

TenneT TSO B.V.

Utrechtseweg 310
Postbus 718
6800 AS Arnhem

Factuuradres
Postbus 428
6800 AK Arnhem

Telefoon 026 373 11 11
Fax 026 373 11 12
www.tennet.org

Handelsregister Arnhem
09155985

TU-Delft

Postbus 5031
2600 GA DELFT

Datum 3 juni 2008

Onze referentie R380 08 0344

Behandeld door

Direct nummer

Direct fax

E-mail

Onderwerp Verzoek offerte systeemstudie en monitoringprogramma

Geachte heer

In aansluiting op de reeks gesprekken, die wij hebben gevoerd, zouden wij u formeel willen verzoeken ons een offerte te doen toekomen inzake het verrichten van een systeemstudie en een monitoringprogramma binnen het project Randstad380 (Noord- en Zuidring), waarin 20 tot 25 km ondergronds zal worden aangelegd (verkabeling).

In eerste instantie willen wij het eens worden over een plan van aanpak voor de beide projecten alvorens overeenstemming te kunnen bereiken over de uitvoering. Derhalve het verzoek aan u om vooralsnog alleen het vervaardigen van de plannen van aanpak aan te bieden.

Graag ontvangen wij deze aanbiedingen voor 20 juni a.s. ter attentie van ondergetekende. Voor nadere inhoudelijke informatie kunt u contact opnemen met de heer [naam] telefoonnummer [nummer] en/of de [naam] via telefoonnummer [nummer] (

1. Stroomstudie kabels Randstad 380 kV.

Met simulatie van een 380 kV kabelsysteem in een vermaasd en internationaal gekoppeld bovengronds 380 kV-net wordt aangetoond hoe in totaal 20 km zwaar belaste kabelverbindingen zich manifesteren in het transportnet.

Hoe wordt de stroomstudie uitgevoerd? Wat zijn de stappen? Met welke input wordt het simulatiemodel gevoed? Wat mogen we als output verwachten? Wat is het tijdschema? Wat verwacht TU-Delft van TenneT?

2. Monitoring Randstad 380 kV

Gedurende een aantal jaren (6-8 jaren) wordt de werking en het gedrag van de 380 kV ondergrondse verbindingen met bijbehorende applicaties gevolgd middels monitoring. Daartoe zal een stappenplan, om te komen tot een monitoringprogramma, worden opgesteld. De stroomstudie onder punt 1 vormt de basis voor het monitoringprogramma.

Hoe wordt de monitoring uitgevoerd? Wat zijn de stappen?

Op de uitvoering van de opdracht is een geheimhoudingsclausule van toepassing zoals u die in bijlage aantreft.

Met vriendelijke groet,
TenneT TSO B.V.

Projectdirecteur Randstad 380

Datum 20 juni 2008
 Ons kenmerk
 Contactpersoon
 Telefoon/fax
 E-mail
 Onderwerp Verzoek offerte systeemstudie en monitoringprogramma
 Referentie R380 08 0344



Technische Universiteit Delft

Faculteit Elektrotechniek, Wiskunde en Informatica
 Afd. Elektrische Energietechniek

TenneT TSO B.V.
 Utrechtseweg 310
 6800 AS Arnhem

Bezoek
 Mekelweg 4
 2628 CD Delft
 Correspondentie
 Postbus 5031
 2600 GA Delft

Geachte heer

In uw brief van 3 juni 2008 verzoekt u ons een offerte uit te brengen voor het maken van een plan van aanpak met betrekking tot het uitvoeren van een systeemstudie kabels Randstad 380 kV en het opzetten en uitvoeren van een monitoring plan Randstad 380 kV.

Wij stellen voor eerst de huidige situatie op 380 kV/ 220 kV in kaart te brengen en deze uit te breiden met de nieuwe verbinding. Vervolgens wordt het verschil onderzocht tussen een geheel bovengrondse verbinding en een verbinding die gedeeltelijk met een hoogspanningskabel wordt uitgevoerd. Het is de bedoeling om het steady state gedrag, het dynamisch gedrag en het transient gedrag van het 380/ 220 kV net te beschouwen. Wij hebben daarvoor ondermeer de netgegevens van het Nederlandse hoogspanningsnet en delen van Duitsland en België nodig. Met net gegevens bedoelen we gegevens over de opwekking, parameters van lijnen en kabels en data van transformatoren. In het plan van aanpak worden deze gegevens nader gespecificeerd.

Wij stellen voor om deze netgegevens in te voeren in onze Real Time Digital Simulator en daarmee onze systeemstudies uit te voeren. Het plan van aanpak bevat een concreet overzicht van de uit te voeren simulaties en het doel dat we er mee willen bereiken, m.a.w. welk probleem wordt onderzocht, wat wordt er als uitkomst verwacht en hoe moet je dat in de praktijk duiden.

Het is onze intentie de systeemstudie in september af te ronden.
 Voor het maken van een plan van aanpak denken wij nodig te hebben.

De kosten hiervan bedragen
 Wij zijn voornemers de systeemstudie uit te laten voeren door

De geheimhoudings clausule wordt daarbij in acht genomen.

Met vriendelijke groet,

Van:
Verzonden: woensdag 11 november 2009 14:30
Aan:
Onderwerp: FW: Studie TH-Delft
Bijlagen: PvA TUD.pdf



PvA TUD.pdf (42
kB)

heb je deze al?

-----Oorspronkelijk bericht-----

Van:
Verzonden: vrijdag 18 juli 2008 16:08
Aan:
CC:
Onderwerp: Studie TH-Delft

Dag

Ten behoeve van onze bijeenkomst van komende maandag om 15.00 uur bij EZ, bijgevoegd het Plan van Aanpak van de TU-Delft, dat we willen toelichten en bespreken. Fijn weekend, met vriendelijke groet,

Plan van aanpak voor een systeemstudie kabels Randstad 380 kV en voor een monitoring plan Randstad 380 kV

Delft, 18 juli 2008
Technische Universiteit Delft,
Faculteit Elektrotechniek, Wiskunde en Informatica

Inhoudsopgave

0.	Samenvatting	1
1.	Inleiding	2
2.	Uitgangspunten	2
3.	Loadflow / dagelijkse bedrijfsvoering	3
4.	Leveringszekerheid	3
5.	Stabiliteit; dynamische analyse	4
6.	Beveiliging	5
7.	Transiënte verschijnselen	5
8.	Monitoringsprogramma	6
9.	Concrete producten aan het eind van de studieperiode (september 2008).....	6
10.	Projectvoorstellen voor verdere studie.....	6
11.	Benodigd datamateriaal	7
12.	Uitvoerenden en contactpersonen van TUD zijde	7
13.	Planning	7
14.	Kosten	7

0. Samenvatting

In het kader van het project Randstad 380 heeft TenneT aan de Technische Universiteit Delft opdracht gegeven een plan van aanpak te maken voor het doen van een systeem studie en het uitvoeren van een monitoringsprogramma. Dit document vormt het plan van aanpak.

Centraal staat de vergelijking van een bovengronds elektriciteitstransportsysteem met ondergrondse kabels en een systeem zonder kabel. Dit onderzoek moet duidelijk maken hoe het toepassen van kabels van invloed is op een aantal aspecten van een gekoppeld systeem. Deze aspecten zijn: de dagelijkse bedrijfsvoering in relatie tot de spannings/blindlast huishouding, de leveringszekerheid, de dynamische analyse, de beveiliging en de transiënte verschijnselen.

Voorts wordt aangegeven hoe een monitoringsonderzoek kan worden ingericht en welke relatie dit onderzoek heeft met de bepaling van de bedrijfszekerheid.

Concreet worden voorstellen gedaan voor de werkzaamheden met eindproducten in de studieperiode. Daarnaast worden er onderwerpen aangedragen die kandidaat zijn voor vervolgotrajecten. De preciese inrichting en selectie wordt samen met TenneT bepaald.

De systeemstudie is beoogd afgerond te zijn half september 2008.

1. Inleiding

Op 3 juni 2008 heeft TenneT TSO aan TU Delft verzocht een offerte uit te brengen voor het verrichten van een systeemstudie en een monitoringsprogramma in het kader van een project Randstad 380. In concreto verzocht TenneT eerst een plan van aanpak te maken (met offerte daarvoor). Na overeenstemming hierover volgt het tweede traject: de eigenlijke studie en monitoring-opzet.

Op 20 juni 2008 heeft TU Delft een offerte uitgebracht voor het genoemde plan van aanpak dat op 3 juli 2008 leidde tot opdrachtverlening door TenneT aan TU Delft.

Dit document bevat de genoemde eerste stap: het definiëren van een plan van aanpak.

Overeenkomstig het standpunt dat de minister van Economische Zaken inneemt, is bij het toepassen van kabels op 380 kV niveau besloten tot maximaal 20 km tracélengte in het project Randstad 380 (totale tracélengte in de Noord- en Zuidring is 80 km). Vervolgens zal eerst een aantal jaren (6-8) praktijkervaring worden opgedaan met dit tracé. Dit levert dan de gegevens op die gebruikt worden voor validatie en verfijning van de gebruikte simulatiemodellen. Pas daarna zal op basis van deze ervaringen worden besloten tot het al dan niet toepassen van ondergrondse 380 kV kabels in andere tracés die gepland zijn in de meerjarenplannen (Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2008-2014, Visie2030).

2. Uitgangspunten.

De systeemstudie behelst het vergelijken van een net met uitsluitend bovengrondse lijnen en een net met een (beperkt) aantal ondergrondse kabels. Deze handelwijze vereist een vergelijking met betrekking tot een aantal criteria: loadflow en bedrijfsvoering (§3), de leveringszekerheid (§4), de stabiliteit (§5) uit te splitsen naar de verscheidene criteria, tijdschalen en modelvormen, de beveiliging (§ 6) en transiënte verschijnselen (§7)

Centrale vraag is of en hoe het toepassen van ondergrondse kabels als vervanging van bovengrondse lijnen op enig onderdeel van invloed is.

Voor het onderdeel monitoring (§ 8) wordt een vervolg traject voorgesteld en deels uitgewerkt.

De vragen die in de studiekeerperiode daadwerkelijk worden opgepakt en uitgewerkt zijn:

- een analyse van een gecombineerd lijn/kabel systeem voor wat betreft het steady-state gedrag (vermogensverdeling). Bijzondere aandacht is er voor spannings- en blindlasthuishouding en voor het compensatievraagstuk.
- een analyse van een gecombineerd lijn/kabel systeem voor wat betreft het transiënt gedrag. Aandachtpunten zijn daar wederkerende spanningen bij in- en uitschakelen alsmede het golfgedrag bij blikseminslag op de lijndelen.

Voor deze onderdelen worden de hiermee verband houdende producten aan het eind van de projectperiode opgeleverd. Andere onderwerpen zullen in vervolgotrajecten van onderzoek worden gedefinieerd (§ 10). De periode waarin het project wordt uitgevoerd eindigt rond half september 2008.

3. Loadflow / dagelijkse bedrijfsvoering

Allereerst dient ervaring te worden opgebouwd met betrekking tot de combinatie lijn/kabel/lijn. Aandachtspunten zijn dan het spanningsverloop en de reactieve vermogens die bij verschillende belastingsniveaus optreden. De omvang van het reactief vermogensproductie, en dus de benodigde compensatie staan daarbij centraal. De plaats van de compensatie (aan de beide uiteinden van het gehele tracé, en/of aan één of beide stijpunten bij de lijn/kabel overgang) zijn dan van belang.

Voorts zal in dit kader het complete 380/220 kV net (Nederland, delen van Duitsland en België) in de RTDS worden geïmplementeerd zodat er real-time vermogensverdelingen over het gehele systeem kunnen worden berekend. Ook hier staat de vergelijking geen kabels / wel kabels centraal.

De keuze voor de RTDS boven een normaal loadflow-programma wordt gemotiveerd door de mogelijkheden die de RTDS biedt voor on-line toepassingen: snelle aanpassing van relevante grootheden (belasting, invoeding etc.).

Een vervolgstap is onderzoek naar de vraag of in de dagelijkse bedrijfsvoering de huidige strategie met betrekking tot de regeling van reactief vermogen en de spanningen gehandhaafd kan blijven in een situatie met een aanzienlijke hoeveelheid kabels (dus veel extra reactieve productie en benodigde compensatiemiddelen) dan wel dat een omgeving met een duidelijk gewijzigde netkarakteristiek noodzaakt tot een andere policy.

4. Leveringszekerheid

Onder leveringszekerheid wordt hier verstaan de kans dat op alle punten (stations) in het net waar belasting is geprognosticeerd deze belasting ook daadwerkelijk gevoed kan worden. De leveringszekerheid kan ook per punt (station) apart worden beschouwd.

Een model van een systeem dat op leveringszekerheid wordt beschouwd omvat betrouwbaarheidsdata met betrekking tot de beschikbaarheid van brandstoffen (de voorzieningszekerheid), data voor generatoren en invoedingen, data voor het transmissienet en data voor het distributienet. Voor het doel van de systeem studie waarvoor dit plan van aanpak wordt geschreven zijn met name de data voor het transportnet van belang. Het distributienet kan geheel buiten beschouwing blijven; de toevoer van brandstof mag gegarandeerd worden verondersteld zodat voor een realistische vergelijking alleen nog betrouwbaarheidsdata voor de opwek, de invoeding en het transportnet nodig is. De betrouwbaarheidsanalyse omvat dus opwekking en transport. De analyse wordt uitgevoerd met Monte Carlo simulatie; de specifieke software wordt nog uitgezocht.

Karakteristiek voor een kabel in relatie tot leveringszekerheid is dat de reparatieduur van een kabel aanzienlijk langer is dan die van een bovengrondse lijn. Daar waar bovendien bij een gestoorde bovengrondse lijn sprake kan zijn van automatische wederinschakeling en er dus van een vrijwel ongemerkte situatie van storing sprake is, is daar bij een kabelstoring geen sprake van. Foutlocatie en kabelreparatie vergen tijd.

Een belangrijk onderdeel van dit onderwerp is daarom het verzamelen van alle beschikbare data van verkabelde systemen op de hogere spanningniveaus. Daar hoort ook bij een karakterisering van het netdeel waarin die kabels zijn opgenomen (een netdeel in de periferie van een groot gekoppeld systeem of een netdeel dat juist op een

meer centrale plaats is gelokaliseerd). Het monitoringonderzoek (§ 8) omvat dan ook het hieruit destilleren van relevante prestatie-indicatoren die een eerste licht kunnen werpen op zaken als faalfrequentie, onderlinge afhankelijkheid en reparatietijd. In de daadwerkelijke uitvoering van dit monitoringonderzoek zal, onder andere, ervaring opgedaan moeten worden die, onder andere, resulteert in actuelere, meer realistische data voor faalfrequentie en reparatietijd en welke omstandigheden voor de grootte hiervan hierop van invloed zijn.

Voor het daadwerkelijk ontwerpen en implementeren van een betrouwbaarheidsmodel waarin een aantal onderlinge afhankelijkheden is meegenomen zal een projectvoorstel worden uitgebracht. Bijzondere aandacht zal worden besteed aan de karakterisering van de zojuist genoemde elementen die een beduidend andere faalfrequentie en reparatietijd kennen en aan de invloed die deze grootheden op de leveringszekerheid hebben.

5. Stabiliteit; dynamische analyse

In algemene klassieke termen: stabiliteit behelst de vraag of een gekoppeld systeem na een verandering (natuurlijk verloop of een grote "verstoring") naar een stabiele situatie terugkeert of dat er sprake is van, bijvoorbeeld, verlies van synchronisme. In essentie zorgt een verandering altijd voor een oscillatorisch gedrag van de relevante systeemgrootheden; de vraag is of die voldoende gedempt worden en wel zodanig dat er binnen korte tijd een nieuwe en stabiele evenwichtssituatie ontstaat.

In alle gevallen is de onderzoeksvraag of de aanwezigheid van kabels een andere demping heeft dan in het geval dat er slechts bovengrondse lijnen zijn.

Qua aard is de onderverdeling te maken in "small signal stability" (= eigenwaarden analyse) en "large scale stability" (= tijdsverloop integreren). Voor een eerste indruk kan volstaan worden met een simpel model van de generatoren (standaardmodel); voor nauwkeuriger analyse is het gebruik van uitgebreidere generator modellering met expliciete regeling onontkoombaar.

Twee punten verdienen speciale vermelding. Ten eerste: in omvangrijke gekoppelde systemen kunnen zogenaamde "tie-line oscillations" optreden. Dit zijn dynamische verschijnselen die zich uiten in oscillerende vermogensschommeling waarin een groep van generatoren tegen een andere groep of tegen de rest van het systeem vermogen uitwisselt. Deze verschijnselen manifesteren zich dan in het bijzonder in de verbindingen die met deze groep of groepen te maken hebben. Ook hier kijken we naar de effecten van de aanwezige kabels op de grootte van de vermogensschommeling en de demping. Een bijzonder geval ontstaat als een kabel zèlf een tie-line vormt.

Ten tweede: subsynchrone resonanties. Dit fenomeen betreft oscillatorisch gedrag van vermogen dat uitgewisseld wordt tussen eenheden enerzijds en het net anderzijds maar zich ook binnen het mechanische deel van de eenheid manifesteert. De frequentie hiervan ligt onder de nominale netfrequentie. Als dit gedrag niet voldoende gedempt wordt kunnen er problemen ontstaan in de turbine aandrijvingen. Ook hier wordt de invloed van kabels onderzocht.

Spelen de hier genoemde fenomenen zich af in de actieve vermogenssfeer, er zijn ook fenomenen die zich in de spanningsfeer afspelen.

Op de eerste plaats is er het verschijnsel van voltage collapse (spanningsineenstorting). Bepaald moet worden of een systeem, grosso modo,

bestand is tegen een voltage collapse, onder welke condities dat niet het geval is en welke rol kabels daarbij spelen.

Ten tweede: netvervuiling zorgt voor hogere harmonischen. Een aanzienlijke hoeveelheid extra capaciteit (tgv kabels) en spoelen (tgv compensatie) vormen nieuwe resonantieketens. Onderzocht moet worden of de aanwezigheid van deze ketens bij specifiek aanwezige harmonischen kan leiden tot ongewenste spanningsopslingeringen tijdens normale, omschakel- en storingssituaties.

In het kader van de systeemstudie zal een plan worden opgezet om een en ander systematisch aan te pakken. Rode draad bij alle deelonderwerpen is de vergelijking tussen de verschijnselen die optreden bij systemen met en zonder kabelcircuits.

6. Beveiliging

De beveiliging is geen zelfstandig onderwerp, dat betekent dat er slechts onderzocht wordt hoe de gekozen beveiligingsstrategie inwerkt op het systeemgedrag en in het bijzonder inwerkt op de leveringszekerheid. Er zal wél aandacht geschonken worden aan de mogelijkheden van snelle wederinschakeling bij sluiting in lijn/kabel/lijn tracés.

