

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**SELECCIÓN ECONÓMICA DE CABLES SUBTERRÁNEOS EN
MEDIA TENSIÓN 10kV**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

MAURICIO MOISES SALCEDO SANTILLAN
PROMOCIÓN
2003 - II

LIMA – PERU
2009

**SELECCIÓN ECONÓMICA DE CABLES SUBTERRÁNEOS EN
MEDIA TENSION 10kV**

DEDICATORIA

A Dios por darme siempre la fuerza requerida para afrontar las adversidades de la vida. Mi más eterno agradecimiento a mis padres y hermanos, de quienes siempre recibí una palabra de aliento, en especial a mi madre Rita Santillán de Salcedo, por ser paciente y apoyarme en todo momento.

A la Universidad Nacional de Ingeniería en especial a la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica por haber sido mi alma Mater y por haberme acogido durante mi formación académica.

SUMARIO

Los cables eléctricos, en particular los de media tensión producen pérdidas significativas al cabo de algunos años durante su operación, por lo que es importante considerar variables económicas como: costo de la energía, tasa de interés, inflación, horas de operación, etc. ; para realizar la evaluación económica del proyecto.

Para un mejor análisis de resultados en el presente informe se desarrolla la aplicación "Selección económica de cables subterráneos en 10kV", en el editor de Visual Basic de Excel, el cual permite seleccionar el calibre del cable de alimentación desde el punto de medición a la intemperie (PMI), hasta la subestación en media tensión del cliente, de manera técnica (sin considerar pérdidas térmicas) y económica (considerando pérdidas térmicas), además de proporcionar resultados económicos como el tiempo de retorno de la inversión (PayBack), tasa interna de retorno (TIR) y beneficio/costo (B/C).

Como resultado de la selección del cable alimentador a instalar se consigue recuperar la inversión en un tiempo de años muy inferior a la vida útil del cable, a considerar 30 años aproximadamente.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
CONDUCTORES PARA CABLES ELÉCTRICOS AISLADOS Y LAS NORMAS TÉCNICAS PERUANAS	
1.1 Conductores eléctricos.....	2
1.1.1 Conceptos previos.....	2
1.1.2 Cableados.....	4
1.1.3 Clases.....	4
1.1.4 Clasificación.....	5
1.2 Niveles de tensión.....	5
1.2.1 Baja tensión (abreviatura: B.T).....	6
1.2.2 Alta tensión (abreviatura: A.T).....	6
1.2.3 Media tensión (abreviatura: M.T).....	6
1.3 Normas de Conductores Eléctricos.....	6
1.3.1 Líneas de Alta Tensión.....	6
1.3.2 Cables aislados.....	7
CAPÍTULO II	
DESCRIPCIÓN DE LOS CABLES ELÉCTRICOS AISLADOS EN MEDIA TENSION	
2.1 Características eléctricas de los materiales aislantes.....	9
2.1.2 Resistencia de aislamiento.....	9
2.1.3 Rigidez dieléctrica.....	9
2.1.4 Gradiente eléctrico.....	10
2.1.5 Descargas parciales.....	11
2.2 Componentes de un cable eléctrico aislado.....	11
2.2.1 Conductor.....	11
2.2.2 Capa Semiconductora interna.....	12
2.2.3 Capa Semiconductora externa.....	12
2.2.4 Aislamiento.....	13
2.2.5 Pantalla metálica.....	14
2.2.6 Armadura.....	15
2.2.7 Cubiertas.....	16

CAPÍTULO III**DIMENSIONAMIENTO, SELECCIÓN Y APLICACIONES DE CABLES EN MEDIA TENSIÓN**

3.1	Código para la denominación de cables	17
3.2	Determinación de parámetros eléctricos.....	18
3.2.1	Resistencia eléctrica del conductor en d.c.....	18
3.2.2	Resistencia eléctrica del conductor en c.a.....	19
3.2.3	Reactancia Inductiva.....	21
3.3	Selección y dimensionamiento de conductores.....	22
3.3.1	Por intensidad máxima admisible del conductor	22
3.3.2	Por caída de tensión.....	24
3.3.3	Por intensidad térmica producida en un cortocircuito.....	26
3.3.4	Tipos de instalación.....	28

CAPÍTULO IV**SELECCIÓN ECONÓMICA DE CABLES EN 10kV**

4.1	Pérdidas de energía.....	29
4.1.1	Pérdidas en el conductor	30
4.1.2	Pérdidas en el aislamiento.....	31
4.1.3	Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas.....	32
4.1.4	Pérdidas totales.....	33
4.2	Selección del calibre económico.....	33
4.3	Conceptos Básicos sobre evaluación de Proyectos de Inversión.....	36
4.3.1	Periodo de Reembolso (Pay Back)	36
4.3.2	Relación beneficio costo (B/C).....	37
4.3.3	Valor Actual Neto (VAN)	37
4.3.4	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	38
4.4	Cálculo de la sección del cable N2XSY en 10kV, para instalación subterránea, cliente urbano	39
4.4.1	Cálculo y Dimensionamiento del cable subterráneo sin tener en cuenta las pérdidas térmicas (sección técnica).....	40
4.4.2	Cálculo y Dimensionamiento del cable subterráneo teniendo en cuenta las pérdidas térmicas (sección económica).....	42
4.4.3	Análisis Económico.....	43
4.5	Desarrollo de aplicación en el editor de Visual Basic de Excel, para la selección económica de cables	44
4.5.1	Consideraciones para el uso de la aplicación	45

4.6 Resultados y análisis	47
4.6.1 Caso 1	47
4.6.2 Caso 2	51
CONCLUSIONES	55
ANEXOS	56
BIBLIOGRAFÍA	68

PRÓLOGO

En toda instalación eléctrica industrial existen diversos tipos de equipos eléctricos, los cuales generan pérdidas de energía eléctrica durante su operación, lo que se traduce como un gasto para la compañía. Realizar un estudio completo tanto técnico como económico al dimensionar equipos eléctricos, ayuda a entender los beneficios económicos para el usuario o cliente final.

El presente informe de ingeniería tiene como propósito dar a conocer la importancia de seleccionar de manera económica los cables de media tensión en 10kV, considerando el tiempo de retomo de la inversión.

Se espera demostrar que seleccionar un cable bajo ciertas variables económicas, y parámetros que identifican a un cliente en media tensión genera un significativo ahorro en el tiempo. **CAPÍTULO I**, Conductores para cables eléctricos aislados y las normas técnicas peruanas. **CAPÍTULO II**, Descripción de los cables eléctricos aislados en media tensión. **CAPÍTULO III**, Dimensionamiento, selección y aplicaciones de cables en media tensión. **CAPÍTULO IV**, Selección económica de cables en 10kV.

CAPÍTULO I

CONDUCTORES PARA CABLES ELÉCTRICOS AISLADOS Y LAS NORMAS TÉCNICAS PERUANAS

Un cable eléctrico es un elemento destinado a transportar energía eléctrica con la mayor eficiencia posible. Si el propósito de la instalación es únicamente, el transporte de la energía, es evidente que la mayor eficiencia viene unida a la optimización de las pérdidas en el transporte.

La energía eléctrica transportada por un cable es consecuencia de la suma de la energía cinética de cada uno de los electrones que se desplazan en el seno de un metal. Cuando el cable esta desconectado esta suma es cero, pues el movimiento de los electrones es anárquico, sin orden y al azar. Sin embargo al ser conectado el cable a una fuente de energía eléctrica, su movimiento se ordena, orienta y acelera por la presencia de un campo eléctrico; obteniéndose así una resultante de esta suma tanto mas importante cuanto más completa es la ordenación y la aceleración impuesta a los electrones por el campo eléctrico aplicado. Se puede considerar que el campo eléctrico aplicado actúa dotando de más energía cinética a cada electrón y orientando su movimiento colectivo.

En general el transporte de la energía eléctrica se realiza con líneas aéreas desnudas, que en la actualidad forman parte de nuestro paisaje. Pero siempre al final de esas líneas se presentan ciertos casos, como cruces submarinos, llegada al centro de ciudades, centro de transformación subterráneo, etc., en los que es preciso completar algunos kilómetros de esas líneas con cables aislados. La potencia que actualmente transportan los cables de media tensión hace que sea importante seleccionarlos de manera adecuada, así como cuidar de manera exquisita el diseño, fabricación, instalación y mantenimiento de estos cables, sin que ello suponga que no se deba prestar atención a las instalaciones de baja tensión que son las que están en contacto con el usuario final que normalmente desconoce los riesgos que supone un uso imprudente de la red.

1.1 Conductores eléctricos

1.1.1 Conceptos previos

Si bien a cualquier conductor aislado se le denomina cable, existe una variedad de nombres que permiten identificar con precisión la composición de los conductores.

Según la norma NTP 370.250:2008.CONDUCTORES ELÉCTRICOS. Conductores para cables aislados, se definen a continuación los términos más utilizados en el tema de cables aislados.

a) Alambre

Es el producto de cualquier sección, macizo, obtenido a partir del alambrión por trefilación, laminación en frío o ambos procedimientos combinados, resultando un cuerpo de metal estirado, generalmente de forma cilíndrica y de sección circular (ver Fig. 1.1).

b) Conductor

Es el alambre o conjunto de alambres no aislados entre si, destinados a conducir la corriente eléctrica.

c) Cable

Es el conductor conformado por alambres colocados helicoidalmente, en capas en un solo sentido o en sentido altemo (ver Fig.1.1).



Fig.1.1 Alambre, cable.

d) Cordón

Es un conductor conformado por alambres de diámetros pequeños, colocados todos en un mismo sentido, lo cual les da más flexibilidad.

e) Recubrimiento metálico

Es la aplicación de una capa delgada de un metal apropiado, tal como estaño, aleación de estaño o aleación de plomo, sobre cada alambre de cobre.

f) Sección nominal

Es la sección del conductor que sirve para designarlo, pero que no esta sujeta a medida directa.

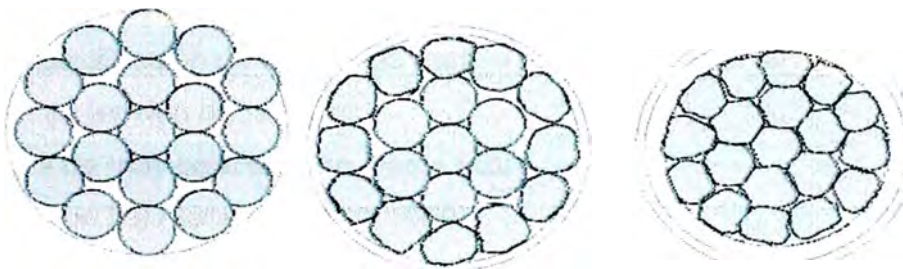
El código eléctrico nacional vigente ya no contempla el uso de los calibres AWG (American Wire Gage, Sistema Americano), sino los del Sistema Internacional (SI), los AWG debieron haber desaparecido con el SLUMP (Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú) y entrar en vigencia los mm^2 .

1.1.2 Cableados

Es el conductor formado por un conjunto de alambres o cualquier combinación de conjunto de alambres. Se presentan los siguientes tipos:

- Redondo concéntrico
- Redondo comprimido
- Redondo compacto
- Sectorial compacto

En la Fig.1.2, al redondo compacto se le da la forma de sector circular para obtener el sectorial compacto.



Redondo concéntrico Redondo comprimido Redondo compacto

Fig.1.2 Tipos de cableados.

1.1.3 Clases

Los conductores se han dividido en 4 clases: 1, 2, 5 y 6.

Se entiende que los de clase 1 y 2 se destinan para la construcción de cables aislados para las instalaciones fijas. Los de la clase 5 y 6 se utilizan en cables para instalaciones móviles, pero también pueden usarse en instalaciones fijas.

- Clase 1: Conductores de un solo alambre.
- Clase 2: Conductores de varios alambres cableados.
- Clase 5: Conductores flexibles.
- Clase 6: Conductores que son más flexibles que las clase 5

En la Fig.1.3, se aprecia las clases de conductores.

Generalmente los conductores denominados rígidos se presentan en el mercado hasta la sección de 10mm^2 , con una formación de clase 1; mientras que las secciones superiores, a partir de los 16mm^2 , se fabrican con las especificaciones de clase 2.

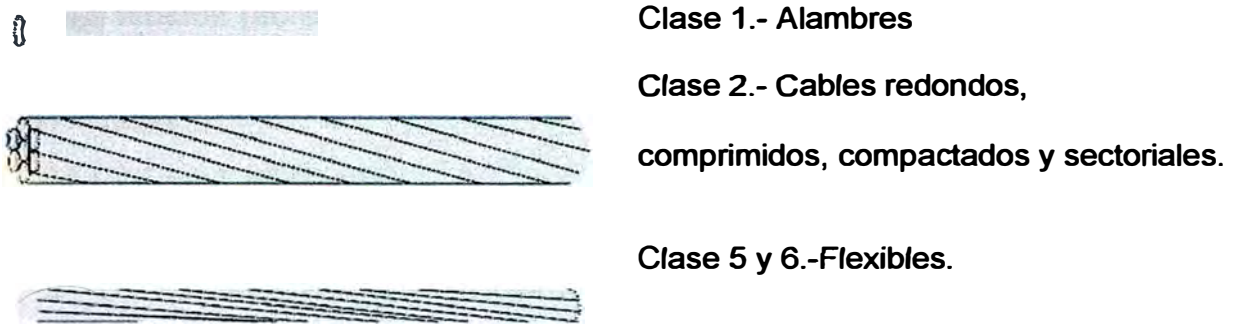


Fig.1.3 Clases de Conductores.

Por lo que respecta a los conductores flexibles, la formación habitual es la correspondiente a la clase 5, reservándose la clase 6 para los conductores con mayores exigencias de flexibilidad. Los conductores rígidos de clase 2 generalmente se compactan para disminuir los espacios huecos existentes entre los alambres constituidos de las cuerdas obteniendo así una superficie mas lisa y uniforme.

1.1.4 Clasificación

Una primera clasificación de los cables para el transporte de energía se puede efectuar de acuerdo a su tensión de servicio:

- Cables de muy baja tensión, hasta 50V.
- Cables de baja tensión, hasta 1000V.
- Cables de media tensión, hasta 30kV.
- Cables de alta tensión, hasta 66kV.
- Cables de muy alta tensión, mayor a 66kV

Otra clasificación sería por la naturaleza de sus componentes:

- Cables con conductores de cobre o aluminio.
- Cables aislados con materiales termoplásticos, termoestables, papel impregnado.
- Cables protegidos con pantallas, armaduras, etc.

Finalmente otra clasificación podría atender al servicio o a las aplicaciones específicas a las que se destinan los distintos cables:

- Cables para redes de distribuciones de energía, urbanas o interurbanas.
- Cables para instalaciones en el interior de edificios.
- Cables para aplicaciones específicas tales como: minas, construcción naval, ferrocarriles, etc.

1.2 Niveles de tensión

En una red de transmisión y distribución de la energía eléctrica existen diversos niveles de tensión. Según la Norma DGE-Terminología en Electricidad, de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, se definen:

1.2.1 Baja tensión (abreviatura: B.T.)- Conjunto de niveles de tensión utilizados para la distribución de la electricidad. Su límite superior generalmente es $U \leq 1 \text{ kV}$, siendo U la tensión nominal.

1.2.2 Alta tensión (abreviatura: A.T.)- En un sentido general, conjunto de niveles de tensión que exceden la baja tensión. En un sentido restringido, conjunto de niveles de tensión superior utilizados en los sistemas eléctricos para la transmisión masiva de electricidad.

1.2.3 Media tensión (abreviatura: M.T.)- Cualquier conjunto de niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y la baja tensión. Los límites son $1 \text{ kV} < U < 30 \text{ kV}$, siendo U la tensión nominal.

1.3 Normas de Conductores Eléctricos

La entidad normativa del SI es la ISO (International Standardization Organization). Por un acuerdo de ISO, para el campo eléctrico rigen las normas IEC (International Electrotechnical Commission o Comisión Electrotécnica Internacional), como el Perú pertenece a la ISO, la normatividad en el campo eléctrico debe seguir prioritariamente y hasta donde sea posible a las normas IEC.

Según la exigencia de la instalación, puede establecerse otras normas: UL (Underwriters Laboratories, USA), ASTM (American Society for Testing and Materials USA), NBR (Norma Brasileña).

