température du CIG.
- Résistivité des alliages d'aluminium choisis pour le conducteur et l'enveloppe: l'alliage du conducteur a des caractéristiques électriques supérieures à l'alliage pour l'enveloppe qui présente au contraire des caractéristiques mécaniques supérieures, devant supporter les contraintes très élevées dérivant des excursions thermiques, du poids du terrain et de la pression du gaz..
- Profondeur de pose: une profondeur inférieure équivaut à une portée supérieure. Elle est aussi importante pour la stabilité mécanique de l'enveloppe; le poids et la friction exercée par le terrain permettent d'éviter les déplacements du CIG suite à la dilatation provoquée par les excursions thermiques: ces dilatations amèneraient à une destruction du CIG à cause d'instabilité due à la charge de pointe.
- Entraxe entre les enveloppes: des variations de 50% amènent des variations d'environ 10% de la portée.
- Le diamètre de l'enveloppe est fondamental, le diamètre et l'épaisseur du conducteur sont moins importants.

D'autres paramètres comme la pression du gaz, les caractéristiques d'émission thermique des surfaces internes du CIG, ont peu d'influence sur la portée.

Enjeux environnementaux

Impacts en phase de construction

La surface de terrain occupée par la construction de la ligne LIG est équivalente à un front de 100 m qui avance le long de tout le tracé, et qui permet l'excavation de la tranchée dans la quelle seront posés les tubes, le dépôt du terrain excavé et du terrain nécessaire pour la couverture des tubes.

Il faudra, en outre, prévoir des aires pour le dépôt définitif du surplus de terrain excavé, qui, pour une longueur de 40 km de ligne a un volume de l'ordre de 1.150.00 mètres cubes.

Les tubes, en morceaux de 10-15 mètres de longueur, doivent être soudés sur place dans des hangars étanches à la poussière.

D'autre part la viabilité existante devra être adéquate pour permettre le passage des poids lourds avec remorque porte-bobines. En présence d'un nombre important de poids lourds est liée toute une série d'impacts sur l'environnement tel que la contribution à la pollution atmosphérique et l'augmentation du bruit, bien que seulement dans les heures ouvrables.

Une importante interaction entre le chantier et le contexte territorial existant, en particulier avec les zones agricoles de valeur (vignobles, potagers), est liée à la présence de poussière due aux mouvements de terrain lors de l'excavation. Un tel impact pourra être en partie mitigé avec l'adoption de solutions astucieuses en phase de chantier (ex. utilisation de caissons bâchés, lavage fréquent des routes, etc.).

Enfin il faudra prêter une attention particulière à la forte possibilité de découvertes archéologiques durant les phases d'excavation, ce qui comportera un ralentissement des travaux de pose, sinon une modification du tracé.

Surface occupée pendant le fonctionnement

Une fois terminés les travaux de construction la surface de terrain occupée se réduit à une bande de 17 mètres de largeur, en comptant deux couloirs d'environ 7 mètres aux cotés d'une route de service de 3 mètres.

Ces éléments structuraux comportent une grosse limitation aux utilisations du sol et constituent, ensemble avec celui sur la flore et la faune, l'impact principal de cette technologie sur l'environnement.

Champs électromagnétiques

- Pour ce qui est des *champs électriques*, la présence de l'enveloppe du CIG mise à la terre, offre un blindage complet des champs électriques produits par le conducteur à haute tension. Le blindage persiste aussi pendant les phases de transitoires de tension même si on relève que ces transitoires peuvent provoquer des augmentations du potentiel de terre à proximité du CIG.
- Quant aux *champs magnétiques*, pour CIG avec enveloppes monophasé, dans la quasi-totalité des cas, on a prévu la mise à la terre aux deux extrémités du CIG et des enveloppes entre elles. Cela détermine la circulation de courants dans les enveloppes qui tendent à annuler le champ magnétique produit par le conducteur. Dans la réalité, à cause de la disposition spatiale des phases, le blindage n'est pas complet.

Dans la Figure A24 on voit le comportement de l'induction magnétique à 1 m du sol pour une ligne CIG parcourue par 3.000 A. Déjà à 10 m de l'axe de la ligne, le champ magnétique présente des valeurs inférieures à $0,2 \mu\text{T}$.