7. Transiënte verschijnselen

De 380 kV verbinding bestaat uit kabelsecties en lijnsecties. Omdat deze verschillen qua golfimpedantie zullen er golfreflecties optreden bij de overgangspunten. Deze reflecties dragen bij aan de spanningsstijging. Dit zal bijvoorbeeld gebeuren ten gevolge van het schakelen van vermogenschakelaars in onderstations en bij blikseminslag in de bovengrondse lijn of in het onderstation.

Voor het onderzoek naar overspanningen en mogelijke overspanningbeveiliging zal een gedetailleerde studie worden uitgevoerd met behulp van een frequentieafhankelijke modellering van de kabels en lijnen. Afhankelijk van de lengte van de lijnsecties en de kabelsecties en het aantal hiervan zal de simulatie worden uitgevoerd om de spanningsniveaus en de steilheden ervan vast te stellen.

Ook zullen diverse simulaties met blikseminslag worden uitgevoerd. Bepaald zal worden of overspanningafleiders moeten worden toegepast. Indien dat het geval is zullen deze worden gemodelleerd als frequentieafhankelijke elementen om aan de norm IEC 60099-4, bijlage K te voldoen. Verschillende stroomwaarden (2.5 kA, 5 kA, 10 kA, 20 kA) en meerdere steilheden worden gebruikt (1.2/50 μ s, 8/20 μ s, 30/60 μ s). Kabels en lijnen worden gemodelleerd met frequentieafhankelijke modellen en geïmplementeerd in het Alternative Transient Program (ATP).

In/uit schakelen van de lijn/kabel/lijn zal eveneens worden onderzocht. Bepaalde schakelconfiguraties tijdens omschakelen of in storingssituaties kunnen bij in- of uitschakelen leiden tot ontoelaatbare overspanningen of disfunctioneren van een vermogenschakelaar (bijvoorbeeld uitgestelde stroom-nuldoorgang).

Tot slot: aandacht zal besteed moeten worden aan het Ferranti-effect en wel tweeledig:

- de spanningsprong in de transiënte wederkerende spanning die de vermogenschakelaar "ziet" na het afschakelen van een foutstroom in een kabelcircuit
- bij het inschakelen van een onbelaste kabel, waarbij aan het andere eind van de kabel een spanningsverhoging optreedt.

8. Monitoringsprogramma

Om zicht te krijgen op de technische prestaties van kabelcomponenten (o.a. degradatie en functieverlies) in de 380 kV transportverbinding staat op dit moment een beperkt scala aan praktische oplossingen ter beschikking. Ondanks deze beperking is het uitgangspunt voor het onderzoek dat het mogelijk moet zijn tegemoet te komen aan de behoefte om bij nieuwe investeringen in het 380kV transportnet met ondergrondse kabels de optredende kritische processen vroegtijdig op te sporen en te monitoren. De te verkrijgen inzichten zullen fungeren als onderbouwing voor statistische betrouwbaarheidanalyses van de geïmplementeerde kabellengtes enerzijds, en het kostenbewuste instandhouding/storingsbeleid en de borging van leveringszekerheid anderzijds (zie § 4).

In dit kader (zie ook §4) zal voorts een survey worden uitgevoerd naar gedocumenteerde internationale ervaringen met kabelsystemen. Bronnen hiervoor zijn o.a. Cigré, CIRED en IEEE en TSO's. Voorts wordt bekeken in welke mate deze ervaringen relevant zijn voor de Nederlandse situatie.

Het monitoringsprogramma focust op de systeemeffecten, op de operationele consequenties van de toegepaste kabeltechnologie en op de wijze van de toepassing van deze technologie.

9. Concrete producten aan het eind van de studieperiode (september 2008)

Aan het eind van de periode worden een aantal producten opgeleverd die onder de systeemstudie worden begrepen. In de paragrafen hiervoor is dit al min of meer aangegeven, hier worden ze herhaald:

1. loadflow: nauwkeurige analyse van een lijn/kabel/lijn traject
2. real-time vermogensverdelingen: het 380/220 kV net (Nederland, deel Duitsland en deel België) in RTDS simuleren
3. transiënte verschijnselen: berekenen van transiënte verschijnselen met nadruk op schakelverschijnselen
4. transiënte verschijnselen: berekenen van transiënte verschijnselen met nadruk op golfverschijnselen

10. Projectvoorstellen voor verdere studie

De volgende onderwerpen worden uitgewerkt tot projectvoorstellen inclusief planning en kostenraming. In de regel zal een project in de vorm van een promotieonderzoek worden voorgesteld te worden uitgevoerd, maar dat hoeft niet voor alle items het geval te zijn. Voorts kunnen er delen worden samengevoegd. De beoogde voorstellen behelzen studies van de volgende onderwerpen:

- loadflow: eisen te stellen aan dagelijkse bedrijfsvoering; noodzakelijke aanpassingen bij gebruik van relatief veel kabel tracés.
- strategisch netontwerp: zijn er richtlijnen te formuleren voor verhoudingen tussen omvang van lijnverbindingen en kabelverbindingen in relatie tot het

spanningsniveau en rekening houdend met de te stellen eisen aan leveringszekerheid

- survey van internationale ervaring met betrekking tot betrouwbaarheidsdata (kans op storing, reparatietijd) van kabelverbindingen
- leveringszekerheid: voorstel voor een betrouwbaarheidsmodel voor systeem (opwek en transport) waarin kabeltracés zijn opgenomen alsmede de simulaties hiermee
- monitoringprogramma: projectvoorstel voor het monitoren van het kabel tracé
- dynamisch gedrag: project voorstel voor systematische analyse van de klassieke dynamische en transiënte stabiliteit, tie-line oscillaties, subsynchrone resonanties, voltage collapse en harmonische oscillaties
- beveiliging: analyse van de gevolgen van de gekozen beveiligingssystematiek voor systemen met en zonder een uitgebreide hoeveelheid kabels
- transiënte zaken: analyse van de gevolgen van de aanwezigheid van kabels op schakelhandelingen, blikseminslagen e.d. Preciese inrichting wordt afgestemd op de resultaten die tijdens de systeem-studie zijn bereikt.

11. Benodigd datamateriaal

Voor de studies is datamateriaal nodig; afhankelijk van verdere afspraken tussen TenneT en TUD zal dat worden gespecificeerd en daadwerkelijk worden opgevraagd.

12. Uitvoerenden en contactpersonen van TUD zijde

In eerste instantie zal van de zijde van TUD als contactpersoon optreden. Uitvoerenden zijn

Bij het definiëren van de vervolgprojecten zullen, daar waar nodig, andere partijen worden betrokken, waarbij in ieder geval aan wordt gedacht.

13. Planning

De systeemstudie en het uitwerken van de onderzoeksvoorstellen zijn gereed rond half september 2008; we gaan er hierbij vanuit dat op korte termijn overeenstemming is bereikt over de inhoud hiervan en dat, daar waar nodig, het benodigde datamateriaal wordt aangeleverd.

14. Kosten

Bij de kostenberekening wordt uitgegaan van een doorlooptijd van 2 maanden. Uitgesplitst naar de vier onderwerpen zoals die in § 9 zijn aangegeven is de volgende inspanning begroot:

Onderdeel		
1. Loadflow: basisanalyse van lijn/kabel/lijn traject		
2. Loadflow: simulatie van 380/220 kV net in de RTDS		
3. Transiënte verschijnselen: schakelverschijnselen		
4. Transiënte verschijnselen: golfverschijnselen		
totaal		

De kosten bedragen:



> Retouradres Postbus 20101 2500 EC Den Haag

Directoraat-generaal voor
Energie en Telecom
Directie Energiemarkt
Bezuidehoutseweg 30
Postbus 20101
2500 EC Den Haag
T 070 379 8911 (algemeen)
www.ez.nl

Ons kenmerk
ET/EM / 9190654

Bijlage(n)
2

Datum 12 NOV. 2009

Betreft reactie op uw brief aangaande vragen omtrent onderzoek gedaan door TU Delft in het kader van het project Randstad 380 kV

Geachte,

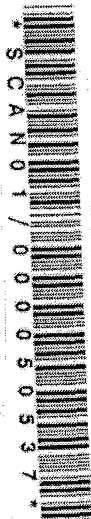
Allereerst mijn excuses dat een reactie op uw brief is blijven liggen. In uw brief vraagt u naar de precieze opdracht en resultaten van het onderzoek dat aan de Technische Universiteit Delft is gegeven.

In mijn brief aan de Tweede Kamer (31 574, nr. 9; 18 mei 2009; zie bijlage) wordt verwezen naar het eerder gedane onderzoek van de TU Delft. In dit onderzoek wordt de maximale verkabeling van 20 km in het Nederlandse elektriciteitsnet onderbouwd. Voorts wordt in de bijlage aangegeven dat TenneT en de TU Delft de nieuw aan te leggen ondergrondse 380 kV- kabels in de Randstad intensief zullen monitoren. Het theoretische simulatiemodel zal aan de hand van praktijkgegevens geoptimaliseerd moeten worden. Dit is nodig om de voorspelbaarheid van het systeemgedrag cq. ontstaan van netinstabiliteit beter te voorspellen. Hier zijn enkele jaren voor nodig.

In de bijlage van de Tweede Kamerbrief wordt het vervolgonderzoek als volgt gedefinieerd: "Studie, monitoring en nader systeemonderzoek in de komende 6 - 8 jaar moeten uitwijzen of grote ondergrondse lengtes in het 380 kV transportnet verantwoord zijn ten aanzien van stabiliteit en leveringszekerheid binnen Nederland". Deze studie valt in drie fasen uiteen, waarbij de tijdsplanning er op hoofdlijnen als volgt uitziet:

1. In de periode 2009 - 2010 worden modellen van de verschillende componenten voor gecombineerde lijn/kabel circuits achtereenvolgens ontworpen, samengesteld en getest. Tenslotte wordt ook een opzet voor een betrouwbaarheidsanalyse gemaakt.
2. In de periode 2011 - 2012 worden aan gecombineerde lijn/kabel circuits transiënte, dynamische en steady berekeningen uitgevoerd. Ook worden de faalkans en betrouwbaarheid van gecombineerde lijn/kabel circuits met compensatiemiddelen onderworpen aan studie.
3. In de periode 2013 -2018 worden de modellen aan de hand van praktijkgegevens geverifieerd en worden de resultaten berekend.

U vraagt ook naar de resultaten van de eerste verkennende studie van de TU Delft. Deze zijn vastgelegd in de "Inleidende systeemstudie in het kader van het 'project Randstad 380'" (9 januari 2009). Dit document is ook als bijlage aan deze brief toegevoegd.



Directoraat-generaal voor
Energie en Telecom
Directie Energiemarkt

Ons kenmerk
ET/EM / 9190654

Ik hoop u hierbij voldoende te hebben ingelicht.

De Minister van Economische Zaken
Namens deze,

Lid Management Team directie Energiemarkt



Aan
Tractebel Engineering

Avenue Ariane 7
B-1200 Brussel
Belgie

Datum Uw kenmerk Ons kenmerk Bijlage(n)

02 JAN. 2008

ET/EM / 8000065 1

Onderwerp

Request to tender for a general cost comparison between underground cables and overhead line systems for high voltage transmission.

Dear Sir/Madam,

Herewith I send you a request to tender for a general cost comparison between underground cables and overhead line systems for high voltage transmission.

1. Background of the request

TenneT, the system operator and administrator of the Dutch national high-voltage grid, is planning the construction of a new high voltage system in the Western part of the Netherlands. This new connection is necessary to provide sufficient capacity for the transportation of electricity in the near future. The precise trajectory of the planned connection and the way of construction (for example overhead lines or underground cables) of the connection will be stipulated by the Minister for Economic Affairs (EZ) and the Minister for Housing, Spatial Planning and Environment (VROM). Before the final decision concerning the trajectory and the way of construction of the connection will be made, the different alternatives will be compared with each other.

The decision concerning the construction of the new connection has not yet been taken. The choice for overhead lines or (partly) underground cables will depend on different elements, like spatial developments, health issues and costs. Most of these elements will be part of an obligatory environmental assessment. The costs of the different alternatives are important factors in the consideration of an underground or overhead construction. Because of the great impact of this decision, EZ and VROM have decided to consult an independent institute/company for a contra-expertise.

Bezoekadres
Bezuidenhoutseweg 30

Doorkiesnummer
(070) 379

Telefax
(070) 379

Hoofdkantoor
Bezuidenhoutseweg 30
Postbus 20101
2500 EC 's-Gravenhage

Telefoon (070) 379
Telefax (070) 347
Email ezpost@minez.nl
Website www.minez.nl

Behandeld door

Verzoeken bij beantwoording van deze brief ons kenmerk te vermelden



2. Goals and research issues

This independent contra-expertise should give a clear insight in the costs of the construction of a high voltage (380 kV) connection by underground cables or overhead lines. It is common practise to carry out such a costs comparison based on both investment costs (equipment, installation, compensation of land owners) and 'life cycle costs' (energy losses over the lifetime of the system, taxes, maintenance, repair and abandonment costs).

Since it is often more difficult to predict 'life cycle' costs, the focus in this research will be on the differences in investment costs.

It is clear that it will be difficult to generalize the costs of underground cables and overhead lines because they strongly depend on technical characteristics such as underground cable technology, capacity of the connection, DC or AC and local circumstances (composition of the subsurface, water household, density of buildings). Therefore it is clear that a cost estimate can only be carried out on the basis of generalized parameters and the final outcome will have a range of uncertainty.

The overhead lines will be constructed with newly developed pylons. The technical specification and a cost overview of these new pylons will be available at the end of 2007. The comparison between the differences in cost of both DC and AC underground cables has to be part of the contra-expertise.

The review has to provide a clear insight in:

- Average investment costs per kilometre for underground cables, as well as overhead lines. The contra-expertise also needs to give at least an indication of the average 'life cycle' costs per kilometre or other appropriate parameter. Hereby, different terms of depreciation should be taken into account: 50, 55 and 60 years. It is necessary that both the generic assumptions and parameters used in the costs calculation are well founded and documented. The choice of the relevant cost elements is part of the review.
- The review needs to give some indication on the possible effect of the complex composition of the underground on the costs of the underground cable construction.
- The review also needs to give insight in both investment costs and 'life cycle' costs if the underground line is executed with DC cables in view of the requested capacity. In order to accommodate DC cables in the network, at least two converter stations will be part of the design and therefore need to be incorporated in the cost calculation. The choice of the relevant cost elements is part of the review.
- The effect on the investment- and life cycle-costs of AC-cable when the cables are placed deeper into the ground to reduce their electromagnetic field.
- The investment- and life cycle-costs of 'transfer points' from AC-cable to overhead lines and vice versa.

Given the urgency and the restricted time frame under which the construction of the new high voltage transmission needs to be carried out, the review will have to also give insight into

- The general differences in order and delivery times between the main hardware elements belonging to overhead lines well as underground cables (for both AC and DC). For



example: lines, pylons and isolators for overhead lines, cables and capacitive reactive power compensation for AC cables, cables and converter stations for DC cables.

Although the repair costs and the technical life expectancy are integral part of the 'life cycle' costs, the review needs to give some clear indication on:

- The differences in time and costs of the detection and repair of faults of overhead lines as well as underground (AC/DC) cables.
- The differences in technical life expectancy of overhead lines as well as underground (AC/DC) cables.

3. *Contents of the proposal*

The proposal needs to contain:

- Analysis of the research questions
- A well founded description of the work to be executed
- A well detailed timeframe of the work, including reporting deadlines
- An overview of your rates
- Insight in the amount of hours that is required per subject
- A short résumé of the employees involved
- A description of your experiences with similar projects in the area of cost calculations in the electricity branch.

Deadline for proposals is 17 January 2008

4. *Terms of Reference*

To assure objectivity the Dutch government will be the main contact for all technical information (number of circuits, capacity, type of pylon, etc.) needed for the review and the cost calculations regarding the high voltage connection.

Attached are the general terms of reference for the Dutch government with regards to tenders (ARVODI). In case of the granting of a proposal, additional conditions can be applicable. No rights on compensation of costs or granting of the assignment can be derived from this request to tender.

5. *Awarding of the proposal*

Within two weeks of receipt, the submitter of the winning proposal will be notified. The proposals will be judged on the interpretation of the questioning, the way the work is organized, the relevant experience of the submitter of the proposal, the employees involved, the planning of the work and the quotation.

For further information please contact



Ministerie van Economische Zaken

5

ATL SCANNED 1002330099

For the record: an identical request for proposal has been submitted today to other agencies.

Ministry of Economic Affairs
On behalf:

Energy market Directorate

Adress:

Ministry of Economic Affairs

Postbus 20101
2500 EC DEN HAAG

6

Van:

Verzonden: dinsdag 29 januari 2008 9:07

Aan:

Onderwerp: FW: Uw offerte-aanvraag ET/EM/8000065 van 02 /01/ 2008

Bijlagen: CV's.pdf.DRF; EIS-OFF_3CT_169513_Letter.pdf.DRF; EIS-OFF_4CT_96991_000_00_NTE_AVR.pdf.DRF; SPVENTE_4DO_0000001_027_02_NTE.pdf.DRF

Van:

Verzonden: maandag 21 januari 2008 19:34

Aan:

CC:

Onderwerp: Uw offerte-aanvraag ET/EM/8000065 van 02 /01/ 2008

Geachte

<<CV's.pdf>> <<EIS-OFF_3CT_169513_Letter.pdf>> <<EIS-OFF_4CT_96991_000_00_NTE_AVR.pdf>>
<<SPVENTE_4DO_0000001_027_02_NTE.pdf>>

In bijlage vindt u de kopie PDF van de documenten die deel uitmaken van onze offerte.
Het origineel ontvangt u eerstdaags per post.
Hoogachtend,

Senior Sales Manager
Energy & Industrial Solutions

Tractebel Engineering

Avenue Ariane 7 - B-1200 Brussels (Belgium)
www.tractebel-engineering.com

This message is subject to the terms and restrictions contained
in the disclaimer available on the website

Tractebel Engineering

SUEZ



WRITER:
DIRECT TEL.:+

DIRECT FAX: +
E-MAIL:

www.tractebel-engineering.com

YOUR REF.: RFQ ET/EM/8000065
OUR REF.: EIS-OFF/3CT/169513

TRACTEBEL ENGINEERING

Ministerie van Economische Zaken

POSTBUS 20101
NL-2500 EC Den Haag

NEDERLAND

Brussels, January 21st, 2008

Dear Sir,

Subject : GENERAL COST COMPARISON BETWEEN UNDERGROUND CABLES AND O.H. LINE SYSTEMS FOR H.V. TRANSMISSION

Referring to your request for quotation dated 02/01/2008 and further contacts with , we are pleased to forward you herewith our quotation for the work in question.

Our quotation comprises :

- The "Particular Technical and Commercial Conditions" ref EIS/OFF/4CT/96991/000/00;
- The "General terms and conditions applicable to consultancy, engineering services and training services supplied by SUEZ-TRACTEBEL S.A.".