1.3.1 Líneas de Alta Tensión

Estas líneas recorren grandes distancias, unen las Centrales Generadoras con las Estaciones Transformadoras Receptoras, desde donde se distribuye la energía eléctrica, previa reducción de la tensión. Su objetivo es el de transmitir grandes potencias a tensiones elevadas, en la forma más económica posible, bajo condiciones técnicas de servicio adecuadas.

La norma de fabricación NTP 370.251:2006.CONDUCTORES ELÉCTRICOS. Alambres y cables de cobre para líneas aéreas (desnudos o protegidos) y puestas a tierra.

Refiere en general a los alambres y cables de cobre temple blando, semi-duro y duro para ser usados (desnudos y protegidos), en puestas a tierra y en redes aéreas de distribución o líneas de transmisión. En el caso particular de los cables, especifica los requisitos, respecto a la soldadura, densidad del cobre, paso y sentido del cableado, resistencia mecánica así como tablas donde se indican el número de alambres en cada conductor.

El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual, INDECOPI (ex ITINTEC), no indica en las actuales Normas Técnicas

Peruanas lo referente a los conductores de aluminio, ACSR, y aleación de aluminio, se deja indicada como NTP 370.XXX.

Para el caso de especificaciones de cables se puede hacer referencia a las antiguas normas de fabricación ITINTEC:

ITINTEC 370.228, conductores de aluminio y ACSR.

ITINTEC 370.227, conductor de aleación de aluminio.

1.3.2 Cables aislados

Todos los cables deben tomar en cuenta la NTP 370.250:2008 (base para todos los cables aislados) a excepción de las líneas de alta tensión, como se aprecia en la Fig.1.4.

Se deben considerar además normas de fabricación, según la aplicación se tiene:

a) Cables de media tensión

Norma de fabricación NTP 370.255-2:2004 CONDUCTORES ELÉCTRICOS, Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1kV ($U_m = 1,2kV$) hasta 30kV ($U_m = 36kV$). Parte 2: Cables para tensiones nominales de 6kV ($U_m = 7,2kV$) hasta 30Kv ($U_m = 36kV$).

Esta norma se aplica en cables con aislamiento extruido con tensiones de 6kV hasta 30kV en instalaciones fijas tales como redes de distribución o instalaciones industriales, no incluye los cables para condiciones especiales de instalación y servicio tales como redes aéreas, industria minera, plantas de energía nuclear (dentro y fuera del área de confinamiento), uso submarino o aplicaciones navales. En general la norma establece la designación, los requerimientos de los materiales usados en la fabricación de los cables y las condiciones de ensayo, se indica:

- Ensayos de rutina
- Ensayos por muestreo
- Ensayos tipo eléctricos
- Ensayos tipo no eléctricos
- Ensayos eléctricos después de la instalación

Mayor detalle de los puntos de la norma se puede ver en el ANEXO F.

b) Cables de distribución subterránea y acometida

Norma de fabricación NTP 370.255-1:2004 CONDUCTORES ELÉCTRICOS, Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1kV ($U_m = 1.2kV$) hasta 30kV ($U_m = 36kV$). Parte 1: Cables para tensiones nominales de 1kV ($U_m = 7.2kV$) y 3Kv ($U_m = 36kV$).

Igual que la norma NTP 370.255-2:2004, con la diferencia que solo aplica a los cables con tensiones de 1kV y 3kV.

c) Cables de distribución aérea

Norma de fabricación NTP 370.254

d) Cables de construcción

Norma de fabricación NTP 370.253 y;

Norma de fabricación NTP 370.252:2007 CONDUCTORES ELÉCTRICOS. Cables aislados con compuesto termoplástico y termoestable para tensiones hasta e inclusive 450/750 V.

Establece los requerimientos que deben cumplir los conductores de cobre recocido rígidos o flexibles, aislados con compuesto termoplástico (Cloruro de Polivinilo, PVC) o compuesto termoestable (Polietileno reticulado, XLPE) o aislados y cubiertos con compuesto termoplástico (PVC) o aislados con compuesto termoplástico, PVC y cubierto con nylon para tensiones $U_0/U = 450/750V$, a ser usados en instalaciones fijas, instalaciones móviles y dentro de aparatos.

La norma refiere a la marcación y características de los cables tales como: código, tensión nominal, construcción, ensayos y máxima temperatura de operación.

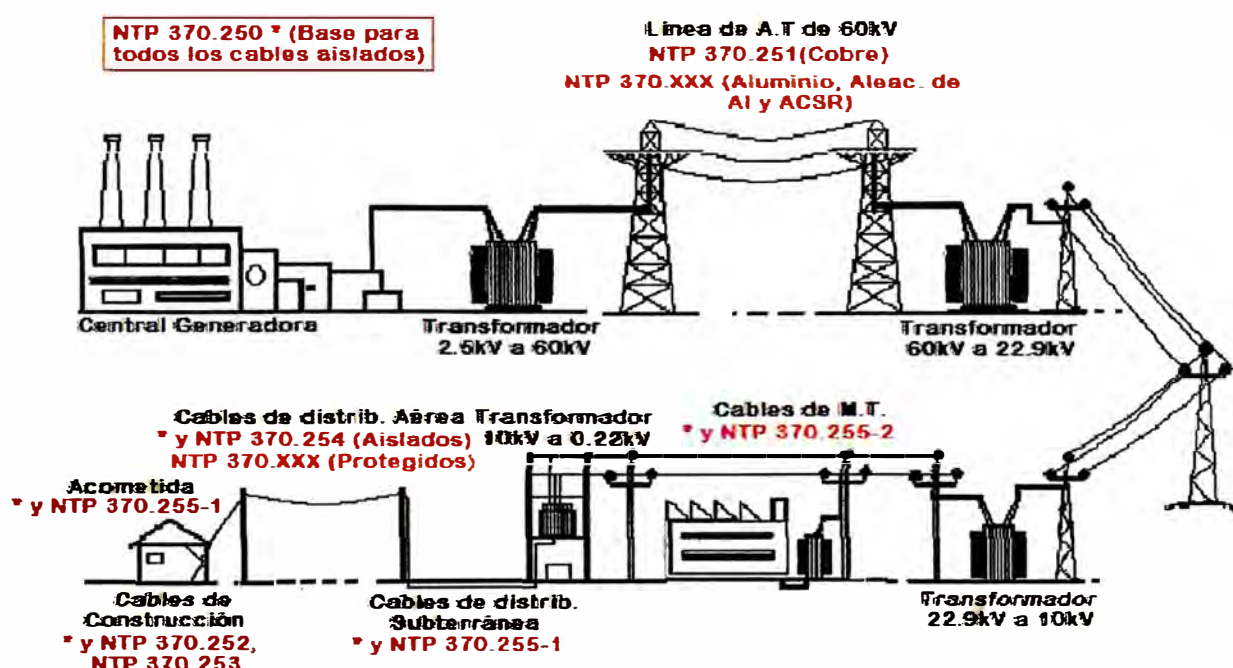


Fig.1.4 Las NTP en una red de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LOS CABLES ELÉCTRICOS EN MEDIA TENSIÓN

Los cables deben adaptarse a las características de la instalación a la que se destinan. Esto es válido también para los conductores. En ocasiones el tendido de los cables describe unos recorridos muy sinuosos y, en otros casos, puede ser necesario que acompañe al equipo al que alimentan sus desplazamientos.

Es importante conocer la composición de los cables aislados, para una buena selección de los mismos, en especial aquellos que presentan diversas partes, como son los cables en media tensión.

2.1 Características eléctricas de los materiales aislantes

2.1.2 Resistencia de aislamiento

Es la resistencia eléctrica que se opone al paso de la corriente entre los conductores y tierra.

$$R_i = \frac{K_i \cdot \log(R/r)}{l} \quad (\text{M}\Omega) \quad (2.1)$$

Donde:

R_i : Resistencia del aislamiento

R : Radio del conducto aislado

r : Radio del conductor

K_i : Constante de aislamiento del material

l : Longitud del cable

Teniéndose en cuenta el universo de los materiales, se puede presentar la Fig.2.1 donde se puede observar la gran diferencia que existe entre ellos. Para su elaboración se ha tenido en cuenta la resistencia que presenta un metro de material con la misma sección.

2.1.3 Rigidez dieléctrica

Es la tensión eléctrica máxima (V en volt), que soporta entre sus caras una placa de material aislante, de espesor (l metros) sin llegar a perforarse. Por lo tanto, es el campo eléctrico mínimo, medido en V/m , que perfora el aislamiento.

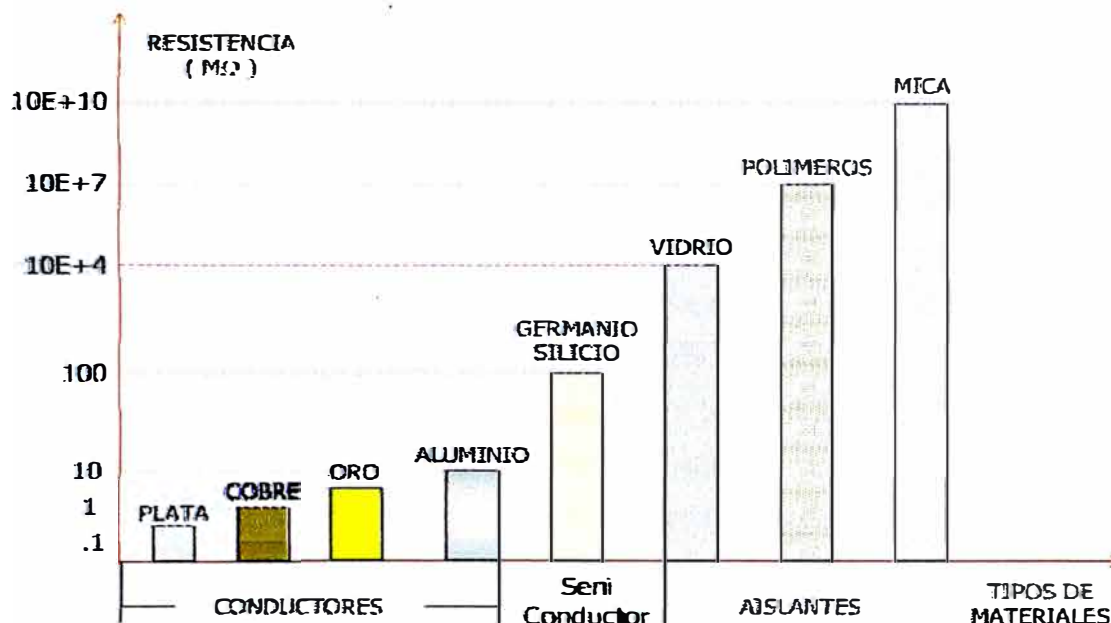


Fig.2.1 Clasificación general de los materiales.

2.1.4 Gradiente eléctrico

Es la relación existente entre la tensión presente entre 2 puntos de un aislamiento y la distancia que los separa. Por lo tanto, también se mide en V/m. Cada material aislante presenta un gradiente de potencial de perforación límite, en base al cual se determina el gradiente máximo de servicio al que puede trabajar el cable sin daño.

En algunos materiales puede llegar a valores de hasta 10kV/mm en cables de muy alta tensión. El gradiente eléctrico definido como el cociente de dividir la diferencia de potencial aplicada entre las dos caras de una placa de material aislante por su espesor, es válido para el caso de que se trate de una lámina plana. En el supuesto de un cable, el gradiente eléctrico no tiene un valor constante, sino que es inversamente proporcional al radio de curvatura del campo eléctrico, ya que esta limitado por dos superficies cilíndricas concéntricas.

$$E_x = \frac{V}{X \ln\left(\frac{R}{r}\right)} \quad (\text{V/m}) \quad (2.2)$$

Donde:

E_x : Gradiente eléctrico

V : Diferencia de potencial

X : Radio al que se desea conocer el gradiente

R : Radio sobre el aislamiento

r : Radio sobre el conductor

El valor de E_x es máximo cuando X adquiere su valor mínimo, esto es para $X = r$, en la superficie interna del aislante. En dicho punto no debe ser superior a la décima parte del valor de la rigidez dieléctrica del material que se trate.

2.1.5 Descargas parciales

El gradiente eléctrico presente en el seno de un aislamiento puede alcanzar valores del orden de los 5kV/mm. Ahora bien, se sabe que con valores del orden de 1kV/mm se puede presentar descargas disruptivas en un gas. Por lo tanto, es de temer que si en el seno de aislamiento han quedado vacíos, al ser sometido el gas ocluido en su seno, normalmente aire o vapor de agua, a un gradiente de tensión superior al de su ionización, se provoque la formación de iones a partir de átomos de dicho gas. Estos iones, acelerados por el campo eléctrico presente, si tienen suficiente espacio de recorrido libre, adquieren una velocidad y, en consecuencia, una energía cinética que puede llegar a ser suficiente para arrancar nuevos átomos de las paredes de la burbuja que a su vez se ionizarán, convirtiéndose en nuevos proyectiles y provocando unas avalanchas de partículas cargadas que se conocen con el nombre de descargas parciales.

Las descargas parciales se presentan en cualquier lugar del cable en el que se encuentre un gas sometido a gradientes eléctricos superiores a su umbral de energía de ionización. Pueden producirse entre el conductor y el aislamiento, efecto corona; en el seno del aislamiento, descargas parciales interiores; o en la superficie exterior del aislamiento, descargas parciales exteriores. Son especialmente espectaculares, los que se producen en las líneas aéreas desnudas de muy alta tensión que se caracterizan por una luminiscencia característica y por un sonido de fritura inconfundible.

Se ha comprobado que en caso de producirse esta ionización deteriora el aislante, en mayor o menor grado según las características de cada material, e irá progresando con el tiempo, formando diminutos canalillos conductores que pueden llegar a producir su perforación. Por la forma ramificada que presentan estos defectos se les conoce con el nombre genérico de arborescencias de origen eléctrico.

2.2 Componentes de un cable eléctrico aislado.

A continuación se describen los componentes de un cable eléctrico de media tensión (ver Fig.2.2).

2.2.1 Conductor

En general el material conductor empleado en la fabricación de los cables eléctricos aislados debe ser, de acuerdo a lo especificado en la norma NTP 370.250:2008

Los conductores deben ser:

- Cobre recocido, sin o con recubrimiento, o bien
- Aluminio puro

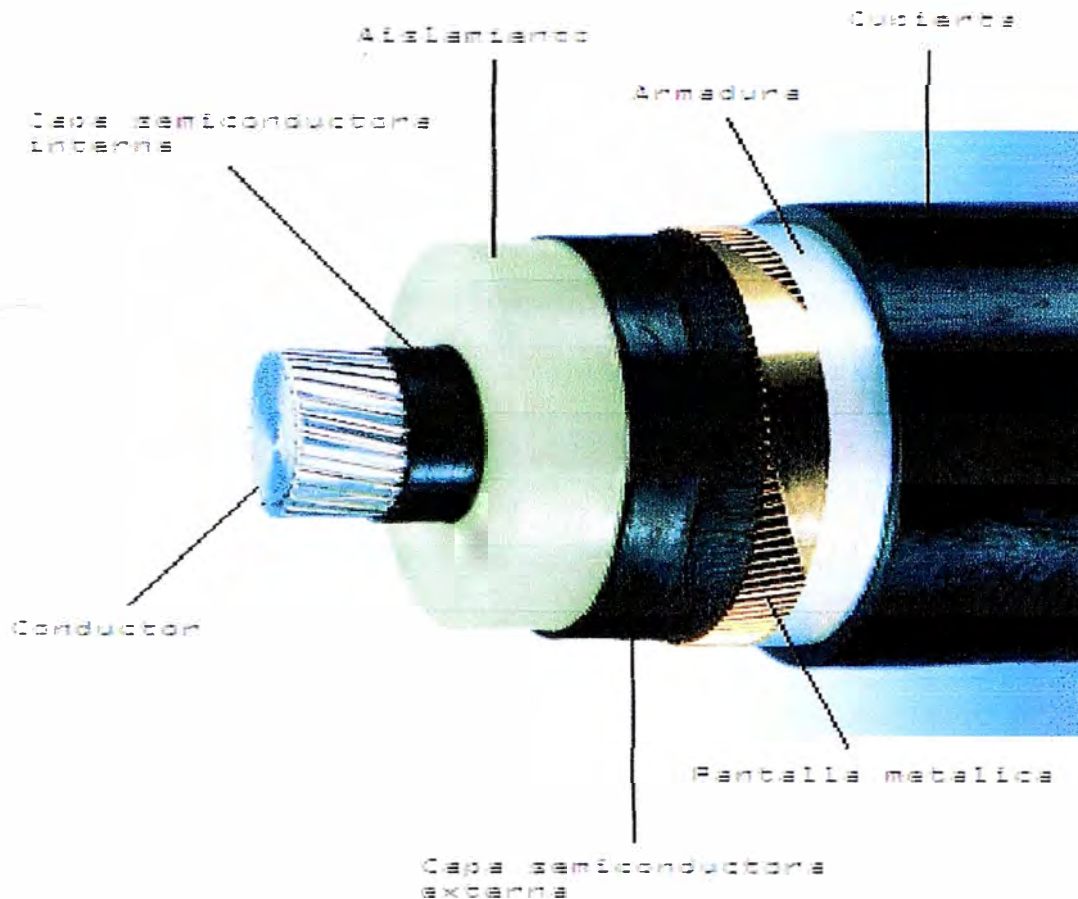


Fig.2.2 Componentes de un cable eléctrico de media tensión

2.2.2 Capa Semiconductora interna

Alisa al campo eléctrico más próximo al conductor, haciéndolo perfectamente cilíndrico, evitando así las irregularidades superficiales que introduce el cableado del conductor al rellenar adecuadamente los huecos presentes en los alambres. Así se reduce el valor del gradiente eléctrico, pues permite sustituir en la fórmula correspondiente al gradiente eléctrico, el radio de cada alambre por el conductor completo, como radio de líneas de campo eléctrico, disminuyendo así el riesgo de la formación de puntos de ionización en la parte del aislamiento en la que el campo es más intenso. Esta capa está a la misma tensión que el conductor con el que está en íntimo contacto.