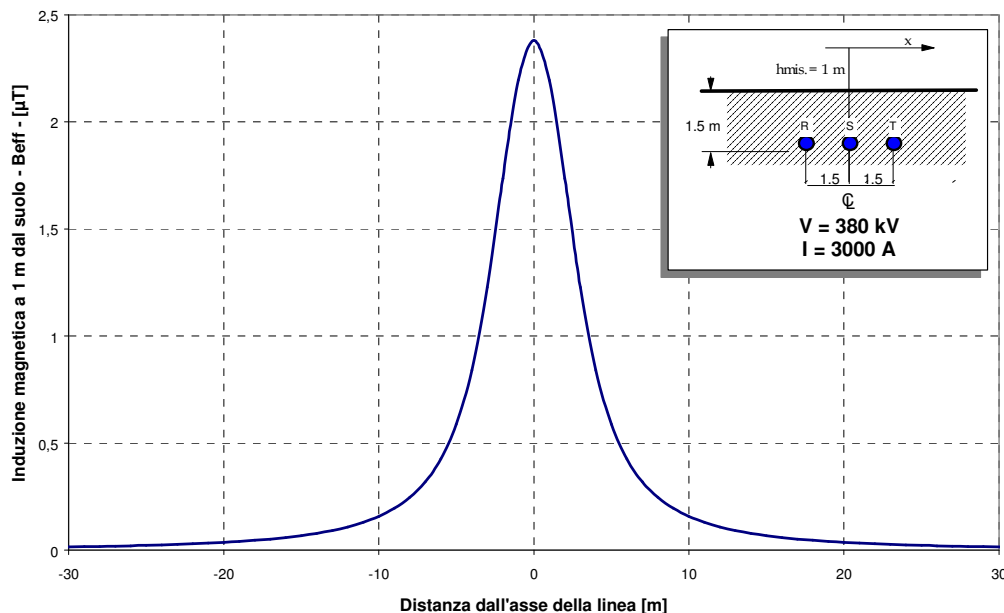


Figure A 24 : Comportement de l'induction magnétique à 1 m du sol pour une ligne CIG terre simple.

Dans le cas de liaison en double terre (par exemple dans le cas d'un siphon après un double terre aérien) on peut prévoir deux dispositions différentes des phases suivant si on veut minimiser le champ maximum au-dessus du CIG (Figure A25) ou le champ sur les bandes latérales du CIG (Figure A26). Dans ce second cas, le champ à 10 m de l'entraxe entre les deux terres est inférieur à $0,2 \mu\text{T}$.

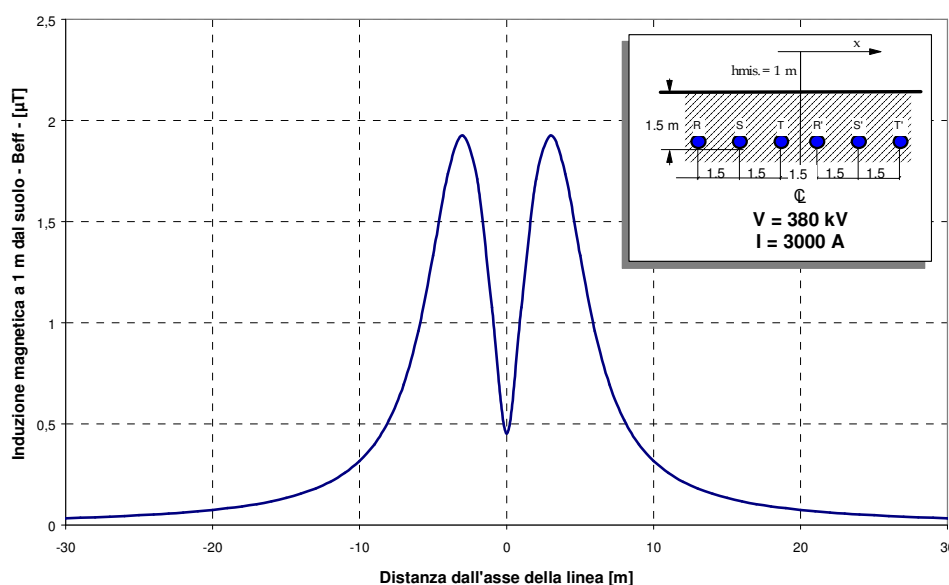


Figure A25: Comportement de l'induction magnétique à 1m du sol pour une ligne CIG double terre avec disposition des phases RST-R'S'T'.

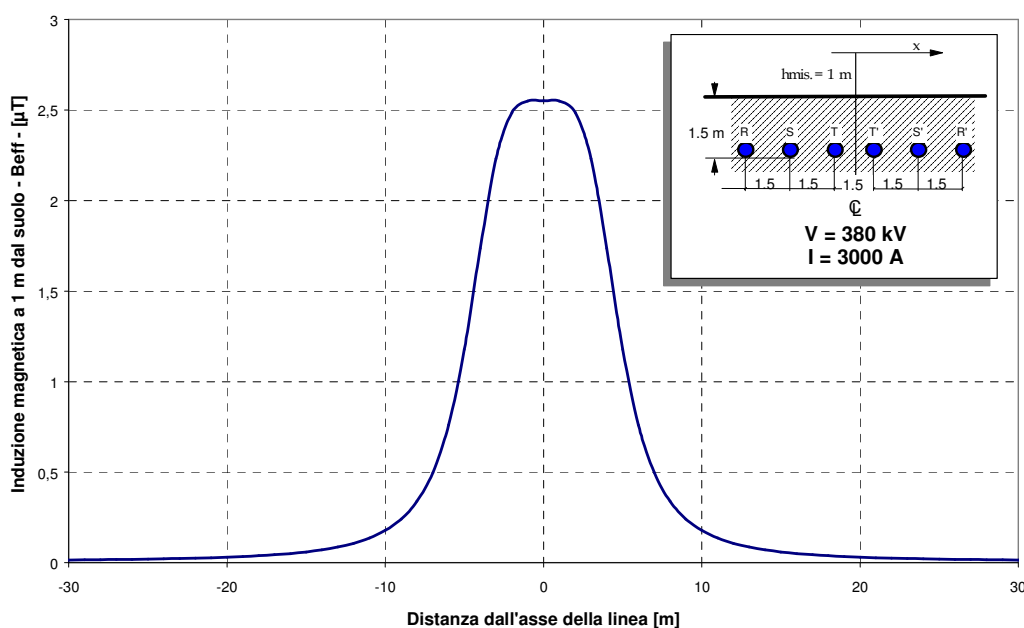


Figure A26: Comportement de l'induction magnétique à 1 mètre du sol pour une ligne CIG double terre avec disposition des phases RST-T'S'R'.