We hope that this quotation may meet your requirements and expectations, and remain.

Sincerely Yours.

Energy & Industrial Solutions

Energy & Industrial Solutions

7

Nota

Ministerie van Economische Zaken

Auteur

Toestelnummer

Notanummer

Datum

Uiterlijk bij geadresseerde

ET/EM / 8012208 /

Medeparaaf en datum

31-1-2008

Aan

Informatiekopie aan

De minister

Bijlage(n)

Div. offertes

Opdrachtverstrekking aan Tractebel Engineering

Digitaal dossier 2008000383(A)

Onderwerp

Nota met voorstel voor nieuwe externe opdracht voor kostenvergelijking van boven- en ondergrondse hoogspanningsverbinding R380, verplichtingnummer

Samenvatting en conclusies

Ter besluitvorming: graag uw akkoord op het voorstel tot het plaatsen van een nieuwe externe opdracht voor kostenvergelijking van boven- en ondergrondse hoogspanningsverbinding i.v.m. aanleg R380.

1. Aanleiding

In verband met de uitvoeringswijze van het aan te leggen Nederlandse hoogspanningsnet R380, willen de betrokken partijen de verschillende alternatieven tegen elkaar afwegen. De beslissing over het bovengronds of (deels) ondergronds aanleggen van deze 380 kV verbinding heeft nog niet plaatsgevonden. De keuze zal gebaseerd zijn op de totaalafweging van milieu-effecten, gevolgen voor ruimtelijke ontwikkelingen, gezondheidsoverwegingen en kosten. Het merendeel van deze factoren wordt onderzocht in het kader van de verplicht op te stellen milieueffectrapportages. De kosten van de verschillende alternatieven zijn een belangrijke factor in de afweging tussen ondergrondse en bovengrondse aanleg. Om een volledig beeld te krijgen van de kosten van de verschillende alternatieven hebben de ministeries van EZ en VROM besloten ook hierop een onafhankelijke toetsing te laten uitvoeren.

2. Wat willen we bereiken?

Deze onafhankelijke toetsing moet inzicht geven in de kosten behorende bij zowel ondergrondse als bovengrondse aanleg van een 380 kV verbinding.

Het onderzoek dient inzicht te geven in ondermeer:

- gemiddelde investeringskosten per kilometer voor zowel ondergrondse als bovengrondse aanleg en tenminste een indicatie te geven van de gemiddelde 'life cycle' kosten per kilometer of andere relevante eenheid.

Ontvangen

Verzonden

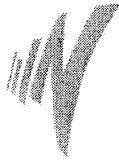
Terugontvangen

Paraaf en datum

6/2

In te vullen door Secretariaat Generaal





- Gezien de complexe samenstelling van de ondergrond dient het onderzoek enige indicatie te geven welke mogelijke invloed dit heeft op de kosten van ondergrondse aanleg;
- De effecten op de investerings- en life cycle-kosten van een verbinding bestaande uit AC-kabel indien deze dieper in de grond worden begraven/geboord dan gebruikelijk is om de gezondheidseffecten van het elektromagnetisch veld te reduceren.

<NB De gehele nota omvat maximaal 2 pagina's.>

Aan
Tractebel Engineering (SUEZ)

Arianelaan 7
B-1200 BRUSSEL, BELGIË

Datum

Uw kenmerk

Ons kenmerk

Bijlage(n)

22 FEB. 2008

ET/EM / 8012439

ARVODI

Onderwerp

Opdrachtverstrekking voor kostenvergelijking boven- en ondergrondse
hoogspanningsverbindingen, verplichtingnummer 1-5871

Geachte :

Hierbij verleen ik aan Tractebel Engineering, hierna te noemen "opdrachtnemer",
opdracht tot kostenvergelijking van boven- en ondergrondse hoogspanningsverbindingen.

Deze opdracht heeft als begindatum de datering van uw ondertekening. De in het kader
van deze opdracht uit te voeren werkzaamheden dienen uiterlijk op 17 maart 2008 te zijn
afgerond.

De navolgende documenten maken deel uit van deze overeenkomst, die is opgemaakt in
de vorm van een opdrachtbrief. Voor zover de documenten met elkaar in tegenspraak
zijn, prevaleert het eerder genoemde document boven het later genoemde:

1. deze opdrachtbrief;
2. de ARVODI;
3. de offerteaanvraag met kenmerk ET/EM/8000065 d.d. 2 januari 2008;
4. de offerte met kenmerk EIS-OFF/4ACT/96991/000/00.21.01.08.

De vergoeding vindt plaats op basis van nacalculatie tot een bedrag van

Opdrachtnemer staat ervoor in dat de opdracht wordt voltooid zonder dat dit bedrag wordt
overschreden. Opdrachtnemer declareert nadat de Opdrachtgever het eindrapport heeft
ontvangen op basis van de werkelijk gemaakte kosten, waaronder werkelijke en
noodzakelijke tijdsbesteding tegen het overeengekomen uurtarief voor

Bezoekadres

Bezuidenhoutseweg 30, Den Haag

Doorkiesnummer

070 379

Telefax

070 379

Hoofdkantoor

Bezuidenhoutseweg 30

Postbus 20101

2500 EC 's-Gravenhage

Telefoon (070) 379 89 11

Telefax (070) 347 40 81

Email ezpost@minez.nl

Website www.minez.nl

Behandeld door

Verzoeken bij beantwoording van deze brief ons kenmerk te vermelden





De genoemde uurtarieven zijn exclusief BTW en reiskosten naar Nederland maar inclusief binnenlandse reis- en verblijfkosten, interne en externe kosten. De declaratie dient vergezeld te gaan van een urenspecificatie met een omschrijving van de verrichte werkzaamheden en een specificatie van de gemaakte kosten conform deze overeenkomst. Opdrachtnemer stelt ook de specificatie voor reiskosten in verband met verblijf in Nederland op, op basis van de werkelijke gemaakte kosten.

Op deze opdracht zijn de "Algemene Rijksvoorwaarden voor het verstrekken van opdrachten tot het verrichten van Diensten" (ARVODI) van toepassing. De eventueel door opdrachtnemer gehanteerde voorwaarden zijn niet van toepassing. De ARVODI worden u hierbij toegezonden en kunnen via www.minez.nl, op de pagina "Contact", onder het kopje "Procedures en richtlijnen" worden geraadpleegd.

In afwijking van de ARVODI geldt het volgende:

- de artikelen 4, eerste lid, 16 en 25 zijn niet van toepassing;
- in afwijking van artikel 14, eerste lid, ontstaat zonder overlegging van een afschrift van de kennisgeving van acceptatie een recht op betaling voor opdrachtnemer 30 dagen na ontvangst van het resultaat, tenzij Opdrachtgever binnen die termijn van 30 dagen heeft aangegeven het resultaat van de opdracht niet te accepteren;
- in afwijking van artikel 14, tweede lid, zendt opdrachtnemer de factuur in enkelvoud aan mij toe en voorts vervalt het zinsdeel "en onder overlegging van een afschrift van de kennisgeving van acceptatie";
- in geval van meerwerk behoeven, in afwijking van artikel 14, vierde lid, de authentieke bescheiden ter specificatie van de aard en omvang van de verrichte meerwerkzaamheden slechts op verzoek van Opdrachtgever overgelegd te worden en kan worden volstaan met kopieën.

Indien een rapport onderdeel uitmaakt van de opdracht, staat het Opdrachtgever vrij een afschrift daarvan ter kennisname te zenden aan de Tweede Kamer der Staten-Generaal, waarbij naast een motivering van de noodzaak van het rapport ook inzicht wordt gegeven in de met het rapport gemoeide kosten.

Indien van toepassing, dient opdrachtnemer de Wet bescherming persoonsgegevens in acht te nemen.

De contactpersoon die deze opdracht behandelt vertegenwoordigt mij voor alle zaken, welke de uitvoering betreffen. In afwijking van het bepaalde in artikel 8.2 ARVODI kunnen de genoemde contactpersonen/projectleiders partijen niet binden. U wordt verzocht om bij alle correspondentie over deze opdracht te verwijzen naar het in "Onderwerp" vermelde verplichtingnummer.



Ik verzoek u dringend de facturen te verzenden naar onderstaand adres met vermelding van het verplichtingsnummer, het nalaten hiervan kan er toe leiden dat de facturen niet in behandeling worden genomen.:

Ministerie van Economische Zaken
DG Energie en Telecom

Postbus 20101
2500 EC Den Haag

Indien u deze opdracht aanvaardt, verzoek ik u vriendelijk ten bewijze hiervan een rechtsgeldig door u getekend kopie-exemplaar van deze opdrachtbrief (en door u geparafeerde bijlagen) binnen veertien dagen na dagtekening van deze brief aan mij terug te zenden:

Indien ik dit(deze) document(en) niet binnen genoemde termijn heb ontvangen, behoud ik mij het recht voor om terug te komen op deze opdrachtverstrekking.

Hoogachtend,
Den Haag, d.d. 22/12/2008
De Minister van Economische Zaken,
namens deze:

Brussel, d.d.
Tractebel Engineering

MT  Directie Energiemarkt

Chief Executive Officer

2008 / 0



Tractebel Engineering

9

SVEZ

DIRECT TEL.:
DIRECT FAX:
E:
www.tractebel-engineering.com

YOUR REF.: ET/EM/8012439
OUR REF.: EIS-OFF/3F/171880
28064-FAO/mga-3D14

TRACTEBEL ENGINEERING
Avenue Ariane, 7 - 1200 Brussels - Belgium

Ministerie van Economische Zaken

Postbus 20101

NL-2500 EC Den Haag
NEDERLAND

10 MAR 2008

Dear Sir,

Subject : order ET/EM/8012439

We acknowledge receipt of your order proposal ET/EM/8012439 dated February 22, 2008. Please find herewith our comments:

2. Please note that [redacted] t will be replaced by : [redacted] (with wider experience).
Please note also that due to your new request of performing load flow studies, [redacted] will also be involved in this project.
We attach herewith the CV [redacted]

In the meantime we remain at your disposal.

Product Director T & D
Energy & Industrial Solutions

Deputy Director
Energy & Industrial Solutions

Annexes : 2 CV



Van:

Verzonden: vrijdag 21 maart 2008 17:52

Aan:

CC:

Onderwerp: Re: Betrouwbaarheid van het net

Urgentie: Hoog

Bijlagen: Verbund Netz APG.pdf; kema_abschluss.pdf; Cigre Final Report v5_01 apr 2007.pdf; ATT47895.htm

Het is Goede Vrijdag 17.30 uur. Wij gaan nu alle Pasen vieren en de meesten hebben een korte vakantie rondom deze dagen. Ik vrees, dat ik je a.s. dinsdag dus geen "rapportje" kan leveren. Het lijkt me raadzaam om een bijeenkomst te organiseren met Tractabel en Tennet, waar wat ons betreft ook EZ aanschuift. In dat overleg zouden we kunnen vaststellen, wat de inhoud van het rapport zou moeten zijn en op welke externe documenten Tennet tot op heden haar bevindingen heeft gebaseerd. In bijlage tref je er enkele.

Quintessens bij het verkabelen van 380 kV bij grote vermogens over langere afstanden binnen een vermaasd hoogspanningsnet, is o.m. de compensatie van blindstroom. Technisch weliswaar uitvoerbaar, maar op systeemniveau ongewis wegens onbekende resonantie-effecten, die tot netinstabiliteit kunnen leiden. Bij lagere spanningen en vermogens is deze systeembeheersing redelijk uit-ontwikkeld; bij vermogens en spanningen zoals in de Zuidring van Randstad380 is dat niet het geval. Tennet heeft gekeken naar projecten in het buitenland, die in de buurt komen van de multiplier: spanning, vermogen, aantal circuits en lengte ondergronds.

Ik wens je een vreugdevol weekend toe. Ontvang hartelijke groeten,

10 C

Draft 5.01

STATISTICS ON UNDERGROUND CABLE IN TRANSMISSION NETWORKS

Final Report of CIGRE Working Group B1.07

Members:

[Faint, illegible text listing members of the working group]

*The original members of the working group were

TABLE OF CONTENTS

1	Introduction.....	4
2	Statistics of installed lengths.....	6
3	Technical Considerations	14
3.1	Electrical Insulation.....	14
3.2	Heat transfer.....	17
3.3	Construction and Installation	21
3.4	Electrical Design.....	30
3.5	Operation.....	32
3.6	Reducing the cost of undergrounding.....	34
4	Cost Factors	36
4.1	Cost Ratios.....	37
4.2	Components of cost for cable systems.....	38
4.3	Comparing underground and overhead options	38
5	Conclusions	40
6	References	42

APPENDICES

A STATISTICS OF INSTALLED LENGTHS

- A.1 Collection of Data
- A.2 Data received
- A.3 Comparison with the 1996 study

B THERMAL DESIGN

- B.1 Load and Ratings
- B.2 Nominal Ratings
- B.3 Short-term Ratings
- B.4 Real-time Ratings
- B.5 Prediction of Ratings
- B.6 Ratings of hybrid overhead/underground networks

- C ELECTRICAL DESIGN
 - C.1 Protection
 - C.2 Special Bonding
 - C.3 Parallel lines
 - C.4 Reactive Compensation

- D CONSTRUCTION AND INSTALLATION
 - D.1 Laying Techniques
 - D.2 Installation Methods
 - D.3 Environmental Considerations

- E OPERATION
 - E.1 Uprating
 - E.2 Monitoring

- F COST ESTIMATION
 - F.1 Components of cost for underground cable systems
 - F.2 Components of cost for overhead line systems

- G SIGNIFICANT CABLE PROJECTS

1 Introduction

In the mid 1990s CIGRE Study Committees 21 (HV Cables) and 22 (Overhead lines) set up a Joint Working Group to compare high voltage overhead transmission lines and underground cables. The report [1,2] examined the extent to which the two systems were used worldwide and the cost implications. In 2003 CIGRE Study Committee B1 decided that a new working Group (WG B1-07) be set up to update the work done in the 1990s.

The terms of reference of WG B1-07 are:

- To collect statistics for the lengths of underground and overhead circuits at a range of transmission voltages. Only existing lines and projects planned for implementation by 2006 should be included,
- To describe significant underground cable projects realised in the period 1996-2006 giving the reasons why undergrounding was selected,
- To describe the factors which must be considered when evaluating the cost of overhead or underground connections,
- To describe the other factors which must be taken into account in order to make a balanced choice between overhead and underground technology.

Submarine cables are excluded from the scope of work as are DC cables since these are predominantly submarine. The voltage range is restricted to system voltage from 50 kV and in general limited to transmission and sub-transmission systems.

Some significant changes have taken place since the 1996 report was published. A number of weather-related incidents on overhead lines (OHL) have led some utilities to revise their designs leading to increased costs. Technical changes and strong competition in the cable sector have reduced prices. Increased urbanisation and public concerns have increased the difficulty and time taken to obtain consents for OHL. There have been broad changes in the structure of electricity supply and in the nature of demand, for example the load peak in some countries or regions is shifting from winter to summer. In view of these changes WG B1-07 has updated the statistics on circuit lengths and produced guidance on the technical and cost factors influencing the choice between underground cable and overhead line.

Section 2 of this report describes collection and analysis of data on the lengths of underground cable and overhead line currently installed.

Section 3 looks at some of the main technical factors which influence the cost and complexity of underground transmission systems.

10 C

Draft 5.01

Section 4 examines how to evaluate the cost of underground transmission circuits and how to compare these with overhead systems

Sections 2 to 4 represent a high level overview of information on the above topics. Further technical details are included in the Appendices A to F.

Appendix G describes some significant cable projects that have been undertaken in the last 10 years. Table G1 gives an overview of significant underground cable projects constructed since 1996, arranged in order of decreasing voltage and conductor size. The table summarises where and when the cables were installed and gives brief details of the cable design and the installation method. Table G2 shows the projects arranged in order of country and geographical location

Some of the most significant projects are then described in more detail. Table G3 serves as an index to these brief project descriptions.

The definition of a significant cable project is difficult. The Working Group decided that it is a cable project at 50 kV or above, which is likely to be of broad international interest and containing some element of innovation. The project can be significant in engineering, commercial, environmental or social terms.

The brief project descriptions give basic details of the cable type, installation methods and the reasons for their choice. Details of the power carrying capability (rating) are generally included together with information on why underground cable was selected rather than overhead line.

In this report the term 'cable' is used exclusively to refer to an underground cable and the term 'line' always means an overhead line.

2 Statistics of installed lengths

Data on the lengths of underground cable and overhead line currently installed were collected by means of a questionnaire sent to Study Committee members. The statistics were divided in to five voltage ranges:

- 50-109 kV
- 110-219 kV
- 220-314 kV
- 315-500 kV
- 501-764 kV

These voltage ranges were chosen in order to group together similar design and operational principles as far as possible.

The data were collated and wherever possible, checked for consistency. Full details on the data collection and analysis are given in Appendix A.

In some cases, data capture proved difficult, particularly for countries which have a multitude of small independent utilities (for example the USA and Germany). In addition, the national systems for maintaining such data have been discontinued in some countries, as utilities have been released from state control and experienced reorganisation, merger and acquisition. Where it was not possible to collect data from all utilities in a country this is noted in Appendix A and care was taken to ensure that data were collected from a representative sample of utilities and to include data for the largest utilities.

The data were collected in 2005 and 2006, but utilities were asked to include any circuits that were under construction and would be completed by December 2006. All values reported here are the total lengths of line or cable circuits installed on the network and not the increase in length since the 1996 report.

Table 2.1 shows the lengths of overhead line installed in some large networks (countries reporting greater than 20000 km of overhead line). Table 2.2 shows the lengths of underground cable installed by major users (countries reporting greater than 1000 km of underground cable). The results for all countries surveyed are given in Appendix A.

The length of underground cable circuit expressed as a percentage of the total circuit length is given in Table 2.3 for each country. The international totals for each voltage range are shown in Figure 2.1. The results show that the large majority of circuits are overhead. The proportion of circuits that are underground falls from 6.7% for the 50 to 109 kV range down to 0.5% for the 315-500 kV range.

Table 2.1: Total length of overhead line circuit (km) currently installed on the network

Country	50-109 kV	110-219 kV	220-314 kV	315-500 kV	501-764 kV
Australia	2153	13188	7151	6734	
Brazil	2735	9103	1405	6799	
Canada	6849	24342	19786	12847	11422
Finland		15300	2400	4000	
France	48835	1064	25416	21007	
Germany	13156	76630	26790	18200	
Italy	40	38278	10924	10651	
Japan	67989	34732	20594	15879	
Korea	993	16813		7563	662
Mexico	3450	44323	26500	19000	
Poland		32227	8119	4830	114
Romania		25909	5550	4389	86
Spain	10697	12220	18757	18806	
Sweden	4265	14356	4417	10620	
United Kingdom	3073	23192	6321	11122	
USA	165830	315309	116890	122176	4406

Table 2.2: Total length of underground cable (km) currently installed on the network

Country	50-109 kV	110-219 kV	220-314 kV	315-500 kV
Denmark	1930	515		52
France	2316	1	903	2
Germany	857	4972	45	65
Italy	0	907	197	34
Japan	11760	1769	1440	123
Korea	2	2144		221
Netherlands	2558	1068	6	7
Singapore	1185		651	111
Spain	509	181	479	80
United Kingdom	1457	2967	496	166
USA	946	2904	663	536

10C

Draft 5.01

Table 2.3: Length of underground cable circuit expressed as a percentage of the total circuit length installed.