2.2.3 Capa Semiconductora externa

Esta capa cumple una función similar en la parte exterior del aislamiento, manteniéndose en íntimo contacto con este y evitando la presencia de vacíos en tensión entre los elementos de la pantalla y el aislamiento. Esta capa en contacto con la pantalla, se mantiene a la tensión de tierra. Para mayor facilidad en la confección de empalmes y terminales, algunos tipos de capa semiconductora externa están fabricados con compuestos de tal naturaleza que aún manteniendo un buen contacto con el aislamiento

son fácilmente desplegables de este, sin tener que recurrir a la utilización de calor u otros medios que son imprescindibles con otros tipos más antiguos.

2.2.4 Aislamiento

Es aquel que debido a que los electrones de sus átomos están fuertemente ligados a sus núcleos, no permite su fácil desplazamiento y, en consecuencia, el paso de una corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de potencial entre dos puntos del mismo.

El material aislante se coloca alrededor del conductor, de tal manera, que lo cubra totalmente y con un espesor adecuado a la tensión de servicio del cable, con el fin de que el campo eléctrico a que está sometido el aislamiento sea muy inferior a la tensión de perforación o rigidez dieléctrica del medio.

A continuación se describen los materiales aislantes comúnmente utilizados en cables de media tensión:

a) Polietileno (PE)

Es un material termoplástico producido por la polimerización del gas etileno. Al igual que el PVC puede ser utilizado como material aislante en baja y media tensión, teniendo temperaturas máximas de operación entre 70° y 75° C.

El polietileno tiene como propiedades eléctricas sobresalientes alta rigidez dieléctrica, alta resistencia de aislamiento, baja constante dieléctrica y bajo factor de disipación que no varían sensiblemente a diferentes frecuencias.

Este material tiene buena resistencia a la abrasión, a la luz solar, a la intemperie, a químicos y a la oxidación. Como la mayoría de los materiales termoplásticos, una de sus desventajas es ser susceptible a la degradación por descargas corona.

b) Polietileno Reticulado (XLPE)

A pesar de las excelentes propiedades eléctricas del polietileno, su uso ha sido limitado por su temperatura de operación entre 70° y 75° C debido a su termoplasticidad.

Sin embargo, el uso de la tecnología de reticulación que cambia el polietileno de una serie de cadenas discretas de polímero a una singular molécula entrelazada que removerá esta restricción de temperatura y abre nuevos usos para este versátil material dieléctrico.

El polietileno reticulado es un material termoestable normalmente producido por el compuesto polietileno o un copolímero de etileno.

Para llegar a la reticulación, inicialmente el proceso consiste en una mezcla del polietileno con un derivado orgánico del silicio llamado "silano" en presencia de un antioxidante y un peróxido. Luego, la fase de reticulación se realiza en una operación aparte y consiste en un proceso de hidrólisis acelerado por un catalizador, aplicando temperatura en el orden de los 80°C. A esta operación también se le conoce con el nombre de curado.

El polietileno reticulado es utilizado como aislamiento de cables de baja, media y alta tensión, pudiendo operar continuamente a una temperatura del conductor de 90°C e intermitentemente en 130°C durante condiciones de emergencia.

Este material tiene buenas propiedades eléctricas, incrementando la resistencia a las descargas corona cuando es comparado con el polietileno termoplástico y buena resistencia al impacto, abrasión, al calor y craqueo al medio ambiente. En general, las propiedades eléctricas y mecánicas son mejoradas con respecto al polietileno termoplástico.

c) Goma Etileno Propileno (EPR)

Es un material termoestable sintetizado de etileno, propileno y en muchos casos de un tercer monómero.

El proceso de reticulación se puede realizar de la misma forma que para el XLPE, mezclando el etileno, propileno y el derivado orgánico Silano; luego viene la operación de curado culminando con la fase de reticulación.

Mientras el XLPE es considerado altamente cristalino, el EPR está en el rango de amorfo a semicristalino. Este rango de cristalinidad le da al EPR un incremento de flexibilidad comparado al XLPE.

El EPR es utilizado como aislamiento de cables de baja, media y alta tensión, pudiendo operar continuamente a una temperatura del conductor de 90° C e intermitentemente en 130° C durante condiciones de emergencia.

El EPR ofrece excelente resistencia al ozono y al medio ambiente, buena resistencia al calor, buena elasticidad. Generalmente, la resistencia a los químicos es buena pero es pobre con respecto al aceite.

Las propiedades eléctricas son muy buenas. Su desventaja se presenta en tener un factor de pérdida dieléctrica ligeramente mayor que la del XLPE y, sobre todo una mayor resistencia térmica, lo que reduce la carga máxima admisible en servicio permanente con relación al XLPE.

2.2.5 Pantalla metálica

Estos elementos metálicos tienen la función de protección eléctrica. Las pantallas pueden tener como misión proteger al cable contra las interferencias exteriores electrostáticas o electromagnéticas, en el caso de cable para transmisión de corrientes débiles; dar forma cilíndrica al campo eléctrico que rodea un conductor, en el caso de cables de media y alta tensión; antiaccidentística, derivando a tierra una eventual corriente de defecto o detectando una avería.

Según sea la misión fundamental que ha de desarrollar, la pantalla debe ser generalmente de metales no magnéticos y puede estar constituida por cintas (ver

Fig.2.3), alambres o combinación de alambres y cinta (ver Fig.2.4), en el caso de pantallas electrostáticas, para cables de media y alta tensión; una trenza de hilos de cobre o trenza mixta de hilos textiles y de cobre, en cables flexibles, un tubo de plomo en el caso de los cables de papel impregnado.

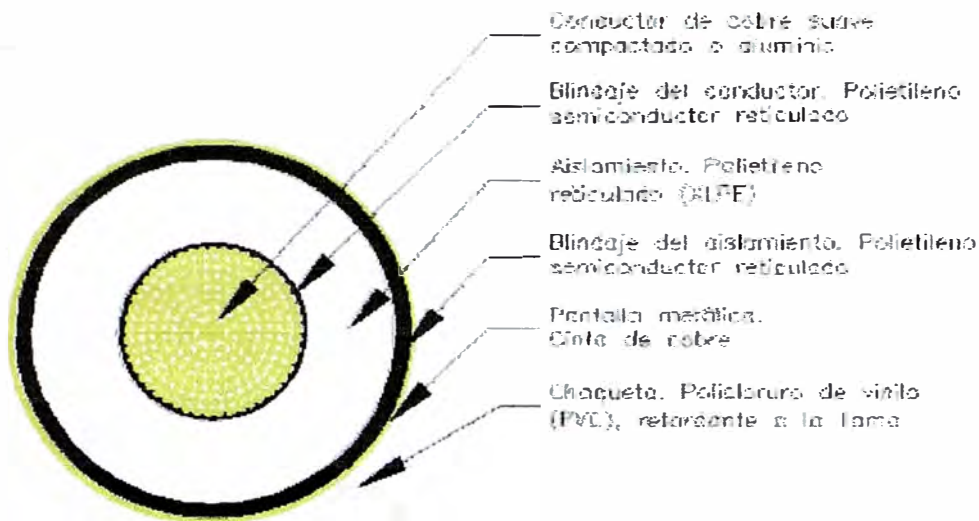


Fig.2.3 Cable Monopolar con pantalla en cinta de cobre-vista interior

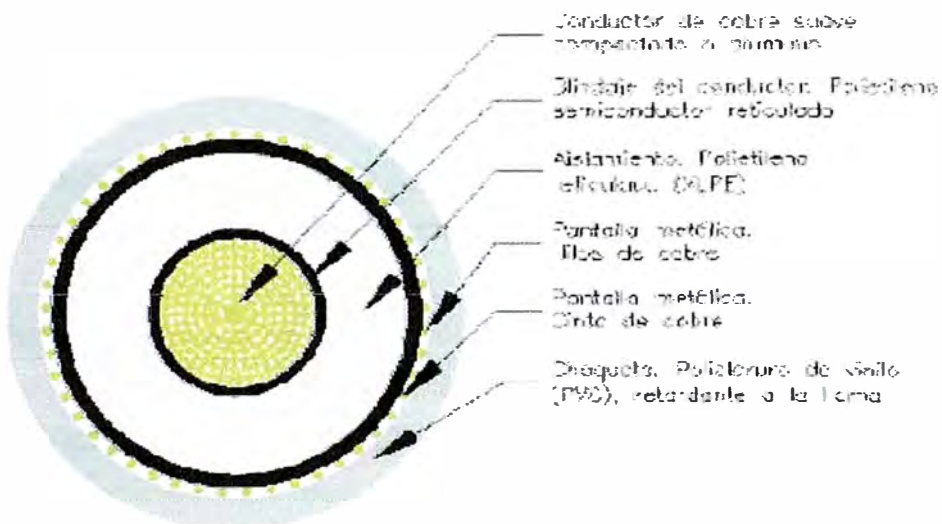


Fig.2.4 Cable Monopolar con pantalla en hilos de cobre-vista interior

2.2.6 Armadura

Son elementos metálicos cuya función característica es la protección mecánica. Pueden diseñarse cables para proteger al cable contra esfuerzos cortantes, de tracción, contra roedores, etc.

El cable puede estar constituido por los siguientes tipos de armadura:

- Armadura de flejes de acero
- Armadura de flejes de aluminio o sus aleaciones
- Armadura de alambres de acero
- Armadura de alambres de aluminio o sus aleaciones.
- Tubo continuo de plomo
- Tubo liso de aluminio
- Tubo corrugado de aluminio
- Tubo corrugado de cobre

2.2.7 Cubiertas

Reciben el nombre genérico de cubiertas aquellos elementos de protección mecánica que sirven para proteger el cable contra agentes dañinos exteriores: químico, biológicos, atmosféricos, abrasivo, etc., o para mejorar determinadas características internas que le permitan satisfacer mejor sus prestaciones: materiales de relleno para dar forma cilíndrica a los cables multiconductores, elementos portantes destinados a soportar esfuerzos de tracción, barreras antillana en los cables resistentes al fuego, asientos de armadura para evitar que ésta dañe a los conductores, etc.

Entre los elementos más utilizados tenemos:

a) Termoplásticos

- Cloruro de Polivinilo: PVC
- Polietileno: PE

b) Termoestables

- Policloropreno (neopreno): PCP
- Polietileno clorosulfonado (hypalón): CSP.

Siendo el PVC el material termoplástico empleado en mayor cantidad en todo el mundo como aislante para cables de 1000 voltios o menos. Variando la relación entre la resina de PVC y el plastificante se obtienen productos de mayor o menor flexibilidad.

El tipo de plastificantes y estabilizantes empleados en el compuesto determina hasta que temperatura puede trabajar en forma continua ese PVC y así se tienen compuestos recomendados para temperaturas máximas de operación entre 60° y 105° C.

El PVC tiene como propiedades eléctricas alta rigidez dieléctrica y buena resistencia de aislamiento. Este material es resistente a la flama y a la corrosión de agua, ácidos, alcalinos y oxidación; también para una mezcla específica puede ser resistente a aceites y gasolina.

Algunas de sus desventajas son su relativa alta constante dieléctrica y factor de disipación.

CAPÍTULO III

DIMENSIONAMIENTO, SELECCIÓN Y APLICACIONES DE CABLES EN MEDIA TENSIÓN

La energía eléctrica es fundamental para el desarrollo de la humanidad, por ello es necesario garantizar la operación eficiente de los conductores eléctricos que transportan la energía eléctrica domiciliaria, comercial e industrial, la seguridad de las personas, animales y equipos ante perturbaciones de los parámetros eléctricos principales, tales como: *tensión, corriente y frecuencia normales*.

Con el dimensionamiento y selección de los conductores eléctricos se logrará que éstos operen dentro de sus características nominales y que además soporten los transitorios provocados por las perturbaciones ocurridas en el sistema. Así mismo, es importante contemplar los factores de seguridad, los cuales deberán compensar: los cambios de temperatura, medio ambiente, ubicación de los conductores en ductos, enterrados ó al aire libre sometidos a cargas.

3.1 Código para la denominación de cables

Según la NTP 370.255-2(ANEXO F) los símbolos a ser usados para designar los cables serán las siguientes:

N	Conductor de cobre.
NA	Conductor de Aluminio.
G	Aislamiento y cubierta de goma.
Y	Aislamiento y cubierta de PVC.
2Y	Cubierta de Polietileno Termoplástico.
2X	Aislamiento de polietileno reticulado
S	Pantalla de cobre en un cable unipolar o común en un cable multipolar.
SA	Pantalla de aluminio en un cable unipolar o común en un cable multipolar.
SE	Pantalla de cobre sobre cada conductor en un cable multipolar.
SEA	Pantalla de aluminio sobre cada conductor en un cable multipolar.
C	Conductor concéntrico de cobre.
CE	Conductor concéntrico de cobre sobre cada conductor en un cable multipolar.
B	Armadura de flejes de acero.

- R Armadura de alambres de acero.
- RA Armadura de alambres de aluminio o aleación de aluminio.
- K Cubierta de plomo.

Se presentan algunos ejemplos:

N2XSY



NA2XSA2Y – S



Fig.3.1 Ejemplos para la designación de cables.

Cable N2XSY

Donde:

- N Conductor de cobre.
- 2X Aislamiento de polietileno reticulado.
- S Pantalla de cobre.
- Y Cubierta de PVC.

Cable NA2XSA2Y – S

Donde:

- NA Conductor de Aluminio
- 2X Aislamiento de polietileno reticulado
- SA Pantalla de aluminio.
- 2Y Cubierta de Polietileno Termoplástico.

3.2 Determinación de parámetros eléctricos

3.2.1 Resistencia eléctrica del conductor en d.c.

Al incrementar la temperatura de la resistencia(o del medio donde esta se ubica), los electrones libres tienen mayor número de colisiones, esto hace que aumente la velocidad

del recorrido de los electrones y por tanto la resistencia sufra una alteración dependiendo del material con el cual ha sido fabricado.