- En ce qui concerne l'impact visuel les CIG sont une solution très favorable
- Du point de vue de l'occupation du sol, il faut tenir compte du fait qu'une accessibilité absolue à l'installation n'est pas possible, par exemple à cause des puits d'inspection. Cette occupation du sol dépend dans tous les cas du type de solution adoptée (pose en l'air, enterré, en tunnel).
- Enfin, il faut rappeler les aspects liés à l'utilisation du gaz SF₆.

Impacts sur la flore, la végétation et la faune

L'impact sur la flore et la végétation de cette typologie de ligne électrique est sûrement très significative puisque pendant la phase de chantier on nécessite d'une superficie de terrain « propre » (donc déboisement

et perte temporaire de culture agricoles) équivalente à la longueur du tracé par une largeur correspondante à l'aire de chantier, et, pendant la phase de fonctionnement, une limitation aux espèces végétales cultivables.

Le poids de ces impacts est accentué en traversant des zones protégées.

L'énergie thermique produite par la ligne en tension pourra induire un effet de séchage du terrain autour ou, au contraire, forte érosion en cas d'inondations.

Sur la faune les impacts sont négligeables en phase de fonctionnement, alors qu'en phase de construction le passage des camions et les opérations d'excavations et de comblement causeront un dérangement pour la faune qui aura tendance à s'éloigner temporairement pour l'entière durée des travaux.

Interférence avec les eaux superficielles et souterraines

S'agissant d'une technologie en tranché il ne faut pas négliger les interférences avec les eaux superficielles et souterraines, surtout dans des zones à haute exploitation à fins agricoles des nappes aquifères.

La traversée de cours d'eaux d'une certaine importance peut constituer, en outre, un élément d'attention, non seulement d'un point de vue technique, mais aussi vis à vis des diverses utilisations possibles des eaux et à la présence d'une faune aquatique.

Une attention particulière devra être mise, en phase de chantier, aux possibles pollutions de la nappe avec les matériaux utilisés (ex. bentonites).

Impact sur l'atmosphère

L'utilisation du gaz SF₆, étant un puissant gaz à effet de serre, comporte sûrement des possibles risques pour l'atmosphère, surtout en cas d'accidents et pertes de gaz pendant le cycle de vie de la connexion.

En fin de vie, par contre, le gaz est récupéré et ré conditionné ou brûlé, avec des impacts sur la qualité de l'air mais qui peuvent se réaliser loin de la zone en examen.

Impact visuel

L'impact visuel est dû principalement aux nécessités de déboisement et d'élimination d'espèces arboricoles le long du tracé de la LIG.

Enjeux économiques

Les données économiques sur les CIG sont très peu nombreuses et se réfèrent seulement à des cas particuliers ayant des puissances de transport différentes par rapport à celle qui est considérée dans cette étude.

Nous disposons des données économiques suivantes :

- D'après le constructeur SIEMENS un câble à isolation gazeuse, en comprenant les coûts des travaux de génie civil devrait valoir entre 10 et 12 fois le coût d'une ligne aérienne de même capacité de transport (on se réfère à une ligne de 2000MVA). Il est évident que ces chiffres peuvent varier considérablement en fonction de la longueur du CIG et des caractéristiques de l'environnement local. A titre d'exemple, le CIG installé au PALEXPO de Genève (Figure A27) a eu un coût d'environ 6.5 M€ pour une longueur d'environ 500m ;
- Le constructeur ALSTOM reporte, pour un CIG de 2000MVA un coût total de 4.6 M€/km en pose directement enterrée, dont 1.4 M€/km pour les seuls travaux de génie civil ;

