

Client prof. Mario Monti - Coordonnateur Européen pour l'interconnexion électrique entre la France et l'Espagne

Sujet Analyse des besoins pour une nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne – Cahier n. 2

Commande

Notes version originale en langue française

PUBBLICATO A8008164 (PAD - 1033388)

Ce document ne peut pas être reproduit sauf dans sa version intégrale sans autorisation écrite de CESI

N. de pages 42

N. de pages annexées: 54

Date d'émission: 19 Mars 2008

Prepared IMP - Cova Bruno
A8008164 2982 ALT
Michele de Nigris (CESI Ricerca)

Verified SIS - Ardito Antonio
A8008164 2935 VER

Approved SIS - Il Responsabile - Ardito Antonio
A8008164 2935 APP

Mod. RAPP v. 01

Table des matières

1	LIGNES ELECTRIQUES T.H.T. EN TENSION ALTERNATIVE : SOLUTIONS TECHNOLOGIQUES SOUTERRAINES PARTIELLES OU TOTALES.....	3
2	COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT D'UN CABLE DE PUISSANCE A THT	4
2.1	Les composants et leur rôle [1], [2].....	4
2.2	Eléments de dimensionnement.....	6
2.3	Nécessité de compenser la puissance réactive.....	10
3	POSE D'UN CABLE THT	11
3.1	Types et impacts de pose [4], [3].....	11
4	GESTION DES CABLES THT.....	20
5	IMPACTS PERMANENTS DES CABLES THT	21
6	COUTS D'UN CABLE THT	24
6.1	Coûts d'investissement.....	24
6.2	Coûts de gestion et démantèlement	26
7	LES LIGNES MIXTES AERO-SOUTERRAINES	28
7.1	Projet ELTRA au Jutland – Danemark.....	28
8	AUTRES ALTERNATIVES : CONNEXIONS EN TENSION CONTINUE.....	31
8.1	<i>Coût des investissements</i>	36
8.2	<i>Coût d'exploitation et d'entretien</i>	36
8.3	<i>Coût des pertes</i>	36
9	COMPARAISONS.....	37
10	REFERENCES.....	42

ANNEXE (FASCICULE ANNEXE) : SOLUTIONS TECHNOLOGIQUES

1 LIGNES ELECTRIQUES T.H.T. EN TENSION ALTERNATIVE : SOLUTIONS TECHNOLOGIQUES SOUTERRAINES PARTIELLES OU TOTALES

Les câbles électriques de puissance à très haute tension ont été développés dès les années '50 pour réaliser des liaisons sous-marines qui ne pouvaient être construites en technologie aérienne. La diffusion de cette technologie pour les réseaux terrestres souterrains était limitée par la nécessité d'utiliser l'huile minérale comme isolant et par des coûts d'installation et de gestion prohibitifs. Ces difficultés se sont atténuées ces dernières années grâce au développement de l'isolation synthétique sèche et à une réduction importante des coûts de pose. Dans de nombreux pays, la construction de nouvelles lignes en moyenne et en haute tension se fait désormais presque systématiquement en câble souterrain aux abords des agglomérations urbaines et aux alentours des zones particulièrement sensibles du point de vue environnemental. Le taux d'enfouissement des lignes électriques de forte puissance, recueilli par un groupe de spécialistes du CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques), en 2007 [3] est mis en évidence dans la **Figure 1** : on peut y constater une décroissance de l'enfouissement au fur et à mesure que monte le niveau de tension, jusqu'à des valeurs de quelques dixième de pourcent pour les câbles du niveau de tension qui nous intéresse (400 kV).

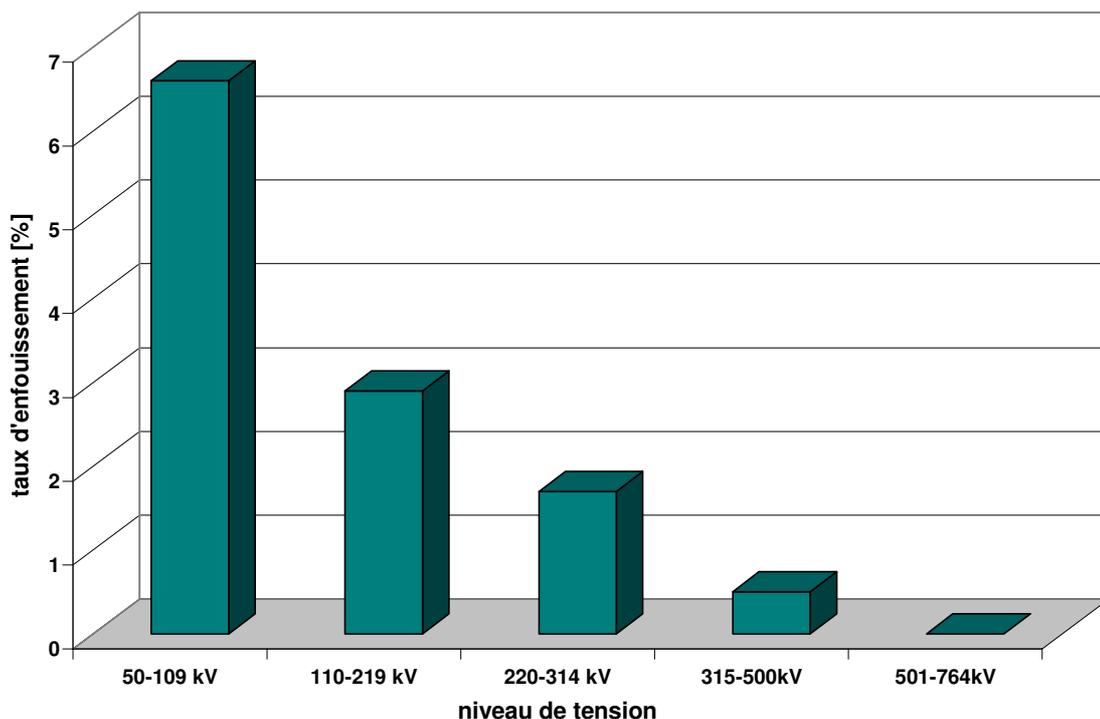


Figure 1 : Taux d'enfouissement des lignes en fonction du niveau de tension pour les principaux pays industrialisés

(source CIGRE 2007)

Il faut remarquer que la disponibilité de câbles à isolation synthétique ayant un niveau de fiabilité prouvé par des essais de qualification et de vieillissement normalisés est très récent (premières années de la présente décennie) et que le nombre de câbliers ayant accès aux techniques de production et de pose a eu un essor dans les cinq dernières années. Le différentiel de coûts entre la technologie souterraine et aérienne s'est par conséquent réduit progressivement tout en restant encore très favorable à l'aérien ; les techniques de pose évoluent et se simplifient au fur et à mesure que se multiplient les installations. Jusqu'à présent, les gestionnaires des réseaux ont recours à la technologie souterraine pour les niveaux

de tension les plus élevés seulement dans de très rare cas, en cas de passage dans de grandes agglomérations urbaines (Berlin, Madrid, Tokyo, Singapour ..) sur des distances qui se chiffrent presque toujours en quelques kilomètres. De plus amples détails sur les taux d'enfouissement et une récolte des principales réalisations récentes de connexions en câble souterrain THT sont fournis en annexe.

2 COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT D'UN CÂBLE DE PUISSANCE A THT

2.1 Les composants et leur rôle [1], [2]

La structure de base d'un câble à isolation synthétique pour application en très haute tension est montrée à la **Figure 2** ; elle comporte les éléments suivants :

- **Une âme en cuivre** (conducteur) : elle assure le transit du courant ; le matériau qui la constitue et ses dimensions (section) influencent la capacité de transit du câble ; dans les applications de forte puissance on utilise des âmes de section 1600 à 2500 mm² qui garantissent le passage du courant tout en limitant les pertes par effet Joule et l'échauffement qui en résulte. Pour des sections importantes (au-delà de 1200 mm²) les conducteurs sont construits par segments dans le but de réduire la résistance électrique équivalente (diminution de l'effet de 'peau'). Naturellement, l'augmentation du nombre de segments présente une complexité majeure pour la fabrication du conducteur et par conséquent une augmentation du coût du câble.
- **Un écran semi-conducteur interne** : il permet de rendre uniforme le champ électrique dans la partie interne de l'enveloppe isolante et assume la fonction d'interface entre l'isolant et les électrodes.
- **Une enveloppe isolante** : elle permet d'isoler le conducteur par rapport au milieu externe ; le matériau de base de l'isolation est le polyéthylène réticulé, une matière plastique complexe de formulation récente pour les applications en très haute tension ; les caractéristiques de tenue de l'isolant sont bien plus performantes que celles de l'air, ce qui permet d'avoir dans les câbles des configurations beaucoup plus compactes que celles des lignes aériennes. Un défaut de l'isolant engendre un courant d'une forte intensité vers l'extérieur et peut se traduire par des conséquences mécaniques importantes (claquage du câble). La configuration géométrique du câble (constituée par de électrodes formés par le conducteur en tension et les écrans mis à la terre séparés par l'isolation du câble) présente une valeur importante d'effet capacitif par unité de longueur ; cette capacité continue à se charger et à se décharger au fur et à mesure que la tension locale augmente ou diminue par effet de sa caractéristique alternative (la tension s'inverse à un rythme de 50 fois la seconde) ; nous verrons par la suite que l'effet capacitif influence le recours aux câbles pour les longueurs importantes.
- **Un écran semi-conducteur externe** : il permet de rendre uniforme le champ électrique sur la surface externe de l'enveloppe isolante.
- **Un écran métallique** : il contribue au confinement du champ électrique, assure la circulation des courants de court-circuit, recueille la composante capacitive du courant, joue le rôle de référence pour le potentiel de terre et empêche la pénétration d'eau vers l'enveloppe isolante ; l'écran constitue aussi la protection mécanique du câble contre les contraintes externes .
- **Une gaine isolante extérieure** : elle protège le câble contre les contraintes environnementales et mécaniques externes et isole l'écran métallique en assurant la protection des tiers contre le contact direct .

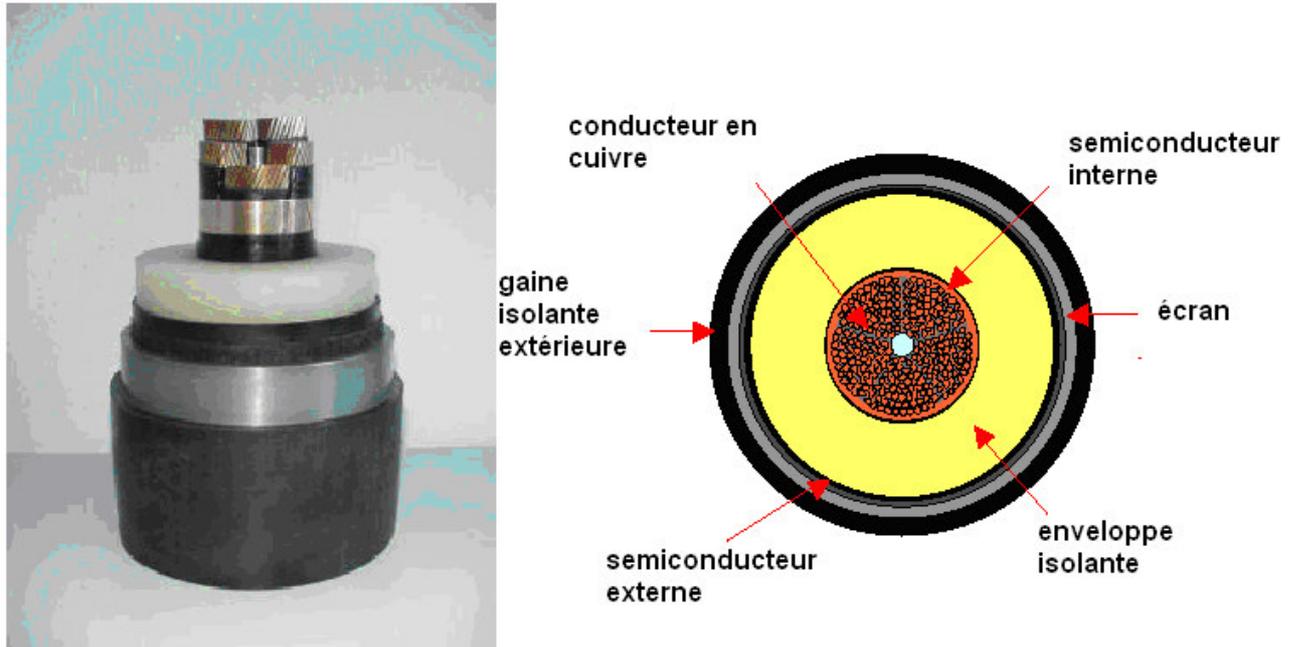


Figure 2 : éléments constitutifs d'un câble 400 kV à isolation solide

Une ligne souterraine est constituée de la partie souterraine proprement dite et de deux types d'accessoires essentiels: les extrémités et les jonctions (voir **Figure 3** et **Figure 4**).