Siendo ρ_{T_1} la resistividad del resistor a la temperatura (T_1) y ρ_{T_2} la resistividad a temperatura de trabajo (T_2), se tiene:

$$\rho_{T_2} = \rho_{T_1} [1 + \alpha_{T_1} (T_2 - T_1)] \quad (3.1)$$

Despreciando la dilatación térmica del resistor, la resistencia eléctrica depende directamente de la resistividad, por tanto la resistencia también depende de la temperatura.

$$R_{dc} = R_{T_2} = \rho_{T_2} L / S \quad (3.2)$$

$$R_{dc} = R_{T_2} = R_{T_1} [1 + \alpha_{T_1} (T_2 - T_1)] (\Omega / Km) \quad (3.3)$$

Donde:

- R_{T_2} : Resistencia del conductor en corriente continua a la temperatura T_2 .
- R_{T_1} : Resistencia del conductor en corriente continua a la temperatura T_1 .
- T_1 : Temperatura de operación en °C.
- T_2 : Temperatura máxima de operación en °C.
- ρ_{T_2} : Resistividad del conductor a la temperatura T_2 .
- ρ_{T_1} : Resistividad del conductor a la temperatura T_1 .
- α_{T_1} : Coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor en °C⁻¹ a la temperatura T_1 .
- S : Sección del conductor en mm².
- L : Longitud de la línea en Km.

La norma IEC 60228:1978. Conductors of insulated cables, definió para los cálculos de la resistencia eléctrica una resistividad volumétrica de 0.017254 $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ para el cobre y de 0.028264 $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ para el aluminio y aleación de aluminio a $T_1 = 20^\circ\text{C}$.

3.2.2 Resistencia eléctrica del conductor en c.a.

$$R_{ca} = R_{dc} (1 + Y_s + Y_p) = c R_{dc} \quad (3.4)$$

$$R_{ca} = c (\rho_{T_2} / S) (\Omega / Km) \quad (3.5)$$

Donde:

R_{ca} : Resistencia del conductor en corriente alterna a la máxima temperatura de operación.

Y_s : Incremento de la resistencia debido al efecto piel(o efecto skin).

Y_p : Incremento de la resistencia debido al efecto proximidad.

c : Factor debido al efecto piel y proximidad.

a) Factor debido al efecto piel

$$Y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4} \quad (3.6)$$

Donde:

$$x_s^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R_{acc}} \cdot 10^{-7} K_s \quad (3.7)$$

$f = 60$ Hz, Frecuencia de Suministro

$K_s = 1$, coeficiente seleccionado, para tipo de cuerda redonda compacta.

b) Factor debido al efecto proximidad

$$Y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} \cdot \left(\frac{dc}{s} \right)^2 \left[0,312 \cdot \left(\frac{dc}{s} \right)^2 + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} + 0,27} \right] \quad (3.8)$$

Donde:

$$x_p^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R_{acc}} \cdot 10^{-7} K_p$$

dc : Diámetro del conducto en (mm)

s : Distancia entre conductores adyacentes (mm)

K_p : Coeficiente para el factor de proximidad (1, para tipo de cuerda redonda compacta.

El efecto piel y el efecto proximidad son mucho mas pronunciados en los conductores de gran sección. Se dan valores del factor c (ver TABLA N° 3.1) para el cable N2XSy 8.7-15Kv a 20°C, según fabricante INDECO:

TABLA N° 3.1 Valores del factor c para cable N2XSJY 8.7-15Kv. Fuente: INDECO

SECCIÓN NOMINAL	RESISTENCIA DC	RESISTENCIA AC		FACTOR DEBIDO AL EFECTO PIEL Y PROXIMIDAD	
		(A)	(B)	(A)	(B)
mm ²	mmOhm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	c	c
25	0.727	0.927	0.927	1.28	1.28
35	0.524	0.668	0.669	1.27	1.28
50	0.387	0.494	0.494	1.28	1.28
70	0.268	0.342	0.342	1.28	1.28
95	0.193	0.247	0.247	1.28	1.28
120	0.153	0.196	0.196	1.28	1.28
150	0.124	0.159	0.160	1.28	1.29
185	0.0991	0.127	0.128	1.28	1.29
240	0.0754	0.098	0.099	1.30	1.31
300	0.0601	0.078	0.080	1.30	1.33
400	0.0470	0.062	0.065	1.32	1.38
500	0.0366	0.050	0.053	1.37	1.45

3.2.3 Reactancia Inductiva

La reactancia inductiva por unidad de longitud, esta dada por la siguiente expresión:

$$X_L = 2\pi \cdot f \cdot L \cdot 10^{-3} \text{ (}\Omega/\text{Km)} \quad (3.9)$$

Donde:

$$L = K + 0,46 \cdot \log \frac{DMG}{r} \text{ (mH/Km)} \quad (3.10)$$

$f = 60$ Hz, Frecuencia de suministro.

$K = 0,05$ mH/Km, Constante de inductancia interna para conductor tipo redondo compacto.

$r =$ Diámetro del conductor, considerando el semiconductor interno.

Para calcular el DMG en un sistema trifásico, se tiene la relación:

$$DMG = \sqrt[3]{D_1 \cdot D_2 \cdot D_3} \quad (3.11)$$

Donde:

D_1 Distancia entre fases 1 y 2

D_2 : Distancia entre fases 2 y 3

D_3 : Distancia entre fases 1 y 3

Cuando los conductores se disponen por los vértices de un triángulo equilátero de lado D $DMG = D$, ver Fig. 3.2.

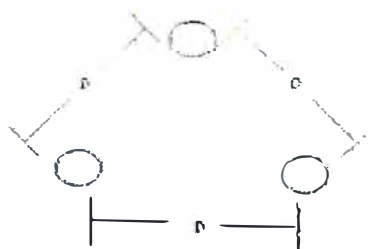


Fig.3.2 Conductores dispuestos en triángulo equilátero

Para la disposición horizontal, ver Fig. 3.3.

$DMG=1,26 D$



Fig.3.3 Conductores dispuestos en un plano horizontal

3.3 Selección y dimensionamiento de conductores

Arquitectos, ingenieros, técnicos instaladores y usuarios finales deben tener en consideración, desde la concepción y diseño de cualquier proyecto, el equilibrio que necesariamente debe existir entre el consumo de energía y la instalación que le dará soporte.

La inversión que hagamos hoy en el diseño y mantenimiento garantizará, sin lugar a dudas, un significativo ahorro durante toda la vida útil de las instalaciones.

No hay mejor momento para planificar la eficiencia en la distribución de energía que en la etapa de diseño del proyecto. Después será mucho más difícil y costoso incorporar mejoras al circuito.

Se debe tener presente que solo se darán las formulas y se orientará a ciertas normas para la completa selección del cable, tener presente además las tablas de las distribuidoras de energía para los parámetros eléctricos y mecánicos de los cables.

Los cálculos eléctricos para determinar la sección mínima del conductor son:

- Por intensidad máxima admisible del conductor.
- Por caída de tensión.
- Por intensidad térmica producida en un cortocircuito.
- Tipo de instalación.

3.3.1 Por intensidad máxima admisible del conductor

La corriente de carga para la alimentación del usuario en media tensión depende de la potencia instalada de los transformadores, para su evaluación se utiliza:

$$I_N = \frac{P_i}{\sqrt{3}V_N} \quad (3.12)$$

Donde:

- I_N : corriente nominal consumida por la carga
- P_i : potencia instalada de los transformadores en MVA
- V_N : tensión nominal en kV

La capacidad de transporte de los conductores debe ser por lo menos igual (se recomienda que sea mayor) a la exigida por el circuito o la carga en condiciones extremas, esta capacidad esta dada por los fabricantes a condiciones de servicio especificadas por los mismos y de acuerdo a las normas establecidas en el Código Nacional de Electricidad.

Las condiciones normales de trabajo, según lo especificado por el fabricante de cables INDECO son:

(A) = 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos paralelos con una separación mayor o igual a 7 cm.

(B) = 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos, agrupados en triángulo, en contacto.

Bajo las siguientes condiciones:

- Temperatura del suelo = 20 °C.
- Resistividad del suelo = 100 °C cm/W.
- Profundidad de instalación = 700 mm.

Para condiciones de operaciones distintas se debe tener en cuenta factores de corrección.

$$I = I_T \cdot FC \quad (3.13)$$

$$FC = F_t \cdot F_r \cdot F_p \cdot F_{pt} \cdot F_{td} \quad (3.14)$$

Donde:

- I : Capacidad de corriente corregido del conductor.
- I_T : Capacidad de corriente del conductor.
- F_t : Factor de corrección por temperatura del suelo.
- F_r : Factor de corrección por resistividad térmica del suelo.
- F_p : Factor de corrección por proximidad de otros conductores.
- F_{pt} : Factor de corrección por profundidad de tendido.
- F_{td} : Factor de corrección por tendido en ducto.

Los factores de corrección de capacidad de corriente para cables directamente enterrados se encuentran en las tablas del ANEXO C.

3.3.2 Por caída de tensión

Las líneas de acuerdo al nivel de tensión se pueden clasificar en:

- Alta tensión AT
- Media tensión MT
- Baja tensión BT

En las dos primeras el criterio de diseño es el de la máxima economía. En la tercera la directriz de cálculo será la máxima caída de tensión admitida por las normas.

De acuerdo al tipo de línea de que se trate serán los parámetros que tomaremos para su representación circuital.

En AT tenemos en cuenta la resistencia eléctrica R , la reactancia inductiva X_L , la conductancia de pérdidas G , como consecuencia del aislamiento imperfecto y la susceptancia capacitiva BC debida a la capacidad que se desarrolla entre los conductores y entre ellos y tierra. $X \gg R$.

En MT tenemos que considerar la resistencia y la reactancia inductiva R X como parámetros concentrados.

En BT solamente representamos la resistencia de la línea $R \gg \gg X$.

En la Fig.3.4 podemos observar la representación de las líneas de acuerdo a la su nivel de tensión.

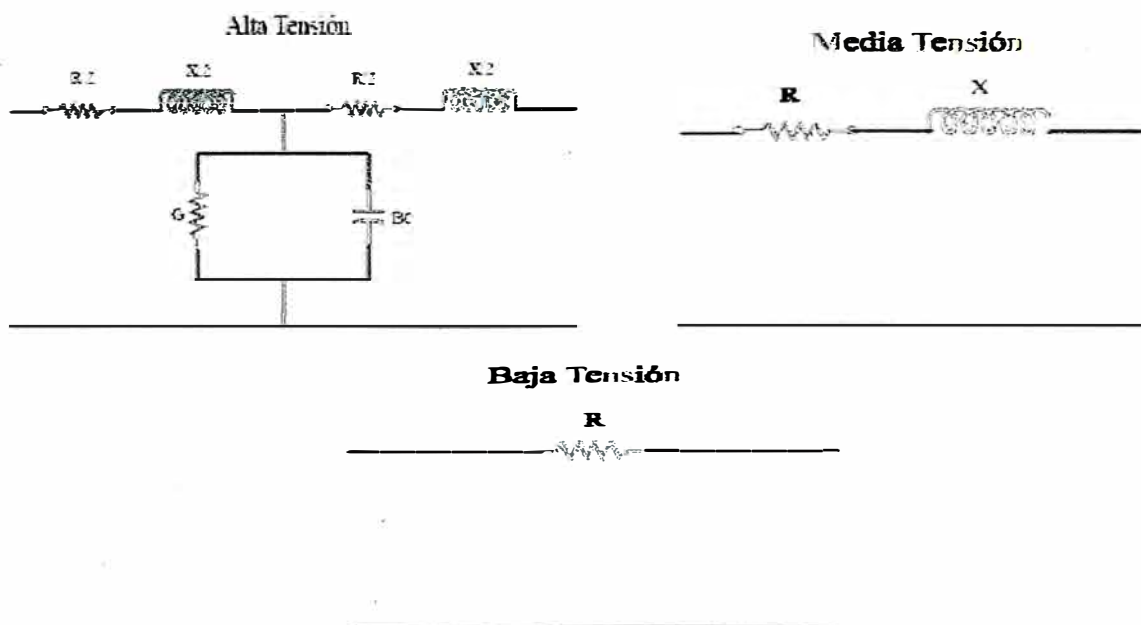


Fig.3.4 Representación circuital de acuerdo al nivel de tensión.

La expresión que se utiliza para el cálculo de la caída de tensión que se produce en una línea en media tensión, se obtiene considerando el diagrama vectorial dado en la Fig.3.6, según los parámetros de la Fig.3.5.

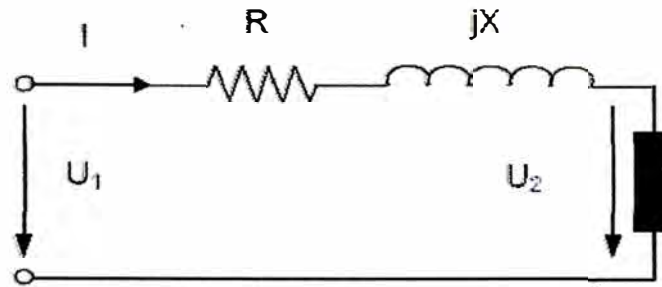


Fig.3.5 Circuito equivalente de una línea en media tensión

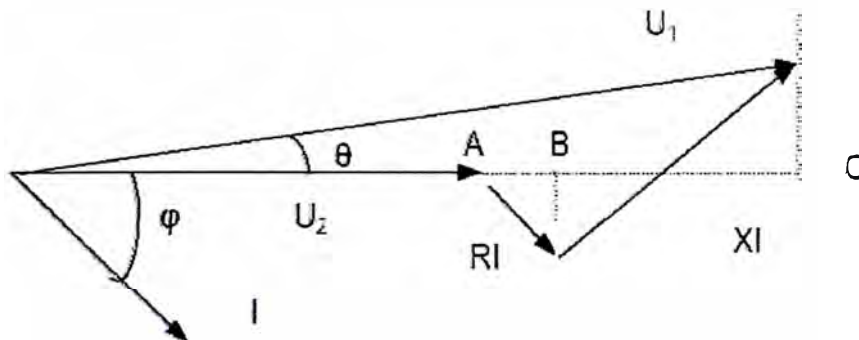


Fig.3.6 Diagrama Vectorial

Para un sistema trifásico:

$$\Delta U = \sqrt{3} I L \sqrt{R^2 + X^2} \quad (3.15)$$

Como la potencia de la línea transportada es:

$$S = \sqrt{3} U_1 I \quad (\text{en trifásico}) \quad (3.16)$$

$$S = U_1 I \quad (\text{en monofásico}) \quad (3.17)$$

Si R y X están en Ω / Km , se tiene:

Caída de tensión en trifásico:

$$\Delta U_{\text{III}} = \frac{SL}{U_1} \sqrt{R^2 + X^2} \quad (3.18)$$

Caída de tensión en monofásico:

$$\Delta U_{\text{I}} = \frac{2SL}{U_1} \sqrt{R^2 + X^2} \quad (3.19)$$

Donde:

- ΔU_{III} : Caída de tensión de línea en trifásico en voltios.
- ΔU_I : Caída de tensión en monofásico en voltios.
- R : Resistencia de la línea en Ω/Km .
- X : Reactancia de la línea en Ω/Km .
- L : Longitud de la línea en Km.
- S : Potencia en VA transportada por la línea.

Según La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, indica la máxima caída de tensión desde el punto de medición a la intemperie (PMI) hasta la subestación para los clientes en media tensión:

$\Delta U \leq 5 \%$, para alimentadores urbanos. Decreto Supremo N° 009-1999-EM Numeral 5.1.2 publicado el 11 de abril de 1999.

$\Delta U \leq 6 \%$, para alimentadores rurales. Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE Numeral 4.1.2 publicado el 24 de mayo del 2008.

3.3.3 Por intensidad térmica producida en un cortocircuito

Para determinar la intensidad máxima de cortocircuito que soporta un conductor en función del tiempo de disparo (máxima de 5 segundos) de la protección, tendremos en consideración lo siguiente:

$$I_{cc}^2 \cdot t_{cc} = k^2 \cdot S^2 \cdot \ln \frac{\beta + \theta_f}{\beta + \theta_i} \quad (3.20)$$

Donde:

- I_{cc} : Intensidad de cortocircuito en A, en valor eficaz.
- t_{cc} : Duración del cortocircuito en segundos.
- k : Constante dependiente del material conductor
- S : Sección del conductor (en mm^2).
- β : Inversa del coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura del material conductor
- θ_f : Temperatura final del cortocircuito (en °C)
- θ_i : Temperatura inicial del cortocircuito (en °C)

Se debe tener en consideración los valores de las TABLAS N° 3.2 y 3.3 para el uso de la fórmula (3.19)

A partir de la fórmula (3.19) se puede deducir otra que facilite el cálculo de la densidad de corriente de cortocircuito en función del tiempo para un cable con un aislamiento determinado (ver TABLA N° 3.4).