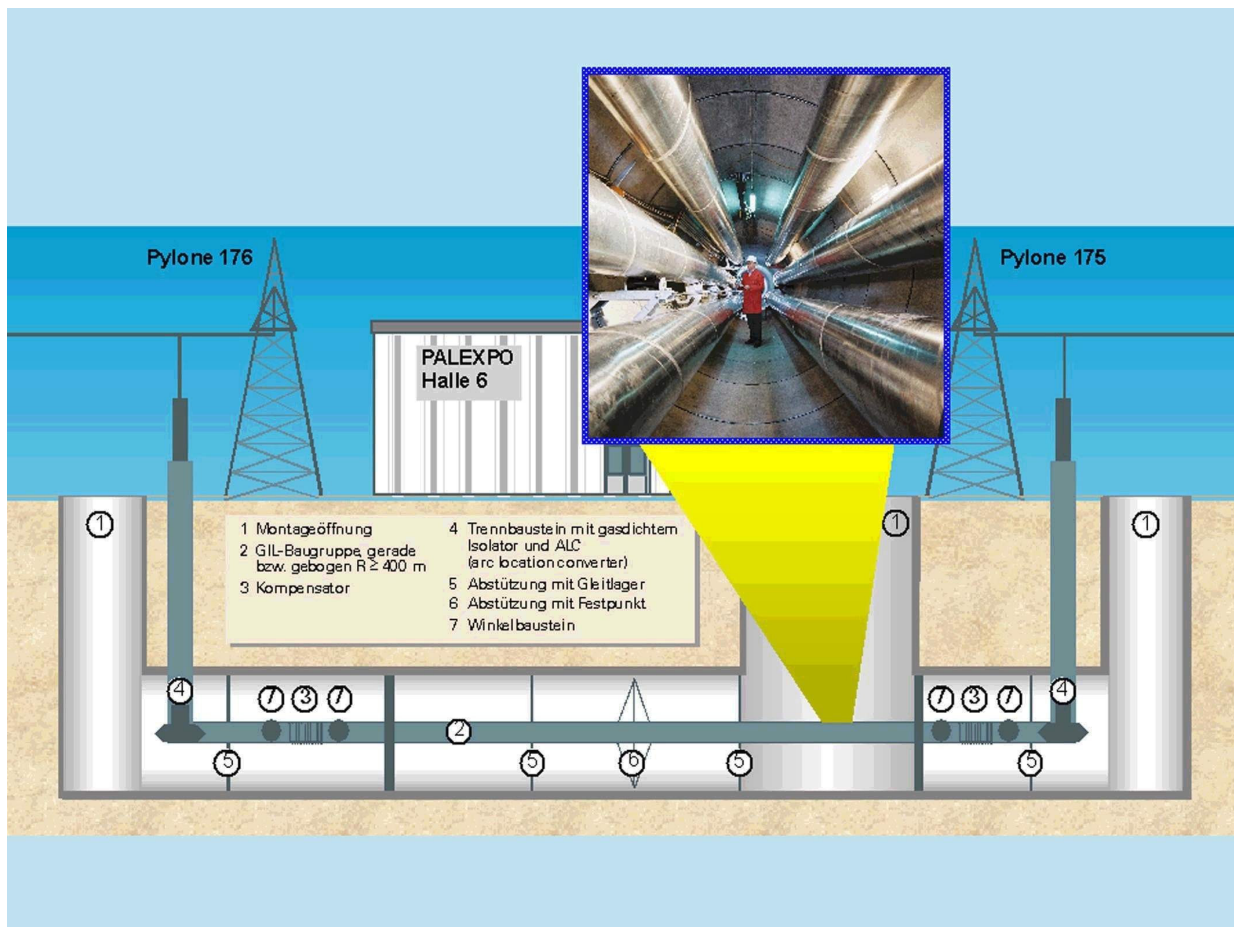


Figure A27: Schéma du siphon réalisé par SIEMENS près du Palexpo de Genève.

Les câbles supraconducteurs

Le développement de conducteurs à base de matériaux céramiques supraconducteurs à haute température (SHT) a permis la réalisation de prototypes de câbles supraconducteurs refroidis à l'azote liquide, qui peuvent potentiellement être utilisés dans les réseaux de puissance pour le transport d'énergie électrique. La recherche internationale se concentre sur les systèmes de puissance avec des perspectives différentes d'application parmi lesquelles on peut citer :

- le remplacement des câbles à cause de l'accroissement de la capacité de transport requise (typiquement dans le domaine 400 – 1000 MVA)
- le transport d'énergie en environnement urbain en moyenne tension, ce qui permet d'éviter un ou plusieurs échelons de transformation (typiquement dans le domaine 200 – 1000 MVA) ;
- l'enfouissement par un seul circuit en câble de tronçons de ligne aérienne de grande puissance (typiquement sur des tensions de 230 – 400 kV et des puissances de transport unitaires de 1000-2000 MVA)
- l'enfouissement de câble en tension continue (+/- 200kV jusqu'à 4000 MVA)

dans ce contexte, même si à un niveau de prototype, les câbles SHT pourront trouver une application tant comme renforcement de connexion existantes (« application retrofit ») que pour les nouvelles lignes de transport en câble. L'utilisation de matériaux supraconducteurs permettrait le transport d'énormes quantités de courant avec un niveau de pertes extrêmement réduit ou le transport d'une même quantité de puissance à tension réduite, ce qui permet d'éliminer un stade de transformation.

Il faut dire tout de suite qu'à l'heure actuelle le câble supraconducteur ne peut en aucune mesure être compétitif par rapport aux autres technologies ni pour les aspects techniques ni pour les aspects

économiques ; leur application pourrait être envisagée pour le transport souterrain de puissance surtout dans les endroits densément peuplés où l'installation de lignes aériennes serait prohibitif.

Les premiers projets de câbles supraconducteurs utilisaient des matériaux caractérisés par un niveau de pertes moindres à la température de l'Hélium liquide : ces câbles, pour être compétitifs auraient dû être capables de transporter d'énormes quantités d'énergie (3-5 GVA) et ne furent donc jamais produits. Depuis la découverte des matériaux supraconducteurs à haute température critique (SHT) la technologie a pu s'affirmer aussi pour des puissances plus basses (0.5 – 1 GVA). En effet les analyses technico-économiques indiquent qu'un degré de compétitivité des câbles supraconducteurs à haute température par rapport aux câbles conventionnels pourra être atteint pour des capacités de transport de 400-500 MVA.