	50-109 kV	110-219 kV	220-314 kV	315-500 kV	501-764 kV
Australia	4.2	1.5	0.2	0.9	
Austria		6.9	0.1	2.2	
Belgium	8.0	7.6	0.0	0.0	
Brazil	0.2	0.0	1.5	0.8	
Canada	0.9	1.6	0.8	0.1	0.0
China		27.0	8.6	0.0	
Croatia		1.1	0.0	0.0	
Denmark	24.3	12.4	0.0	3.8	
Finland		1.8	0.0	0.0	
France	4.5	0.1	3.4	0.0	
Germany	6.1	6.1	0.2	0.4	
Ireland		3.6	5.8	0.0	
Israel		2.2		0.0	
Italy	0.0	2.3	1.8	0.3	
Japan	14.7	4.8	6.5	0.8	
Korea	0.2	11.3		2.8	0.0
Mexico	3.6	1.3	0.6	0.0	
Netherlands	89.9	16.3	0.9	0.3	
New Zealand	0.7	2.0	0.0		0.0
Poland		0.2	0.0	0.0	0.0
Portugal	6.5	0.0			
Romania		1.1	0.1	0.0	0.0
Singapore	100		100	100	
Spain	4.5	1.5	2.5	0.4	
Sweden	2.6	2.3	0.6	0.1	
Switzerland	13.5	25.3	0.9	0.0	
United Kingdom	32.2	11.3	7.3	1.5	
USA	0.6	0.9	0.6	0.4	0.0

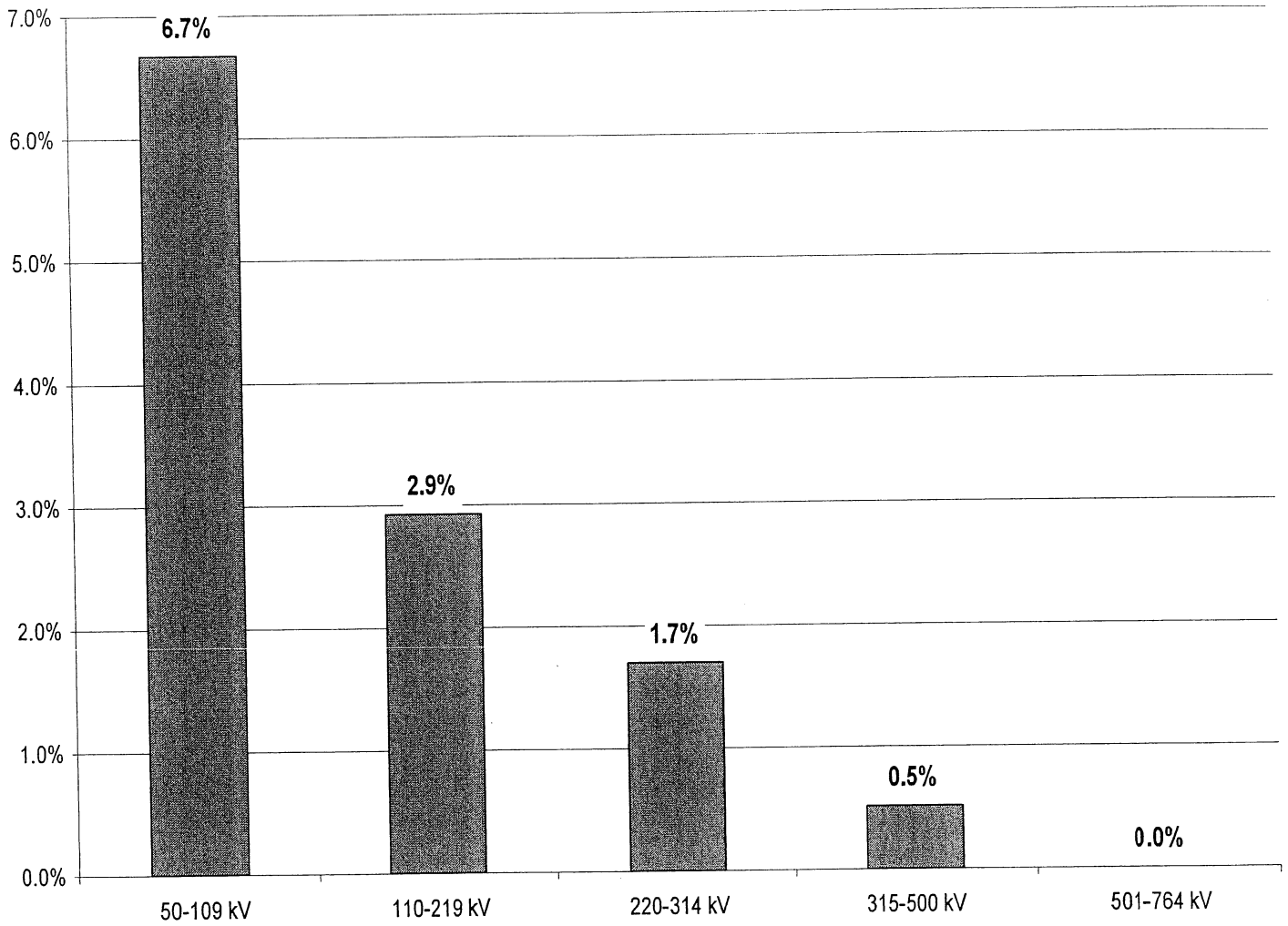


Figure 2.1: Percentage of the total circuit length that is underground for each of the five voltage levels

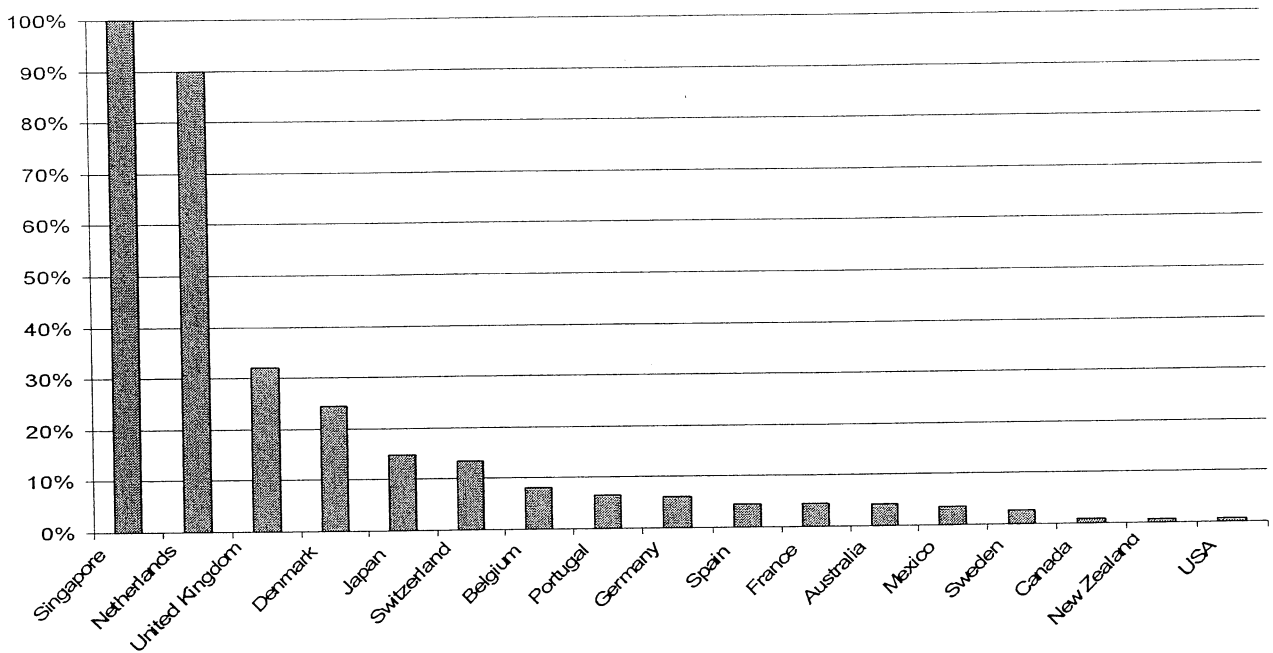


Figure 2.2: Percentage of the total circuit length underground at the 50 – 109 kV voltage level

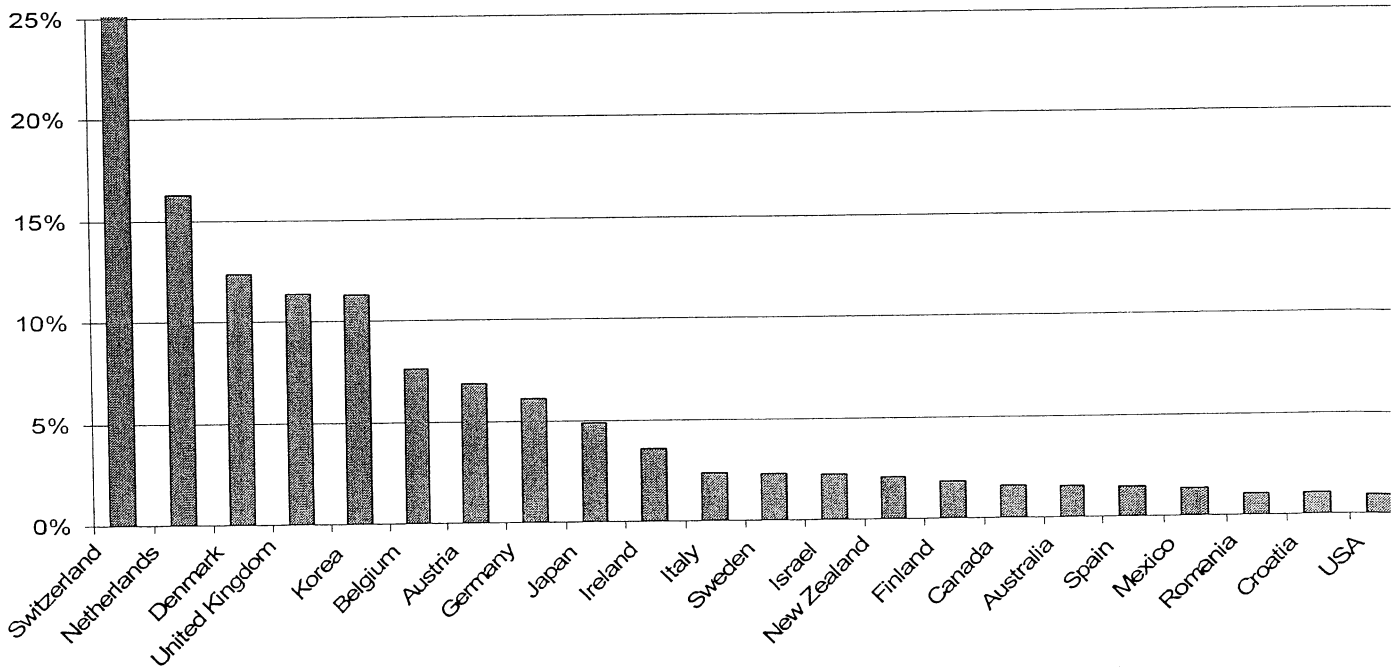


Figure 2.3: Percentage of the total circuit length underground at the 110 – 219 kV voltage level

Figure 2.2 shows the national percentages of total circuit length underground at the 50 kV to 109 kV voltage level. The data for the 110 kV to 219 kV range is shown in Figure 2.3.

Certain geographical areas have such high population density and such high land values that it is difficult to find suitable overhead line routes, for example central Paris and Hong Kong island. Singapore is another example, which covers an entire country. Data for Singapore is omitted from Figure 2.3 as it does not have a network voltage in the 110 kV to 219 kV range and from Figures 2.4 and 2.5 where the Singapore data (100% cable) would mask other features.

Figures 2.4 and 2.5 show the national percentages of circuit length underground at the 220 – 314 kV and 315 – 500 kV voltage levels respectively. There is no significant length of underground transmission at the 501-764 kV level.

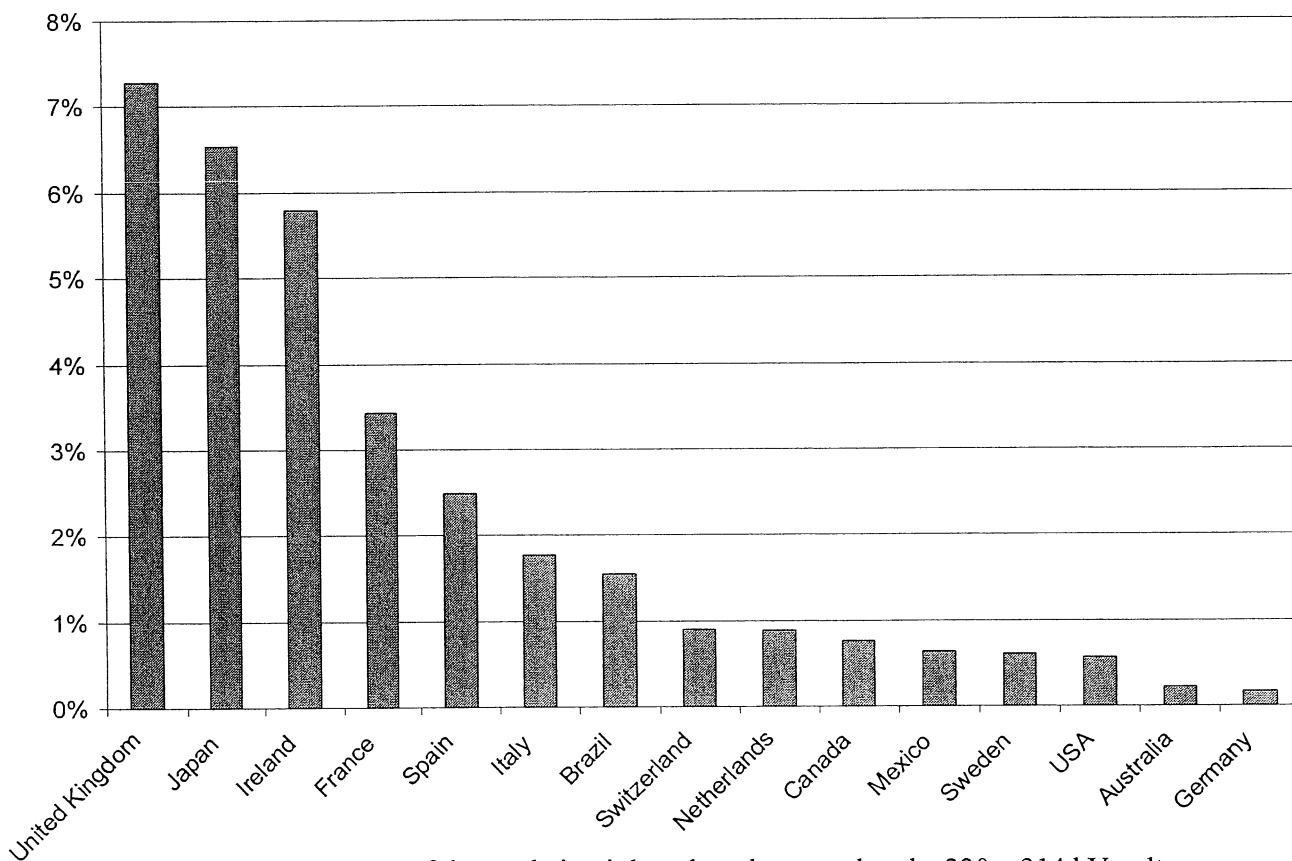


Figure 2.4: Percentage of the total circuit length underground at the 220 – 314 kV voltage level

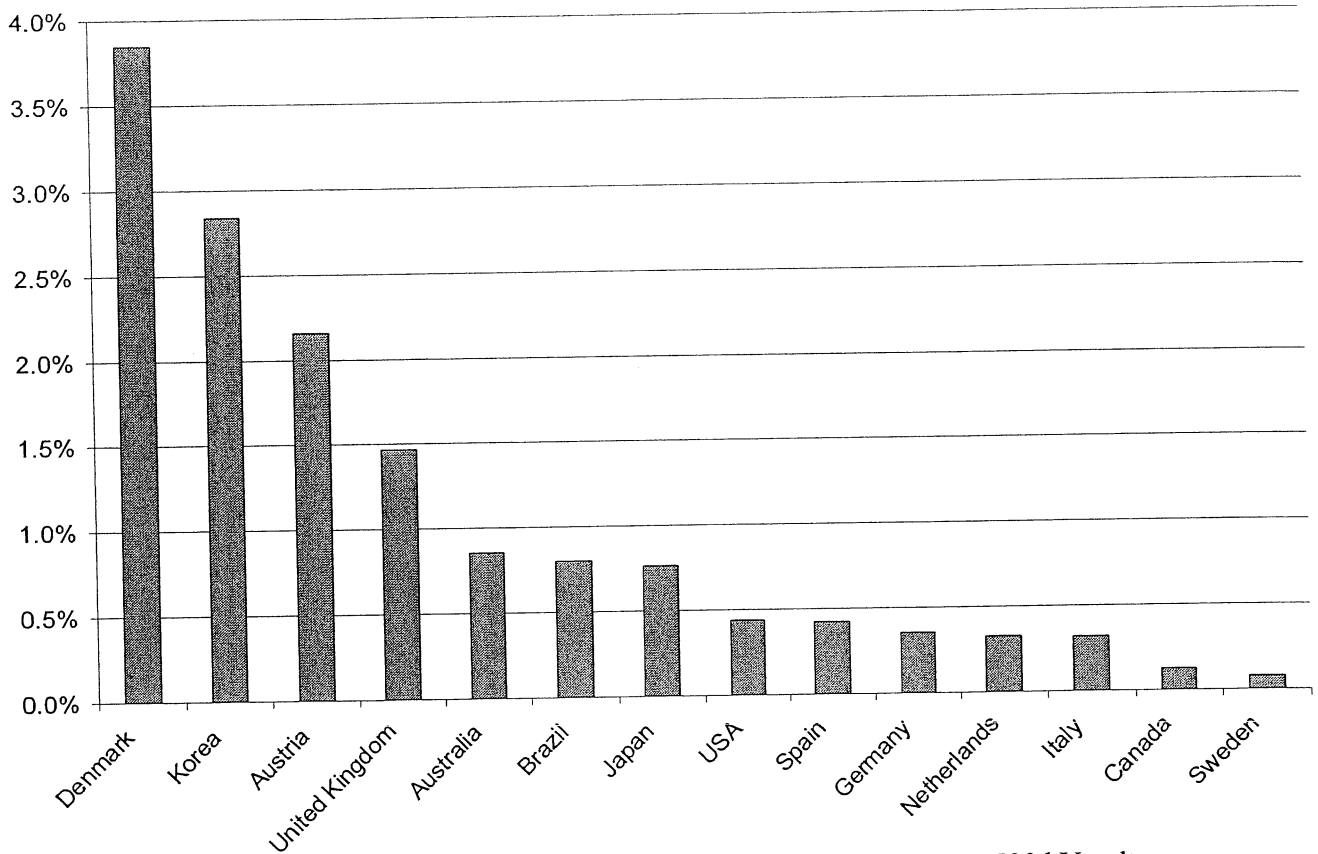


Figure 2.5: Percentage of the total circuit length underground at the 315 – 500 kV voltage levels

In order to simplify data collection, very little technical details was included in the questionnaire. However, where possible, respondents were asked to split the lengths of underground cable into those using lapped paper technologies and those using extruded polymeric insulation. The results are shown in Figure 2.4.