- **Les extrémités** servent au raccordement du câble au réseau électrique. Selon l'élément à raccorder, on peut avoir plusieurs possibilités: dans le cas de raccordement de câbles avec des appareils installés à ciel ouvert (par exemple une ligne aérienne) on emploie des extrémités pour extérieur (dans lesquelles l'isolation externe est constituée d'air); quand le raccordement des câbles doit être réalisé avec des éléments comme des transformateurs ou des postes blindés, on utilise des extrémités conçues spécifiquement pour fonctionner avec une isolation externe en huile ou gaz (typiquement SF₆).
- **Les jonctions** : La limitation de la longueur des câbles de très haute tension n'est pas liée aux moyens de production en usine, qui sont en mesure de produire un câble d'un seul tenant de longueur virtuellement infinie, mais par les dimensions et les poids admissibles pour leur transport routier ou ferroviaire. De fait, la longueur maximale d'un tronçon de câble à très haute tension livré sur touret est de 500 à 1000 m. Quand la longueur de la ligne à enfouir dépasse celle des tronçons maximums transportables il faut réaliser des jonctions entre les tronçons, pour pouvoir obtenir la longueur désirée. Les jonctions doivent être réalisées sur le site de pose par des équipes hautement spécialisées ; afin de limiter au minimum les opérations sur site, on utilise de plus en plus des jonctions dites « pré-moulées » qui permettent de privilégier les opérations maîtrisées en usine. Une jonction mesure environ 2 mètres de long. La confection de la jonction doit être effectuée très rigoureusement sous peine d'en faire un point potentiel de fragilité de la liaison souterraine. Les câbles sous-marins sont quant à eux enroulés sur un énorme touret installé sur le pont du navire de pose aux amarres en bouche de production ; les gabarits et les poids pour le transport en mer étant moins contraignants que pour les transports terrestres, les câbles sous-marins nécessitent d'un nombre moins important de jonctions et présentent de ce point de vue une fiabilité plus élevée que les câbles souterrains.



Figure 3 : Extrémité de câble 400 kV

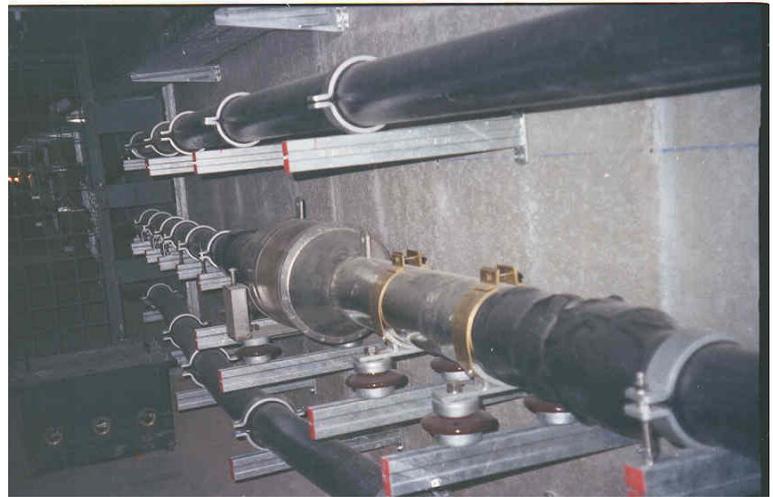


Figure 4 : Jonction de câbles à très haute tension

Une liaison électrique dans un réseau alternatif comporte trois phases, l'ensemble est appelé « circuit ». Dans le cas d'une ligne souterraine, les câbles des trois phases sont appelés « tricâble ». Un circuit peut être constitué d'un ou deux tricâbles. Lorsqu'un circuit ne peut acheminer à lui seul la puissance à transiter ou que son indisponibilité entraîne des surcharges inadmissibles sur le reste du réseau, il faut ajouter un circuit supplémentaire en parallèle. On parle alors de liaisons à double-circuits. La **Figure 5** montre des exemples de configurations de circuits de ligne souterraine : la configuration de pose illustrée est en trèfle ; il est également possible de poser les câbles en nappe horizontale.

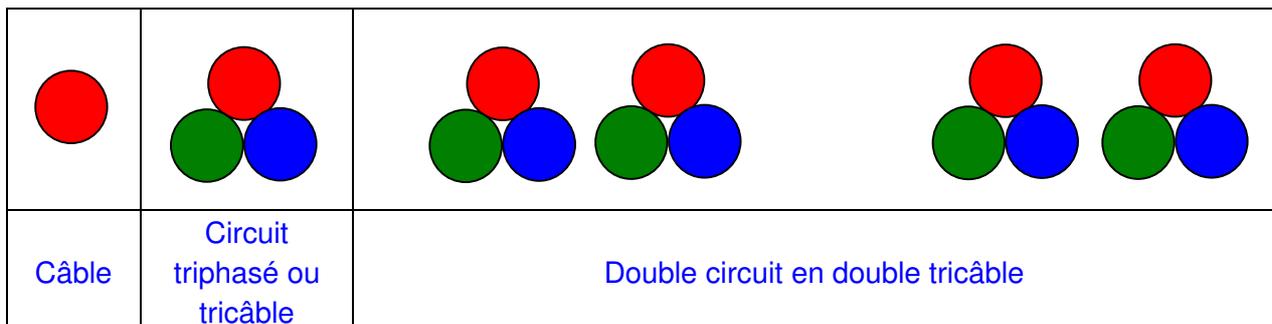


Figure 5 : Configurations typiques de circuits souterrains

2.2 Éléments de dimensionnement

Les principaux paramètres d'un projet de liaison souterraine sont le dimensionnement thermique, celui de l'isolant et le choix du système de mise à la terre des blindages métalliques. Le troisième étant d'un abord technologique difficile, nous ne traiterons que les deux premiers aspects :

- **Dimensionnement thermique** : la capacité à évacuer la chaleur est déterminante pour une liaison souterraine. Le réchauffement est causé par la résistance que le conducteur impose au passage du courant (effet Joule), ainsi que par les pertes diélectriques dans l'isolant et les pertes

induites dans la gaine. Les câbles à isolation synthétique sont qualifiés pour fonctionner jusqu'à une température du conducteur de 90°C en régime permanent. On ne dépasse pas cette température sous peine de dégradation ou de vieillissement accéléré de l'isolant. Par rapport aux lignes aériennes (dont les conducteurs nus sont exposés à l'air libre qui les refroidit par échange convectif) la chaleur engendrée dans les câbles doit se propager à travers toute la structure (isolation, écran, gaine) pour se dissiper dans le sol et ensuite vers l'atmosphère. Un câble enterré se refroidit donc plus difficilement : il est donc important de contenir les pertes au minimum en utilisant des conducteurs de section importante, en choisissant du cuivre très pur, ayant une basse résistance électrique et en prêtant une attention particulière aux pertes de l'isolation et de la gaine. Par rapport au conducteur d'une ligne aérienne ayant une capacité de transit comparable, le câble aura environ le double du diamètre de conducteur, 4 fois la sa section, 10 fois son poids (voir **Figure 6**) . Par contre, l'augmentation de la section du câble permet une diminution de résistance électrique et donc des pertes par effet Joule d'environ $\frac{1}{4}$ pour un matériau conducteur donné. Cette caractéristique, positive sous l'angle environnemental, peut avoir des conséquences électriques importantes : en effet, dans un système électrique maillé, le courant transite préférentiellement par le chemin le moins résistant ; la résistance électrique moindre peut conduire un câble souterrain à supporter un transit d'une plus forte intensité de courant par rapport à une ligne aérienne en parallèle.

- **Dimensionnement de l'isolant** : il se fait sur la base des caractéristiques diélectriques du matériau choisi et des contraintes qu'il sera appelé à supporter en service. Le dimensionnement de l'épaisseur isolante est effectué sur la base d'une prévision des contraintes de courte et de longue durée, aux surtensions dues à la foudre et aux manœuvres d'exploitation. L'expérience acquise au cours des dernières années se traduit, pour les câbles 400 kV, en épaisseurs isolantes de l'ordre de 25 à 30 mm, selon la section du conducteur et les critères de projet du constructeur.

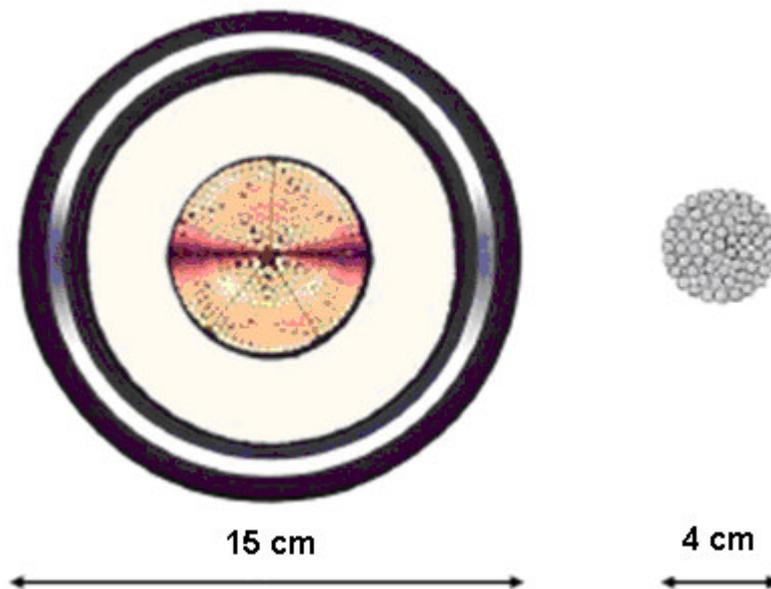


Figure 6 : Comparaison entre les dimensions d'un câble 400 kV et celles d'un conducteur de ligne aérienne de même capacité (à noter le fait que le conducteur du câble enterré représenté est en cuivre, tandis que le conducteur aérien est en alliage d'aluminium avec âme en acier)

Le tableau suivant montre les capacités de différentes configurations de circuit et de pose de câbles enterrés ; à titre de référence, on indique aussi la capacité de transit d'un circuit de ligne aérienne.

Technologie	Installation	Configuration	N°cables /phase	Portée (MVA/circuit)
Aérien	-	-	3	2.200
Souterrain (XLPE)	Enterré	Pose en trèfle	1	1.100
			2	2.170
		Pose en nappe	1	1.160
			2	2.250
	En tunnel ou en galerie	Pose verticale 1 tunnel	1	1.700
Pose verticale 2 tunnels		2	3.400	

Il en découle que, pour une liaison de forte puissance équivalente à celle d'une ligne aérienne **double circuits à 400 000 volts**, il est généralement nécessaire de recourir à deux circuits enterrés, chaque circuit étant constitué de deux tricâbles (pour un total de 12 câbles).

La **Figure 7** montre les dimensions relatives d'une ligne aérienne en double circuit et d'une ligne enterrée de capacité comparable.

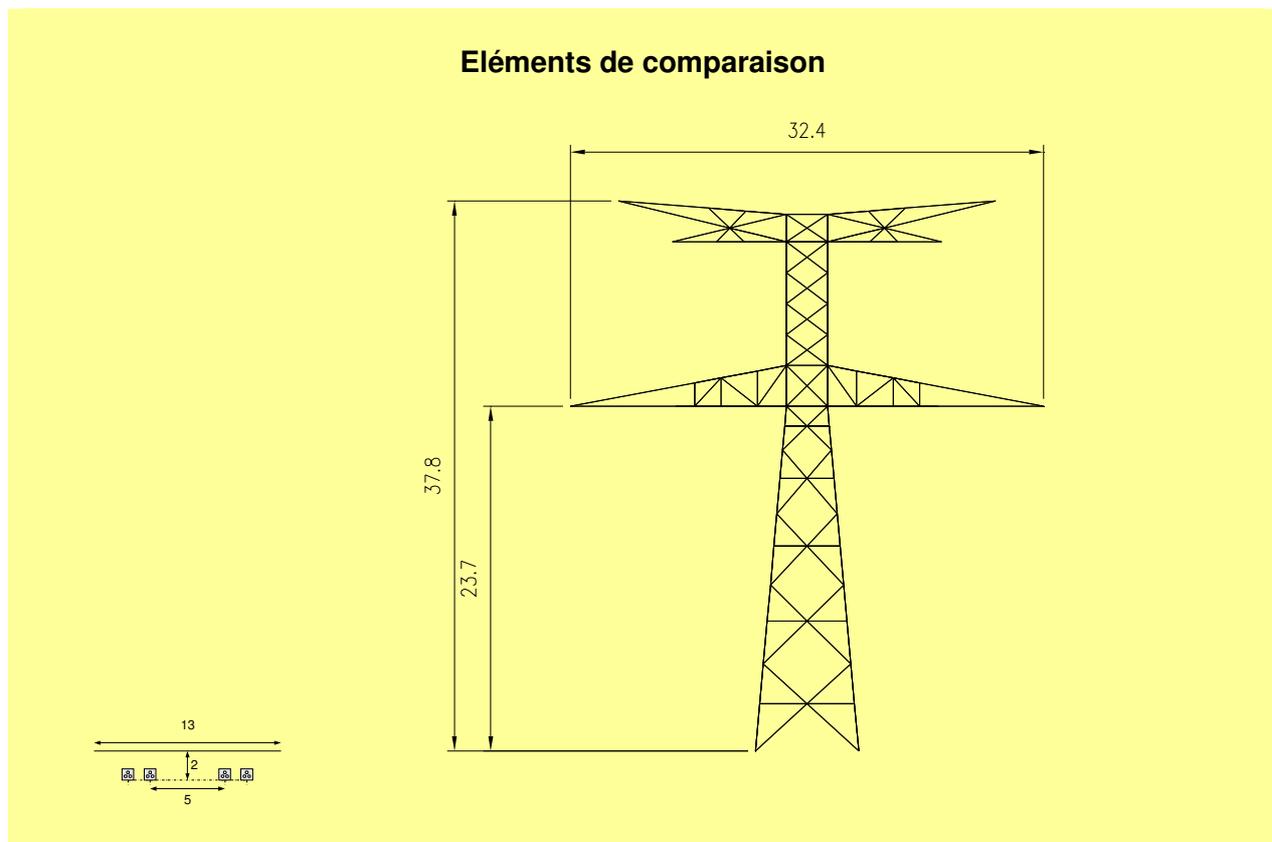


Figure 7 : Comparaison géométrique entre une ligne THT double terre et son équivalent en câble souterrain

Les liaisons électriques sont dimensionnées à leur construction pour un besoin de capacité de transit donné. Le besoin est calculé en fonction de l'évolution prévisible des consommations et des productions. Cette prévision doit se faire à long terme, car la durée de vie de l'ouvrage est estimée entre 30 et 50 ans. Afin d'adapter la capacité de transit d'une ligne souterraine aux exigences du système, plusieurs solutions sont possibles et peuvent se combiner :

- Choisir la section de l'âme conductrice en cuivre (aujourd'hui jusqu'à 2500 mm²) ou utiliser plusieurs câbles par phase;
- Installer plusieurs circuits en parallèle (dans la majorité des cas deux circuits). Ce dernier point présente un avantage important en cas d'avarie sur un des deux circuits puisque le circuit non endommagé reste en service. Il permet ainsi, avec une capacité de transit éventuellement dégradée, de maintenir la liaison électrique ;
- Utiliser des remblais thermiquement contrôlés, constitués d'un mélange d'agrégats à résistivité thermique faible. Leur granulométrie adaptée et un compactage soigné permettent une meilleure évacuation des calories produites par les câbles ;
- Utiliser, en cas de pose en tunnel, un système de ventilation forcée.