Les motivations pour le développement

La structure du réseau électrique peut obtenir, grâce à l'utilisation de systèmes de transport à supraconducteurs, un degré de liberté supplémentaire qui permettrait de gérer plus rationnellement les systèmes présents et les réseaux futurs ; en effet sont particulièrement intéressantes les possibilités :

- De disposer d'une plus grande densité de puissance transportée ;
- De réduire les pertes de transport ;
- De pouvoir modifier d'une façon indépendante tant le niveau de courant que celui de la tension ;
- De pouvoir éliminer les champs magnétiques, le réchauffement du terrain et l'utilisation d'huile diélectrique ;

L'intégration du câble supraconducteur dans un système qui comprendrait aussi d'autres composants ayant la même technologie (transformateurs, accumulateurs d'énergie, limiteurs de courant de court-circuit) dont le développement est déjà en cours, permettrait en outre d'importantes synergies car cela consentirait de réduire les coûts de réfrigération qui sont actuellement prohibitifs.

Pour ce qui concerne les aspects économiques, le développement des matériels utilisant des composants SHT est essentiellement lié au degré de compétitivité qui pourront être obtenus par rapport aux systèmes conventionnels. Les prévisions internationales affirment une pénétration d'une certaine importance des systèmes SHT dans la prochaine décennie, en particulier aux Etats Unis où un marché de 100M\$/an est envisagé pour la construction de nouveaux réseaux supraconducteurs qui pourraient s'avantager de la réduction du niveau de pertes.

La possibilité d'annuler le champ magnétique est un autre atout environnemental considérable de ce type de composants.

Les câbles supraconducteurs pour le transport d'énergie

Actuellement, pour la réalisation d'une connexion en supraconducteurs on considère deux configurations possibles :

- Les câbles à diélectrique chaud (WD : Warm Dielectric)
- Les câbles à diélectrique froid (CD : Cold Dielectric ou coaxial)

Ces deux configurations sont basées sur des principes différents et ont chacune ses propres avantages et inconvénients qui les rend intéressantes dans un domaine spécifique d'application.

Le câble à diélectrique froid est composé de :

- Un support central à l'intérieur duquel circule le fluide de refroidissement ;
- Un ou plusieurs niveaux de bandes supraconductives enroulées en hélice ;
- Un niveau de matériel diélectrique dont l'épaisseur est calculée pour garantir l'isolation ;
- Un ou plusieurs niveaux de bandes supraconductives enroulées en hélice ;
- Un cryostat externe qui regroupe les trois phases du câble et à l'intérieur duquel circule le fluide de refroidissement ;

Le câble à diélectrique chaud a le cryostat qui contient seulement le matériau supraconducteur et le diélectrique fonctionne donc à une température proche de la température ambiante.

Les principaux avantages des câbles à diélectrique froid sont les suivants :

- La possibilité de transporter de plus grandes quantités d'énergie avec un niveau de pertes moindre ;
- Le champ magnétique à l'extérieur est nul, grâce au niveau supraconducteur coaxial ;

- Le coût de gestion plus bas grâce aux pertes très réduites ;

Les principaux avantages des câbles à diélectrique chaud sont les suivants :

- Le coût d'investissement moindre grâce à l'utilisation d'une quantité de matériel supraconducteur réduite ;
- Les dimensions externes réduites, pour une même valeur de puissance transportée ;
- L'utilisation de matériaux d'isolation déjà disponibles et développés pour les câbles conventionnels ;
- L'utilisation d'accessoires semblables à ceux de technologie conventionnelle.

Du point de vue des applications, la solution technologique à diélectrique froid est plus appropriée pour la transmission de grandes quantités d'énergie où les coûts d'installation ont une grande importance pour le coût global (grandes aires urbaines, où les contraintes environnementales sont très importantes) ; l'application à diélectrique chaud, par contre est plus appropriée dans le cas de « retrofit » où les contraintes dimensionnelles sont prépondérantes.

Le Tableau A13 montre la comparaison entre les différentes technologies de câbles (conventionnelle, SHT à diélectrique froid et SHT à diélectrique chaud) en se basant sur le cas 132 kV.

Tableau A13: comparaison entre trois technologies de câbles sur un niveau de tension 132 kV

Technologie de câble	$P_{transportée}$ [MVA]	Pertes spécifiques [W/MVA]	Pertes absolues [kW/km]
Conventionnel	200	300	60
SHT à diélectrique chaud	500	300	150
SHT à diélectrique froid	1000	200	200

On peut constater qu'un câble à diélectrique chaud peut transporter avec le même niveau de pertes une puissance 2-2.5 fois plus élevée que le câble conventionnel. La comparaison est encore plus favorable pour le câble à diélectrique froid qui peut transporter une puissance 5 fois plus grande avec des pertes encore plus basses.