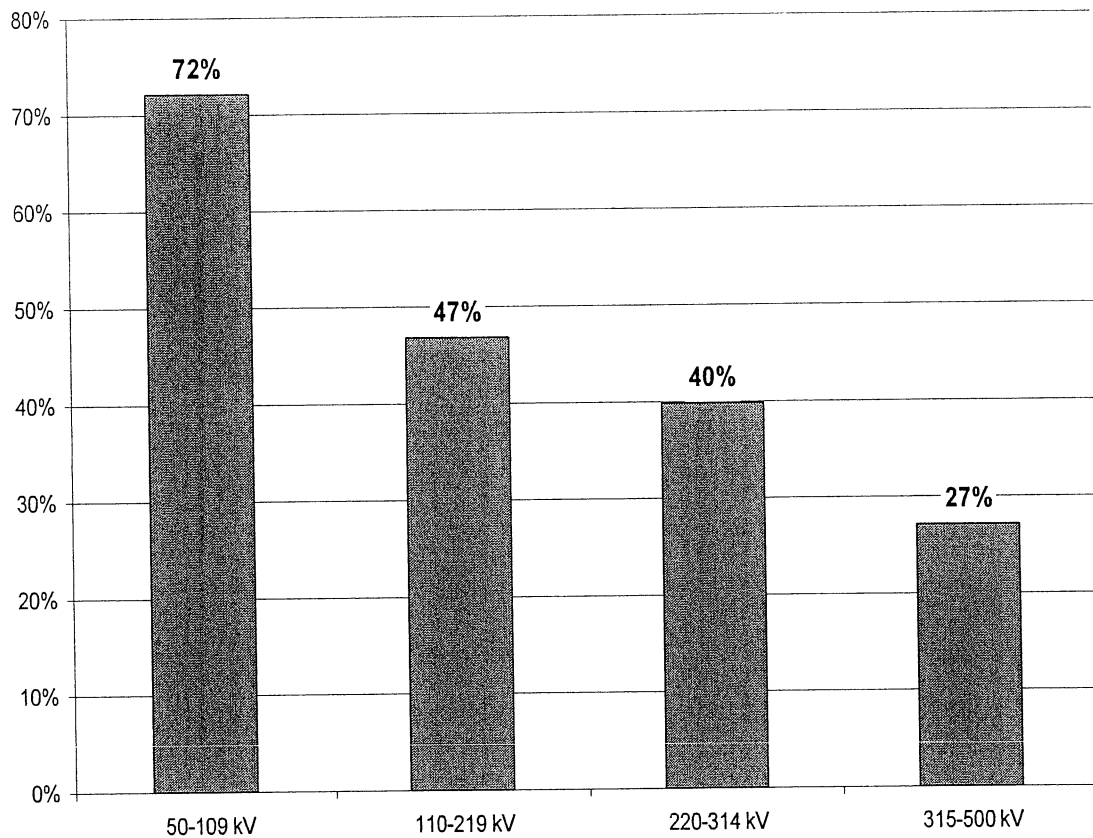


Figure 2.4: Percentage of the underground cable which has extruded polymeric insulation

The decreasing proportion of extruded insulation used at the higher voltages reflects the incremental development of these cables. Lower voltage, low stress cables were developed first and as the technology improved extruded insulation was applied to higher voltages and used at higher stress. 50 kV extruded cable has been in use since the early 1960s, whereas 400 kV and 500 kV transmission circuits using extruded insulation were not introduced until around 2000.

The data on installed lengths clearly show that utilities have a strong preference for overhead lines rather than underground cables. For the 50 kV to 109 kV range, 93% of the network is overhead. This value increases to 100% overhead at the 501-764 kV level.

The factors which cause underground circuits to be technically more complex and hence generally more expensive than overhead lines are considered in Section 3, together with the reasons why this situation becomes worse at higher voltages.

3 Technical Considerations

Underground cables in transmission networks have generally been used in areas where it is not possible to use overhead lines. This is often because of space constraints (e.g. in densely populated urban areas or within substations) or for technical reasons (e.g. for wide river and sea crossings). The preference for overhead lines is mainly on the grounds of cost and this driver becomes stronger as the voltage level increases. This section examines the technical reasons for the higher cost of underground circuits.

The main technical differences between the underground and overhead transmission of bulk electric power can be considered under 3 inter-related headings:

- Electrical insulation of the conductor
- Heat transfer to prevent overheating
- Construction work necessary to install the circuit

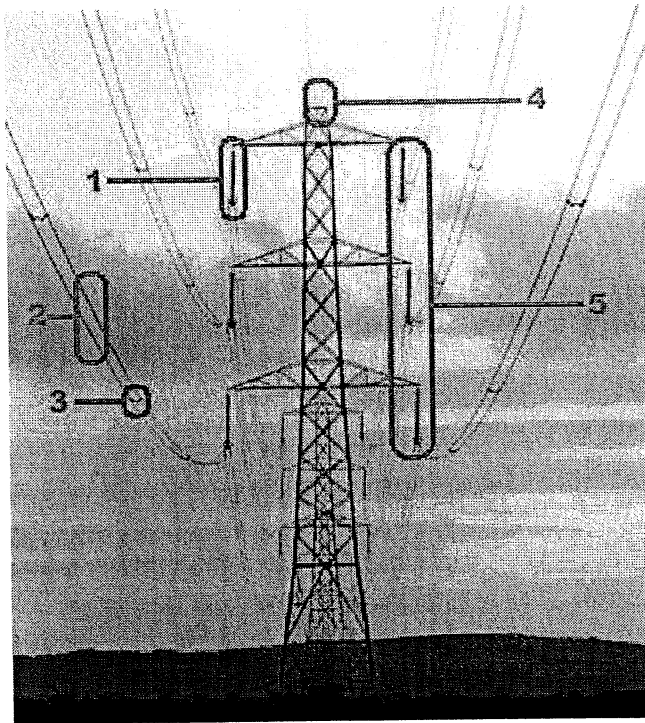
This section also considers the main differences in electrical design and system operation between underground cables and overhead lines. Recent developments to reduce the cost differential between underground cables and overhead lines are also reviewed.

3.1 *Electrical Insulation*

The overhead conductors of the transmission network are operated at a very high voltage with respect to earth or ground. These bare conductors are strung between steel towers which are usually set in concrete foundations. If the tower forms part of a straight portion of line, the conductors are attached to insulators suspended from the tower crossarm. Where the overhead line deviates from a straight line, strengthened angle towers are used and the conductors are tensioned to insulators in a horizontal formation. The component parts of a 400 kV overhead line system are shown in figure 3.1. The surrounding air provides the necessary electrical insulation to earth. Figure 3.2 shows a single circuit supported on a double wood pole, which can be used at the lower transmission voltages such as 110 kV

When conductors are buried in the ground, insulating material must be applied to the conductors to allow them to operate safely at high voltage. Traditionally cables were insulated with oil impregnated paper, and the oil, carried into the cable by a central oil duct, must be kept under pressure to maintain the high level of insulation. Other types of paper cable are high pressure fluid filled cables known also as Pipe Type cables. The three phases of the cable are contained in a steel pipe that is pressurized with either nitrogen or oil to improve the dielectric properties.

More recently solid insulated cables have been developed using polyethylene-based insulation, now mainly cross-linked polyethylene (XLPE) cable. These became commonly used at voltages up to 60 kV in the 1960s and 70s. Development has continued steadily and this type of cable is now widely used, even at 400 and 500 kV.



- (1) Insulator
- (2) Bundle of two conductors. Lower power lines often have a single conductor, higher power lines can have up to four conductor in a bundle
- (3) Spacer to hold the two conductors apart
- (4) Earth wire at the top of the tower or pylon
- (5) The three bundles on one side of the tower make up one electrical circuit. Most lines have two circuits, one each side.

Figure 3.1: Components of a 400 kV overhead line on a steel lattice tower

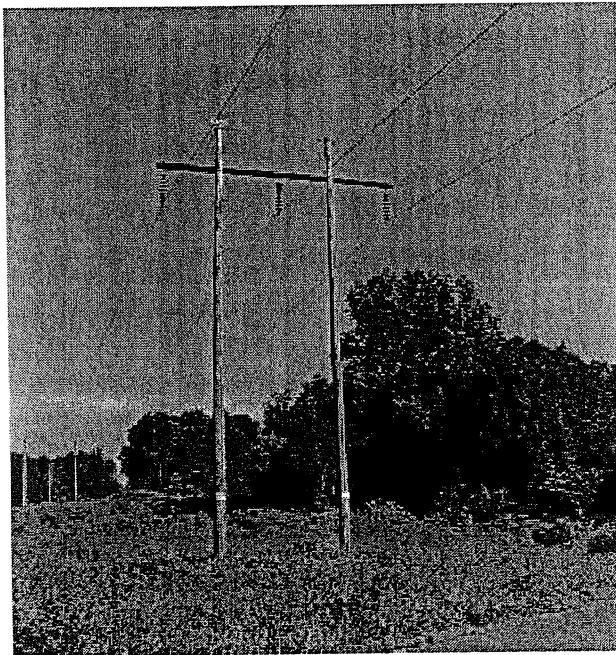


Figure 3.2: Double wood pole overhead line

The conductor and its electrical insulation must be protected against damage, moisture and deterioration. This is provided by an outer metallic sheath (usually of aluminium, copper or lead).

The sheath system also serves as part of the electrical screen of the cable and often includes wires to assist in conducting current safely to earth should a fault develop in the cable system. This sheath is further protected against mechanical damage and corrosion by a final covering of tough plastic. Figure 3.3 shows the structure of a cross-linked polyethylene cable.

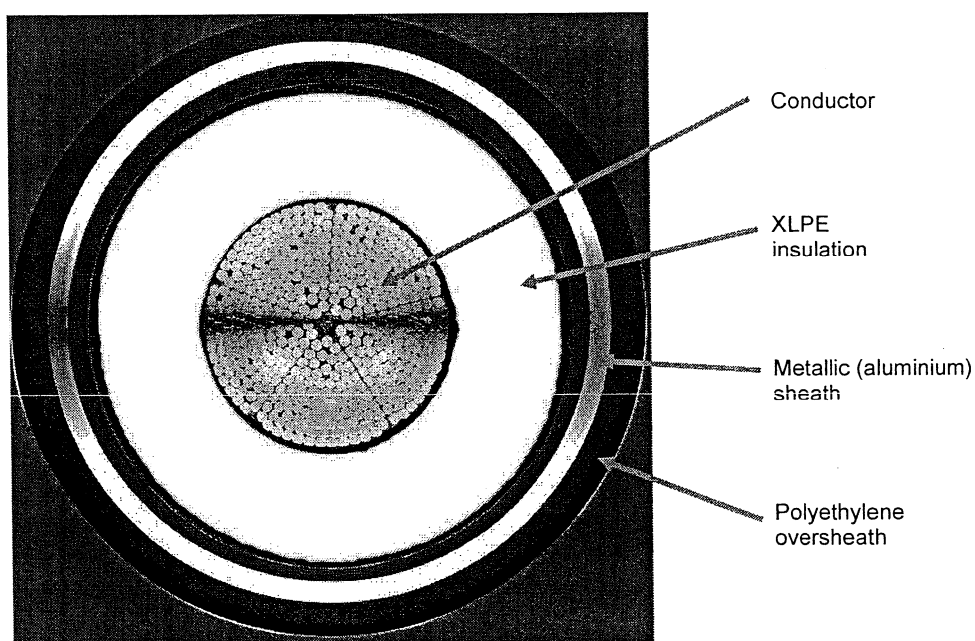


Figure 3.3: Structure of a cross-linked polyethylene cable.

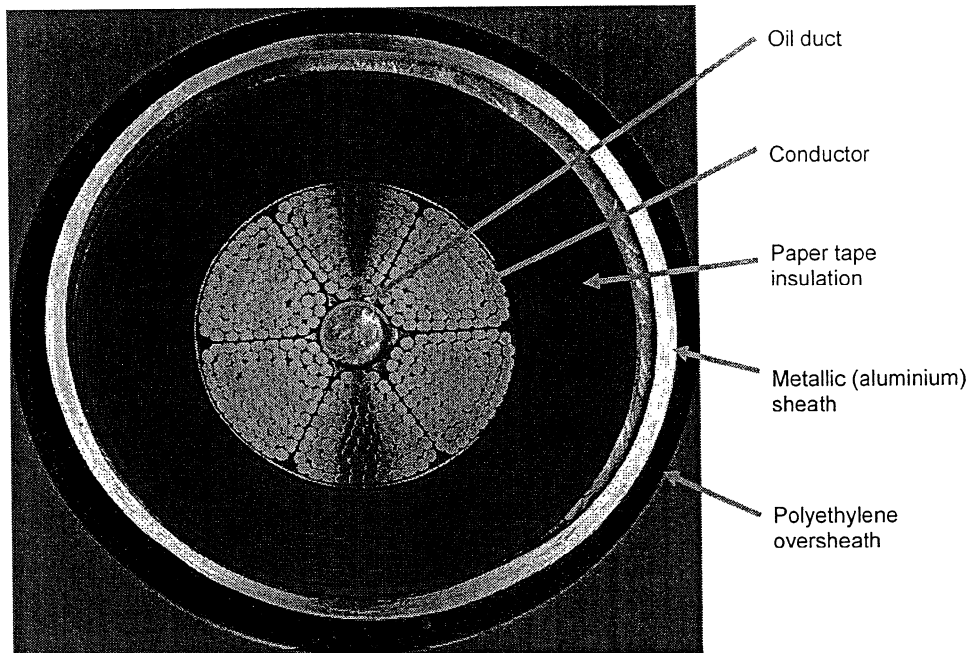


Figure 3.4: Structure of an oil-filled cable

3.2 Heat transfer

A significant proportion of the additional cost and complexity of placing circuits underground results from the problem of removing waste heat from the cable.

For an overhead line conductor, energy is lost due mainly to the resistance of the conductor. The lost energy is converted to heat and is proportional to the square of the current flowing in the conductor.

An underground cable also has this conductor loss, but also has additional losses due to currents induced in the sheath and to losses in the insulation (or dielectric). The dielectric loss is proportional to the square of the voltage on the cable. This loss is present even if the cable is carrying no useful current (or load). For this reason the dielectric loss is sometimes referred to as the no-load loss.

In order to prevent degradation of the cable insulation, it is designed to operate at temperatures up to 90°C. Overhead line conductors generally operate to similar temperatures, but in this case the limit is defined by the need to restrict the extent to which the conductor sags due to thermal expansion in order to prevent safety clearances being infringed. At 400 kV a typical separation approx of 8 m is required

For an overhead line, the surrounding air not only provides the necessary electrical insulation to earth but it also cools the conductors. In an underground cable, the electrical

insulation also acts as thermal insulation and impedes the transfer of heat away from the conductor. The heat generated by the various losses in the cable has to pass through the cable structure (figure 3.5) into the soil and out to the atmosphere. The soil can present a significant thermal barrier, particularly if it is dry. It is common practice to surround the cable with a specially selected backfill to enhance the dissipation of heat (see Section 3.3).

An underground cable not only has additional sources of loss compared with an overhead line, but also has less effective heat dissipation. It is therefore important to keep the cable losses as low as possible, particularly for very high power circuits. This is often done by using a conductor of larger cross section than the equivalent overhead line, in order to reduce the electrical resistance. A further reduction can be obtained by using low resistivity copper for the conductor. Overhead lines generally use aluminium conductors to reduce the weight. Whilst the resulting underground cable has significantly lower resistance than its overhead counterpart, the use of a large copper conductor results in a cable conductor that is substantially heavier than that of the equivalent overhead line. Table 3.1 compares the weight, diameter and electrical resistance of overhead conductor and underground cable of similar capacity. To obtain a similar transmission capacity (rating) it is necessary to use a 2500 mm² copper underground cable conductor to match an 800 mm² aluminium alloy overhead line. The relative sizes of the two systems are shown in Figure 3.6. Further technical details on the thermal ratings of cable and overhead lines are given in Appendix B.