Le dimensionnement initial des liaisons souterraines requiert une attention particulière car il est très difficile ou d'un coût prohibitif d'augmenter la capacité de transit à régime d'une liaison existante. Changer le câble pour une section plus importante reviendrait pratiquement à reconstruire l'ouvrage, en refaisant les travaux de tranchée. Augmenter le niveau de la tension d'exploitation reste très délicat surtout dans le domaine de la très haute tension, car l'isolant du câble est dimensionné pour une tension donnée (sauf si le câble a été surdimensionné à la construction). Dans certains cas, il peut être envisageable d'aménager des dispositifs de refroidissement, tels que les remblais thermiques, dans des zones limitées où l'évacuation de la chaleur est problématique. Les gains, lorsqu'ils sont possibles, sont faibles (une dizaine de %). Pour les liaisons aériennes les possibilités de correction à posteriori de la capacité de transit sont plus nombreuses. Une situation très différente se produit lors des éventuelles surcharges transitoires : les masses de cuivre, d'isolant, de remblais qui constituent une liaison souterraine sont tellement importantes que les changements de régime électrique (augmentation ou diminution du courant de transit) entraînent une modification très lente des températures : le système a une grande « inertie thermique ». Cette caractéristique permet un régime de surcharge jusqu'à 200% de la capacité nominale pendant une dizaine d'heures sans que soient endommagées significativement les composantes du circuit. Il est néanmoins inévitable que le fonctionnement des câbles à une température plus élevée que celle de régime normal puisse accélérer le processus de vieillissement de l'isolant et une diminution de sa vie utile : ce mode de fonctionnement ne peut donc pas se prolonger dans le temps sans que la fiabilité de la connexion sur le long terme ne soit compromise. Cette capacité de surcharge constitue un atout primordial par rapport aux lignes aériennes, qui ne peuvent supporter que des surcharges très limitées et très courtes à cause de l'allongement rapide des conducteurs avec la température et le risque de contact avec la végétation ou des bâtiments qui en résulte (c'est ce qui s'est passé lors du black-out européen du 28 septembre 2003, quand une ligne aérienne suisse en surcharge a amorcé avec les arbres voisins entraînant la surcharge et le déclenchement en cascade d'autres lignes en un « effet domino » qui a laissé dans le noir presque 60 millions de citoyens au Sud de l'Europe).

Eléments de comparaison	
<i>Lignes souterraines</i>	<i>Lignes aériennes</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation de la capacité de transit en régime permanent à posteriori très difficile (max 10%): nécessité de dimensionner la capacité de la liaison en tenant compte des exigences à très long terme • Possibilité de surcharge transitoire très importante (200%) pour une durée de quelques dizaines d'heures. 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilité d'augmentation de la capacité de transit (jusqu'à 30-50%) par remplacement des conducteurs ; un redoublement de la capacité peut dans certains cas être obtenu par l'augmentation du niveau de tension, la pose d'un double circuit (si les pylônes ont été dimensionnés à cet effet), rehaussement et renforcement de pylônes ; • Capacité de surcharge transitoire très limitée (10%) à cause de la faible capacité thermique et de l'allongement des conducteurs qui peuvent amorcer contre les structures ou la végétation avoisinante

2.3 Nécessité de compenser la puissance réactive

Nous avons vu que les paramètres électriques des lignes aériennes et des câbles à isolation synthétique sont très différents :

- La section de conducteur du câble souterrain étant généralement beaucoup plus élevée que celle de la ligne aérienne, la résistance que le conducteur du câble oppose au passage du courant (et donc les pertes d'énergie qui y sont associées) est nettement moins importante.
- La nature même du câble enterré constitution constructive fait que l'effet capacitif propre des câbles est 15 à 20 fois plus élevée que celui des lignes aériennes ;

Cette différence de paramètres électriques a une influence primordiale sur les longueurs de liaison admissible pour les lignes aériennes et les câbles : en effet, au niveau THT, les lignes aériennes peuvent avoir des longueurs de plusieurs centaines de kilomètres (100 à 300) sans que se posent de problèmes ni de niveau ni de profil de tension. Par contre, dans le cas des câbles à isolation synthétique, les paramètres électriques en limitent la longueur à quelques dizaines de kilomètres. Le processus de charge et de décharge continu de la capacité des câbles requiert la circulation de courant (dit « réactif ») qui ne contribue pas à alimenter la charge active et qui limite la capacité de transit du courant « actif » dans le câble. Au delà d'une longueur de câble de quelques dizaines de km (limites qui dépendent des caractéristiques des câbles, du réseau et de la configuration de pose) il est nécessaire de prévoir des systèmes de compensation ; à cet effet on utilise des « stations de compensation » qui, installées dans des postes qui jalonnent le parcours du câble ou connectés aux extrémités des câbles fournissent localement la puissance réactive requise en réduisant les limitations de capacité de transit des câbles.



Station de compensation 400 kV 160 MVA

La puissance réactive nécessaire au fonctionnement des câbles doit être générée dans le réseau au moyen de réglages des générateurs des centrales électriques ou en utilisant des stations de compensation. La possibilité de compensation au moyen des centrales dépend des caractéristiques du réseau local (notamment la puissance de court circuit locale) et des procédures de conduite de réseau du gestionnaire. Les longueurs maximales admissibles sans compensation dépendent donc des choix de projet et de gestion du réseau: certains gestionnaires compensent localement toute puissance réactive

pour éviter la circulation de courants « non utiles » sur les lignes électriques. Du point de vue physique le réactif à compenser est d'autant plus élevé qu'est élevée la distance entre les phases : la pose en nappe ou en tunnel est donc favorable dans ce contexte. Dans la réalité, pour une ligne THT en câble synthétique, la nécessité de compensation du réactif commence à partir de 30-35 km de longueur de connexion. Pour un système 400 kV la puissance de dimensionnement des stations de compensation du réactif, quand elles s'avèrent nécessaires, se chiffre entre 15 et 30 MVAR/km, selon les caractéristiques et le mode de pose des câbles. Il faut donc prévoir, pour une liaison souterraine à 400 kV d'environ 50 km une compensation de réactif entre 700 et 1500 MVAR, modulables pour tenir comptes des différentes configurations du réseau qui assurent le niveau de flexibilité requis. La compensation du réactif est particulièrement importante lorsque les charges alimentées sont réduites (dans les périodes creuses). Il faut dire que dans la réalité il n'existe aucune ligne THT souterraine qui ait une longueur telle qu'un système de compensation soit nécessaire le long du parcours. Les plus longues lignes souterraines en service sont compensées aux seules extrémités.

3 POSE D'UN CABLE THT

3.1 Types et impacts de pose [4], [3]

On recense principalement deux modes de pose :

- **Câbles directement enterrés ou posés en fourreaux enterrés:** la méthode consiste à creuser une tranchée et à poser des fourreaux dans lesquels seront tirés les câbles. Une pose pleine terre, sans fourreaux de protection, peut être envisagée dans des zones ne comportant aucune activité, agricole ou industrielle, en surface. En effet, les risques d'accrochage des câbles deviennent alors très faibles rendant leur protection mécanique inutile. La pose en tranchée ouverte est très intéressante parce que, à part les opérations de creusement et de remplissage de la tranchée avec le matériel adapté, elle n'exige pas d'autres opérations coûteuses. L'avantage principal de la technique en fourreaux est de limiter le temps d'ouverture de la fouille puisque la tranchée peut être refermée avant que les câbles ne soient tirés dans les fourreaux. Un autre avantage est de permettre de dévier facilement le parcours prévu, en cas d'obstacles. Dans tous les cas, la profondeur d'enfouissement ainsi que les protections sont déterminées de manière à assurer la sécurité des personnes et des biens. Les câbles sont déposés sur une semelle dure dont le but est de les protéger contre le sous-sol (pointes rocheuses, etc.). Le matériel utilisé pour le remplissage de la tranchée est du sable spécial à basse résistance thermique ou du ciment maigre

; rarement le terrain extrait pour pratiquer la tranchée est réutilisée pour le remplissage de celle-ci. Au-dessus du terrain on place souvent une dalle de protection en ciment. Ces protections assurent que les effets mécaniques et thermiques qui se manifestent lors d'un défaut sur le câble n'affectent ni les personnes ni les biens à la surface du sol. La profondeur de la tranchée est généralement supérieure à un mètre (1,50 mètre à 2 mètres) : enfouir plus profondément n'apporterait aucune garantie supplémentaire en terme de sécurité et réduirait la capacité de transit de la ligne car l'évacuation de la chaleur serait plus difficile.

Dans la tranchée ou dans les fourreaux les câbles sont posés en trèfle ou en nappe. Cette pose permet d'augmenter la capacité de transit. La largeur de la tranchée varie selon le niveau de tension et la disposition des câbles, en particulier on a, pour chaque tricâble :

- Pose en trèfle : environ 80 cm;
- Pose en nappe : > 1,0 m.

Dans le cas de pose d'un double tricâble, il faut prévoir deux tranchées de 3 mètres de large environ séparées de 3 à 4 mètres pour limiter l'échauffement mutuel, soit au total une emprise d'environ 10 mètres de large. Les configurations de pose typiques pour une liaison à double circuit utilisant un double tricâble sont montrées schématiquement à la **Figure 8** et **Figure 9** pour les configurations en trèfle et en nappe respectivement.

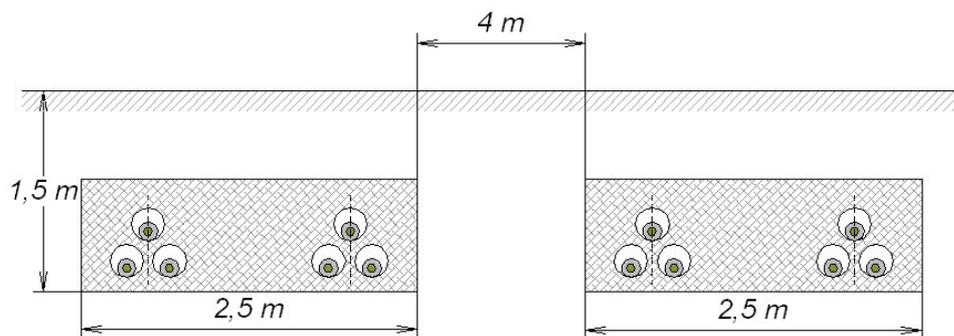


Figure 8 : Schéma de pose d'un double circuit à double tricâble en trèfle

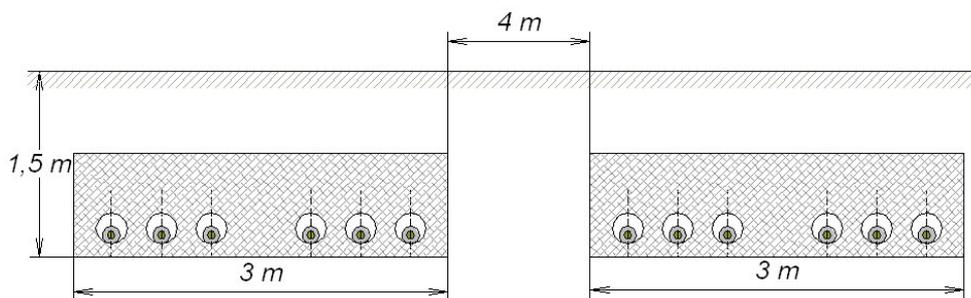


Figure 9 : Schéma de pose d'un double circuit à double tricâble en nappe

Le mode de pose qui engendre a priori le moindre impact est celui qui utilise le parcours d'autres ouvrages linéaires (routes, autoroutes, voies ferrées etc.). L'installation de câbles enterrés y est alors bien moins difficile et fort moins coûteuse que lors de réalisations en terrain agricole. Un exemple de cette synergie entre les ouvrages est montré dans la **Figure 10** qui se réfère à la ligne enterrée à double circuit (un tricâble par circuit) posée sur environ 8 km dans le

Nord de l'Italie, dans la banlieue de Milan. Cette ligne se connecte à une ligne aérienne en simple terre. On peut constater que la construction de la ligne au bord de la route comporte des impacts moindres, surtout si on considère qu'aucun rachat de terrain ou servitude n'a été nécessaire car on a utilisé l'emprise de l'ouvrage routier.