La Figure A28 montre une comparaison du niveau de pertes d'un câble SHT par rapport à un câble conventionnel en fonction du courant transporté

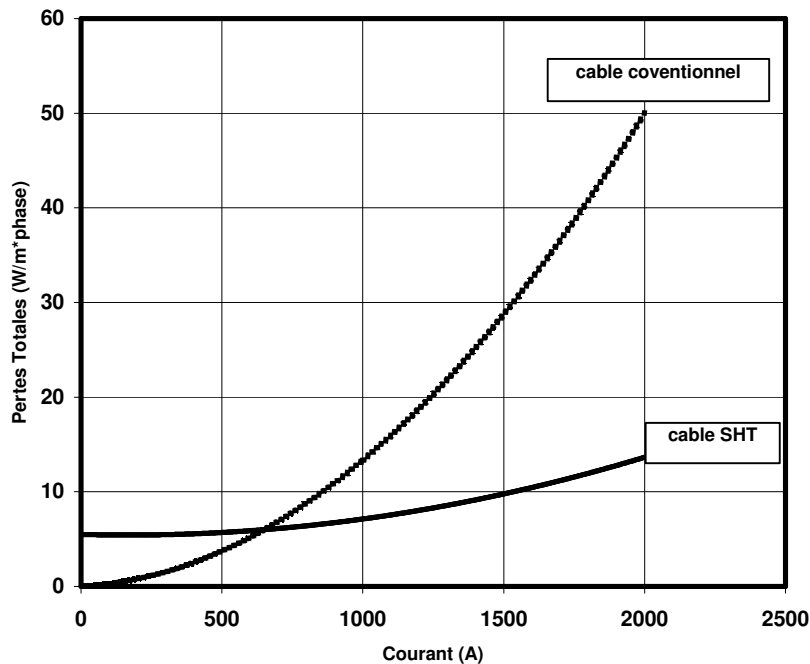


Figure A28: comparaison des pertes d'un câble SHT et d'un câble conventionnel en fonction du courant transporté

Etat de l'art international

Les activités de mise au point de la technologie de base pour le développement de conducteurs SHT à grande densité de courant ayant une longueur unitaire compatible avec la réalisation de câbles et celles d'étude des possibles applications de cette technologie sont en plein essor auprès d'importants groupes industriels, instituts de recherche et sociétés électriques. Des études de faisabilité ont été conduites, des modèles de conducteurs pour câbles SHT ont été construits, des prototypes ont été essayés avec succès et d'autres sont actuellement en service.

Les Figure A29, Figure A30 et Figure A31 Montrent des images de quelques uns des projets de câbles SHT les plus importants, et en particulier :

- Prototype de câbles SHT à diélectrique chaud à 115 kV mis au point par Pirelli Cables dans le cadre d'un projet financé par le Département de l'Energie (USA) et EPRI (USA). Dans la Figure A29 on voit une des phases de la préparation aux essais effectués à Milan (Italie) entre 1998 et 1999.
- En Février 2000 ont été mis en service trois câbles SHT dans l'établissement industriel de Southwire (le constructeur du câble) (voir Figure A30)
- Un câble triphasé SHT de construction NKT (DK) a été utilisé dans le réseau de distribution Danois. (voir Figure A31)
- Un prototype de câble 66kV de la longueur de 100 m est actuellement en cours d'essais au Japon
- Un prototype de câbles 13 kV 1000A long de 30 m est en service au USA ;
- Un autre prototype 24 kV – 2400A, long 120 m va être installé aux USA à l'intérieur d'un poste en utilisant l'emplacement d'un ancien câble conventionnel ;



Figure A29: Borne terminale du câble Pirelli 115 kV en phase d'essais



Figure A30: première installation mondiale d'un câble triphasé SHT dans une installation industrielle (Southwire)



Figure A31: bornes terminales des câbles de distribution SHT installés au Danemark

Les principaux projets actifs dans le monde concernant les câbles SHT sont résumés au Tableau A14

Tableau A14 : principaux projets SHT actifs dans le monde

Prototypes de câbles SHT				Constructeur et Partenaires	Lieu d'installation et Notes
Caractéristique		Puissance	Longueur		
115 kV, 2000 A	WD		50 m	Pirelli Cables/ DOE / EPRI (USA)	Milan (Italie) Essais complétés en Janvier 1999
12,4 kV, 1250 A	CD	27 MVA	30 m	Southwire Co. (USA)	Carrollton, Georgia (USA) En service depuis Février 2000
30 kV, 2000 A	WD	100 MVA	30 m	NKT (DK)	Copenhagen (DK) En service depuis Mai 2001
24 kV, 2400 A	WD	100 MVA	120 m	Pirelli Cables (USA)	Detroit, Michigan (USA) Pas encore en service
66 kV, 2000 A	CD	230 MVA	30 m	Furukawa El. / TEPCO	Prototype déjà essayé
225 kV/2560 A	CD	(1 GVA)	50 m	Pirelli / EdF	A essayer sur un site EdF
132 kV, 3000 A	CD	(690MVA)	30 m	Pirelli-CESI-Edison	Etudes de réseau et projet terminés
66 kV, 1000 A	CD	114 MVA	100 m	TEPCO /Sumitomo El. Ind./CRIEPI (J)	Système triphasé Essais en cours depuis 2001
77 kV	CD	>350 MVA	500 m	Furukawa El. / CRIEPI (J)	En cours (Super-ACE project)

On peut remarquer que, à part pour quelques projets Pirelli, les autres projets ou prototypes ont une tension égale ou inférieure à 66kV.