TABLA N° 3.2 Valores de k y β , para el cobre y aluminio. Fuente: Publicación Técnica de Schneider PT-073

Material Conductor	k	β
Cobre	226	234.5
Aluminio	148	228.0

TABLA N° 3.3 Temperaturas inicial y final del cortocircuito de acuerdo a la naturaleza del aislamiento. Fuente: Publicación Técnica de Schneider PT-073

Aislamiento	θ_i	θ_f
Termoplástico	70	160
Termoestable	90	250

TABLA N° 3.4 Densidad de corriente de cortocircuito en función del tiempo, del tipo de aislante y del tipo del conductor. Fuente: Publicación Técnica de Schneider PT-073

Aislamiento	Termoplástico	Termoestable
Conductor de cobre	$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{115}{\sqrt{t_{cc}}}$	$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{143}{\sqrt{t_{cc}}}$
Conductor de aluminio	$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{76}{\sqrt{t_{cc}}}$	$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{94.5}{\sqrt{t_{cc}}}$

La corriente de cortocircuito se calcula respecto a la potencia de cortocircuito en el punto donde se planea poner el elemento de protección, generalmente la celda de llegada para clientes en media tensión.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (3.21)$$

Donde:

- S_{cc} : Potencia de cortocircuito en MVA
- I_{cc} : Corriente de cortocircuito en kA
- U : Tensión nominal en kV

De la TABLA N° 3.4, para el cable N2XSY, se tiene:

$$S_{Cu_{cc}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{0.143} \quad (3.22)$$

Donde:

$S_{Cu_{cc}}$: Sección del conductor por corriente de cortocircuito.

t: Tiempo de disparo del dispositivo de protección.

3.3.4 Tipos de instalación

a) Cable Subterráneo

Es el conjunto de conductores, generalmente de cobre, son unipolares, bipolares o tripolares (ver Fig.4.7), aislados entre sí y con una o más cubiertas, que pueden ir directamente enterrado.

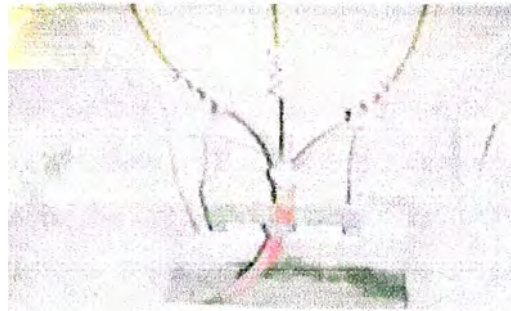


Fig.3.7 Cable subterráneo y su terminal de 10kV.

b) Línea Aérea

Es el conjunto de conductores, generalmente de cobre o aleación de aluminio, con o sin aislamiento, son unipolares o multipolares, que forman líneas aéreas bifásicas o trifásicas sin el cable de guarda cuando se trata de líneas de distribución primaria en media tensión (ver Fig. 3.8) y secundaria en baja tensión.



Fig.3.8 Línea Aérea

CAPÍTULO IV

SELECCIÓN ECONÓMICA DE CABLES EN 10kV

La conservación del medio ambiente y los recursos del planeta, entre ellos la energía, son hoy una preocupación que se ha extendido a todos los campos de acción del hombre.

Considerando los avances que ha traído el progreso, se ha despertado un interés generalizado respecto del uso racional y eficiente de la energía, pues de ello dependerán cualitativa y cuantitativamente los proyectos que pongamos en marcha.

La función de un conductor eléctrico es distribuir la energía eléctrica, desde una fuente, hasta un punto de utilización. Pero cuando la energía fluye por los cables un porcentaje de dicha energía se disipa en forma de calor, lo que reduce los niveles de eficiencia.

En los últimos años, un número importante de las instalaciones eléctricas no se han ampliado ni mejorado, no obstante, hay mayor consumo de energía.

En este contexto, vale la pena destacar que tan sólo con incrementar la sección de los conductores, las pérdidas de energía pueden reducirse a valores mínimos.

Si consideramos el costo de generar energía, en relación con el costo de implementar un programa para ahorrarla, siempre resultará de mayor beneficio para el país, en general, *desarrollar sistemas destinados a optimizar la eficiencia energética.*

Las oportunidades para el ahorro de la energía eléctrica están presentes en todas las etapas del sistema eléctrico, esto es: en la generación, transmisión, subtransmisión, distribución y consumo. Los conductores eléctricos forman parte de todas esas etapas, los fabricantes de conductores eléctricos entienden que estos son a la vida de una sociedad moderna, lo que los vasos sanguíneos son a la vida de un individuo. Sin ellos la civilización actual no podría existir.

4.1 Pérdidas de energía

Para poder seleccionar el calibre económico es necesario evaluar primero las pérdidas de energía que se dan en la operación de los conductores eléctricos.

Las pérdidas aquí consideradas son las que se deben a la conversión de energía eléctrica a energía calorífica.

Los elementos básicos que generan pérdidas de energía son: el conductor y su aislamiento, además de las pérdidas en los elementos anteriores, un cable de media tensión genera pérdidas en la pantalla metálica, en la armadura y cubierta metálica, si cuenta con estos elementos, y siempre y cuando estén conectados en 2 o más puntos.

4.1.1 Pérdidas en el conductor

Las pérdidas por el calor generado en el conductor son debidas al efecto Joule y son función del cuadrado de la corriente que circula por él y de la resistencia que este ofrece al paso de la corriente.

Esta resistencia debe ser calculada a la temperatura de operación del conductor.

En términos de potencia las pérdidas son:

$$w_c = I^2 R_{ca} 10^{-3} \text{ (Kw/Km)} \quad (4.1)$$

Donde:

I : Corriente en amperes.

R_{ca} : Resistencia a la corriente alterna en Ω /Km.

A fin de efectuar evaluaciones totales en un cierto periodo, se acostumbra ponderar las pérdidas en unidades de energía:

$$W_c = w_c \times L \times N \times H \times F_p \quad (4.2)$$

Donde:

w_c : Pérdidas evaluadas en la ecuación (5.1).

L : Longitud del circuito en Km.

N : Numero de cables del sistema

H : Número de horas de pérdidas para distintas modalidades de servicio.

F_p : Factor de pérdidas.

El factor de pérdidas se calcula según la siguiente expresión:

$$f.p. = \frac{1/T \int_0^T i^2 R dt}{I_{máx}^2 \cdot R} = \frac{1/T \int_0^T i^2}{I_{máx}^2} \quad (4.3)$$

$$f.p. = \frac{I^2}{I_{máx}^2} \quad (4.4)$$

Es importante tener en cuenta el comportamiento de los valores de corriente durante el periodo de análisis (diario, semanal, anual, etc.), para identificar el máximo ($I_{máx}$) y aquel valor en el que el tiempo de consumo es mas prolongado generalmente en horas fuera de punta (I), el cual nos permite calcular las pérdidas considerables del cable.

El valor del f.p., depende del consumo propio de cada cliente, para los cálculos del presente CAPÍTULO se le asigna el valor de 1.

4.1.2 Pérdidas en el aislamiento

No existe aislamiento perfecto, esto es, todo material conocido sujeto a una diferencia de potencial permite una circulación de corriente entre 2 puntos de diferente potencial. Se puede establecer que esa corriente también producirá calor.

Las pérdidas en el aislamiento de un cable dependerán fundamentalmente de las características del material, como la permitividad del dieléctrico y el factor de potencia, las cuales se han relacionado con expresiones matemáticas que permiten cuantificar tales pérdidas.

La expresión para el cálculo de las pérdidas en el dieléctrico en un cable es:

$$w_d = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot U_0^2 \cdot \text{Tan } \delta \text{ (Kw/Km)} \quad (4.5)$$

Donde:

f : Frecuencia en Hz

C : Capacitancia por unidad de longitud (F/m)

U_0 : Voltaje entre conductor y tierra (V)

Tan δ : Factor de pérdidas en el aislamiento.

$$C = \frac{\epsilon}{18 \cdot \ln\left(\frac{D_i}{dc}\right)} \cdot 10^{-9} \text{ (F/m)} \quad (4.6)$$

Donde:

ϵ : Permitividad relativa del aislamiento.

D : Diámetro externo del aislamiento, excluyendo semiconductor (mm)

dc : Diámetro del conductor, incluyendo semiconductor (mm)

Para Polietileno Reticulado: $\epsilon = 2.5$, Tan $\delta = 0.004$

En unidades de energía las pérdidas se expresan como:

$$W_d = w_d \times L \times N \times H \text{ kWh/año} \quad (4.7)$$

Donde:

w_d : Pérdidas calculadas con la ecuación anterior

L : Longitud del circuito en km

N : Número de cables del sistema.

H : Número de horas de pérdidas para distintas modalidades de servicio.

Es importante hacer notar que, mientras las pérdidas en el conductor y las pantallas están ligadas a las variaciones de corriente, las pérdidas en el aislamiento son constantes y basta con energizar el cable aún sin la carga, para que se presenten los valores máximos calculados de acuerdo a la ecuación (4.3).

4.1.3 Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas

La corriente que circula por el conductor inducirá a su vez una corriente por las pantallas o cubiertas metálicas, cuando estas se encuentren conectadas a tierra en sus extremos.

De manera similar al conductor, las pérdidas en la pantalla o cubierta se deben al efecto Joule, es decir, son consecuencia del paso de la corriente inducida por el elemento metálico, que ofrece una resistencia, lo cual se expresa como:

$$w_p = I_p^2 x R_p x 10^{-3} \text{ Kw/Km} \quad (4.8)$$

Donde:

- w_p : Pérdidas en la pantalla de un cable del sistema
- I_p : Corriente que circula por la pantalla en Amperes
- R_p : Resistencia de la pantalla (Ω /Km)

Mientras que la resistencia de la pantalla o cubierta es constante y solo debe ser corregida para la temperatura de operación (10°C por debajo de la temperatura del conductor), la corriente I_p depende de la corriente en el conductor, la construcción del cable y la disposición y espaciamiento de los cables del sistema.

En función de la corriente del conductor, la corriente I_p que circula por las pantallas, para cables monopolares en sistema monofásico o trifásico en los cables dispuestos en configuración equilátera equidistante, se calcula con la siguiente expresión:

$$I_p^2 = \frac{I^2 X_m^2}{X_m^2 + R_p^2} \text{ Amp.} \quad (4.9)$$

Donde:

- I : Corriente del conductor en amperes
- X_m : Reactancia mutua entre conductor y pantalla o cubierta metálica

$$X_m = 0.0754 \ln(S/r_o) (\Omega/\text{Km}) \quad (4.10)$$

Donde:

- S : Espaciamiento entre centros de cables
- r_o : Radio medio de la pantalla
- R_p : Resistencia eléctrica de la pantalla a su temperatura de operación normal

En unidades de energía las pérdidas se expresan como:

$$W_P = w_p \times L \times N \times H \quad (\text{kWh/año}) \quad (4.11)$$

Donde:

- w_p Pérdidas calculadas con la ecuación anterior
- L Longitud del circuito en km
- N Número de cables del sistema.
- H Número de horas de pérdidas para distintas modalidades de servicio.

Por simplificación para el cálculo se han proporcionado estas ecuaciones. Los efectos inductivos en otros cables del sistema no se han considerado.

4.1.4 Pérdidas totales

Cuando un proyecto es nuevo se recomienda encontrar la sección económica (aérea transversal más adecuada de los conductores eléctricos) que a corto plazo nos proporciona ahorro de energía, pero a mediano y largo plazo obtendremos ventajas económicas en el sistema eléctrico.

Presentamos a continuación una metodología que nos va a permitir:

- Encontrar la sección adecuada del alimentador
- Disminuir considerablemente las pérdidas producidas en el.
- Producir ventajas económicas y de operación

Para totalizar las pérdidas del cable o de los cables del sistema eléctrico bastará con sumar las pérdidas obtenidas

$$W_T = W_c + W_d + W_p \quad (4.12)$$

En términos económicos, bastará con multiplicar el precio del kWh por el producto obtenido en esta ecuación para saber el costo de las pérdidas del sistema.

4.2 Selección del calibre económico

Las pérdidas calculadas anteriormente, evaluadas en términos económicos y sumadas a los costos por mantenimiento, representan los costos totales de operación del sistema de cables.

Para una carga determinada existe una sección o calibre mínimo aceptable. Secciones mayores a este mínimo producirán menos pérdidas y, en consecuencia, menores costos de operación. Por otra parte, el calibre mínimo representa los menores costos iniciales y secciones mayores del conductor darán lugar a un incremento en tales costos. La Fig.4.1 ayuda a comprender mejor lo anterior.

Existe una relación inversa entre las pérdidas en el conductor y la sección del mismo. El incremento de la sección conduce a pérdidas menores, debido a que se presenta una

menor resistencia eléctrica, tanto por el aumento del área conductora como por la menor temperatura de operación.

Los precios de los cables siguen una relación lineal conforme aumenta la sección.

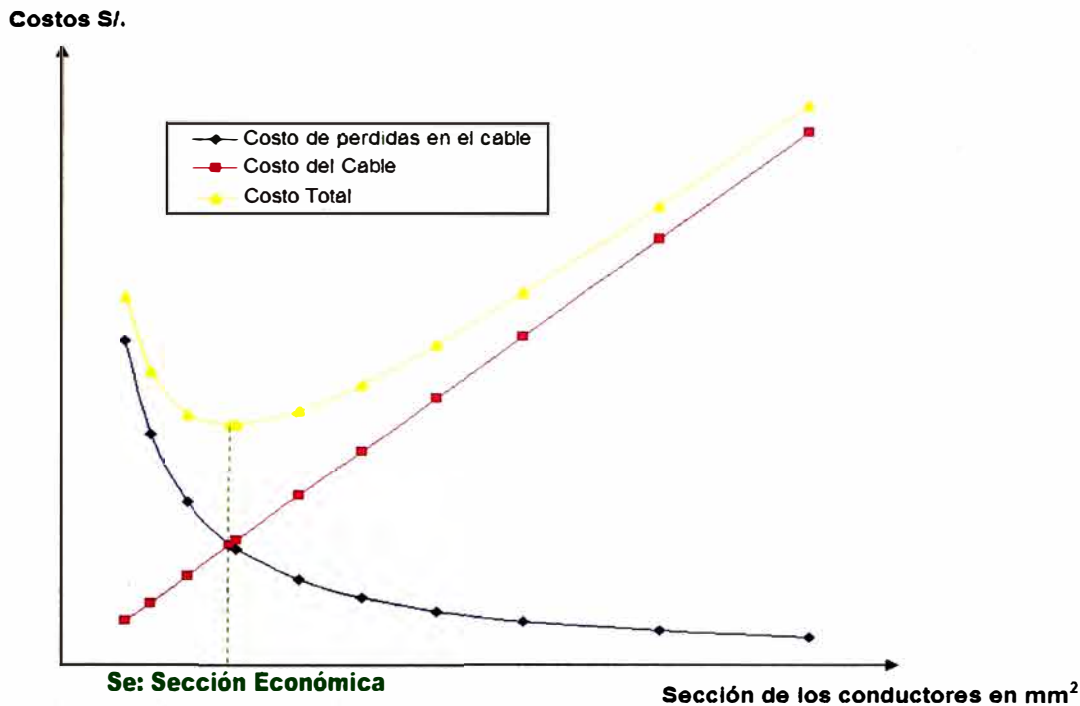


Fig.4.1 Costos involucrados en la selección económica de cables

La curva de los costos totales es la suma de la curva del precio de los cables y la curva de las pérdidas en los mismos. La sección económica S_e , se obtiene en el valor mínimo de la curva de los costos totales haciendo la derivada igual a cero (ver Fig.5.1).

La selección del calibre económico, solo se logra mediante la comparación de los costos iniciales, pérdidas, etc., de distintas secciones; comparación que resulta sencilla con el uso de la computadora.

Se considera que la mayor parte de las pérdidas se producen en el conductor. No se consideran las pérdidas en las pantallas ni las del aislamiento.