Table 3.1 Characteristics of overhead conductor and underground cable of similar rating. (The details of the conductor used in the underground cable are included for comparison)

	Material	Area (mm ²)	Diameter (mm)	Mass per unit length (kg/m)	(Ω/km)
Overhead conductor	Aluminium alloy	821	37.3	2.3	0.039
Underground conductor only	Copper	2500	56.4	22	0.009
Complete underground cable			144	33	

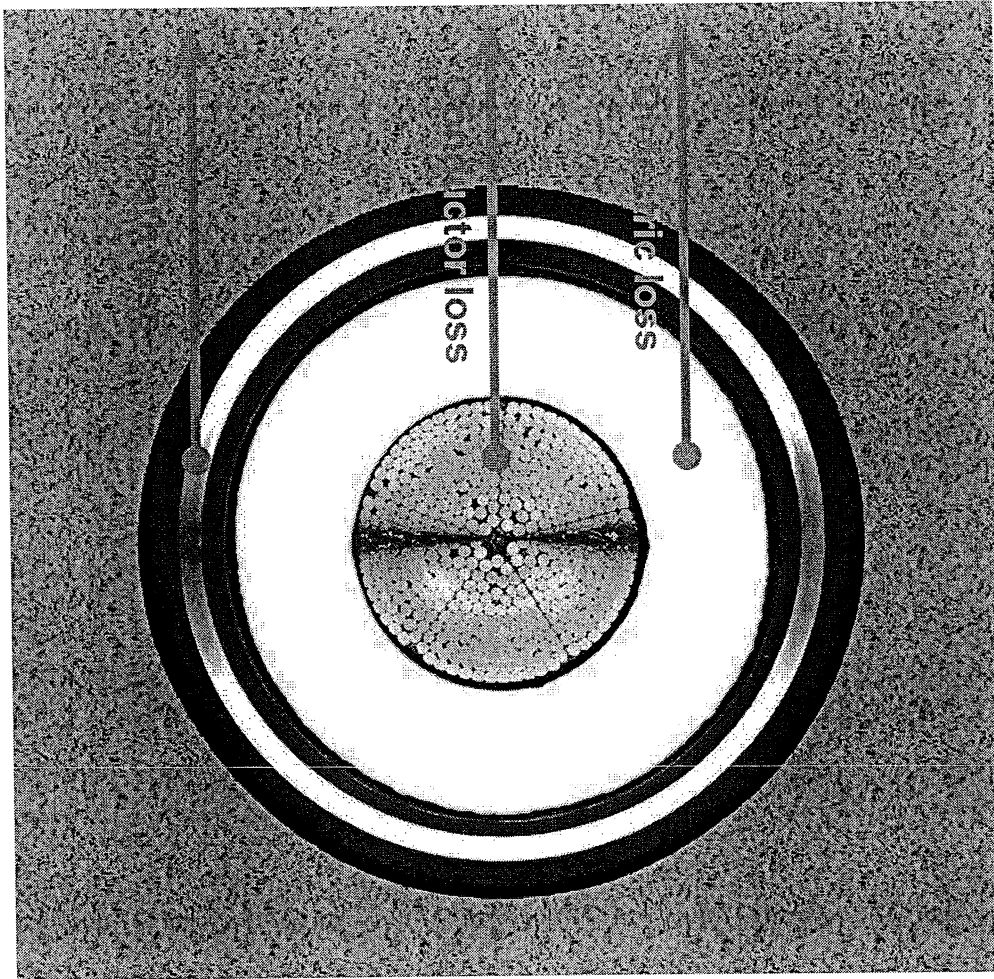


Figure 3.5: Losses produced by an underground cable

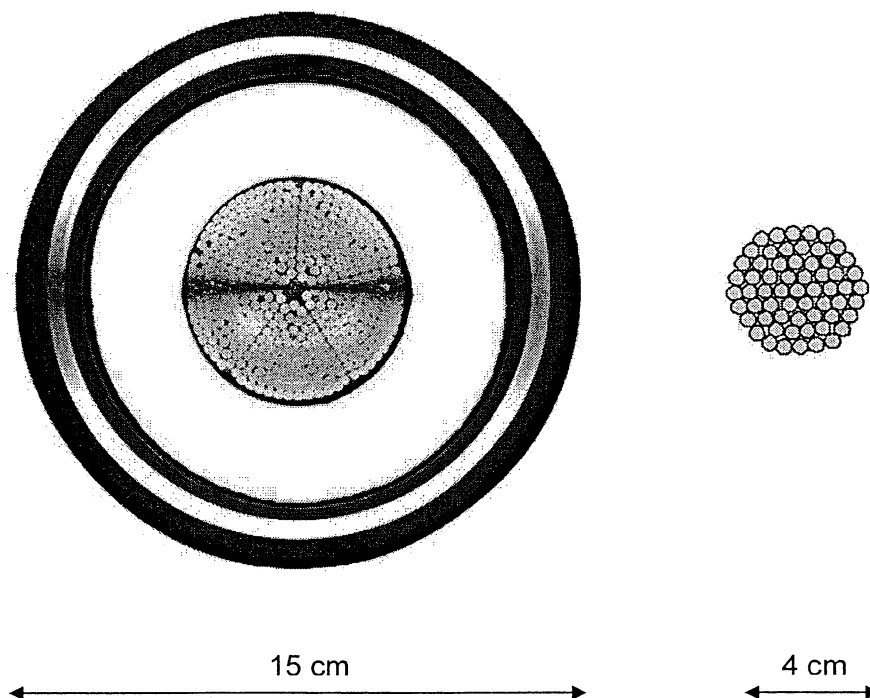


Figure 3.6: Relative size of a 400 kV XLPE cable and an overhead line conductor of similar rating

In general the higher the voltage at which an electrical circuit operates, the larger is the power that it can transmit. Figure 3.7 shows the average rating of circuits reported by utilities responding to our questionnaire.

This has two important consequences for very high voltage lines. Firstly, they must be extremely reliable as they tend to be supplying large amounts of power. Interruption to the supply would affect either a large number of domestic customers or some very large industrial users of electricity. Secondly, the large power transfer is accompanied by the production of a significant amount of 'waste' heat.

The following section shows how the combined requirements of extremely high reliability and good heat dissipation means that as the power and voltage of a cable increases, so does its size and the complexity of construction works.

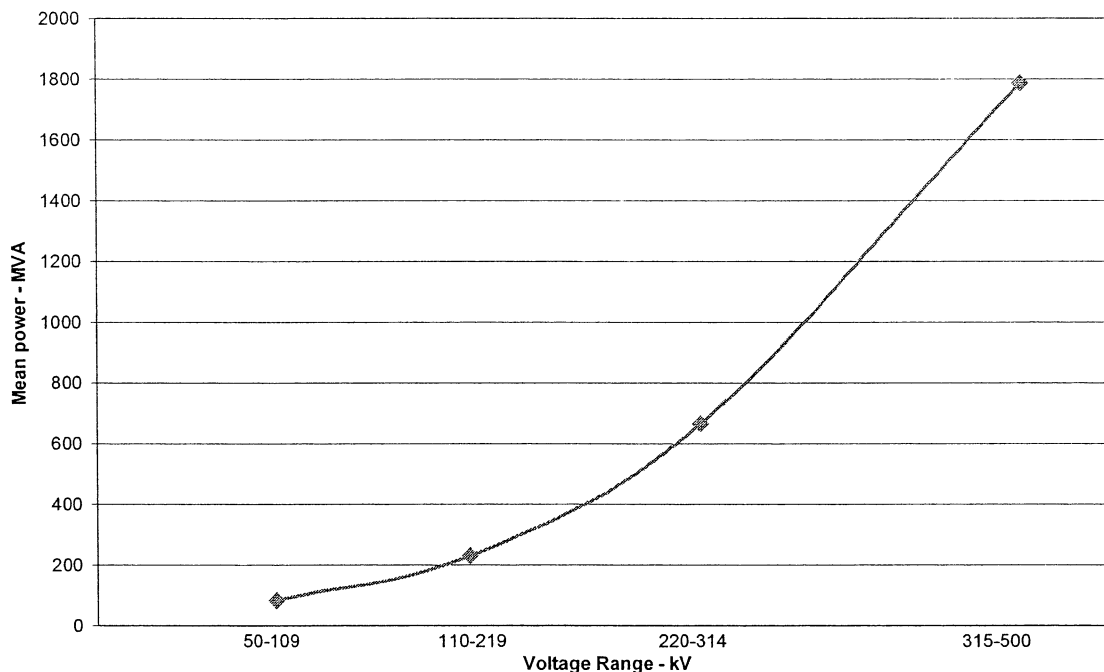


Figure 3.7: Average rating of circuits in the voltage ranges used in the questionnaire

3.3 Construction and Installation

Cables

Putting the cables underground is a significant part of the cost of a project. The cost varies widely depending on the ease of access along the route and the amount of power to be transmitted.

In urban areas, the costs of cable installation tend to be significantly higher than in the countryside. In the city, there are likely to be a large number of crossing services, for example gas, water, telecommunications (figure 3.8). This restricts the use of mechanical diggers and parts of the trench have to be dug by hand. The trench walls usually have to be supported in order to work safely (figure 3.9). Additional costs arise from the need to manage the traffic flow and from the restrictions often placed on the hours of working in order to reduce inconvenience to local residents.

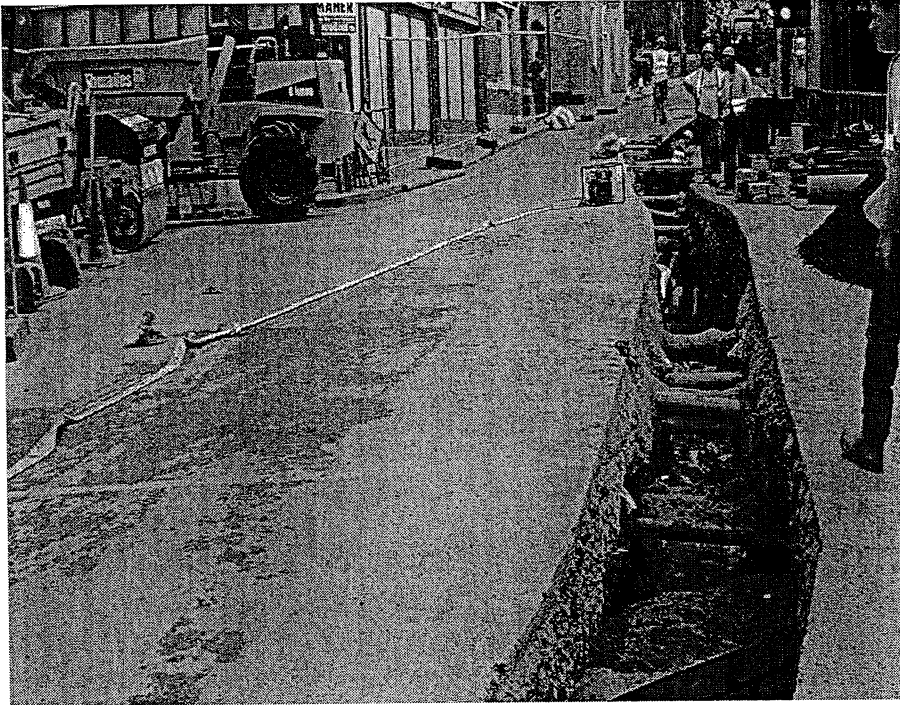


Figure 3.8: 110 kV cable trench in an urban street

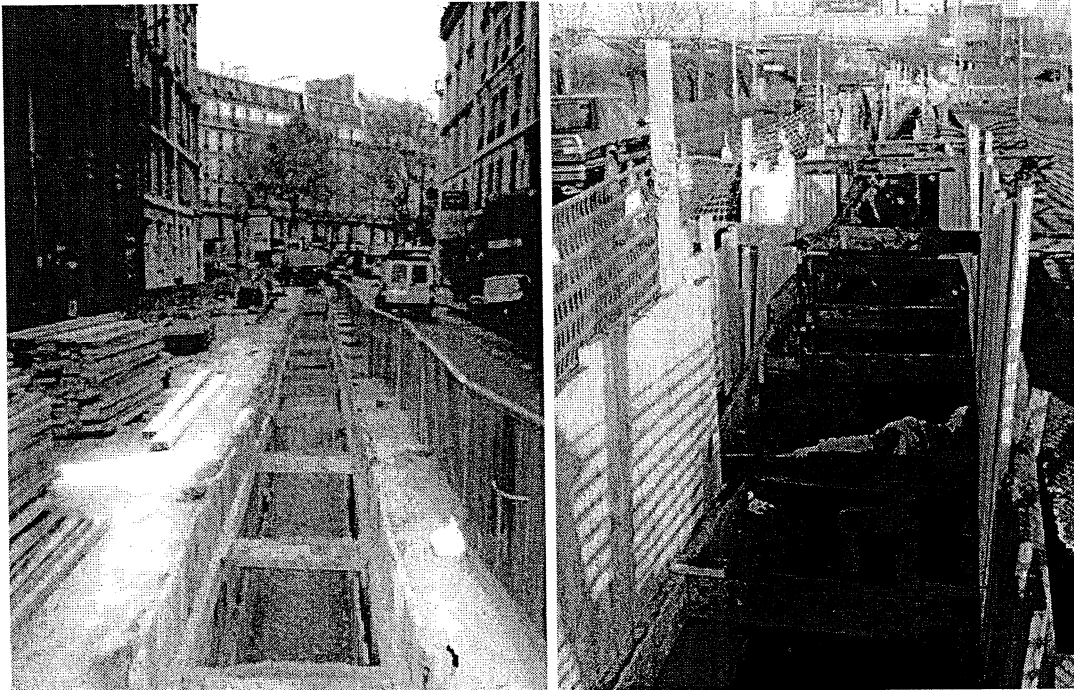


Figure 3.9: Trenches with shuttered (supported) walls

The length of time that a trench needs to remain open can be reduced by first installing ducts (often plastic or steel pipes). These can be buried in short sections and then the cable subsequently pulled in (figure 3.10). This is most effective for smaller, lighter cables with modest thermal ratings.

For minimum disruption, cables can be installed in deep bored tunnels. This is an expensive method, but in major cities it is sometimes the only practical option.

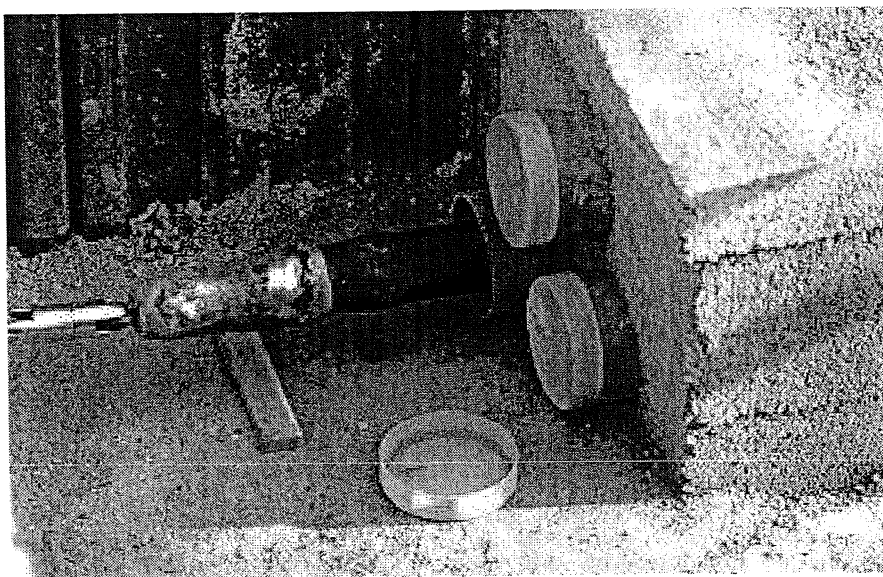


Figure 3.10: Cable being pulled through a pre-installed plastic duct

In rural or open areas, the costs of cable installation are likely to be reduced. A mechanical excavator can often be used to dig the trench and if there is sufficient space and suitable soil conditions to dig a trench with unsupported sloping walls (figure 3.11).

There may be significant additional costs with large-scale rural undergrounding in order to preserve the natural environment (for example watercourses, hedgerows and woodlands)

Special techniques such as directional drilling are also used for crossings under roads, railways and waterways. Further details on construction works and the installation of underground cable are given in Appendix D.

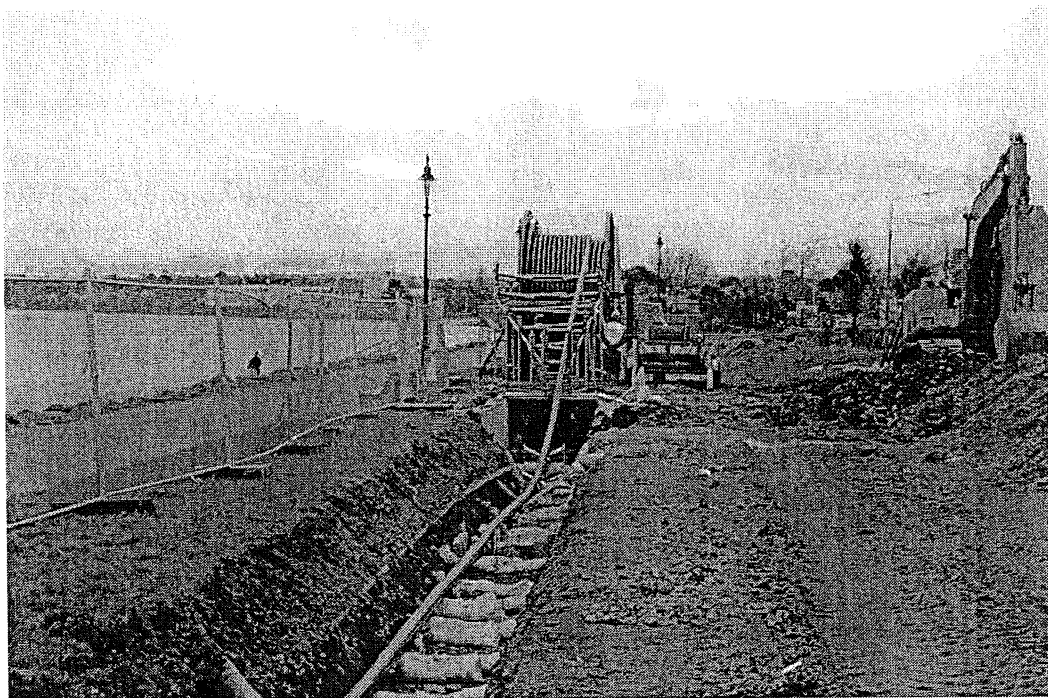


Figure 3.11: Cable trench on open land

The size and spacing of trenches is largely dictated by the rating of the cable. It was noted in Section 3.1 above that, as a general rule, the higher the voltage at which an electric circuit operates, the larger power it can transmit and the higher the losses. In consequence higher voltage cables tend to be spaced further apart and more attention has to be paid to the dissipation of heat.

Ease of installation and the electrical design of cable systems favours placing the three phase cables as close together as possible. Hence low and medium voltage cables tend to be installed in touching trefoil formation (see figure 3.12). For very high power transmission, the need for better heat dissipation means that the cables must

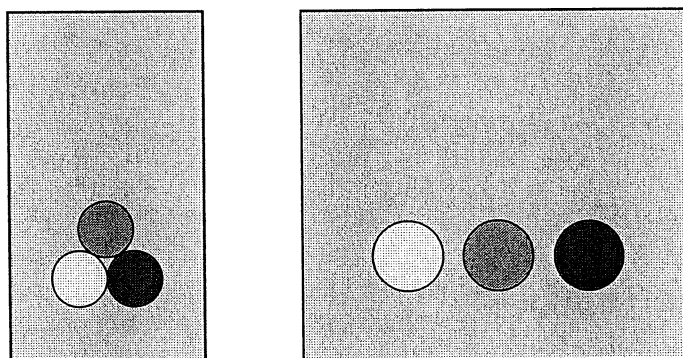


Figure 3.12: Cables installed in trefoil (left) and flat formation (right)

be spaced further apart, generally in flat formation. This represents a compromise between thermal and electrical requirements. Where two circuits are installed, for example to connect to a double circuit overhead line, the most efficient cooling is obtained by placing the two circuits as far apart as practically possible.

The spacing between overhead line conductors is so large that heat dissipation from each conductor is unaffected by the presence of the other current carrying conductors.