L'insertion de câbles SHT dans les réseaux se justifierait uniquement en présence de très fortes intensités de courant permanent : en effet il faut remarquer que les pertes dues au système de refroidissement sont toujours présentes, même à charge nulle. Un câble SHT permettrait une réduction des pertes d'énergie de 40% par rapport à un câble conventionnel à condition de fonctionner au moins 4000 heures par an.

ANNEXE 2 : DESCRIPTION DES PRINCIPALES REALISATIONS RECENTES DE CABLES A TRES HAUTE TENSION ENTERRES

REPRISE ET MISE A JOUR DES ETUDES EFFECTUEES LORS DES DEBATS PUBLICS :
France-Espagne (2003)
Cotentin- Maine (2006)

Ligne 400 kV de la ville de Berlin – Allemagne

La ligne, en double terna a une longueur de 6,3 km et est entrée en service en Décembre 1998 et constitue le lien diagonal du système d'alimentation THT de la ville de Berlin. La ligne est posée en tunnel ventilé ayant un diamètre de 3m et enterré à des profondeurs variables de 25 à 35 mètres. La puissance de transport nominale de la liaison est de 1100 MVA mais le système a été réalisé de manière à faire face aux charges suivantes:

Tableau A15: Puissances maximales de transport

Puissance transmise [MVA]	Température du conducteur [°C]	Débit d'air de refroidissement [m3/sec]	Durée de service possible pour chaque configuration
2 x 550	40	15000	Aucune limite
1 x 1100	75	60000	Aucune limite
2 x 800	60	60000	Aucune limite
1 x 1600	90	60000	2 heures
2 x 1100	90	60000	6 semaines

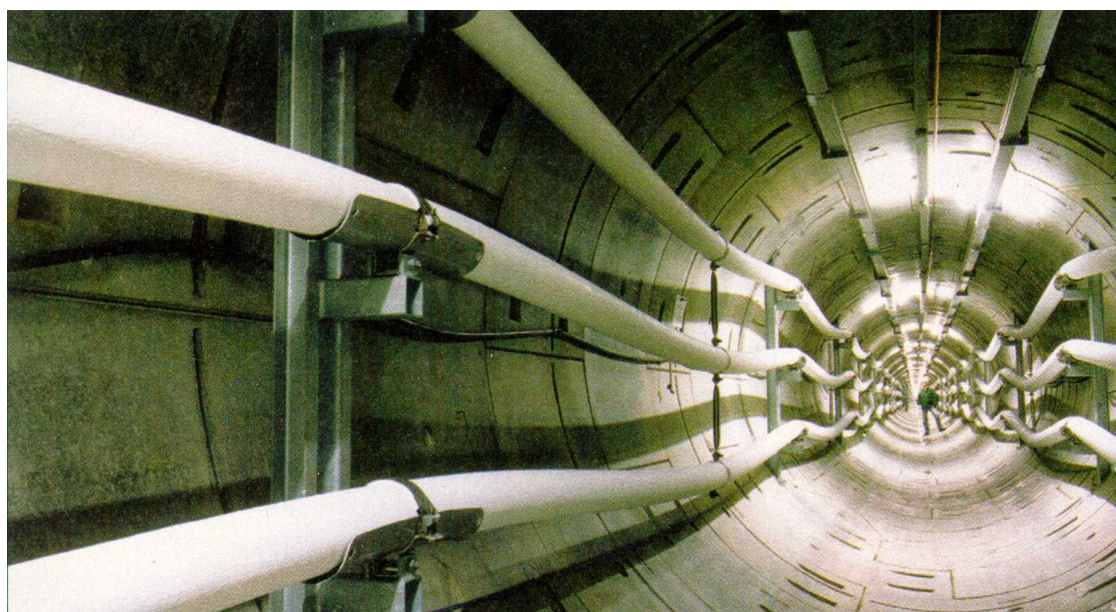


Figure A32: photographie de l'installation en tunnel avec câbles accrochés

Les câbles des deux ternes ont des épaisseurs isolantes respectivement de 29,5 et 27 mm et un conducteur de cuivre de 1.600 mm². Les accessoires utilisés consistent en des extrémités pour entrée dans la station blindée aux deux extrémités de raccordement ; les jonctions sont de type préfabriqué pour un terna de câbles et pré-moulés en résine de silicone pour l'autre terna. Tous les accessoires contiennent des capteurs pour la mesure en continu des décharges partielles. En juillet 2000 un second tunnel a été réalisé et une nouvelle ligne de 5.4 km de longueur a été mise en service.

Ligne 400 kV de la ville de Copenhague – Danemark

Le projet dénommé NESA constitue la première réalisation en câble THT de grande envergure. Ce projet a permis d'enfouir une bonne partie des lignes aériennes qui alimentaient la ville danoise. La ligne est en service depuis la fin de 1997 et a été conçue pour une puissance de transport égale à 975MVA

Le système en câble est constitué de deux liaisons : une dans la partie sud de la ville de la longueur de

$L = 12 + 9$ km (deux tronçons séparés par un poste) et une ligne dans la partie nord d'une longueur de 10 km. A cause de la longueur des lignes, il a fallu prévoir la compensation de la puissance réactive. Le conducteur en cuivre a été conçu pour une section de 1.600 mm^2 avec un tamponnage. Le câble est dimensionné pour un gradient maximum de $11,5 \text{ kV/mm}$. Les lignes comprennent un total de 114 jonctions, 24 extrémités à isolation gazeuse et 12 extrémités en air.