Se reemplaza las ecuaciones (3.5) y (4.1) en la ecuación (4.2):

$$W_c = I^2 \times \left(\frac{c\rho_{T_2}}{S} \right) \times N \times H \times F_p \times 10^{-3} \text{ kWh/año} \quad (4.13)$$

Sea P costo de la energía en \$/ kWh, a una tasa de interés efectivo i_e , para un tiempo de vida útil del cable de n años, se tiene las pérdidas $C_{P(S)}$ en tiempo presente para un cable multipolar ó multiconductor de N cables.

$$C_{P(S)} = I^2 \times \left(\frac{c\rho_{T_2}}{S} \right) \times N \times H \times F_p \times P \times A \times 10^{-3} \text{ $/ año} \quad (4.14)$$

Donde:

$$A = \frac{(1+i_e)^n - 1}{(1+i_e)^n x i_e} \quad (4.15)$$

Utilizando el valor del costo del dinero i , y la tasa anticipada de la inflación de los costos de la energía r , la tasa de interés efectivo i_e , puede ser obtenida de la siguiente manera:

$$i_e = \frac{1+i}{1+r} - 1 \quad (4.16)$$

Sea C_c el costo del cable para cualquier sección S , debido a la tendencia lineal de precios se tiene:

$$C_{c(S)} = GS \quad (4.17)$$

$$G = \frac{P_2 - P_1}{S_2 - S_1} \quad (4.18)$$

Donde:

G : Pendiente de la recta de precios del cable

P_1 : Precio actual del cable correspondiente al conductor de sección S_1 en \$/m

P_2 : Precio actual del cable correspondiente al conductor de sección S_2 en \$/m

Sumando las ecuaciones (5.12) y (5.15), tenemos el costo total en tiempo presente para cualquier sección S

$$C_{T(S)} = C_{p(S)} + C_{c(S)} \quad (4.19)$$

Las pérdidas mínimas se obtienen al hacer $\frac{dC_{T(S)}}{dS} = 0$, de donde se obtiene la sección económica S_e

$$S_e = I \sqrt{\frac{c \rho_{T_2} x N x H x P x F_p x A x 10^{-3}}{G}} \text{ mm}^2 \quad (4.20)$$

Donde:

I : Corriente que circula en el conductor en amp.

c : Coeficiente de corrección debido al efecto piel y proximidad.

ρ_{T_2} : Resistividad del cable a la temperatura T_2 en $\frac{\Omega - \text{mm}^2}{\text{m}}$

T_2 : Máxima temperatura de operación del cable en °C.

T_1 : Temperatura a condiciones normales de operación en °C.

N : Para cables multipolares o multiconductores. $N = 1$, para cables unipolares.

- H : Número de horas de operación al año.
 P : Costo de la energía en \$/Kwh.
 F_p : Factor de pérdidas.
 A : Factor para convertir a valor presente los costos de las pérdidas de energía ocurridos durante "n" años a una tasa de interés efectiva "i"

Es importante mencionar que los costos de operación se dan en forma continua durante la vida útil del cable, por lo que el análisis económico se debe realizar considerando que los egresos se realizan en tiempos diferentes. Acorde con la fórmula anterior podemos decir que los costos de las pérdidas de los cables crean "anualidades", que son una serie de pagos realizados durante un periodo.

El tiempo de vida útil de los conductores de media tensión es de 35 años, el análisis del ciclo de vida toma en cuenta el valor en el tiempo del dinero y la inflación del costo de la energía.

4.3 Conceptos Básicos sobre evaluación de Proyectos de Inversión

4.3.1 Periodo de Reembolso (Pay Back)

Es el tiempo en el cual se va a recuperar la inversión que se ha realizado. El periodo de reembolso se puede calcular como:

$$Pay\ Back = \frac{I}{A} \quad (4.21)$$

Donde:

I : Costo de la inversión.

A : Costo del ahorro.

Se puede obtener el tiempo exacto del retorno de la inversión, a partir del costo total $C_{T_s,n}$ para una sección s, en un año cualquiera n:

$$C_{T_s,n} = P_s x (1+i)^n + W_s x \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] \quad (4.22)$$

Donde:

P_s : Costo del cable de la sección s.

W_s : Costo de las pérdidas del cable de la sección s.

Para el año n en que son iguales los costos de la sección técnica y económica:

$$P_t x (1+i)^n + W_t x \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] = P_e x (1+i)^n + W_e x \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right]$$

$$(W_t - W_e) x \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] = (P_e - P_t) x (1+i)^n$$

$$\text{Ahorro} \times \left[\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n i} \right] = \text{Inversión}$$

Cuando los costos totales de la sección técnica y económica son iguales el Ahorro pagó la Inversión.

4.3.2 Relación beneficio costo (B/C)

La relación beneficio costo se calculará con la siguiente fórmula:

$$B/C = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+i)^n}}{I} \quad (4.23)$$

$$B/C = \frac{Q_n}{I} \times \frac{(1+i_e)^n - 1}{(1+i_e)^n i_e} \quad (4.24)$$

Donde:

- Q_n : Flujos de caja netos.
- I : Costo de la Inversión.
- i_e : Tasa de interés efectivo.
- n : Número de períodos considerado.

4.3.3 Valor Actual Neto (VAN)

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^n \frac{Q_n}{(1+i)^n} \quad (4.25)$$

$$VAN = -I + Q_n \times \frac{(1+i_e)^n - 1}{(1+i_e)^n i_e} \quad (4.26)$$

Donde:

- I : Costo de la Inversión.
- Q_n : Flujos de caja netos.
- n : Número de períodos considerado.
- i_e : Tasa de interés efectivo.

4.3.4 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno de una inversión está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto (VAN) es igual a cero. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (4.27)$$

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con el costo del dinero. Si la tasa de rendimiento del proyecto expresada por la TIR supera dicho costo, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza. Como ejemplo tenemos que para una inversión inicial de 1000\$ y para unos flujos de caja de \$300 durante 5 años, se tiene una tasa interna de retorno (TIR)=15.24% (Fig.4.2).

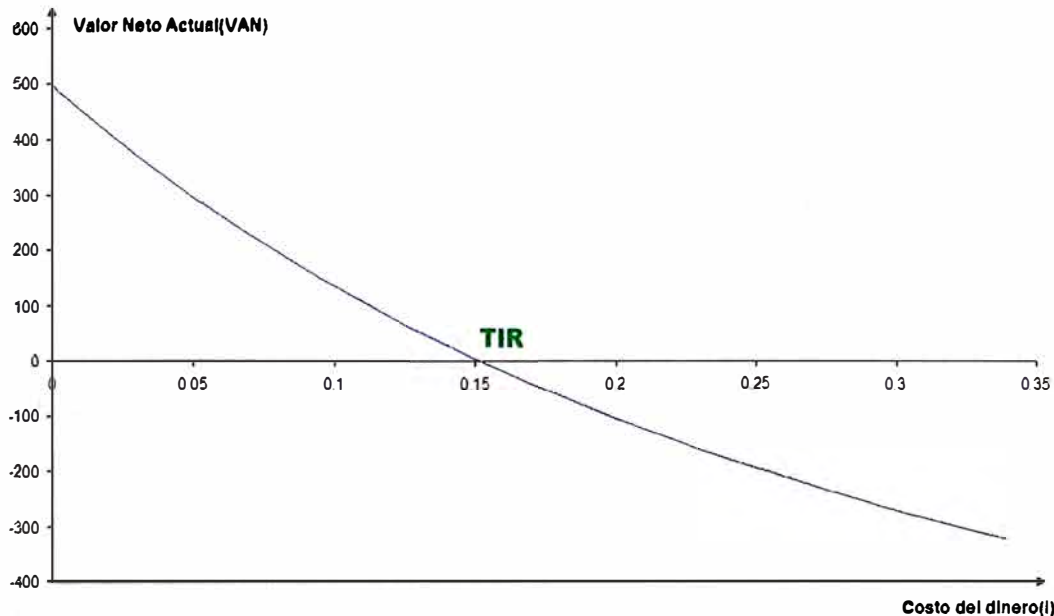


Fig.4.2 Ejemplo de Proyecto de Inversión.

En el caso de la selección económica de cables, los flujos de caja netos se traducen como el costo del ahorro, cuyo valor se puede calcular de:

$$\text{Costo del ahorro} : \text{Costo de las pérdidas (cable calculado)} - \text{costo de las pérdidas (cable recomendado)}$$

Además el costo de la inversión:

$$\text{Costo de la inversión} : \text{Costo del cable recomendado} - \text{costo del cable calculado}$$

El análisis económico se realiza durante la vida útil del cable, en el caso del cable de media tensión N2XSY, es de 30 años.

4.4 Calculo de la sección del cable N2XSY en 10kV, para instalación subterránea, cliente urbano.

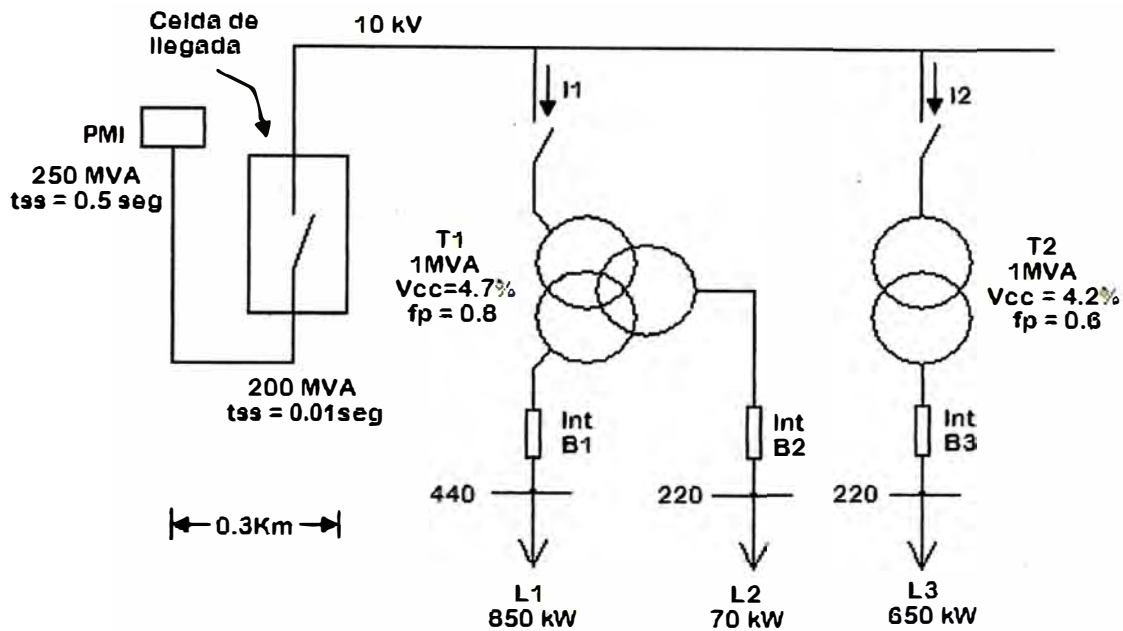


Fig.4.3 Ejemplo de proyecto en media tensión

Para el dimensionamiento de los conductores eléctricos se utiliza

Media tensión nominal	$V_N = 10\text{kV}$
Potencia instalada	$P_i = 2\text{MVA}$
Potencia de cortocircuito	$S_{cc} = 200\text{MVA}$
Tiempo de apertura máximo	$t_{ss} = 0.01\text{seg.}$
Conexión del neutro	Rígido a tierra

Conductor Alimentador (Cable subterráneo)

El conductor que se utilizará es el cable unipolar N2XSY 8.5/15kV

Distancia desde el punto de suministro: 300m = 0.3km

La capacidad de los conductores enterrados serán afectados por los siguientes factores de corrección, se toma en cuenta las condiciones reales de trabajo:

Profundidad de tendido $h = 1.20\text{ m}$

Temperatura del suelo 25°C

Composición del terreno: arenoso, arcilloso, con piedras pequeñas y poca compactación y grado de humedad medio. De acuerdo a la composición del terreno, del ANEXO C la resistividad térmica del suelo es $120\text{ }^\circ\text{C cm/W}$.

Para el tipo de tendido, del ANEXO B escogemos tendido en triángulo.

Tiempo de servicio de 10 horas al día (en horas fuera de punta), 365 días al año, durante la vida útil del cable aproximadamente 30 años.

Costo de la energía fuera de punta: $P = 0.1265 \text{ \$/kWh}$, según pliego tarifario de EDELNOR, ANEXO B.

4.4.1 Cálculo y Dimensionamiento del cable subterráneo sin tener en cuenta las pérdidas térmicas (sección técnica)

a) Por intensidad máxima admisible del conductor

Para el cálculo de la corriente, se reemplaza todos los valores en la fórmula (3.12).

$$I_N = \frac{P_i}{\sqrt{3}V_N} = \frac{2MVA}{\sqrt{3} \times 10kV} = 115.47 A$$

De la Tabla N° del fabricante de conductores INDECO, por capacidad de corriente hacemos una selección previa de los siguientes calibres:

Conductor de 25mm^2 $I_T = 160A$

Conductor de 35mm^2 $I_T = 190A$

Se corrige la capacidad de corriente de los calibres seleccionados de acuerdo a las condiciones reales de trabajo. De acuerdo a la expresión (3.14) y de las tablas de factores de corrección ANEXO C, se tiene:

Conductor de 25mm^2 $FC = (0.96)(0.94)(1.0)(0.93)(0.83)$ $FC = 0.70$

Conductor de 35mm^2 $FC = (0.96)(0.93)(1.0)(0.93)(0.83)$ $FC = 0.69$

Luego según (3.13) la corriente corregida del conductor alimentador, para los calibres seleccionados será:

Conductor de 25mm^2 $I_N = 160 \times 0.70 = 112A$

Conductor de 35mm^2 $I_N = 190 \times 0.69 = 131.10A$

Como la corriente nominal de la subestación es 115.47 A, por capacidad de corriente escogemos:

N2XSYP 3 x 1 x 35 mm²

Con los siguientes parámetros eléctricos:

131.10 A; 8.5/15kV

$R = 0.669 \text{ } \Omega/\text{km}$

$X = 0.1627 \text{ } \Omega/\text{km}$

b) Por caída de tensión máxima admisible

Según el CNE:

- $\Delta U \leq 5\%$ para alimentadores urbanos.
- $\Delta U \leq 6\%$ para alimentadores rurales.

Entonces la máxima caída de tensión debe ser:

$$\Delta e = \frac{\%U}{100} = \frac{5 \times 10000}{100} = 500 \text{ v}$$

De las características del cable, la caída de tensión según la fórmula (3.15).

$$\begin{aligned} \Delta e &= \sqrt{3LI\sqrt{R^2 + X^2}} \\ \Delta e &= \sqrt{3 \times 0.3 \times 115.47 \sqrt{0.669^2 + 0.627^2}} \\ \Delta e &= 41.31 \text{ V} \end{aligned}$$

Como la caída de tensión calculada es menor a 500 V (caída de tensión máxima), también por caída de tensión se selecciona el conductor:

$$\text{N2XSY } 3 \times 1 \times 35 \text{ mm}^2$$

c) Por intensidad térmica producida por un corto circuito

La corriente de cortocircuito se calcula respecto a la potencia de cortocircuito en el punto donde se planea poner el elemento de protección, en este caso la celda de llegada, se tiene:

$$I = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}V_N} = \frac{200 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 10 \text{ kV}} = 11.5 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito del conductor de 35mm², según la TABLA N° 3.4, para un conductor de cobre y aislamiento termoestable, se tiene:

$$I_{\max} = \frac{KS}{\sqrt{t}} = \frac{0.143 \times 35}{\sqrt{0.01}} = 50.05 \text{ kA.}$$

Luego por corriente de cortocircuito se selecciona el conductor:

$$\text{N2XSY } 3 \times 1 \times 35 \text{ mm}^2$$

Una vez calculados todos los criterios, la sección del conductor a instalar es de 35mm²

Según el tiempo de servicio indicado para el cable, la pérdida de potencia se obtiene reemplazando la expresión (4.1) en (4.2).

$$w_c = 3RLI^2HF_p \times 10^{-3} = 3 \times 0.669 \times 0.3 \times 115.47^2 \times 10 \times 365 \times 1 \times 10^{-3} \text{ kWh / año}$$

$$w_c = 29.302.173 \text{ kWh / año}$$

Costo de la energía fuera de punta: $P = 0.1265 \text{ S/./Kwh.}$

Perdida en soles:

$$W_c = w_c \times P = 29,302.173 \times 0.1265 \text{ S/./ año}$$

$$W_c = 3,706.725 \text{ S/./ año}$$

4.4.2 Cálculo y Dimensionamiento del cable subterráneo teniendo en cuenta las pérdidas térmicas (sección económica).

Para la resistividad a la máxima temperatura de operación del cable $T_2 = 90^\circ\text{C}$, a condiciones normales de operación $T_1 = 20^\circ\text{C}$, además

$$\rho_{20^\circ\text{C}} = 0.01754 \frac{\Omega - \text{mm}^2}{\text{m}} \text{ (cobre)}, \quad \alpha_{20^\circ\text{C}} = 0.00393 \text{ } 1/^\circ\text{C} \text{ (cobre)}$$

Reemplazando en la expresión (3.1) se tiene:

$$\rho_{T_2} = 0.01754 [1 + 0.00393 (90 - 20)]$$

$$\rho_{90^\circ\text{C}} = 0.02236 \frac{\Omega - \text{mm}^2}{\text{m}}$$

De la expresión (4.16) y de la pendiente de precios para cables NX2SY, ANEXO B:

$$G = \frac{P_2 - P_1}{S_2 - S_1} = \frac{38.7263 - 30.0456}{50 - 35}$$

$$G = 0.57871 \text{ S/./m / mm}^2$$

Se considera el costo de dinero e inflación respectivamente $i = 12\%$ $r = 7\%$, de la expresión (4.14) se tiene $i_e = 4,67\%$. Para $n = 30$ años según (4.15), el factor A:

$$A = \frac{((1 + 0.0467)^{30} - 1)}{(1 + 0.0467)^{30} \times 0,12}$$

$$A = 15,968$$

Para un tiempo de servicio del cable de 10 horas al día (en horas fuera de punta), 365 días al año:

$$H = 10 \times 365 = 3650 \text{ horas / año}$$

$c \approx 1,2$ Debido al efecto skin.