The trench cross-section and construction work on a high voltage (66-90 kV) cable are shown in Figure 3.13. The extent of the work is considerable less than that required to install a very high power extra-high voltage link. Figure 3.14 shows the trench cross-section for a 400 kV double circuit cable. The high rating (up to 4800 MVA) requires two cables per phase. Figure 3.15 shows construction work on such a link in the UK. In order to make the circuits thermally independent they are installed at a wide spacing. The gap between the circuits is useful during construction as it allows a temporary access road to be laid between the circuits. This improves safety and minimises damage to the land. Taking care to reduce land compaction and carefully reinstating land drains plays an important role in promoting the future growth of crops.

To the left of the circuits the topsoil is stored. Storing topsoil on-site reduces the number of truck movements and helps ensure that the original topsoil is replaced after the cables are buried. The disadvantage is that a wider swath of land is required during construction. In addition to the space required for safe working and access requirements for the underground cables themselves, extra land may also be needed at the joint positions.

After construction it must still be possible to access the cable quickly if a repair is needed. In addition, buildings on top of the cable route are not permitted due to the need for good heat transfer.

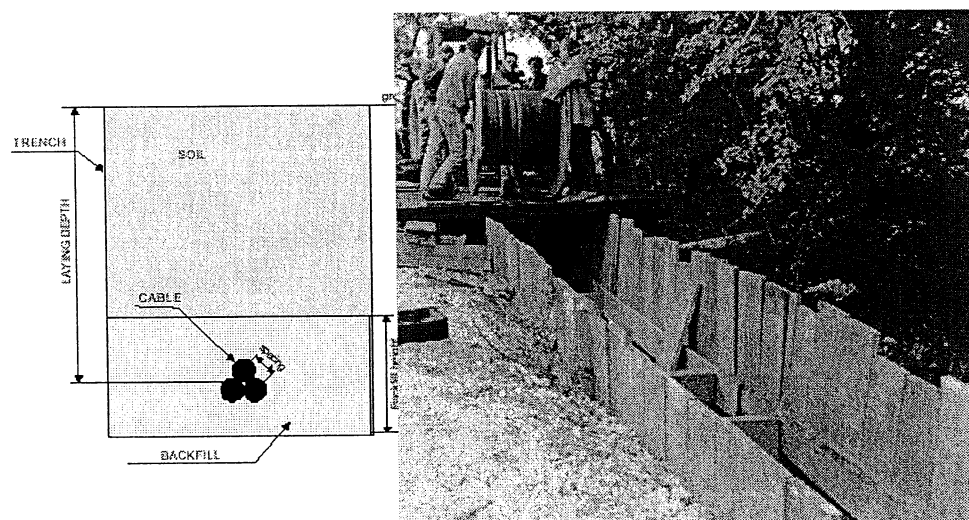


Figure 3.13 Trench cross-section and construction activity for a high voltage (66-90 kV) cable

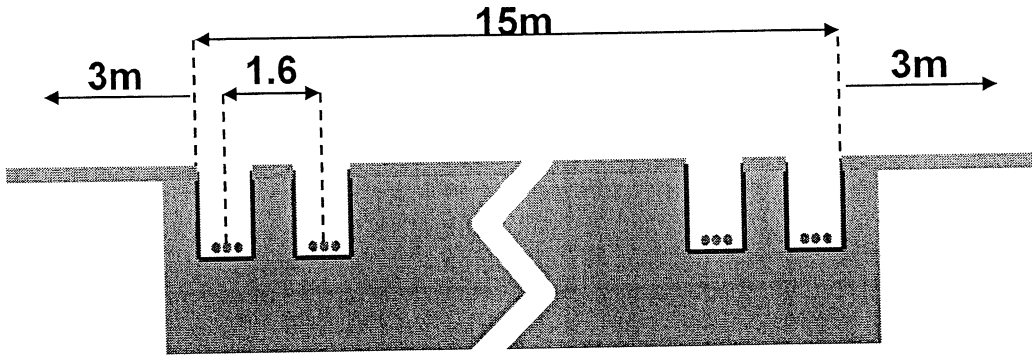


Figure 3.14 Trench cross-sections for an extra-high voltage (400 kV) cable system

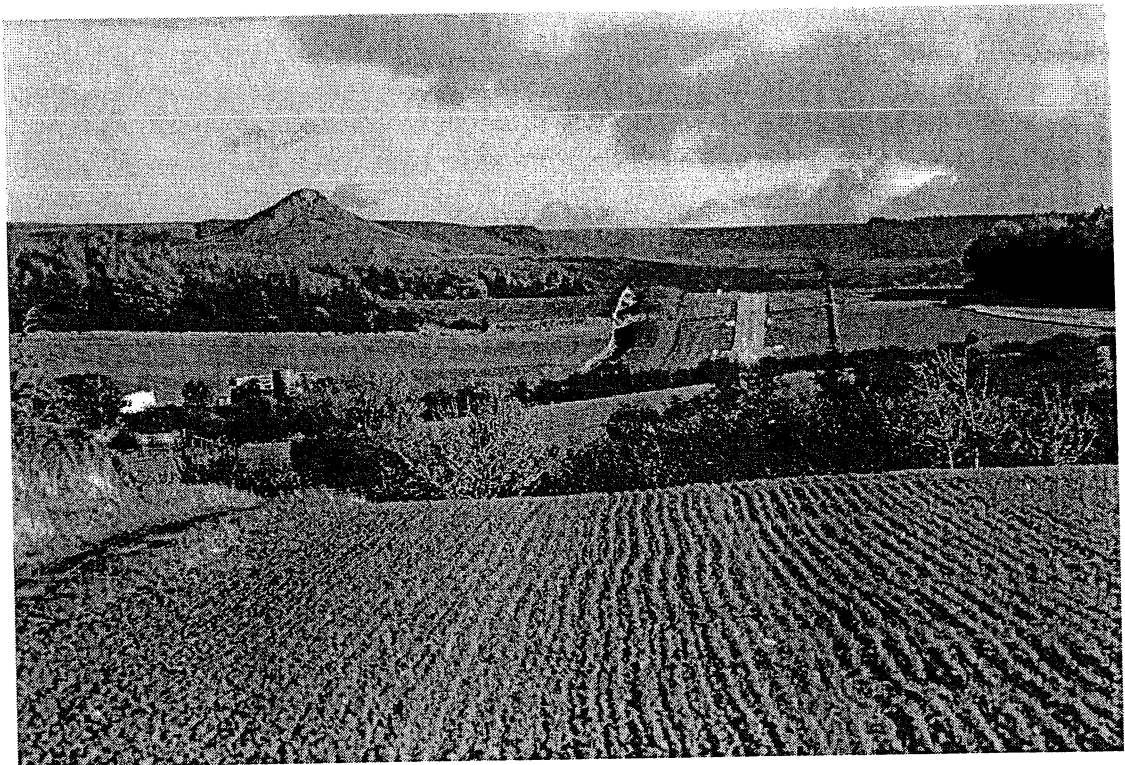


Figure 3.15 Construction swath for the Nunthorpe-Newby 400 kV cables in the UK.

Joints

The technology required to joint cables tends to become increasingly complex (and costly) with increasing voltage. The electric field (stress) in the insulation of a 60 kV cable is a few kV/mm. In order to reduce the size and weight of 400 kV XLPE cables, these operate at a much higher stress (about 12 kV/mm). The increased stress results in a cable that is more expensive to manufacture, requires a more sophisticated joint design and much greater care during installation. Details of the designs of joints used with underground cables can be found in CIGRE Technical Brochure 177 [3]

Joints are more complex than the cable itself and are made on-site rather than in the factory. In consequence the joints tend to be less reliable than the cable. The higher voltage cables tend to be heavier and less flexible than lower voltage cables. This leads to shorter drum lengths (delivery lengths) for the higher voltage cables and hence more joints per kilometre. To maintain reliability extreme care is required in the installation and testing of 400 and 500 kV cable joints.

After jointing, the cable is usually subjected to a high voltage test to prove the quality of the joint. At 400 and 500 kV the equipment required for this test is very large and special provisions are often required to get the test to site.

For an overhead line only the conductor needs to be jointed and this is usually achieved with a simple compression fitting.

Would pictures of a cable joint and an OHL conductor joint be helpful?

Transitions

At the end of an underground cable a termination is applied to control the electric field. Factors influencing the design, installation and testing of terminations are very similar to those of joints (above).

When a section of underground cable is incorporated in an overhead transmission line, the connection from a fully insulated cable to a bare overhead conductor is by means of a termination, but how this is implemented depends on the voltage of the circuit. At lower voltages the terminations can normally be located and supported within the overhead line tower structure (see figure 3.16)

At intermediate voltages (220/275 kV) the terminations can be mounted on the tower by installing a platform on the tower (figure 3.17).

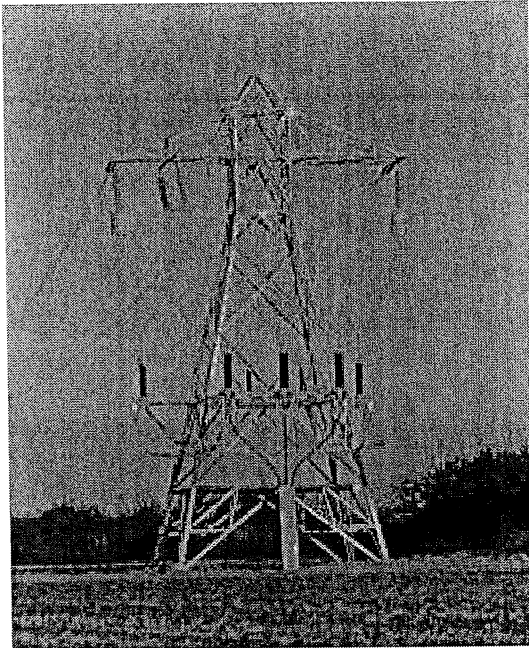


Figure 3.17 Terminations mounted on a platform on a 110 kV overhead line tower

At 400 and 500 kV, the size and weight of terminations and the necessary clearances dictate the use of a separate, high security transition compound on the ground (Figure 3.18). The compound can require an area of 2,500 m² depending on the power level and the amount of equipment installed. The overhead line tower at this location is more substantial because the line terminates at this point and hence the mechanical forces on the tower are unbalanced.

For further details on transitions between overhead and underground circuits see CIGRE Technical Brochure 250 [4].

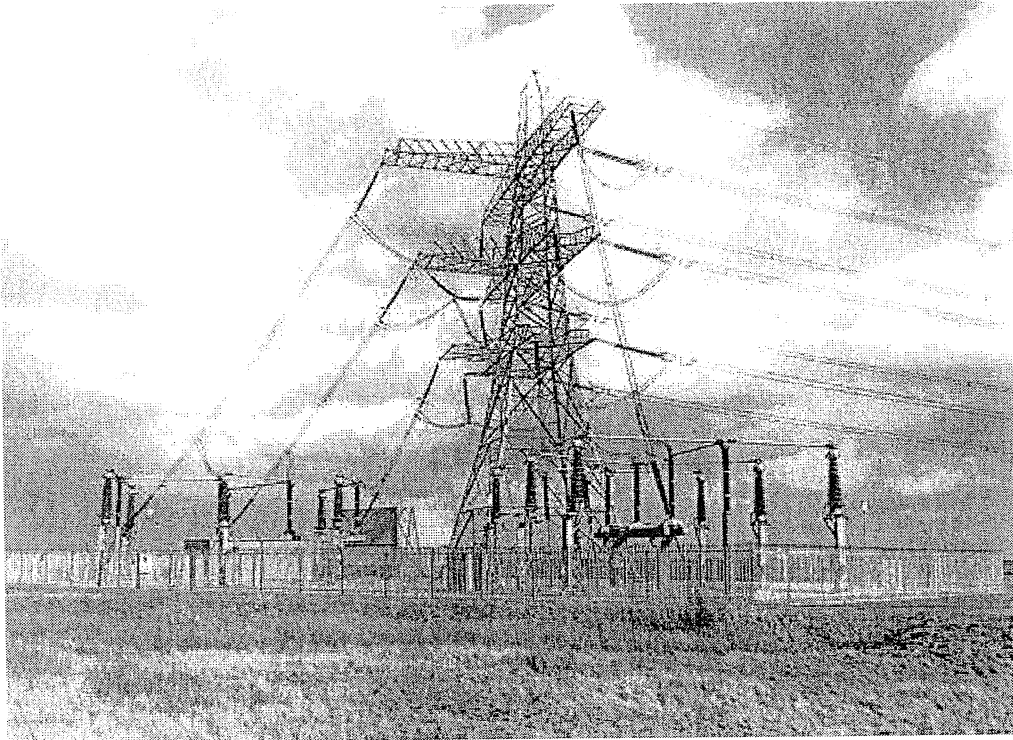


Figure 3.18: 400 kV transition compound

3.4 Electrical Design

The above sections (3.1 to 3.3) show that not only are there major differences between the thermal and construction aspects of overhead and underground circuits, but there are also significant differences between low power high voltage underground cables and very high power extra-high voltage cables. A similar situation exists for the electrical design of these systems.

The electrical design of long AC cable links and their integration into overhead networks has already been considered in detail by CIGRE Working Groups 21-13 [5] and B1.19 [4,6] so it will only be considered very briefly here.

Fault Clearance and Protection

When a fault occurs in an overhead line circuit it is often a transient fault caused, for example, by a lightning strike. It is common practice to attempt to re-energise the circuit by automatically reclosing the circuit-breaker. This may be done immediately or after a delay of between 1 and 20 seconds (delayed auto reclose).

When a fault occurs in an underground cable circuit it is almost exclusively a permanent fault [7] and reclosure is not attempted.

The automatic reclosure of a hybrid overhead/underground circuit may be possible, but the attendant risks (injury, explosion and fire) have to be evaluated. Automatic reclosure is facilitated by fitting extra equipment to detect if the fault is in overhead or underground part of the circuit. Reclosure can then be attempted if it is indicated that the fault is in the overhead part. (See Appendix C.1).

Special Bonding

It was noted in Section 3.2 that current flowing in the cable conductors induces current in the metallic sheaths of the cables, which produces heat (sheath loss). If the cable sheath is solidly bonded to earth at both ends of the circuit large currents will flow in the sheath leading to high sheath losses. This will reduce the current rating of the cable. For highly rated cables special bonding techniques can be used to minimise the sheath losses. These arrangements are described in Appendix C.2.

Parallel Connections

The impedance of an underground cable is usually lower than that of an overhead line. If the two are run in parallel, it is likely that most of the current will flow in the cable. This situation must be analysed at the design stage and measures to control the current flow have to be considered. (See Appendix C.3).

Reactive Compensation

An underground cable acts as a capacitor. When subjected to alternating voltage, the cable is repeatedly charged and discharged. This charging (or reactive) current flows between the central conductor and the metal sheath, making no useful contribution to the flow of power along the cable.

For a 400 kV cable the charging current is 10-40 times greater than for an equivalent overhead line conductor. For long cable routes it is necessary to install reactive compensation equipment (usually inductance in the form of shunt reactors). This equipment and associated switchgear and connections add to the cost of long underground circuits. For practical reasons it is preferred to install shunt reactors at the substation or at the overhead/underground transition compound. Further details of reactive compensation are given in Appendix C.4.

3.5 Operation

There are significant differences in the operational aspects of overhead and underground circuits and once again differences between low power high voltage underground cables and very high power extra-high voltage cables.

Security of Supply

The question of whether an overhead line or an underground cable provides a better security of supply is not a simple matter. Both systems are intrinsically very reliable if well designed, constructed and maintained. However, there is considerable variation in operation, environment and maintenance practices throughout the industry, making direct comparison difficult.

In temperate countries, an overhead line can provide a more secure electricity supply than an underground cable, as an overhead line is not subject to damage from digging activities by third parties, which may be considerable (often due to the non observance of the permits and laws).

However, in extreme weather conditions, this is not necessarily the case. Wind, snow and ice storms can cause extensive damage to overhead systems, while underground systems are immune from them. Damage from falling trees can also be a problem for overhead lines, particularly for lower voltages lines. This is less of a problem for very high voltage lines with their taller towers

Fault Repairs

In the case of an overhead line, a fault can be quickly found by visual means using either a manual line patrol or, in urgent cases, by helicopter patrol. Repair to overhead lines is relatively simple in most cases and the line can usually be put back into service within a day or so. However, major catastrophic failures do occur involving multiple circuits and can take many months to repair.

Underground cable failures tend to affect only a single circuit. An underground cable fault can be difficult to locate by electrical means, if obvious excavation damage is not present, and typically takes one to several weeks to repair.

Routine Maintenance

The annual maintenance costs and outage times required vary considerably from country to country, as utilities have different maintenance practices.

For instance, some countries annually test all cable sheaths to confirm their integrity; other countries do not. Such testing is costly in outage terms, but can pay dividends in the

long run. In addition, the additional complexity of fluid-filled cable systems requires more intensive routine and corrective maintenance than extruded dielectric systems.

On the other hand, much of the annual inspection work on overhead lines can be performed with the lines in service, by ground-based observers or from helicopter patrols. The major cost is incurred when corrective maintenance identified by these patrols is carried out. In addition, climbing patrols are also carried out (typically every 5 years or so) to check out in detail the condition of all the hardware on the towers. To prevent corrosion, it is common practice to paint the towers at regular intervals.

Safety

Overhead lines are highly visible structures and are rarely damaged unintentionally by third parties. However, if the distances between people and live overhead conductors are too short fatalities can occur. Falling conductors and masts also are a danger in extreme conditions.

As underground cables are not readily visible, it is not uncommon for these to be damaged by excavators, drilling operations and suchlike. This can cause major damage and injury. The incidence of such events is rather low, as cable protection systems operate extremely quickly, and the underground locations tend to limit the spread of fire and hazardous materials. In most countries, contractors are encouraged to contact the relevant utilities before commencement of excavations; this is mandatory in certain countries.

Uprating

Uprating is a way to transfer more power over an existing overhead line (OHL) or cable system. This can be done with or without hardware changes.

Changing the hardware of an overhead line is generally much easier than an underground cable. (See Appendix E.1 for further details).

Uprating an underground cable by using temperature monitoring and real time thermal rating is useful for short term operations and is more effective for a cable than for an overhead line.

Monitoring

Details of systems for monitoring the health and temperature of underground cable are given in Appendix E.2. Routine monitoring of overhead lines has rarely been used in the past, but with increasing pressure to maximise the power flows down existing lines, such systems are being evaluated and introduced.

For the safe operation of oil-filled and gas pressure cables it is necessary to monitor oil or gas pressure. This may be done using simple pressure gauges fitted with low pressure alarm contacts or, for more recent installations, using pressure transducers.

For modern XLPE cable systems partial discharge (PD) monitoring is being introduced, particularly for joints and terminations. The sensors are relatively simple but the detection and evaluation of the signals is very complex. Monitoring PD in XLPE cable systems can improve their reliability by giving early warning of degradation.

Temperature measurements can be obtained simply from discrete sensors such as thermocouples, which can be placed in ground and on cable sheath at specific points. More comprehensive measurements can be done using a distributed temperature sensing (DTS) system where an optic fibre cable is used to continuously monitor the temperature profile along the cable route. Temperature measurements can be used with real-time rating software to give enhanced short-term ratings for underground cable.