Figure 10 : Pose d'un double circuit le long d'une route nationale en Italie: réduction des nuisances et utilisation des synergies entre ouvrages (2007)

La longueur de la tranchée dépend de la dimension des câbles, des tourets utilisés pour leur transport et des limitations imposées par les problèmes de circulation dans les zones urbaines. Il est rare que la tranchée soit creusée et laissée ouverte sur plus que la longueur de deux tronçons de câble (c'est-à-dire sur 1 à 2 km) : les sections de tranchée sont systématiquement recouvertes au fur et à mesure que les câbles y sont déposés (dans le cas de pose en pleine terre) ou que les fourreaux y sont aménagés dans le cas de ce type de pose. Tout au long d'un parcours d'une certaine longueur, de nombreux chantiers travaillent en parallèle, pour pouvoir respecter les délais de construction. Dans le cas récent du câble posé à Milan (voir **Figure 10**), un double tricâble en pleine terre en tranchée ouverte le long d'une route, la pose sur 8 km a été effectuée en environ 150 jours (4 mois et demi), en utilisant 5 équipes de pose.

Les photos de **Figure 11** à **Figure 21** présentent des exemples de chantiers de pose de câbles à très haute tension dans différentes phases et conditions.



Figure 11 : Tranchée pour la pose de câbles en centre ville – configuration probable simple tricâble en haute tension

(source CIGRE 2007)



Figure 12 : Tranchée pour la pose de câbles le long d'une route nationale – configuration probable : double tricâble en trèfle

(source CIGRE 2007)



Figure 13 : Tranchée pour pose de câbles en banlieue – simple tricâble en nappe

(source CESI RICERCA 2007)



Figure 14 : Tranchée en rase campagne – simple tricâble

(source CIGRE 2001)



Figure 15 : Ampleur de chantier pour pose d'un double tricâble (source CESI RICERCA 2007)



Figure 16 : Aménagement de la base de fourreaux (source RTE 2007)



Figure 17 : Dépose de tronçon de fourreaux- simple tricâble en trèfle

(source RTE 2007)



Figure 18 : Pose des câbles en pleine terre- simple tricâble en nappe

(source CIGRE 2007)



Figure 19 : Approvisionnement des câbles en chantier

(source CESI RICERCA 2007)



Figure 20 : Tirage de câbles dans les fourreaux – simple tricâble

(source CIGRE 2007)



Figure 21 : Vue d'ensemble de l'emprise de chantier

(source CIGRE 2007)

Les impacts du chantier sont liés aux aspects suivants :

- La surface de terrain occupée par la construction de la ligne souterraine est équivalente à un front de largeur variable de 2 m (pour la pose d'un tricâble THT directement enterré en trèfle) à près de 20 m (pour la pose d'un jeu de 4 tricâbles en nappe) qui avance le long de tout le tracé. Ces dimensions de front comprennent la route de service, l'excavation de la tranchée dans la quelle seront posés les câbles et le dépôt du terrain excavé et du terrain à conductibilité thermique contrôlée utilisé pour la couverture des câbles. Chaque chantier engendre l'ouverture d'une tranchée d'une longueur équivalente à deux tronçons de câble (c'est-à-dire environ 1 à 1.5 km) qui reste ouverte le temps de la pose des câbles ou des fourreaux et de la réalisation des chambres de jonction. La pose des câbles est très rapide (un tronçon de tricâble de 500 à 800 mètres est posé en moins d'une journée). Tout le chantier est refermé immédiatement après dans l'attente de la disponibilité des équipes d'experts qui réalisent les jonctions. Le temps de montage est de l'ordre de 5 semaines pour 2 jeux de jonctions et est normalement synchronisé avec l'avancement général du chantier principal. Il faut, en outre, prévoir des aires pour le dépôt définitif du surplus de terrain excavé, qui a un volume de l'ordre de 30 000 mètres cubes par kilomètre de ligne. Il est évident que la végétation présente en surface sera détruite.
- La nature du sol devra être adéquate pour permettre le passage des poids lourds avec remorque porte-tourets. A la 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, uniquement 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 réduit avec l'adoption de solutions astucieuses en phase de chantier (ex. lavage fréquent des routes, etc.).

- D'une façon peut-être marginale, il faudra prêter attention à la possibilité de découvertes archéologiques durant les phases d'excavation, ce qui impliquerait un ralentissement des travaux de pose des câbles, sinon une modification du tracé.

Parmi les travaux d'installation il faut mentionner la réalisation de chambres pour les jonctions qui, pour le niveau de 400 kV, ont des dimensions importantes (plus de 10 m de longueur et 2 m de largeur et profondeur). Au moment de la disponibilité des équipes d'experts pour la réalisation des jonctions, les chambres, précédemment recouvertes, sont remblayées. Les jonctions doivent être réalisées à l'abri des perturbations locales : on installe par conséquent des abris temporaires sur le site de chaque série de jonctions, comme celui qui est montré dans la **Figure 22**. Les chambres sont constituées de murs à sec enterrés qui servent de support et de protection aux jonctions, comme le montre la **Figure 23**.



Figure 22 : Abris temporaire pour la réalisation des jonctions



Figure 23 : Chambre de jonctions

La durée du chantier est variable selon les conditions et les difficultés de la pose :

- Alors qu'il peut s'avérer difficile de prévoir la durée de chantier lorsque les câbles doivent être posés en ville, on peut estimer qu'en milieu extra urbain la vitesse d'avancement d'un chantier d'une longueur d'environ 1,5 km (longueur équivalente à deux tronçons de câble) puisse être en moyenne de 50 à 100 mètres par jour. Lors d'ouvrages de grande envergure et de longueur importante de nombreux chantiers sont actifs en même temps : par exemple, lors de la construction de la ligne dans le Nord de l'Italie, étaient actifs jusqu'à 5 chantiers en parallèle.

Eléments de comparaison	
<i>Lignes souterraines</i>	<i>Lignes aériennes</i>
<ul style="list-style-type: none"> • La capacité de production des constructeurs internationaux pour la réalisation d'une ligne à double circuit en double tricâble sur de longues distances requiert la participation de différents acteurs : chaque ligne de production peut en effet produire environ 200 km de câble monophasé par an ; • Chaque chantier a une longueur équivalente à deux tronçons de câble (environ 1,5 km) • Le front de chaque chantier est variable de 3 à 15-20 mètres de largeur (y comprise la route de service ou la route le long de laquelle se développe le chantier) • La vitesse moyenne d'avancée du chantier est de 50 à 100 mètres par jour en milieu rural, sans obstacles majeurs. L'aire de chantier dure en moyenne 25 à 35 jours par km de ligne • Volume de terre remblayé environ 30 000 m³/km ; • Impacts de chantier liés à la poussière, à la circulation de poids lourds et des machines de remblai. 	<ul style="list-style-type: none"> • La capacité de production des constructeurs internationaux pour la réalisation d'une ligne à double circuit de grande envergure ne pose aucun problème. • Chantier discontinu le long du tracé : composé d'un pointillé de chantiers unitaires à chaque pylône (à 500 mètres de distance l'un de l'autre) sur une longueur totale de 3 à 5 km • Surface occupée lors du chantier par pylône : 200 à 500 m² ; aires accessoires pour terre de remblai et dépôt des ferrailles : 400 m² : surface occupée totale de chantier équivalente : 500-800 m²/km • Vitesse moyenne d'avancement de chantier : 30 à 80 m/jour : temps de réalisation des fondations de pylônes : 45 à 50 jours par pylône ; Construction et érection 3 à 10 jours par pylône ; positionnement des isolateurs : 1 jour par pylône ; pose et tirage des conducteurs : 8 jours pour 5 km • Volume de terre creusée : 200 m³/km ; volume de ciment injecté 40 m³/km • Eventuelle nécessité de pistes d'accès • Niveau de bruit des machines de remblai : 95 dB ; marteaux piqueurs : 120 dB

- **Pose en galerie :** Les câbles peuvent être installés dans une galerie préfabriquée installée dans une tranchée ouverte le long du parcours. Un exemple de ce mode de pose est l'enfouissement d'un double circuit aux alentours de l'aéroport de Madrid. Les dimensions d'une galerie sont typiquement de l'ordre de 2x2.5 mètres et les câbles y sont installés sur des supports fixés le long des parois latérales. Cette configuration permet de réduire, sous certaines conditions, le nombre de circuits nécessaires par rapport à la pose directement enterrée pour une capacité de transit déterminée. Un autre avantage de ce mode de pose est constitué par la possibilité d'accéder aux câbles à tout moment le long de tout le parcours pour effectuer les opérations de maintenance et de surveillance. La pose de deux circuits dans la même galerie soulève le problème de l'organisation des travaux de réparation lors du claquage d'un des circuits : afin d'assurer la sûreté du personnel et éviter l'induction des circuits contigus, il est nécessaire de mettre hors service tous les câbles proches, à moins d'adopter des mesures de précaution adaptées (pose de parois de séparation, utilisation de galeries séparées etc. Il faut dire que la

bonne fiabilité des câbles à isolation synthétique disponibles aujourd’hui rend moins intéressant l’avantage de l’accessibilité en tunnel. Les **Figure 24** et **Figure 25** montrent les travaux de terrassement et installation de la galerie préfabriquée lors de la construction de la ligne de Barajas en Espagne et les câbles en service dans la galerie.



Figure 24 : dépose de la galerie dans la tranchée – connexion de Barajas en Espagne

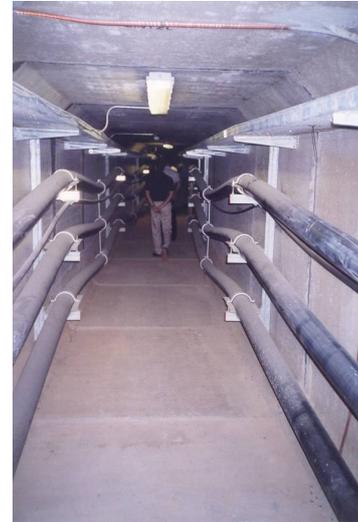


Figure 25 : vue intérieure de la galerie de la connexion de Barajas en service

- Pose en tunnel** : un tunnel est utilisé lorsqu’il n’est pas possible de creuser une tranchée, quand de nombreux circuits doivent être installés simultanément le long du même parcours ou quand il est difficile d’assurer le transport de la puissance exigée avec la technique souterraine ou en fourreaux. C’est le cas en zone urbanisée ou dans des secteurs à fort dénivelé par exemple. Le tunnel doit avoir des dimensions suffisantes pour assurer le passage des engins de pose ou de maintenance : cela donne un tunnel de 3,5 mètres de diamètre. Une fois le tunnel construit, l’installation des câbles est réalisée le long des parois. Un système de refroidissement est souvent installé pour améliorer l’évacuation de la chaleur. Les **Figure 26** à **Figure 27** montrent des exemples de ce type de pose.

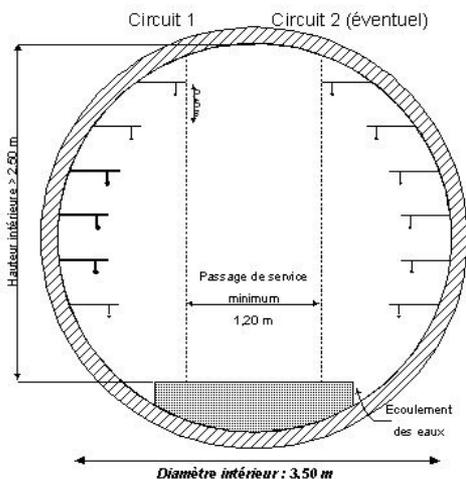


Figure 26 : Coupe d’une ligne électrique 400 kV dans une galerie dédiée

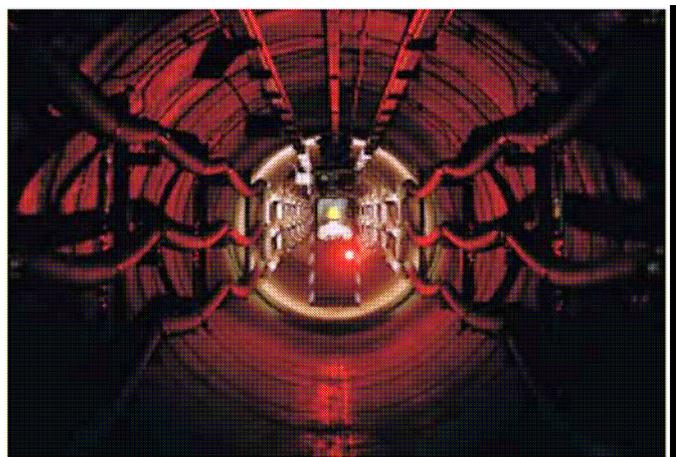


Figure 27 : pose en tunnel Berlin - Bewag

- Utilisation d'ouvrages existants (tunnels, viaducs etc.)



Figure 28 : Pose de câbles intégrés dans la structure d'un viaduc

Alors qu'il peut être envisagé d'utiliser les viaducs (ferroviaires ou routiers) (**Figure 28**) pour l'ancrage de câbles de puissance et pour la traversée d'obstacles, il est généralement impossible d'utiliser les tunnels existants sauf lorsqu'ils ont été conçus à l'origine pour accueillir des câbles de puissance ou qu'il sont équipés d'une galerie de service. En effet si la conception initiale du tunnel ne prévoit pas d'extension d'équipements, il n'y a pas la place nécessaire pour mettre en œuvre les dispositions constructives requises qui garantissent l'exploitation en toute sécurité de la liaison électrique tant pour les personnes que pour les installations

existantes. De plus, en cas de réparation d'une avarie sur le câble électrique, la circulation devra être interrompue pendant plusieurs jours. Enfin, le fort transit électrique dans les câbles peut perturber les systèmes de signalisation ou de sécurité, cette difficulté pouvant toutefois être maîtrisée dans le cas d'un ouvrage neuf à la conception adaptée.