De la expresión (4.20) para la sección económica se tiene:

$$S_e = 115.47 \sqrt{\frac{1.2 \times 0.02236 \times 1 \times 3650 \times 0.1265 \times 15.968 \times 10^{-3}}{0.57871}} \text{ mm}^2$$

$$S_e = 67.51 \text{ mm}^2$$

El calibre comercial económico para esta sección es de: 70mm²

La pérdida de potencia se obtiene reemplazando la expresión (4.1) en (4.2).

$$w_c = 3RLI^2 HF_p \times 10^{-3} = 3 \times 0.342 \times 0.3 \times 115.47^2 \times 3,650 \times 1 \times 10^{-3} \text{ kWh / año}$$

$$w_c = 14,979.59 \text{ kWh / año}$$

Costo de la energía fuera de punta: P = 0.1265 S/./Kwh.

Perdida en soles:

$$W_c = w_c \times P = 14,979.59 \times 0.1265 \text{ S/./año}$$

$$W_c = 1,894.918 \text{ S/./año}$$

Comparación del calibre técnico y económico:

Sección técnica 35mm²

Costo de las pérdidas: 3,706.725 S/./año

Costo total del cable: 30,045.60 x 0.3 x 3 = 27,041.04 S/.

Sección económica 70mm²

Costo de las pérdidas: 1,894.918 S/./año

Costo total del cable: 50,300.45 x 0.3 x 3 = 45,270.41 S/.

4.4.3 Análisis Económico

De la expresión 4.21 para el cálculo del Periodo de Reembolso (Pay Back)

$$\text{Pay Back} = \frac{45,270.41 - 27,041.04}{3,706.725 - 1,894.918}$$

$$\text{Pay Back} = \frac{18,229.37}{1,811.807}$$

$$\text{Pay Back} = 10 \text{ años}$$

De la expresión 4.24 para el cálculo de la relación beneficio costo (B/C)

$$B/C = \frac{1,811.807}{18,229.37} \times \frac{(1 + 0.0467)^{30} - 1}{(1 + 0.0467)^{30} \times 0.0467}$$

$$B/C = 1.59$$

De la expresión 4.26 para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN).

$$VAN = -18,229.37 + 1,811.807 x \frac{(1 + 0.0467)^{30} - 1}{(1 + 0.0467)^{30} x 0.0467}$$

$$VAN = 10,701.64$$

De la expresión 4.27 para el cálculo de la tasa interna de retorno (TIR).

$$-18,229.37 + \sum_{n=1}^{30} \frac{1,811.807}{(1 + TIR)^n} = 0$$

En Excel, se hace uso de la función TIR, para su cálculo:

$$TIR = 9.24\%$$

4.5 Desarrollo de aplicación en el editor de Visual Basic de Excel, para la selección económica de cables.

La gran cantidad de variables para la evaluación económica de cables , obliga al desarrollo de la aplicación: "Selección Económica de Cables Subterráneos en 10kV", la cual permite de una manera rápida y confiable obtener gran cantidad de resultados que pueden ser comparados y tomar una correcta decisión al identificar secciones que permitan obtener un ahorro significativo en poco tiempo.

En la Fig.4.4 se muestra el Menú Principal de la aplicación en Visual Basic.

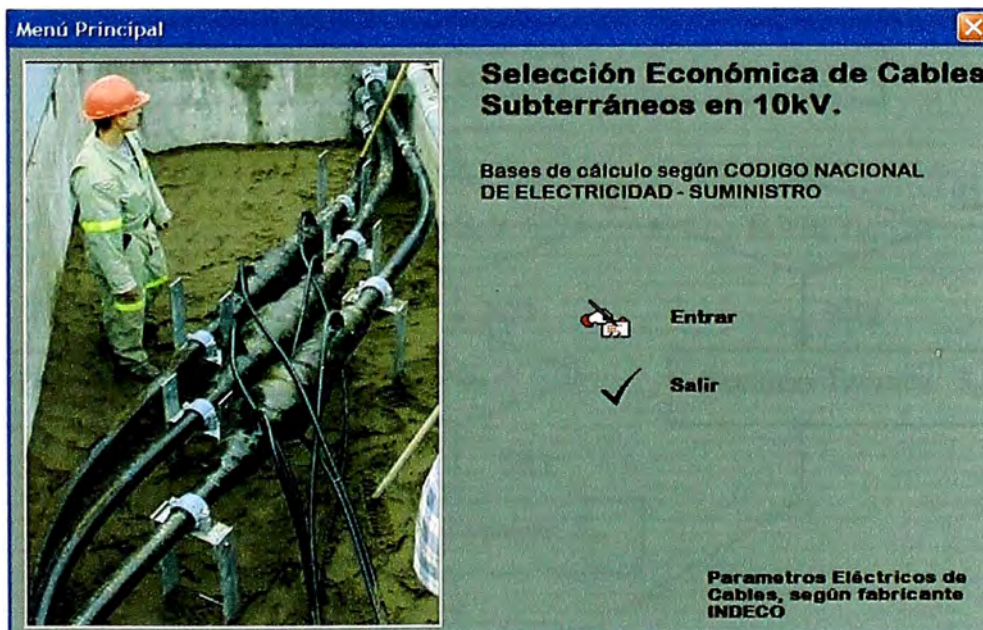


Fig.4.4 Menú principal

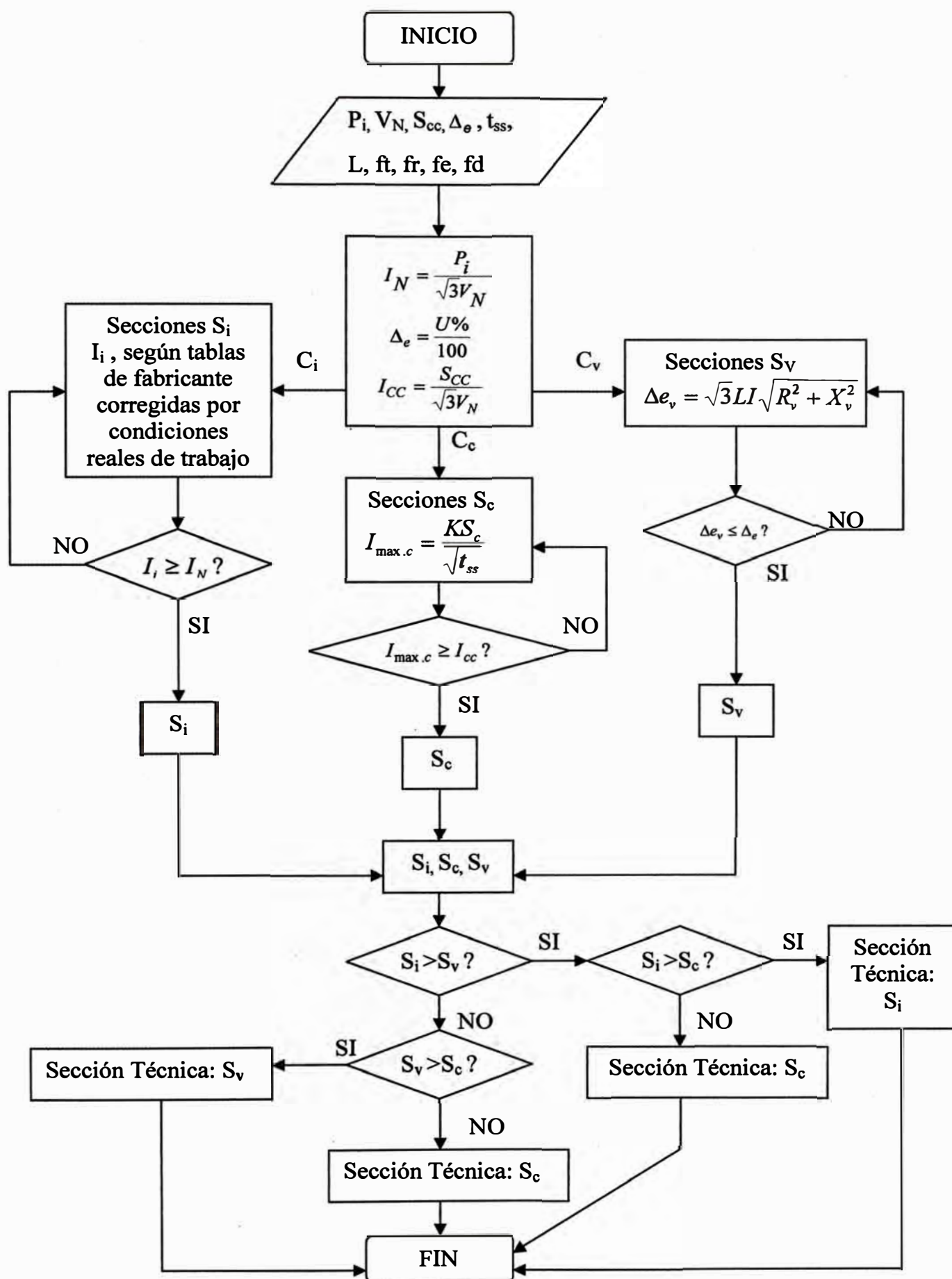


Fig. 4.5 Diagrama de Flujo para el cálculo de la sección técnica

4.5.1 Consideraciones para el uso de la aplicación

Para el cálculo de la sección técnica, la aplicación evalúa los criterios por capacidad de corriente máxima admisible C_i , caída de máxima tensión permitida C_v y capacidad de cortocircuito C_c , de los tres criterios se obtienen sus secciones correspondientes S_i , S_v , S_c , luego elige la mayor de las 3 secciones, en la Fig.4.5, se puede apreciar el diagrama de flujo de la aplicación en el Editor de Visual Basic de Excel, donde:

- P_i : Potencia Instalada
- V_N : Tensión Nominal
- S_{cc} : Potencia de Cortocircuito
- Δ_e : Caída de tensión máxima según CNE
- t_{ss} : Tiempo de apertura máxima
- L : Distancia desde el punto de suministro
- ft : Factor de corrección relativa a la temperatura del terreno
- fr : Factor de corrección relativo a la resistencia térmica del suelo
- fe : Factor de corrección relativo a la profundidad de tendido
- fd : Factor de corrección relativo al tendido en ductos

En el caso del cálculo de la sección económica, se ha hecho uso de la expresión (4.20), a la cual se le ha restado 3 unidades, así para una sección económica de 27 mm^2 , la sección a considerar según ANEXO A sería de 25 mm^2 . También se ha hecho uso de funciones de Excel para el cálculo de las variables económicas, relación beneficio costo B/C y TIR.

Para el uso de la aplicación se ha diseñado el cuadro mostrado en la TABLA N° 4.1 el cual permite el ingreso de datos.

TABLA N° 4.1 Cuadro de ingresos de datos. Fuente: Elaboración propia.

The screenshot shows a software application interface with the following sections:

- Datos del Cable WZKV 8,7-15Kv:** Longitud (km), Vida útil (30 años).
- Datos de la carga:** Tensión Nominal (10 kv), Potencia Instalada (MVA).
- Datos de la PROTECCIÓN:** Caída de tensión máx. admisible (5% Alimentadores urbanos, 6% Alimentadores rurales), Potencia de cortocircuito (MVA), Tiempo de apertura máximo (seg).
- Datos de INSTALACIÓN:** Formación de 3 cables unipolares, Tipo de Tendido, Temperatura del suelo (°C), Resistividad térmica del suelo (°C·cm/VV), Profundidad de enterramiento (m).
- Datos ECONÓMICOS:** Horas de servicio FP (horas/año), Das año de servicio (das/año), Costo por energía activa FP (S/Kwh), Costo del dinero (%), Inflación (%).
- RESULTADOS:** Sección Técnica (mm²), Caída de tensión (%), Costo de Pérdidas (S./año), Costo total (S/), Sección económica (mm²), Caída de tensión (%), Costo de Pérdidas (S./año), Costo total (S/).
- ANÁLISIS ECONOMICO:** PAYBACK (años), TIR (%), B/C.

Buttons at the bottom: Calcular, Guardar, Salir.

Desarrollo del proyecto anterior, se obtienen los resultados:

TABLA N° 4.2 Cuadro de resultados. Fuente: Elaboración propia.

Aplicación para la selección económica de cables subterráneos **RESY**

Datos del Cable H2XSY 6,7-15Kv Longitud <input type="text" value="0.3"/> Km Vida útil <input type="text" value="30"/> años	Datos ECONÓMICOS Horas diarias de servicio FP <input type="text" value="10"/> hora/día Días al año de servicio <input type="text" value="365"/> días/año Costo por energía activa FP <input type="text" value="0.1266"/> \$/Kwh Costo del dinero <input type="text" value="12"/> % Inflación <input type="text" value="7"/> %
Datos de la carga Tensión Nominal <input type="text" value="10"/> kv Potencia Instalada <input type="text" value="2"/> MVA	RESULTADOS Sección técnica <input type="text" value="25"/> mm ² Caída de tensión <input type="text" value="0.41"/> % Costo de Pérdidas <input type="text" value="3,706.95"/> \$/año Costo total <input type="text" value="27,043.01"/> \$/
Datos de la PROTECCIÓN Caída de tensión máx. admisible: <input checked="" type="radio"/> 5% Alimentadores urbanos <input type="radio"/> 6% Alimentadores rurales Potencia de cortocircuito <input type="text" value="200"/> MVA Tiempo de apertura máximo <input type="text" value="0.02"/> seg.	Sección económica <input type="text" value="25"/> mm ² Caída de tensión <input type="text" value="0.22"/> % Costo de Pérdidas <input type="text" value="1,895.03"/> \$/año Costo total <input type="text" value="45,270.41"/> \$/
Datos de INSTALACIÓN Formación de 3 cables unipolares: Tipo de Tendido <input type="text" value="Tres conductores-tripolo"/>	ANÁLISIS ECONÓMICO PAYBACK <input type="text" value="10.06"/> años TIR <input type="text" value="9.21"/> % B/C <input type="text" value="1.59"/>
Temperatura del suelo <input type="text" value="25"/> °C Resistividad térmica del suelo <input type="text" value="120"/> °C·cm/W Profundidad de enterramiento <input type="text" value="1.2"/> m	<input type="button" value="Calcular"/> <input type="button" value="Guardar"/> <input type="button" value="Salir"/>

A continuación se guardan los datos.

4.6 Resultados y análisis

Se desea saber en que casos sería conveniente utilizar la sección económica, se considera el TIR, PAYBACK, y B/C, como indicadores para el análisis económico. El valor que se hará variar para la obtención de las secciones tanto técnica como económica, es la potencia instalada P_i , la cual tomara valores desde 0.05 hasta 5MVA, de tal manera que por cada potencia se obtengan un par de secciones diferentes, se tiene en cuenta todos los demás datos de la aplicación anterior.