Les accessoires installés dans le raccordement sont : des extrémités pour extérieur pour entrée dans le poste blindé et des jonctions de type préfabriqué (72 au total) conçues par un constructeur japonais. Les temps de réalisation des jonctions sont de l'ordre de 3 à 5 semaines par terme de joints.

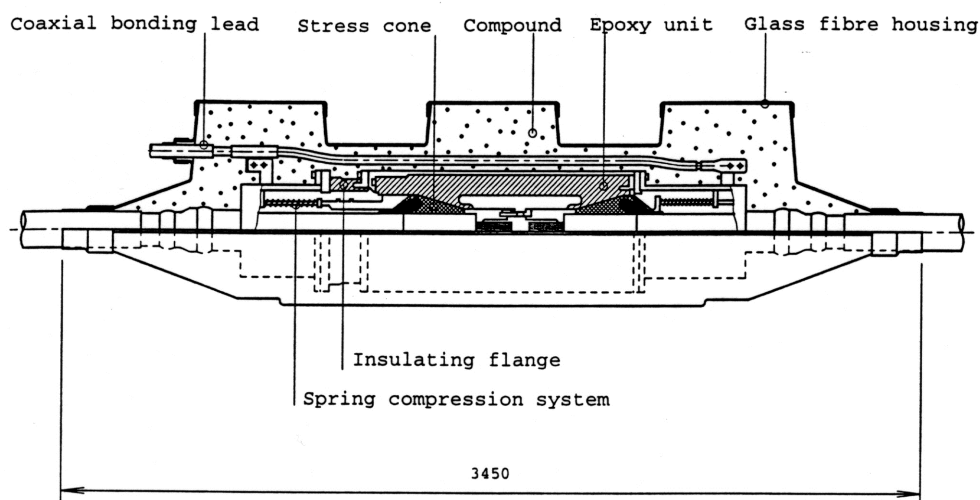


Figure A33: schéma d'une jonction préfabriquée pour câble THT

Le câble est posé directement dans le terrain, dans une tranchée de 1,5 m de profondeur. Des techniques modernes de creusement ont été nécessaires pour la réalisation de 10 croisements particulièrement sensibles ; les longueurs des croisements varient entre 50 et 500 m. La ligne est équipée d'un système de mesure de la température en fibre optique. Le raccordement choisi pour les gaines métalliques est de type croisé avec des longueurs d'environ 800 m. On a aussi installé des sections mises à la terre à un seul point où des conditions particulières de terrain (résistivité du terrain égale à $1,7 \text{ m}^{\circ}\text{C/W}$) et environnementales empêchaient la transposition normale des gaines.

Ligne 500 kV Shin-Keiyo Toyosu – Japon

La ligne Shin-Keiyo Toyosu est constituée d'un double terme de câbles et sert de connexion entre deux postes : la longueur de la ligne est égale à environ 40 km ; elle est entrée en service en 2001. La puissance de transport est de 900 MW par circuit ; on a utilisé un conducteur de cuivre de section égale à 2.500 mm^2 ; l'épaisseur isolante est de 27 mm. Les jonctions choisies sont de type EMJ, déjà largement utilisées au Japon pour le niveau de tension de 275 kV : ce type d'accessoire prévoit la réalisation de l'isolant directement sur les lieux de l'installation et requiert une attention très forte à la protection contre la contamination. A cause de la longueur de la liaison, il a été nécessaire d'utiliser des réactances pour la compensation du réactif.

Ligne 400 kV Barajas – Madrid – Espagne

La ligne appartient à AENA, l'autorité aéroportuaire de Madrid. Le projet d'expansion de l'aéroport international avec deux pistes supplémentaires. Les lignes aériennes gérées par le gestionnaire du réseau espagnol REE (Red Electrica de España) étant trop rapprochées par rapport aux

nouvelles pistes, il a fallu les enfouir car elles auraient constitué un obstacle trop dangereux pour les avions. La nouvelle ligne est constituée de deux ternes de câbles isolés en XLPE ayant un conducteur de section 2500mm^2 posés en tunnel équipé d'un système de ventilation forcée apte à garantir une capacité de transport de 1700 MVA par terna. La longueur de la connexion est de 12 km. La ligne a été mise en service en février 2004.



Figure A34 : tunnel de la connexion en câbles de Madrid

Projet ELSTREE – Grande Bretagne

La ligne, de propriété du gestionnaire du réseau de transport anglais NGC, dessert la ville de Londres. Les câbles sont posés en un tunnel de 20 km de long et de 3 m de diamètre et situé à 30 m de profondeur. Le câble a 20 jonctions par phase et deux extrémités en SF_6 . Le tunnel est ventilé pour accroître la capacité de transport de puissance. La ligne a été mise en service en Juillet 2005.



Figure A35 : essai de mise en service du câble du projet ELSTREE

ANNEXE 3 : ANALYSE DES TAUX D'ENFOUISSEMENT DES LIGNES A TRES HAUTE TENSION AU NIVEAU INTERNATIONAL