4 GESTION DES CABLES THT

La maintenance d'une liaison souterraine, du moins avec des câbles à isolation synthétique, est quasiment nulle. Il suffit de s'assurer périodiquement que des plantations incompatibles ne sont apparues sur le tracé de la ligne et de vérifier l'intégrité de la liaison souterraine.

Les défaillances des lignes souterraines sont principalement causées par des dommages pendant des travaux de terrassement et par des pannes d'accessoires (jonctions). Les pannes dans le câble proprement dit sont plus rares: les câbles ne sont en effet pas soumis à la plupart des phénomènes météorologiques qui peuvent affecter les lignes aériennes (foudre, vent, neige, amorçage avec la végétation etc.)

Alors que pour les lignes aériennes, l'opération de ré-enclenchement automatique permet fréquemment de remettre immédiatement la ligne sous tension (lors de défauts « fugitifs » comme par exemple quand l'interruption a été causée par la foudre, par un contact accidentel avec une partie de la ligne sous tension ou encore par une pollution élevée sur les isolants), ce n'est généralement pas faisable avec les lignes souterraines pour lesquelles les pannes sont de type permanent.

Les mises hors service pour les câbles sont généralement inférieures en nombre aux interruptions enregistrées pour les lignes aériennes à longueur de réseau équivalente: elles sont toutefois plus longues parce que quelques jours sont normalement nécessaires pour la localisation de l'endroit de claquage et parfois les opérations de réparation ou remplacement total des éléments concernés par la panne durent quelques semaines. Le choix du nombre et du dimensionnement des câbles à installer lors du projet d'une nouvelle ligne ainsi que leur mode de pose (en circuits indépendants) peut permettre de limiter ces inconvénients.

- **Impact visuel :**
L'impact visuel est dû principalement aux nécessités de déboisement : il est donc très réduit mais pas nul.
- **Emprise sur le territoire :**
La bande de terrain sera inconstructible. Des accès permanents à l'ensemble du tracé doivent être maintenus afin de pouvoir intervenir au plus vite en cas d'avarie
- **Bruit :**
La liaison souterraine ne génère aucun bruit le long du parcours, si l'on exclut les grésillement éventuel au extrémités (qui se confond avec celui des autres composants électriques des postes d'extrémité) ou celui des postes de transition dans le cas de connexions aéro-souterraines ou les éventuelles stations de compensation;

Eléments de comparaison	
<i>Lignes souterraines</i>	<i>Lignes aériennes</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Emprise permanente sur le terrain : bande de 3 à 10 mètres de large inconstructible et ayant une limitation de plantation ; • Le long du tracé de la ligne un séchage du terrain peut se vérifier • L'interférence avec les eaux superficielles peut être significative • L'impact visuel est virtuellement nul, si on exclut les postes d'extrémité et les éventuels postes de compensation • Il faut tenir compte de l'emprise permanente liée aux postes de compensation, si nécessaire (2500 à 5000 m² selon la puissance réactive) 	<ul style="list-style-type: none"> • Le principal impact d'une ligne aérienne est la gêne visuelle occasionnée par la présence des pylônes et des conducteurs. • Une ligne aérienne peut être la source d'une certaine nuisance sonore essentiellement par grand vent (bruit éolien dans les câbles et la structure des pylônes) ou par temps humide (effet « couronne » qui se traduit par un grésillement perceptible sous la ligne). • Une ligne aérienne est peu contraignante en matière d'inconstructibilité, d'atteinte à la biodiversité (hors avifaune) et permet la plantation d'espèces d'arbres de basse tige.

- **Champs électromagnétiques :**
L'effet d'écran exercé par les gaines conductrices des câbles permet d'annuler le champ électrique. Le profil du champ magnétique à 1 mètre de hauteur sur le sol pour une liaison en double circuit à deux tri-câbles par circuit, en considérant les conditions nominales de fonctionnement, c'est à dire un courant de 2000A sur chaque circuit est indiqué dans la **Figure 30** Le champ magnétique peut atteindre environ 10 µT à l'aplomb d'un circuit mais décroît très rapidement dès qu'on s'en éloigne (divisé par 5 à 5 mètres et par 15 à 10 mètres). La valeur du champ magnétique est uniforme le long du tracé de la ligne et augmente à l'approche du sol

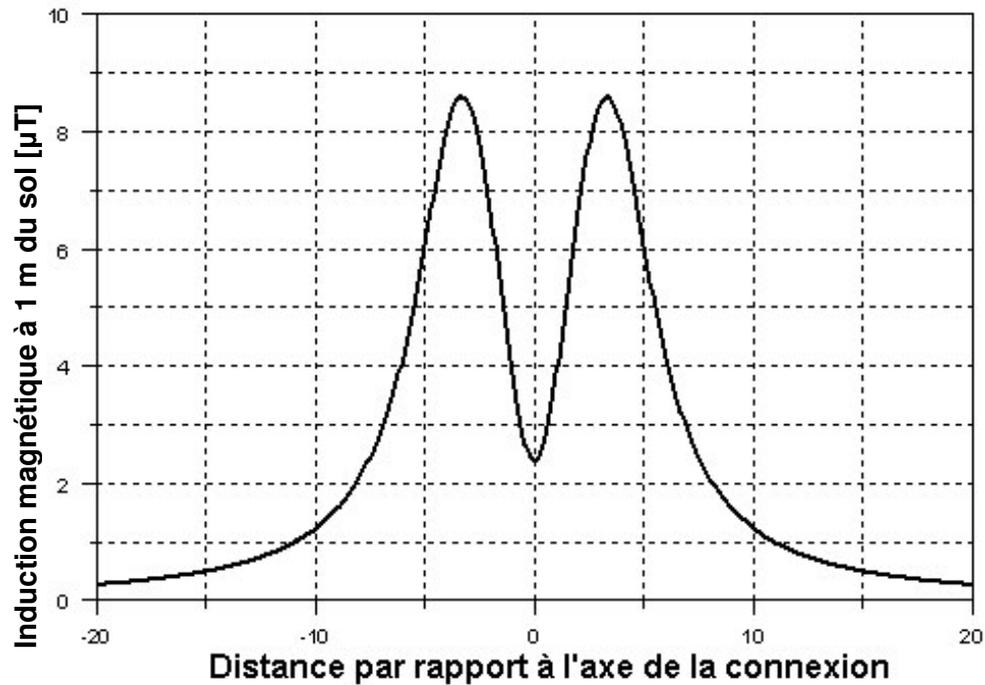


Figure 30 : Profil d'induction magnétique a 1 m du sol pour un double circuit à double tri-câble

Si on tient à réduire le champ magnétique émis (par exemple au voisinage d'habitations etc.) la technique de pose peut prévoir l'utilisation d'écrans (naturellement en augmentant les coûts d'installation). Un exemple d'utilisation d'écran magnétique est indiqué dans la **Figure 31**



Figure 31: écran magnétique - la configuration montrée fait référence à un tricâble

Eléments de comparaison	
Lignes souterraines	Lignes aériennes
<ul style="list-style-type: none"> • Champ électrique nul à l'extérieur de la gaine • Champ magnétique d'environ 10 μT à l'aplomb (la valeur dépend fortement de la configuration de pose) ; profil uniforme le long du tracé ; champ magnétique augmente vers le sol. • Largeur de fuseau (pour un simple tricâble en trèfle) à 3 μT : 16 m • Largeur de fuseau (pour un simple tricâble en trèfle) à 0.2 μT : 60 m 	<ul style="list-style-type: none"> • Champ électrique à environ 5 kV/m à 1 m du sol qui décroît à 0,5 kV/m à 50 m de l'axe de la ligne • Champs magnétique d'environ 10-15 μT (valeur dépendant de la configuration des conducteurs et de la hauteur des poteaux) ; champs variable le long du tracé, en diminution sensible à l'approche des pylônes (où les conducteurs sont plus éloignés du sol) ; le champs magnétique diminue au sol ; • Largeur de fuseau (pour une ligne aérienne à un circuit) à 3 μT : 70 m • Largeur de fuseau (pour une ligne aérienne à un circuit) à 0.2 μT : 300 m

6 COÛTS D'UN CABLE THT

6.1 Coûts d'investissement

Pour une puissance à transiter importante qui nécessite deux circuits, le coût de base incluant les fournitures (câbles et jonctions), le génie civil (tranchée, enrobage) et la main d'œuvre est compris dans une fourchette de 4 à 8 M€/km en zone rurale pour un double tricâble , suivant la nature du sol (meuble ou rocheux), les conditions d'accès, les intempéries etc. La **Figure 32** reporte les coûts d'investissement moyens pour l'installation de câbles et de lignes aériennes en plaine en fonction de la capacité de transit requise.

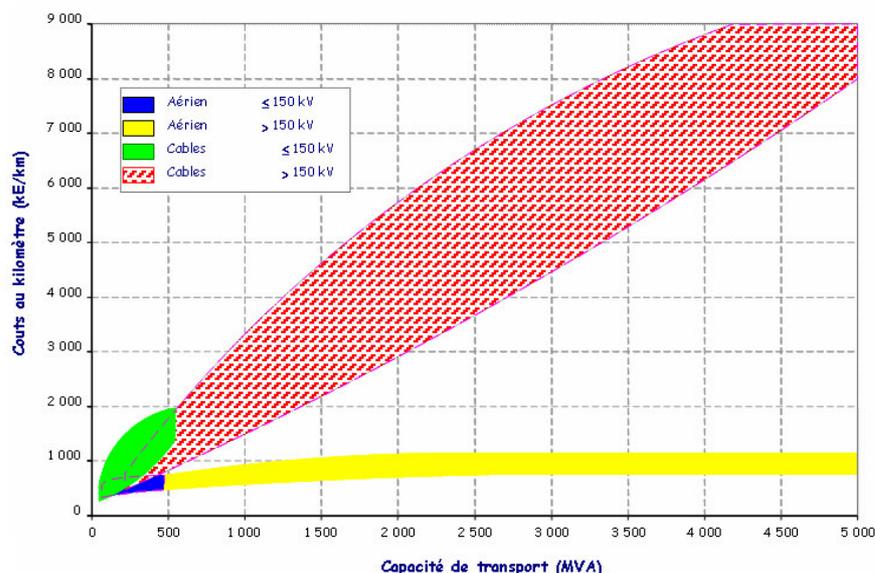


Figure 32 – Coût au kilomètre par rapport à la capacité de transport (source Jicalble 2007)

Ce coût exclut les ouvrages d'art (galeries ou tunnel) ou des franchissements d'obstacles par passage en sous-œuvre (forages dirigés) ainsi que les dispositifs de compensation de capacité nécessaires pour les grandes longueurs (20 à 30 km). Le franchissement d'obstacles tels que les cours d'eau, les voies de circulation routière ou ferroviaires exigent l'utilisation de techniques et de matériels spécifiques (fonçage ou forage dirigé). Dans ces situations plus critiques les coûts d'investissement peuvent même largement dépasser les 10 M€/km. Le coût d'investissement d'une liaison souterraine 400 000 volts de forte puissance ne peut se chiffrer *a priori* tant la variabilité est considérable. Seule une étude sur un cas réel est pertinente.

Du point de vue de la compensation du réactif les chiffres indicatifs suivants sont indiqués :

- Coût d'investissement du matériel électrique de compensation : 6 k€/MVAR (il faut compter comme ordre de grandeur une puissance de compensation à 75% pour un double circuit de 20 MVAR/km)
- Coût d'investissement du poste de compensation (ouvrages de génie civil, matériels électriques, système de contrôle-commande etc.): 750 k€
- Coût d'investissement des 6 extrémités de câble (si le poste n'est pas d'extrémité) avec leur support : 300 k€

Le coût total de réalisation d'un poste de transition aéro-souterraine THT pour une ligne double terre qui se connecte à une ligne en câble en tunnel (2 circuits) se chiffre à environ 450 k€. Il faut considérer que pour un siphon 2 postes de transition sont nécessaires.

Un exemple comparatif des coûts d'investissement pour la réalisation d'une ligne enterrée en plaine le long d'une infrastructure technologique existante (par exemple le long d'une route, ou le long du couloir d'une voie ferrée etc.) sans défis techniques particuliers (traversées d'agglomérations, traversée de montagnes etc.) est montré dans la **Figure 33**. On y reporte les coûts d'investissement en fonction de la longueur de ligne sur une plage de 10 à 100 km et pour un taux d'enfouissement variable de 0% (ligne aérienne) à 100% (ligne entièrement en souterrain). Sont pris en compte, à partir des longueurs adéquates les coûts des postes de compensation, des postes d'extrémité et des postes de transition, si nécessaire. On peut constater que tous ces derniers éléments n'ont pratiquement pas d'influence sur le profil des coûts, qui est essentiellement lié à la pose de l'ouvrage principal.