3.6 Reducing the cost of undergrounding

In addition to using monitoring to increase the cost effectiveness of cable assets, utilities are using a range of other techniques to reduce the cost differential between underground cables and overhead lines.

Improvements in cable design are leading to lighter cable and hence longer drum lengths. The most significant changes are the use of laminated foil sheaths rather than the thicker seamless metallic sheaths. The use of higher electrical stresses reduces the thickness of cable insulation. In addition to using less material this reduces the number of joints, leading to reduced cost and shorter installation times.

The cost of installation can also be reduced by the use of mechanised laying techniques. The cable trench can be excavated, the cable laid and the trench backfilled in a single pass. Figure 3.19 shows the mechanised laying of a 20 kV cable bundle. For larger cables mechanised laying techniques can be used to bury plastic ducts [8]. The cables can subsequently be pulled into the ducts. Figure 3.20 shows the mechanised laying of 63 kV cable ducts. A novel method for pulling the cables has been trialled [9]. As the cable is winched, water is pumped through the duct providing both buoyancy to the cable and forward momentum to assist the cable pulling. The use of pre-lubricated ducts can also reduce friction and hence the pulling force required.

Mechanised laying techniques are mainly applicable to light, low power cables in rural environments. They are not useful if there are other (crossing) underground services or if the use of a special backfill is required to assist heat dissipation from the cable. There is also a practical limit to the weight of cable that can be laid and laying may not be possible during wet seasons.

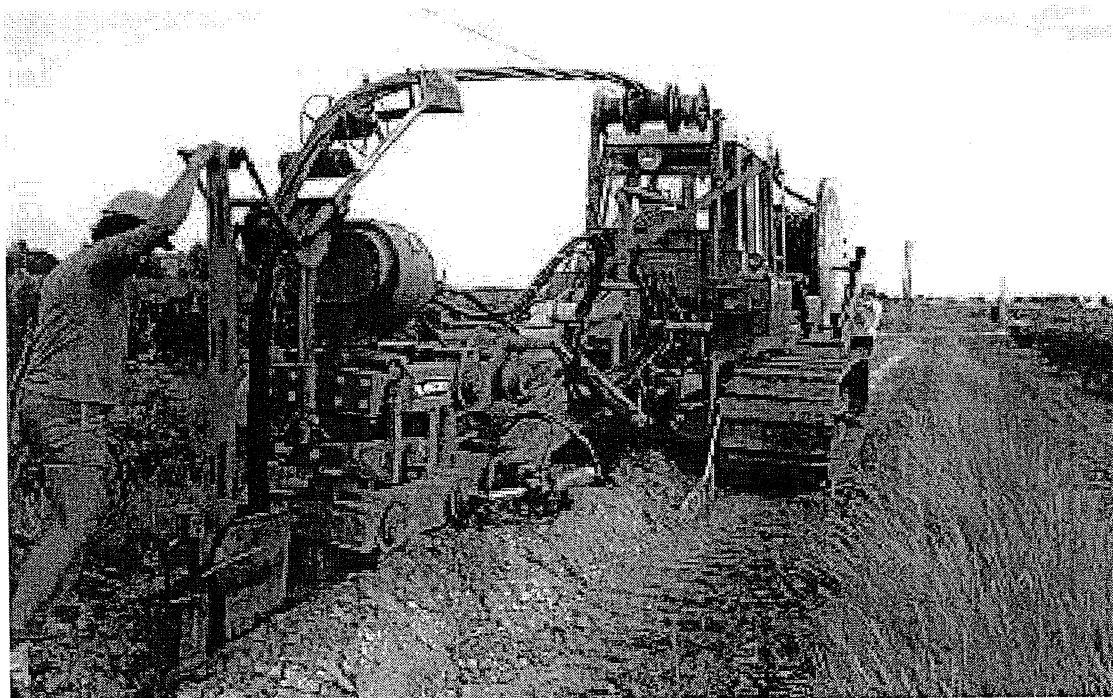


Figure 3.19: Mechanised laying of a 20 kV cable bundle

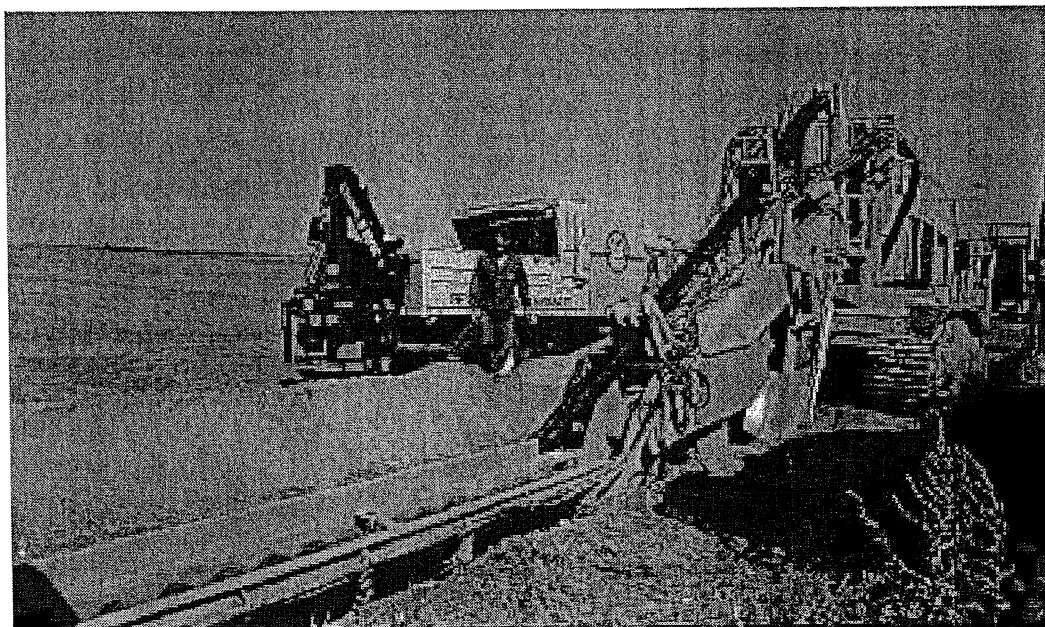


Figure 3.20: Mechanised laying of 63 kV cable ducts

Deferring Expenditure

There may be circumstances in which a cable has to be connected to an overhead line whose rating of the is far greater than the present day need. It may be economic to install a cable that meets the present day requirements and then install a second cable per phase once the load has grown sufficiently [10]. For a ducted cable system it may be more economic to install spare ducts during civil work for the initial installation

For a cable installed in a tunnel provision can be made for future network expansion by leaving space in the tunnel for additional circuits.

Where it is anticipated that forced cooling will be needed to meet the future rating, it may be possible to defer expenditure by not installing the full cooling system until a later date. For a water-cooled cable, water pipes could installed without the water cooling stations and heat exchangers or refrigeration. Similarly, an HPOF cable system could be installed and the oil radiators and fans added later.

Temperature measurement and real-time rating techniques also provide an option for deferring expenditure by extending the time for which the existing cable meets the need.

Tailored Solutions

Overhead lines provide an off-the-shelf solution to the provision of transmission circuits. They generally use standardised designs of conductor, insulators strings and towers. The relatively low cost of overhead transmission means that there is little benefit from applying novel or bespoke solutions. The converse is true for underground transmission. It is relatively expensive and hence despite the additional cost of one-off designs, it is still possible to make significant savings from tailored solutions. This is particularly true of novel installation designs and techniques.

One consequence of this approach is that an underground cable system can be tailored to meet local conditions, but the same solution may not be applicable elsewhere. Hence, even for the same voltage and power, the costs of an underground cable system can vary widely. This makes it difficult to generalise the cost of a typical underground cable system or even to get a consensus on what a typical underground cable system looks like. Each installation must be taken individually and the relevant costs calculated.

4 Cost Factors

The statistics of installed lengths reported in Section 2 show that utilities generally prefer to use overhead lines rather than underground cables. This is primarily on the grounds of cost, although as shown in Section 3, there are also a number of technical factors which favour overhead lines.

Before considering in detail the components which go to make up the cost of an underground cable circuit, we shall first consider how best to compare the cost of underground cables with the equivalent overhead line.

4.1 Cost Ratios

Cost ratios are often thought of as simple way of comparing costs, for example saying an underground cable is 10 times as expensive as overhead line. In reality there can be a wide range of values quoted for apparently similar circuits and this leads to confusion and mistrust between the various stakeholders.

Cost ratios are volatile, in particular, they are highly sensitive to small changes in overhead line cost and as a result they must be used with extreme caution. Table 3.1 shows some hypothetical cost ratios for underground to overhead costs. In both cases the underground cable costs €10 million (€10M). In Case 1 the overhead line costs €500 thousand (€500k). In the second case, small changes in the overhead line design or the local ground conditions result in the overhead line costing €1M. The cost ratio for Case 1 is 20, whilst for Case 2 it is 10. The important factor is the additional cost installing the link underground, which is similar in both cases (€9.5 in Case 1 against €9.0 in Case 2.)

Table 3.1: Hypothetical cost ratios for underground to overhead costs

Case	Cost of underground cable	Cost of overhead line	Cost ratio	Additional cost of undergrounding
1	€10 million	€500 thousand	20	€9.5 million
2	€10 million	€1 million	10	€9.0 million

Small changes in the design of the circuit can produce large changes in cost ratios and, in financial terms, the ratios have little meaning. It is the added cost of undergrounding that is important and must be weighed against the benefits (largely visual) that it brings.

In their 1996 study [1,2], CIGRE Joint Working Group 21/22-01 tried to gather international values for cost ratios, but as might be expected the results were of limited use. For circuits operating at voltages between 220 kV and 362 kV, JWG 21/22-01 found cost ratios ranging between 5 and 21.

The quoted ratios vary widely, because they are highly dependent on local circumstances (including terrain, land costs and power flows).

The present Working Group considered the option of collecting international costs for a well defined ‘‘typical’’ cable circuit, but it is even difficult to obtain international consensus on what might constitute a ‘‘typical’’ cable circuit.

The working Group has concluded that it is not possible to collect a consistent set of data for overhead and underground costs that would give more reliable cost ratios than those obtained in 1996.

The only reliable method of comparing overhead and underground costs is on a case by case basis and generic values of cost ratio are of very limited use and should be avoided. Estimates for the costs of underground and overhead options for a specific project must be calculated and then weighed against the advantages and disadvantages of each option.

4.2 Components of cost for cable systems

Costs can be estimated for the various stages of the cable's lifecycle:

- Planning/Design
- Procurement
- Construction
- Operation
- End of Life

Each stage of life can be subdivided further and the costs estimated. See Appendix F for further details

In general the early costs, particularly procurement and construction are usually found to be the most significant. They are immediate and tend to be larger than later costs such as repair and maintenance and hence have most effect on the financing of projects

Later costs can be very difficult to estimate, particularly in deregulated environment. It is particularly difficult to estimate both the magnitude and the cost of future electrical losses. The magnitude of losses are highly dependent on how heavily the line will be loaded and the cost of the losses depend on factors such as the cost of fuel and the availability of surplus generation capacity. None of these factors are easy to estimate even in the short-term. Estimating their likely values in 40 years' time is extremely difficult.

By analysing the underground cable costs for each stage of the cable's life, it is easier to assess which costs are important and which estimates are least reliable. A similar methodology can be used to estimate the cost of the equivalent overhead line

4.3 Comparing underground and overhead options

The only reliable way of comparing the costs of underground and overhead options is on a case by case basis. There is no general answer to how the costs compare. In Section 3, technical options for reducing the cost of undergrounding were discussed. These often involve a willingness to be flexible in the design of installations rather than just accepting

a standard design solution. This in itself makes the concept of a standard cost for a circuit untenable.

Historic values of underground and overhead costs are often a poor guide to present day costs. The price of underground cable is strongly influenced by fluctuations in the commodity price of raw materials such as copper. It is also expensive to manufacture and store large stocks of cable, particularly for the very high voltages. In consequence the price of underground cable is very sensitive to the balance between demand and manufacturing capacity.

The other problem with using historic values of underground and overhead costs is that underground cable has traditionally been used mainly in the centres of towns and cities with overhead lines being used for rural transmission circuits. There has therefore been a tendency to compare the cost of urban underground cable with that of rural overhead line, which may give an inaccurate comparison.

For each project, the costs of underground and overhead options must be calculated and these can then be compared. Once the cost difference has been calculated, this can be compared with those benefits and threats which are more difficult to express in monetary terms. These include factors such as visual intrusion, threats to sensitive habitat and damage to archaeological heritage.

There are also land-use issues which need to be considered, where the installation of an overhead or underground line might restrict future options for either agriculture or suburban building development.

Factors such as visual intrusion, threats to sensitive habitat, etc. are not generally the same along the whole route. In some cases partial undergrounding is an opportunity for compromise. As shown in Section 3, however, the transition from overhead to underground can have significant impact on the local environment and adjacent short sections of undergrounding are unlikely to be desirable.

However even that generalisation may be unwise without considering the details of a specific case. Only by calculating the cost differential between underground and overhead options for a particular circuit can this be weighed against the other benefits and threats and a rational basis for a decision can then be made.

5 Conclusions

The large majority of circuits are overhead. The proportion of circuits that are underground falls from 6.7% for the 50 to 109 kV range down to 0.5% for the 315-500 kV range. There is no significant length of underground transmission at the 501-764 kV level.

The percentage of underground cable which has extruded polymeric insulation fell from 72% for the 50 kV to 109 kV range to 27% for 315 to 500 kV range. The decreasing proportion of extruded insulation used at the higher voltages reflects the relatively recent introduction of this technology.

The data on installed lengths clearly show that utilities have a strong preference for overhead lines rather than underground cables. For the 50 kV to 109 kV range, 93% of the network is overhead. This value increases to 100% overhead at the 501-764 kV level.

The preference for overhead lines is mainly on the grounds of cost and this driver becomes stronger as the voltage level increases. The main technical differences between the underground and overhead transmission of bulk electric power relate to electrical insulation of the conductor, heat transfer to prevent overheating and the construction work necessary to install the circuit. These combine and result in the additional cost and complexity of placing circuits underground. This situation becomes worse at higher power and voltages.

There are also significant differences in electrical design and system operation between underground cables and overhead lines.

Cost ratios are often thought of as simple way of comparing costs, but there can be a wide range of values quoted for apparently similar circuits and this leads to confusion and mistrust between the various stakeholders.

Cost ratios are volatile; in particular, they are highly sensitive to small changes in overhead line cost and as a result they must be used with extreme caution. Small changes in the design of the circuit can produce large changes in cost ratios and, in financial terms, the ratios have little meaning. It is the added cost of undergrounding that is important and must be weighed against the benefits (largely visual) that it brings.

In the 1996 study cost ratios ranging between 5 and 21 were quoted for circuits operating at voltages between 220 kV and 362 kV. The quoted ratios vary widely, because they are highly dependent on local circumstances (including terrain, land costs and power flows).

The present Working Group concluded that it is not possible to collect a consistent set of data for overhead and underground costs that would give more reliable cost ratios than those obtained in 1996.

The only reliable method of comparing overhead and underground costs is on a case by case basis and generic values of cost ratio are of very limited use and should be avoided. Estimates for the costs of underground and overhead options for a specific project must be calculated and then weighed against the advantages and disadvantages of each option.

Technical options for reducing the cost of undergrounding have been considered. These often involve a willingness to be flexible in the design of installations rather than just accepting a standard design solution. This in itself makes the concept of a standard cost for a circuit untenable.

Historic values of underground and overhead costs are often a poor guide to present day costs. Underground cable has traditionally been used mainly in the centres of towns and cities with overhead lines being used for rural transmission circuits. There has therefore been a tendency to compare the cost of urban underground cable with that of rural overhead line, which may give an inaccurate comparison.

For each project, the costs of underground and overhead options must be calculated and these can then be compared. Once the cost difference has been calculated, this can be compared with those benefits and threats which are more difficult to express in monetary terms. These include factors such as visual intrusion, threats to sensitive habitat and damage to archaeological heritage.

There are also land-use issues which need to be considered, where the installation of an overhead or underground line might restrict future options for either agriculture or suburban building development.

Factors such as visual intrusion, threats to sensitive habitat, etc. are not generally the same along the whole route. In some cases partial undergrounding is an opportunity for compromise, but the transition from overhead to underground can have significant impact on the local environment and adjacent short sections of undergrounding are unlikely to be desirable.

Underground cable system can be tailored to meet local conditions, but the same solution may not be applicable elsewhere. Hence, even for the same voltage and power, the costs of an underground cable system can vary widely. This makes it difficult to generalise the cost of a typical underground cable system.

Only by calculating the cost differential between underground and overhead options for a particular circuit can this be weighed against the other benefits and threats giving a rational basis for a choice between overhead and underground transmission.

6 References

1. Comparison of overhead lines and underground cables, CIGRE Technical Brochure 110, December 1996
2. Comparison of overhead lines and underground cables for electricity transmission, CIGRE Session Paper 21/22-01, Paris, 1996
3. Accessories for HV Cables with Extruded Insulation, CIGRE Technical Brochure 177, February 2001
4. General guidelines for the integration of a new underground cable system in the Network, CIGRE Technical Brochure 250, August 2004.
5. Operating characteristics of long links of AC high voltage insulated cables, CIGRE Session Paper 21-13, Paris, 1986
6. Technical issues regarding the integration of HVAC underground cable systems in the Network, CIGRE Session Paper 21-108, Paris, 2002.
7. Reliable fault clearance and back-up protection, CIGRE Technical Brochure 140, April 1999
8. Marty L. and Le Corguille J.L., Mechanical laying of HDPE ducts in rural area, Jicable Conference 2003, Paris, Paper A.10.2, pp333-337
9. Trichard C., et al., Innovative installation method using water as a carrying fluid to install power cables in-pre-lubricated ducts in trenches of reduced dimensions, Jicable Conference 2003, Paris, Paper A.10.5, pp349-352
10. Goultly GA, Visual Aspects of High Voltage Transmission, John Wiley & Sons, 1989, p166
11. The design of specially bonded systems, Electra 28, 1973
12. The design of specially bonded cable circuits, Part II, Electra 47, 1976
13. Guide to the protection of specially bonded cable systems against sheath overvoltages, Electra 128, 1990, pp46-62
14. Special bonding of high voltage power cables, CIGRE Technical Brochure 283, October 2005

15. Construction, laying and installation techniques for extruded and self contained fluid filled cable systems, CIGRE Technical Brochure 190, August 2001.
16. Magnetic field in HV cable systems: 1 - systems without ferromagnetic component, CIGRE Technical Brochure 104, June 1996.
17. Magnetic field calculation in underground cable systems with ferromagnetic component, Electra 174, October 1997, pp78-89
18. Optimization of power transmission capability of underground cable systems using thermal monitoring, CIGRE Technical Brochure 247, April 2004