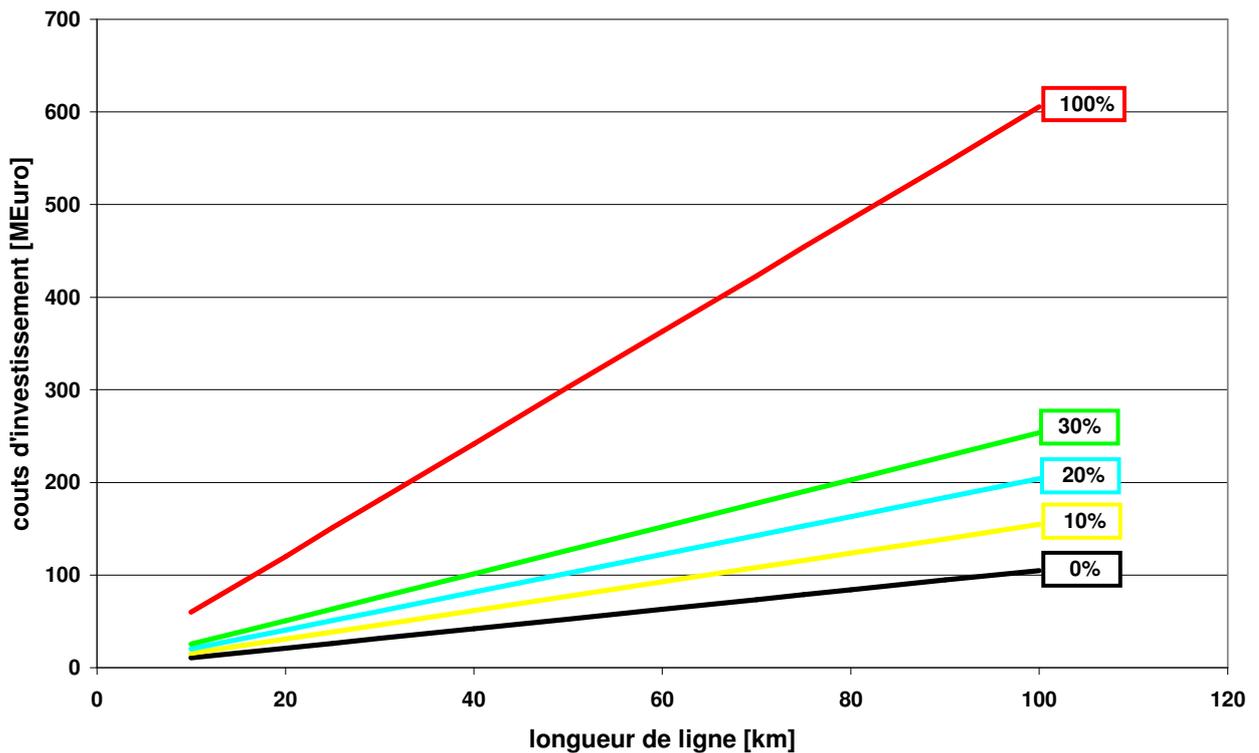


Figure 33 : Coûts d'investissement en fonction de la longueur de la ligne pour différents taux d'enfouissement

6.2 Coûts de gestion et démantèlement

Les coûts de gestion, qui comprennent la surveillance, la maintenance, le suivi des lignes et de leurs alentours en considérant une durée de vie de 30 ans peuvent se chiffrer à moins de 1000 €/km, ce qui est quasiment négligeable ; de plus, les pertes Joule étant moindres, grâce aux fortes sections des conducteurs, le coût est réduit à 120 k€/km (en tenant compte des paramètres suivants : 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).

En ce qui concerne la compensation du réactif, les données internationales sont les suivantes :

- Coût de gestion d'une station de compensation (sur une durée de vie présumée de 30 ans): négligeable
- Coût des pertes d'une station de compensation (en considérant le coût de l'énergie: 0.035 €/kWh, le taux d'actualisation 6.5% et une durée de vie présumée : 30 ans): 9 k€/MVA_r.
- Coût de dé-fabrication d'une station de compensation : 0.2 k€/MVA_r

Un représentation simplifiée du coût du cycle de vie en fonction de la longueur de la ligne et pour différents taux d'enfouissement est indiquée dans la **Figure 34**. Par rapport à la figure précédente on y perçoit l'influence des pertes des postes de compensation qui déforme légèrement la courbe des coûts des options souterraines et on constate un léger rapprochement relatif des courbes extrêmes causé par l'influence des pertes de l'option aérienne qui sont plus importantes que celles des câbles enterrés. Il faut constater, néanmoins, que dans tous les cas ce sont bien les coûts d'investissement qui ont une influence primordiale.

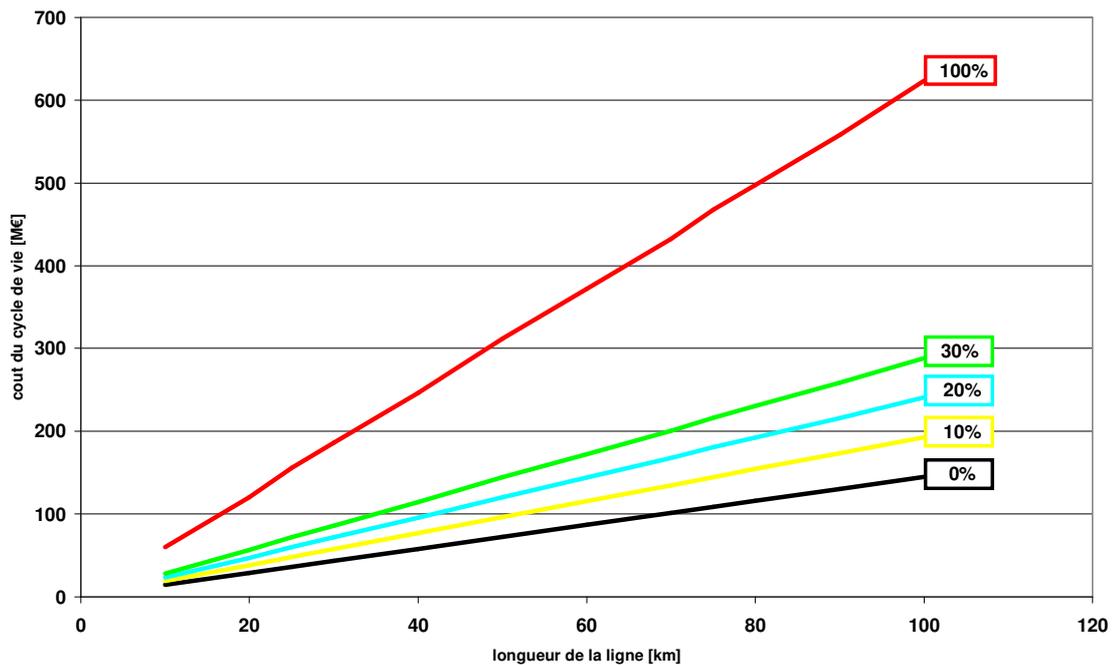


Figure 34 : Coûts du cycle de vie en fonction de la longueur de la ligne pour différents taux d'enfouissement

Éléments de comparaison	
<i>Lignes souterraines</i>	<i>Lignes aériennes</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Fourchette de coûts d'investissement en zone rurale sans obstacles majeurs: 4 à 8 M€/km pour un double tricâble ; • Il est quasiment impossible d'évaluer a priori les coûts de réalisation en présence d'obstacles majeurs : une étude détaillée dans le contexte spécifique doit être conduite. Dans ces situations les coûts investissement peuvent largement dépasser les 10 M€/km • Coûts de compensation du réactif (nécessaire si la longueur de la connexion dépasse 25 à 30 km): 150 k€/km • Coûts d'une paire de postes de transition aéro-souterraine : 900 k€ • Coûts de gestion et de maintenance (O&M) : négligeables par rapport au coût d'investissement • Coût des pertes : 2% du coût d'investissement • Coûts de démantèlement en fin de vie : 0.08% du coût d'investissement 	<ul style="list-style-type: none"> • Fourchette de coûts d'investissement en zone rurale : 0.6 à 1 M€/km • Coûts des tronçons en montagne : 1.5 à 2 M€/km • Coûts de gestion et de maintenance (O&M) : 2.5-3% du coût d'investissement • Coût des pertes : 40% du coût d'investissement • Coûts de démantèlement en fin de vie : 0.05% du coût d'investissement

7 LES LIGNES MIXTES AERO-SOUTERRAINES

Les solutions aéro-souterraines sont appelées « siphons » : elles sont essentiellement constituées de deux tronçons de ligne aérienne connectés par un câble. (voir **Figure 35**)

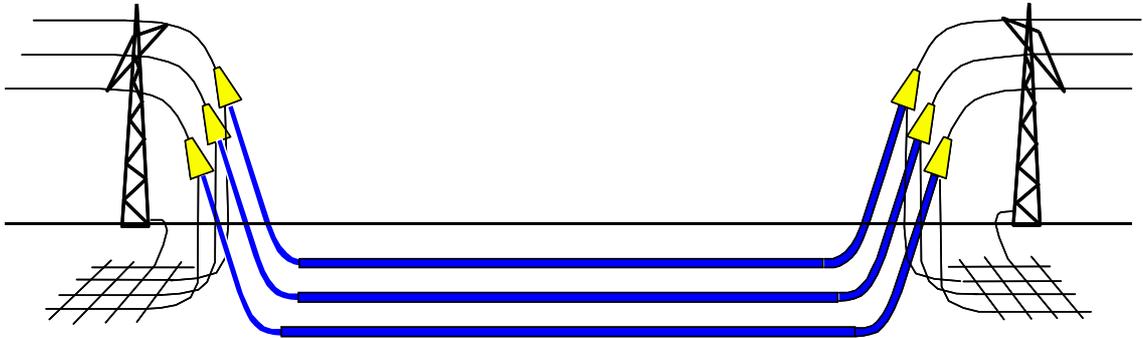


Figure 35 : Schéma d'un siphon

Ces solutions technologiques sont utilisées pour la traversée de vallées ou de rivières dont la largeur dépasse la portée maximale d'une ligne aérienne ou pour enfouir un tronçon de ligne à l'approche de zones protégées ou densément peuplées. La transition entre la ligne aérienne et la ligne souterraine se fait sur un pylône ou par un poste dénommé « poste de transition ». À bien réfléchir, presque toutes les liaisons souterraines THT sont du type mixte aéro-souterrain ; il est en effet très rare qu'une liaison de grande longueur soit complètement enterrée.

Une installation récente qui utilise la technologie mixte a été mise en service au Danemark.

7.1 Projet ELTRA au Jutland – Danemark

Le projet sert à compléter l'anneau 400kV du Jutland au Danemark. Il consiste en une connexion THT entre les villes de Aalborg et Aarhus. La décision de réaliser la nouvelle ligne a été prise par les ministères de l'Énergie et de l'Environnement danois pour constituer une épine dorsale solide et stable qui puisse accueillir dans le système électrique une puissance importante fournie par des unités de production dispersées constituées de petits groupes à cycle combiné et d'aérogénérateurs. En effet les variations importantes de production doivent être compensées par une capacité de réaction du réseau qui doit être capable de transporter de grandes quantités de puissance sur des distances importantes pour contrebalancer cette variabilité de la production.

La liaison, d'une longueur totale de 140 km, est principalement aérienne, avec trois tronçons enterrés, pour une longueur totale souterraine de 14 km. La réalisation de la ligne a été l'occasion d'enfouir un certain nombre de tronçons de ligne à 150 kV dans les aires urbaines. Le coût total annoncé a été de 140 M€. Le type de câble (dimensionnement) utilisé ainsi que les conditions de pose qui sont très particulières ont permis d'abaisser d'une façon très significative le rapport du coût d'enfouissement, qui, dans le cas spécifique se chiffrait à 4.5 selon les données communiquées.

Une particularité de cette réalisation est le dimensionnement du câble souterrain: celui-ci a été effectué en tenant compte du principe d'équivalence entre la capacité de transit à court terme de la ligne aérienne et du câble enterré : la ligne aérienne est dimensionnée pour une capacité de 2000 MVA (2800 A) et sa charge maximale (liée à l'allongement des conducteurs avec la température et par conséquent leur rapprochement par rapport au terrain) est limitée à quelques minutes à peine. Les deux lignes souterraines connectées en parallèle ont une capacité totale de 1000 MVA (1400 A). Les câbles souterrains peuvent être mis en surcharge pendant 30 heures à 2000 MVA. Chaque câble peut être exploité à 800 MVA pendant environ 100 heures, pour permettre la réalisation d'opérations d'entretien sur un terrain de la ligne aérienne en limitant la gêne causée au fonctionnement du réseau. Un système de suivi de la température du conducteur des câbles est installé pour en surveiller la capacité de transport. Ces considérations ont conduit à adopter un câble souterrain ayant un conducteur de 1200 mm², isolé en XLPE d'une épaisseur de 28 mm, blindé par un écran composé de 117 fils de 1.8 mm de diamètre.

Cette réalisation est la première pose des câbles THT directement enterrés en zones agricoles et parc naturels. La ligne a été mise en service en août 2004.

La structure des câbles utilisés dans les tronçons souterrains et sous-marins comporte une section de conducteur très réduite par rapport à la capacité de transport prise en compte et un dimensionnement de l'isolation à la limite inférieure de la technologie, afin d'en contenir les coûts de réalisation. Les modalités de pose des câbles sont montrées dans la **Figure 36** : les câbles sont directement enterrés sur une couche de sable sans tunnel ni fourreau : cette solution permet de réduire les coûts d'installation mais limite les possibilités d'exploitation des lignes (capacité de charge, fiabilité, accidents potentiels) et du terrain (niveau de champs électromagnétiques).

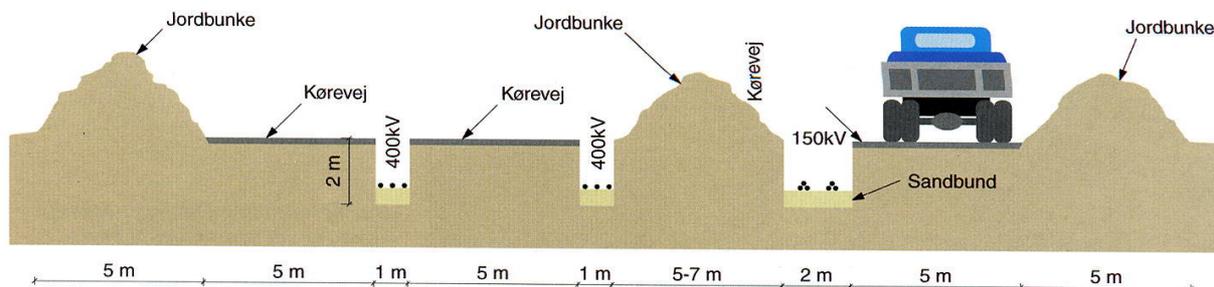


Figure 36: Mode de pose des tronçons souterrains de la ligne danoise

Les câbles à isolation synthétique, nous l'avons vu, sont connectés au réseau au moyen d'extrémités (ou terminaisons). Les extrémités sont normalement placées à l'intérieur d'un poste, sauf dans le cas des siphons où elles peuvent être placées directement sur un pylône de la ligne aérienne, lorsque les contraintes de niveau de tension, de protection des personnes, d'impact visuel, de protection contre les actes de vandalisme le permettent. Cette solution est montrée dans la **Figure 37**. Dans le cas de lignes THT le poids des équipements et les espaces de séparation qui sont nécessaires pour garantir la tenue diélectrique imposent l'utilisation de postes de transition, qui sont des aires clôturées proches du pylône aérien, dans lesquelles sont placés, comme dans un poste électrique, tous les équipements nécessaires à la transition. Cette solution est montrée dans la **Figure 38**

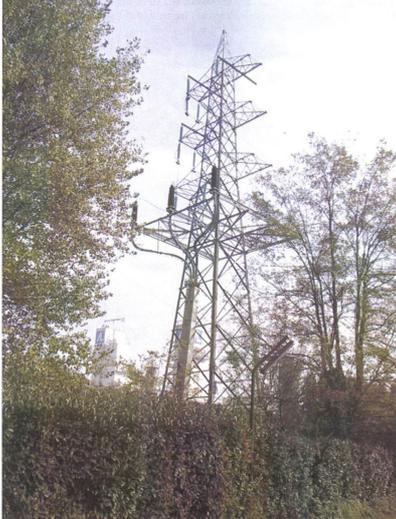


Figure 37: extrémités de câble accrochées à un pylône de ligne aérienne HT à 130kV



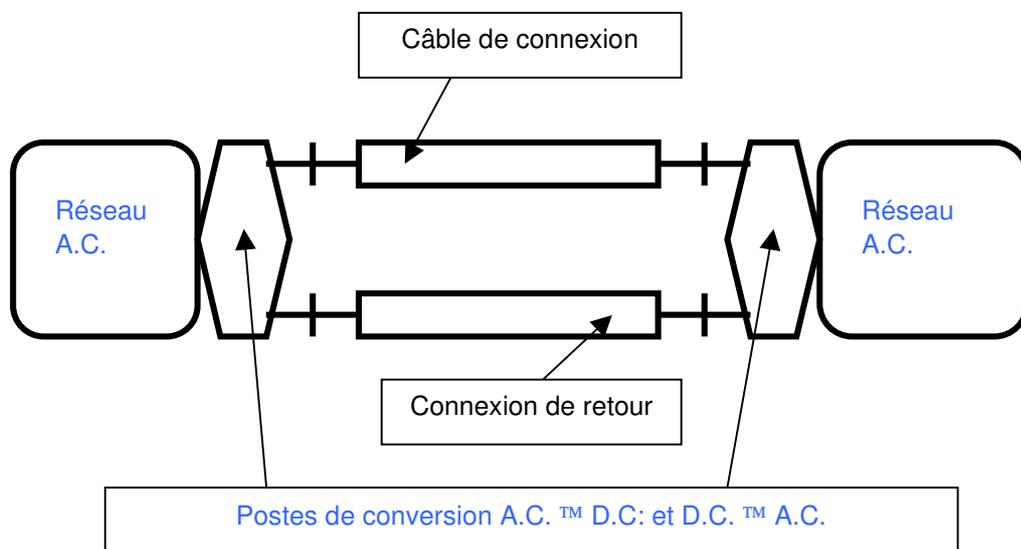
Figure 38: poste de transition aéro-souterrain dans un réseau THT

Il est nécessaire de prévoir un dispositif de protection spécifique du câble contre les défauts d'isolement. Ce système de protection ne doit pas interférer avec celui propre à la partie aérienne et doit posséder une alimentation électrique spécifique.

8 AUTRES ALTERNATIVES : CONNEXIONS EN TENSION CONTINUE

Dans l'état actuel des technologies, si l'on considère une ligne de grande envergure en termes de capacité de transit et de distances à parcourir, une seule solution alternative aux lignes aérienne et souterraine en tension alternative peut être prise en compte : la technologie en très haute tension à courant continu. Il est en effet fort peu probable que les lignes à isolation gazeuse (dont les applications sont dans le monde entier limitées à quelques centaines de mètres) ou que les technologies à supraconductivité (qui sont encore actuellement du domaine du laboratoire ou de démonstration sur site) puissent avoir un essor et un développement tels pour jouer un rôle significatif lorsqu'on traite de réalisation sur le court ou moyen terme. De toute façon, afin de compléter l'information technique, nous reportons en annexe les détails des développements récents de ces deux technologies, sur la base des rapports rédigés en 2003 et 2006, à l'occasion des débats publics France-Espagne et Cotentin-Maine.

Le schéma de principe d'une liaison en courant continu est le suivant :



AC : courant alternatif

DE : courant continu

Les deux réseaux en courant alternatif sont reliés à travers une liaison en courant continu, constituée d'un poste de conversion de départ dans lequel s'opère la conversion du courant d'alternatif à continu, un câble de liaison dans lequel passe le courant qui alimente le deuxième réseau et un poste de conversion d'arrivée dans lequel s'opère la conversion du courant de continu à alternatif. 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 liaison. La description détaillée des composants et des rôles respectifs d'une liaison en courant continu est indiquée en annexe à ce rapport.

Nous allons ci-dessous en résumer les enjeux, en les comparant à ceux des autres technologies prises en compte, c'est-à-dire la ligne aérienne en courant continu et la ligne (partiellement) enfouie courant alternatif

Les systèmes à très haute tension continue peuvent avoir deux types de configuration, suivant le type de convertisseur utilisé :

- **LCC** (Line Commutated Converters) : convertisseurs à commutation de ligne, dont les éléments de base sont des thyristors : ils ont été développés dès les années 50 (à l'époque les thyristors étaient à vapeurs de mercure, tandis qu'actuellement ce sont des composants d'électronique de puissance basés sur le silicium) et se basent sur une technologie très affirmée et stable. Ils sont adaptés pour le transport de grandes quantités d'énergie aux niveaux de tension les plus élevés (le niveau +- 600 kV est tout à fait stabilisé, alors qu'on qualifie actuellement pour le marché chinois les composants de ligne et de poste pour le 800 kV) ; ce système nécessite d'importants réseaux en amont et en aval et permet le flux de puissance dans les deux sens. Des filtres et des bancs de condensateurs sont nécessaires pour la production du réactif nécessaire au fonctionnement ;
- **VSC** (Voltage Source Converter) : convertisseur à source de tension, dont les éléments de base sont les IGBT (Transistors Bipolaire à Porte Isolée) dont la réalisation est plus récente et basée sur les retombées de l'électronique de puissance moderne. Cette technologie, développée à la fin des années '90 est en train de se diffuser dans le monde entier grâce à ses coûts compétitifs et à sa plus grande simplicité. La technologie ne nécessite pas de réseau fort en amont et en aval (aucune nécessité de compenser le réactif par des moyens extérieurs) et est très intéressante pour acheminer à terre l'énergie produite par les éoliennes en haute mer. Les applications actuellement en cours sont relatives à des puissances d'au maximum 800 MW (pour donner l'équivalence d'une ligne 400 kV en double terre il faudrait prévoir 2 systèmes en parallèle). Cette option technologique étant très récente pour les niveaux de puissance qui concernent cette étude, nous la citons sans l'approfondir ultérieurement.

Cette option, nous l'avons vu, nécessite deux postes de conversion AC/DC (un en amont et un en aval) pour pouvoir se connecter sur le réseau à très haute tension existant. Ces postes, très coûteux et exigeants en occupation d'espace, limitent de fait l'application de cette technologie. Les postes sont équipés des principaux éléments suivants :

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

Du point de vue de la technologie de transport d'électricité, l'option en courant continu comporte deux volets :

- Ligne aérienne en courant continu
- Ligne enterrée en courant continu

En ce qui concerne la ligne aérienne :

Les lignes aériennes en courant continu ont les mêmes éléments constitutifs de base que celles en courant alternatif : les pylônes « treillis », les chaînes d'isolateurs, les conducteurs (il y en a 2 au lieu de 3 ou 6) et les accessoires mécaniques ; néanmoins les caractéristiques techniques de chaque composant sont spécifiques pour les applications en courant continu 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 courant continu est nettement plus élevée que celle d'une ligne en courant alternatif de même gabarit. Un exemple visuel de ce fait est montré en **Figure 39** dans laquelle sont comparées deux lignes THT ayant une capacité de transport semblable: une ligne 800 kV en courant alternatif ayant une capacité de transport de 2000 MVA et occupant un couloir de 75 m et une ligne 500 kV en courant continu, avec une capacité de 3000 MW et occupant un couloir de 50m de largeur.



Figure 39 : comparaison d'envergure entre une ligne aérienne en tension alternative et une ligne aérienne en tension continue de même capacité

Le même concept est montré dans la **Figure 40** 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 x 3000 MW).

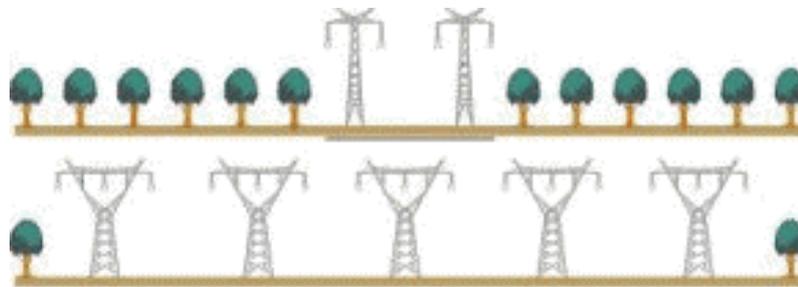


Figure 40 : : Comparaison de la largeur de couloir requise par le deux lignes HVDC 500 kV Trois-Gorges- Shanghai et par les lignes HVAC ayant la même capacité de transport

Contrairement à ce qui se passe pour les lignes conventionnelles, les lignes HVDC ne présente pas de champ magnétique de basse fréquence mais uniquement un champ fixe, très inférieur au champ magnétique terrestre : les enjeux environnementaux en sont donc d'autant réduits.

En ce qui concerne les câbles (enterrés ou sous-marins),

les technologies de construction sont les suivantes :

- **Câbles à isolation en huile fluide** (Self-Contained fluid filled cables – SCFF) : ce sont des câbles dont le système d'isolation est composé de papier qui est imprégné d'un fluide synthétique à basse viscosité (huile) qui est maintenu constamment en pression dans un conduit

pratiqué dans le centre du conducteur : ceci induit une limitation du 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. Une fuite éventuelle d'huile constitue un danger potentiel pour l'environnement ;

- **Câbles à isolation solide** : ce 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 (liaison à 400kV 500MVA longueur 160km).
- **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.

Les modes de pose des câbles HVDC peuvent être comparés à ceux des câbles en courant alternatif, avec un avantage très important constitué par le fait que la liaison comporte 2 à 4 câbles (+ 1 câble pour le retour du courant) au lieu de 12 câbles. Les tranchées en sont d'autant plus étroites et les impacts sur l'environnement d'autant moins importants. La **Figure 41** montre l'installation d'un câble en tension continue à +- 300 kV en Australie, le long d'une route. Il faut remarquer la grande simplicité de pose.



Figure 41 : chantier de pose d'un câble HVDC en Australie

Les techniques modernes de pose peuvent être utilisées dans les tronçons comportant de plus grandes difficultés de réalisation : la **Figure 42** se réfère encore à l'installation australienne.



Figure 42 : utilisation de techniques modernes de pose automatisée dans les zones rurales en Australie

Les contraintes de transport routier étant les mêmes que pour les câbles conventionnels, les étapes de pose comportent la réalisation des terminaisons et des jonctions. Ceci se fait comme de coutume en apprêtant des refuges provisoires (voir **Figure 43**) le long du parcours. Il est important de remarquer que le nombre de jonction est grandement moindre à cause de la présence d'une quantité de câbles beaucoup moins élevée.



Figure 43 : structure provisoire pour la réalisation des jonctions

Les impacts d'une ligne HVDC, en termes d'emprise sur le terrain, durée de chantier, impact de chantier, vitesse moyenne d'avancée, emprise permanente, interférences sont comparables à ceux d'une ligne à courant alternatif de technologie semblable (aérienne ou enterrée). Deux différences principales subsistent :

- L'absence champs magnétiques de basse fréquence
- La présence des postes de conversion d'extrémités, qui occupent chacun une surface d'environ $30\text{m}^2/\text{MW}$, sans compter les arrivées et les jeux de barres 400 kV. Pour un poste 4000 MW en bipôle il faut donc compter une occupation de surface d'environ $120\,000\text{m}^2$

8.1 Coût des investissements

- 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 et du type de contrôle-commande ; le chiffrage des infrastructures dépend des conditions d'installation, c'est-à-dire de la nécessité d'acquérir un nouveau terrain, de modifier le réseau existant etc. Il est très difficile de détailler les coûts pour la réalisation d'une liaison en courant continu car les deux principaux constructeurs européens fournissent des devis « clés en main » sans en détailler les points. Comme ordre de grandeur on peut évaluer 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 environ de 200 k€/MW ;

- Câbles HVDC :

De même que pour les postes de conversion, les données sur les coûts d'achat et de mise en œuvre de câbles HVDC sont difficilement extrapolables des devis fermés des constructeurs ; dans des situations de pose normales pour chacun des câbles considérés, on peut prendre en compte les chiffres qui sont indiqués dans le tableau suivant :

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

8.2 Coût d'exploitation et d'entretien

- L'entretien des postes porte à un coût d'exploitation qui peut être estimé à environ 0.5% du coût d'investissement chaque année
- En général, le coût d'entretien des câbles 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 postes de conversion. Il pourrait toutefois 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 à 0.25 M€/an/100 km de câble

8.3 Coût des pertes

- Le coût des pertes pour les postes HVDC peut s'estimer en 0.035 M€/MW avec les hypothèses financières utilisées pour les autres scénarios, c'est-à-dire un coût de l'énergie: 0.035 €/kWh, un taux d'actualisation : 6.5% et une durée de vie présumée : 30 ans
- Dans les mêmes hypothèses les coûts des pertes pour les câbles peuvent se chiffrer à 600 €/km de câble.

9 COMPARAISONS

	Ligne aérienne	Câbles souterrain en tension alternative avec compensation du réactif	Ligne aérienne avec siphon 25% sans compensation du réactif	Ligne HVDC souterrain
Flexibilité de correction du dimensionnement en fonction des changements des conditions réseau	<ul style="list-style-type: none"> Possibilité d'augmentation de portée par renforcement ligne et remplacement conducteurs jusqu'à 30% 	<ul style="list-style-type: none"> Très limitée et couteuse : les câbles doivent être dimensionnés pour la portée prévue à long terme 	<ul style="list-style-type: none"> La limitation est liée à la présence des câbles . Nécessité de dimensionnement pour la portée prévue à long terme 	<ul style="list-style-type: none"> La limitation est liée tant à la présence des câbles qu'à celle des postes de conversion. Contrairement au comportement des lignes et des câbles en tension alternative, le flux de puissance dans une ligne HVDC est commandé à chaque instant par l'opérateur
Possibilité de surcharge	<ul style="list-style-type: none"> Surcharge limitée à environ 10% pour une dizaine de minutes 	<ul style="list-style-type: none"> Surcharge jusqu'à 200% pour quelques dizaines d'heures avec vieillissement accéléré du câble 	<ul style="list-style-type: none"> Surcharge limitée par la présence des tronçons aériens 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune surcharge n'est admise au flux de puissance contrôlé par l'opérateur ; la construction étant modulaire on peut ajouter une section de conversion : c'est un nouvel ouvrage à tous les effets
Nécessité de compensation du réactif	<ul style="list-style-type: none"> Aucune pour les longueurs d'intérêt pour cette étude 	<ul style="list-style-type: none"> Nécessité de compenser le réactif à partir de longueurs de 25 à 30 km : puissance de compensation environ 25 MVar/km pour une double tricâble 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune dans le cas pris en compte (longueur totale des siphons inférieure à la longueur maximale sans compensation) 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune nécessité de compenser le réactif

	Ligne aérienne	Câbles souterrain en tension alternative avec compensation du reactif	Ligne aérienne avec siphon 25% sans compensation du reactif	Ligne HVDC souterrain
Emprise de chantier	<ul style="list-style-type: none"> • Chantier discontinu le long du tracé : pointillé à chaque pylône, tous les 300 à 500 m. Sauf lors de la pose des conducteurs ; • Chantier à chaque pylône occupe environ 800m² • Nécessité de pistes d'accès 	<ul style="list-style-type: none"> • Chantier d'environ 1,5 km de longueur ayant un front variable 3-4 mètres de chaque côté d'une route à 15 mètres y comprise la route de service ; • Aucune piste d'accès si le chantier se développe le long d'une route ; • Chantier civil et technologique important pour la construction et la mise en service des postes d'extrémité et des postes de compensation du réactif ; 	<ul style="list-style-type: none"> • Chantier ayant des caractéristiques intermédiaires entre la ligne aérienne et le câble enterré ; • Chantier civil et technologique important pour la construction et la mise en service des postes de transition aéro-souterrain 	<ul style="list-style-type: none"> • Chantier ayant une caractéristique linéaire semblable à celle des câbles enterrés, mais ayant une largeur nettement moindre, car il faut poser de 3 à 5 câbles au lieu des 12 câbles du double circuit en double tricâble ; • Chantier civil et technologique important pour la construction et la mise en service des postes de conversion ayant une surface d'environ 150000 m²
Vitesse d'avancement de chantier	<ul style="list-style-type: none"> • Chantier avance en moyenne de 50 à 100 m per jour en milieu rural. 	<ul style="list-style-type: none"> • Chantier avance en moyenne de 30 à 80 m par jour : le temps de réalisation des pylônes : environ 60 jours (tt compris) ; 	<ul style="list-style-type: none"> • Chantier ayant des caractéristiques intermédiaires entre la ligne aérienne et le câble enterré ; • La longueur de câble étant plus limitée que celle du tronçon de ligne aérienne, la vitesse totale est plus fortement liée à celle du tronçon aérien 	

	Ligne aérienne	Câbles souterrain en tension alternative avec compensation du reactif	Ligne aérienne avec siphon 25% sans compensation du reactif	Ligne HVDC souterrain
Impact de chantier	<ul style="list-style-type: none"> Engins de mouvement et de transport de terre Poussière et pollution dues au transit de camions Bruit de terrassement et d'injection de ciment 	<ul style="list-style-type: none"> Engins de mouvement et de transport de terre Poussière et pollution dues au transit de camions Bruit de terrassement 	<ul style="list-style-type: none"> Engins de mouvement et de transport de terre Poussière et pollution dues au transit de camions Bruit de terrassement 	<ul style="list-style-type: none"> Engins de mouvement et de transport de terre Poussière et pollution dues au transit de camions Bruit de terrassement
Emprise permanente et limitations d'utilisation du terrain le long de la ligne	<ul style="list-style-type: none"> 250 m² par pylône ; 1 pylône tout les 300-400 m Sont admises sous la ligne des cultures de hauteur limitée 	<ul style="list-style-type: none"> Chaque 1000 m chambres de jonction inspectables ; Sur une largeur de 5 à 6 mètres pour chaque double tricâble limitations aux cultures ; Emprise moins évidente en cas de pose le long d'une route ; 	<ul style="list-style-type: none"> Impact permanent ayant des caractéristiques intermédiaires entre la ligne aérienne et le câble enterré 	<ul style="list-style-type: none"> Comme pour les câbles
Impact visuel	<ul style="list-style-type: none"> Très important : la hauteur des pylônes pour les lignes double terne à 400 kV est de l'ordre de 50 à 60 mètres ; Si les câbles ne sont pas colorés artificiellement (laques vertes, brunes, noires ou bleues) ils réfléchissent la lumière et peuvent être très apparents en contraste sur le fond ; 	<ul style="list-style-type: none"> Pratiquement nul le long du parcours (à part les limitations de culture) ; Impact des postes d'extrémité et de compensation du réactif semblables à ceux des postes de transformation en très haute tension; 	<ul style="list-style-type: none"> Situation intermédiaire entre la ligne aérienne et le câble enterré Impact des postes de transition aéro-souterraine semblables à ceux des postes de transformation en très haute tension 	<ul style="list-style-type: none"> Pratiquement nul le long du parcours (à part les limitations de culture) ; L'impact visuel des postes de conversion est constitué d'un poste en extérieur fort semblable en apparence à un poste de transformation et d'une série de bâtiments de 20 à 25 mètres de hauteur ;

	Ligne aérienne	Câbles souterrain en tension alternative avec compensation du reactif	Ligne aérienne avec siphon 25% sans compensation du reactif	Ligne HVDC souterrain
Emprise permanente des postes des conversion, de compensation ou de transition	<ul style="list-style-type: none"> Postes d'extrémité : environ 500 m² par circuit 	<ul style="list-style-type: none"> Au début et à la fin de la ligne : poste de transition : 1200 m² pour double tri câble ; Chaque 25 km poste de compensation : 2000 à 5000 m² ; 	<ul style="list-style-type: none"> A chaque connexion aéro-souterraine, poste de transition : 1200 m² pour double tri câble ; 	<ul style="list-style-type: none"> Postes de conversion
Champ électrique et magnétique	<ul style="list-style-type: none"> Zone de respect à 10μT : 35 m Zone de respect à 0.5μT : 180 m Zone de respect à 0.2 μT : 300 m 	<ul style="list-style-type: none"> Zone de respect à 10μT : 8 m Zone de respect à 0.5μT : 16 m Zone de respect à 0.2 μT : 60 m 	<ul style="list-style-type: none"> Situation intermédiaire entre la ligne aérienne et le câble enterré 	<ul style="list-style-type: none"> Zone de respect à 10μT : 0 m Zone de respect à 0.5μT : 0 m Zone de respect à 0.2 μT : 0m
Coûts d'investissement	<ul style="list-style-type: none"> De 0.6 à 1 M€/km en plaine De 1,5 à 2 M€/km en montagne 	<ul style="list-style-type: none"> De 4 à 8 M€/km pour un double tri câble en zone rurale Plus de 10 M€/km en cas d'obstacles majeurs Coûts de compensation du réactif : environ 150 k€/km 	<ul style="list-style-type: none"> Situation intermédiaire entre la technologie aérienne et enfouie Coût d'une paire de postes de transition aéro-souterraine : 900 k€ 	<ul style="list-style-type: none"> Coût des postes de conversion (deux postes) : 200-230 k€/MW Coût de la ligne en câble enterré : environ 1 M€/km
Coûts du terrain	Cet aspect doit être considéré avec précision car il peut avoir une influence majeure sur la priorité économique des solutions technologiques envisagées : en effet si on considère le coût du terrain édifiable, le coût des ouvrage d'urbanisation, les coûts de construction d'un immeuble, le profit de l'investissement immobilier et en tenant compte des zones de respect pour les champs électromagnétiques (voir par exemple [5] dans lequel on calcule que pour un terrain ayant un coût d'environ 34 €/m ² , les coûts du cycle de vie d'une ligne aérienne double terna de longueur inférieure à 10 km sont équivalents à ceux d'un câble enterré de même portée.			
Coûts de gestion	<ul style="list-style-type: none"> 2 à 3% du coût d'investissement 	<ul style="list-style-type: none"> 1,5 à 2% du coût d'investissement ; 	<ul style="list-style-type: none"> Environ 2% du coût d'investissement ; 	<ul style="list-style-type: none"> Environ 2,5% du coût d'investissement

	Ligne aérienne	Câbles souterrain en tension alternative avec compensation du reactif	Ligne aérienne avec siphon 25% sans compensation du reactif	Ligne HVDC souterrain
Coûts des pertes	<ul style="list-style-type: none"> • Environ 100 k€/km*an • Sur la durée de vie : 40% du coût d'investissement 	<ul style="list-style-type: none"> • Environ 50 k€/km*an • Sur la durée de vie : 2% du coût d'investissement 	<ul style="list-style-type: none"> • Situation intermédiaire entre la technologie aérienne et enfouie 	<ul style="list-style-type: none"> • Environ 130 k€/km*an
Coûts de démantèlement	<ul style="list-style-type: none"> • 0,05% du coût d'investissement 	<ul style="list-style-type: none"> • 0,08% du coût d'investissement 	<ul style="list-style-type: none"> • Situation intermédiaire entre la technologie aérienne et enfouie 	<ul style="list-style-type: none"> • 0,04% du coût d'investissement
Expérience précédente	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie bien maitrisée 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie bien maitrisée sur de brèves distances 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie de transition assez récente mais bien maitrisée 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie bien maitrisée
Fiabilité attendue	<ul style="list-style-type: none"> • Bien maitrisée : nombre de déclenchements élevé mais de courte durée et avec possibilité de ré-enclenchement automatique 	<ul style="list-style-type: none"> • Plutôt bien maitrisée : nombre de déclenchements pour causes internes très limité mais durée de réparation très élevée ; • Le ré-enclenchement automatique n'est pas possible 	<ul style="list-style-type: none"> • Situation intermédiaire entre l'aérien et le souterrain ; • Difficulté de protection à cause de la présence de paramètres électriques très différents entre le tronçon aérien et le tronçon câble 	<ul style="list-style-type: none"> • Bien maitrisée • Nombre de déclenchements pour causes internes très limité mais durée de réparation très élevée

10 REFERENCES

- [1] B.Cova, M. De Nigris, G. Pirovano, P.Stigliano, « Etude de faisabilité technico-économique d’alternatives à la réalisation d’une ligne à très haute tension entre la France et l’Espagne », CESI, rapport A2/038822, Milan, décembre 2002
- [2] B.Cova, M. De Nigris, « Etude de faisabilité technico-économique d’alternatives à la réalisation d’une ligne à très haute tension entre la France et l’Espagne : complément d’étude de réseau sur l’influence de la localisation de la ligne », CESI, rapport A3/006235, Milan, mars 2003
- [3] CIGRE WG B1.07 Brochure 338 : “Statistics of AC underground cables in power networks” – Décembre 2007
- [4] CIGRE WG 21.17 Brochure 192: “Construction, laying and installation techniques for extruded and self contained fluid filled cable systems” – Octobre 2001
- [5] R. Benato, M. del Brenna, C. Di Mario, A. Lorenzoni, E. Zaccone: “A new procedure to compare the social costs of EHV-HV overhead lines and underground power XLPE cables” – CIGRE 2006, paper B1-301