Se consideran 2 casos a analizar:

- CASO 1 (Horas diarias de servicio fuera de punta = 10)
- CASO 2 (Horas diarias de servicio fuera de punta = 20)

4.6.1 Caso 1

Los resultados de utilizar el software se obtienen en la TABLA N° 4.4, donde se puede apreciar que no es conveniente realizar la inversión en ningún caso, al obtener valores de PAYBACK superiores a los 10 años. Se obtienen secciones técnicas y económicas iguales para las siguientes potencias instaladas:

0.05 hasta 0.829MVA	sección	25mm ²
4.464 hasta 4.533MVA	sección	150mm ²
4.947 hasta 5MVA	sección	185mm ²

**TABLA N° 4.4 Selección de cables para 10 horas diarias de servicio fuera de punta.
Fuente: Elaboración propia**

ANALISIS ECONOMICO EN 10kv PARA CABLE SUBTERRANEO N2XSy 8,7-15kv

CAIDA DE TENSION MAX. ADMISIBLE	5	%
POTENCIA DE CORTOCIRCUITO	200	MVA
TIEMPO DE APERTURA MAXIMO	0.01	seg.
HORAS DIARIAS DE SERVICIO FP	10	horas/día
DIAS AL AÑO DE SERVICIO	365	días/año
COSTO DE LA ENERGIA ACTIVA FP	0.1265	S/./kwh

TIPO DE TENIDDO	Tres ductos-triángulo
TEMPERATURA DEL SUELO	25 °C
PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO	1.2 m
RÉSISTIVIDAD TERMICA DEL SUELO	120 °C-cm/W
COSTO DEL DIMERO	12 %
INFLACION	7 %

Potencia Instalada MVA	Longitud Km	TIR %	PayBack	B/C	Tasa de interés efectivo %	Ahorro S./año	Inversión S/.	SECCION TECNICA				SECCION ECONOMICA			
								Calibre mm2	Costo de Pérdidas kWh/año	Costo Total S/.	Caída de tensión %	Calibre mm2	Costo de Pérdidas kWh/año	Costo Total S/.	Caída de tensión %
0.83	0.3	2.42	21.15	0.75	4.67	246.21	5,208.16	25	884.64	21,832.88	0.23	35	638.43	27,041.04	0.17
1.126	0.3	4.08	17.12	0.93	4.67	760.49	13,020.75	25	1,628.12	21,832.88	0.32	50	867.63	34,853.63	0.17
1.571	0.3	7.58	11.72	1.36	4.67	2,000.04	23,437.53	25	3,169.29	21,832.88	0.44	70	1,169.25	45,270.41	0.17
1.931	0.3	8.45	10.79	1.48	4.67	1,689.05	18,229.37	35	3,455.58	27,041.04	0.4	70	1,766.53	45,270.41	0.21
2.163	0.3	7.84	11.43	1.40	4.67	2,734.99	31,250.34	35	4,335.80	27,041.04	0.45	95	1,600.81	58,291.38	0.18
2.293	0.3	6.52	13.03	1.23	4.67	1,799.02	23,437.76	50	3,598.03	34,853.63	0.36	95	1,799.02	58,291.38	0.19
2.715	0.3	6.24	13.42	1.19	4.67	970.05	13,020.98	70	3,492.17	45,270.41	0.30	95	2,522.13	58,291.38	0.23
2.904	0.3	5.06	15.27	1.05	4.67	1,705.60	26,041.95	70	3,995.30	45,270.41	0.32	120	2,289.70	71,312.36	0.21
3.318	0.3	4.27	16.74	0.95	4.67	777.77	13,020.98	95	3,766.86	58,291.38	0.28	120	2,989.09	71,312.36	0.23
3.645	0.3	3.72	17.89	0.89	4.67	1,601.20	28,646.15	95	4,545.92	58,291.38	0.31	150	2,944.73	86,937.53	0.22
3.921	0.3	2.70	20.38	0.78	4.67	766.70	15,625.17	120	4,174.26	71,312.36	0.28	150	3,407.56	86,937.53	0.24
4.534	0.3	2.84	20.00	0.80	4.67	911.26	18,229.37	150	4,556.31	86,937.53	0.28	185	3,645.05	105,166.89	0.24

TABLA N° 4.5 CASO 1, Análisis económico según tipo de instalación. Fuente: Elaboración propia.

Potencia Instalada MVA	Tres ductos-triángulo Tres ductos-línea horizontal Un solo ducto-triángulo					Agrupados en triángulo Paralelos separados 7cm				
	Sección técnica mm ²	Sección económica mm ²	PayBack años	TIR %	B/C	Sección técnica mm ²	Sección económica mm ²	PayBack años	TIR %	B/C
1.931	35	70	10.79	8.45	1.48	25	70	7.76	12.52	2.06
2.163	35	95	11.43	7.84	1.40	25	95	8.27	11.64	1.93
2.293	50	95	13.03	6.52	1.23	25	95	7.36	13.26	2.17
2.715	70	95	13.42	6.24	1.19	35	95	7.25	13.46	2.20
2.904	70	120	15.27	5.06	1.05	50	120	10.47	8.78	1.52
3.318	95	120	16.74	4.27	0.95	70	120	11.70	7.60	1.36
3.645	95	150	17.89	3.72	0.89	70	150	12.44	6.98	1.28
3.921	120	150	20.38	2.70	0.78	70	150	10.75	8.50	1.48
4.534	150	185	20.00	2.84	0.80	95	185	13.83	5.95	1.15

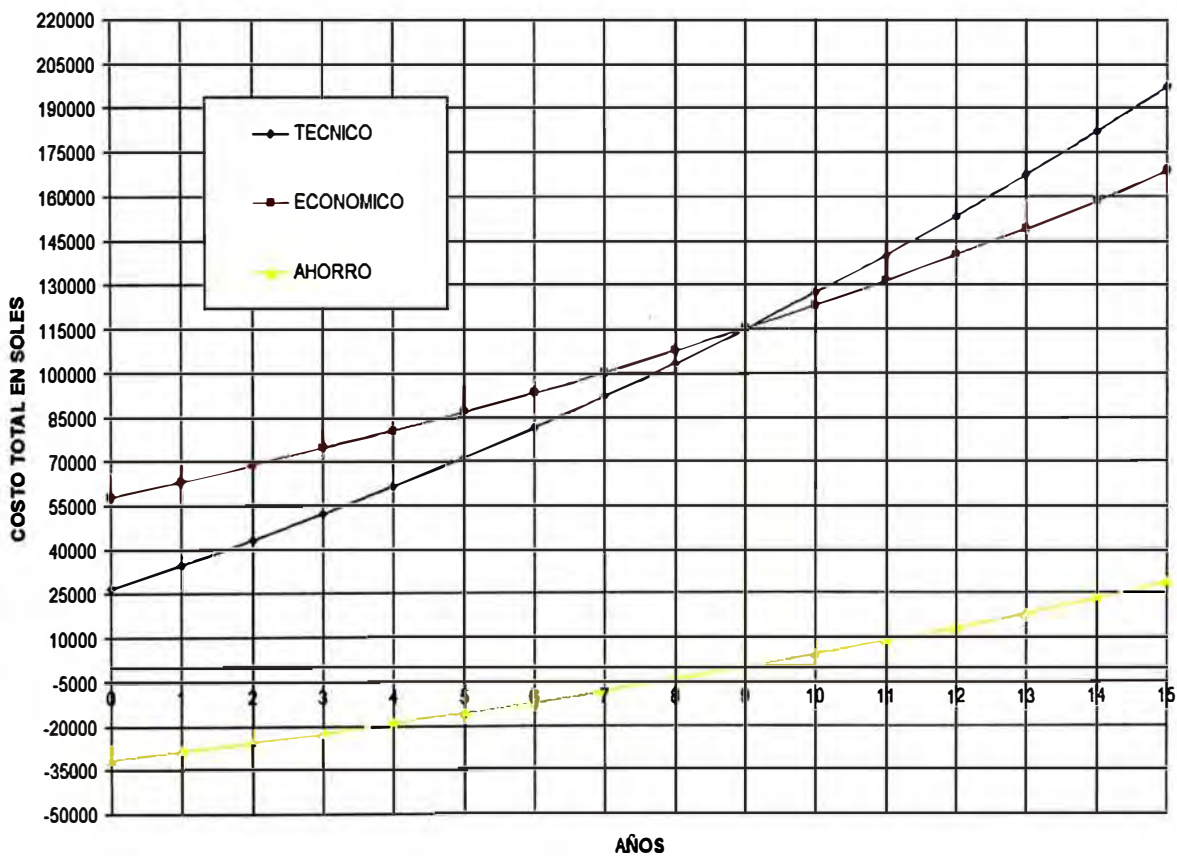


Fig.4.8 CASO1, Tiempo de retorno de la inversión considerando la tasa de interés.

Para 0.05 hasta 0.829MVA, no es posible el análisis económico ya que los valores de la sección económica son menores a 25mm^2 (ver TABLA N° 7.1 del ANEXO A).

Para los 2 últimos casos de 4.464 hasta 5MVA, las secciones resultan iguales para la instalación en ductos, para obtener secciones diferentes se recomienda hacer la instalación en forma paralela separados 7 cm, ó agrupados en triángulo.

De la TABLA N° 4.5, se observa que al variar el tipo de tendido se puede reducir de manera apreciable el tiempo de retorno de la inversión, donde el caso mas favorable es para la potencia de 2.715 MVA (PAYBACK = 7.25 años), al obtener valores de TIR y B/C de 13.48% y 2.20 respectivamente. Utilizando la expresión (4.22), se pueden construir las curvas para los costos totales de las secciones tanto técnica como económica (ver Fig. 4.8), donde su intercepción es de 9 años aproximadamente, valor que todavía resulta excesivo como para considerar al proyecto como una inversión económica atractiva. Es oportuno recordar que este valor resulta mayor que el PAYBACK, ya que se considera la tasa de interés efectiva de 4.67%.

4.6.2 Caso 2

Como siguiente caso se obtendrán resultados para 20 horas diarias de servicio FP.

En la TABLA N° 4.6, se tiene el menor tiempo de retorno de la inversión para 1.931MVA, PAYBACK = 7.17 años, así como valores de TIR y B/C de 13.65% y 2.23 respectivamente.

Como en el caso anterior se realiza el análisis económico para todas las potencias de la TABLA N° 4.6 variando el tipo de instalación, se obtienen los resultados en la TABLA N° 4.7. Los indicadores a considerar para este caso son: PAYBACK = 4.65, TIR = 21.46%, B/C = 3.44, que corresponden a una potencia de 2.293MVA, quedando de lado el valor de 1.931MVA.

En la Fig.4.9, se aprecia los costos totales en soles, tanto de la sección técnica como la económica, donde su intercepción da como resultado 5.3 años aproximadamente, a partir de aquí comienza el ahorro y considerando la vida útil del cable de 30 años, resulta ventajoso utilizar la sección económica.

Es importante tomar en cuenta la diferencia considerable entre los costos iniciales de la sección técnica (25mm^2) y la económica (120mm^2), para el caso de no considerar la inversión.

TABLA N° 4.6 Selección de cables para 20 horas diarias de servicio fuera de punta.

Fuente: Elaboración propia

ANALISIS ECONOMICO EN 10kV PARA CABLE SUBTERRANEO N2XSY 8,7-15kV

CAIDA DE TENSION MAX. ADMISIBLE	5	%
POTENCIA DE CORTOCIRCUITO	200	MVA
TIEMPO DE APERTURA MAXIMO	0.01	seg.
HORAS DIARIAS DE SERVICIO FP	20	horas/día
DIAS AL AÑO DE SERVICIO	365	días/año
COSTO DE LA ENERGIA ACTIVA FP	0.1265	S/kWh

TIPO DE TENDIDO	Tres ductos-triángulo	
TEMPERATURA DEL SUELO	25	°C
PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO	1.2	m
RESISTIVIDAD TERMICA DEL SUELO	120	°C-cm/W
COSTO DEL DINERO	12	%
INFLACION	7	%

Potencia Instalada MVA	Longitud Km	TIR %	PayBack	B/C	Tasa de interés efectivo %	Ahorro S./año	Inversión S/.	SECCION TECNICA				SECCION ECONOMICA			
								Calibre mm2	Costo de Pérdidas kWh/año	Costo Total S/.	Caída de tensión %	Calibre mm2	Costo de Pérdidas kWh/año	Costo Total S/.	Caída de tensión %
0.587	0.3	2.42	21.15	0.75	4.67	246.30	5,208.16	25	894.94	21,832.88	0.17	35	638.65	27,041.04	0.12
0.797	0.3	4.1	17.09	0.93	4.67	762.02	13,020.75	25	1,631.39	21,832.88	0.23	50	869.37	34,853.63	0.12
1.111	0.3	7.58	11.72	1.36	4.67	2,000.53	23,437.53	25	3,170.06	21,832.88	0.31	70	1,169.54	45,270.41	0.12
1.530	0.3	11.65	8.27	1.93	4.67	4,410.14	36,458.50	25	6,012.05	21,832.88	0.43	95	1,601.92	58,291.38	0.13
1.931	0.3	13.65	7.17	2.23	4.67	4,359.50	31,250.34	35	6,911.16	27,041.04	0.40	95	2,551.65	58,291.38	0.16
2.054	0.3	12.08	8.01	1.99	4.67	5,528.69	44,271.32	35	7,819.65	27,041.04	0.42	120	2,290.96	71,312.36	0.15
2.293	0.3	11.45	8.40	1.90	4.67	4,340.95	36,458.73	50	7,196.07	34,853.63	0.36	120	2,855.12	71,312.36	0.16
2.577	0.3	11.33	8.48	1.88	4.67	6,145.19	52,083.90	50	9,089.00	34,853.63	0.40	150	2,943.80	86,937.53	0.16
2.715	0.3	8.04	11.21	1.42	4.67	3,716.92	41,667.12	70	6,984.35	45,270.41	0.30	150	3,267.53	86,937.53	0.17
3.206	0.3	9.51	9.93	1.62	4.67	6,093.98	59,896.49	70	9,739.98	45,270.41	0.36	185	3,645.00	105,166.89	0.17
3.319	0.3	6.61	12.91	1.24	4.67	3,629.61	46,875.51	95	7,533.73	58,291.38	0.28	185	3,904.12	105,166.89	0.18
3.921	0.3	7.61	11.69	1.37	4.67	2,996.43	33,954.54	120	9,349.53	71,312.36	0.28	185	5,452.10	105,166.89	0.21
3.939	0.3	5.22	14.99	1.06	4.67	4,169.69	62,500.68	120	9,425.35	71,312.36	0.28	240	4,255.66	133,813.04	0.18
4.464	0.3	5.90	13.92	1.15	4.67	3,367.74	46,875.51	150	8,833.41	86,937.53	0.27	240	5,465.67	133,813.04	0.21
4.947	0.3	5.49	14.57	1.10	4.67	1,966.26	28,646.15	185	9,678.68	105,166.89	0.26	240	6,712.42	133,813.04	0.23

TABLA N° 4.7 CASO 2, Análisis económico según tipo de instalación. Fuente: Elaboración propia.

Potencia Instalada MVA	Tres ductos-triángulo Tres ductos-línea horizontal Un solo ducto-triángulo					Agrupados en triángulo Paralelos separados 7cm				
	Sección técnica mm ²	Sección económica mm ²	PayBack años	TIR %	B/C	Sección técnica mm ²	Sección económica mm ²	PayBack años	TIR %	B/C
1.931	35	95	7.17	13.65	2.23	25	95	5.19	19.17	3.08
2.054	35	120	8.01	12.08	1.99	25	120	5.79	17.12	2.76
2.293	50	120	8.40	11.15	1.90	25	120	5.85	21.46	3.44
2.577	50	150	8.48	11.33	1.88	35	150	6.40	15.42	2.50
2.715	70	150	11.21	8.04	1.42	35	150	5.76	17.21	2.77
3.318	95	185	12.91	6.61	1.24	70	185	9.18	10.33	1.74
3.921	120	185	11.69	7.61	1.37	70	185	6.57	14.99	2.43
3.939	120	240	14.99	5.22	1.06	70	240	8.48	11.33	1.88
4.464	150	240	13.92	5.90	1.15	95	240	9.24	10.24	1.73
4.947	185	240	14.57	5.48	1.10	120	240	9.50	9.90	1.68

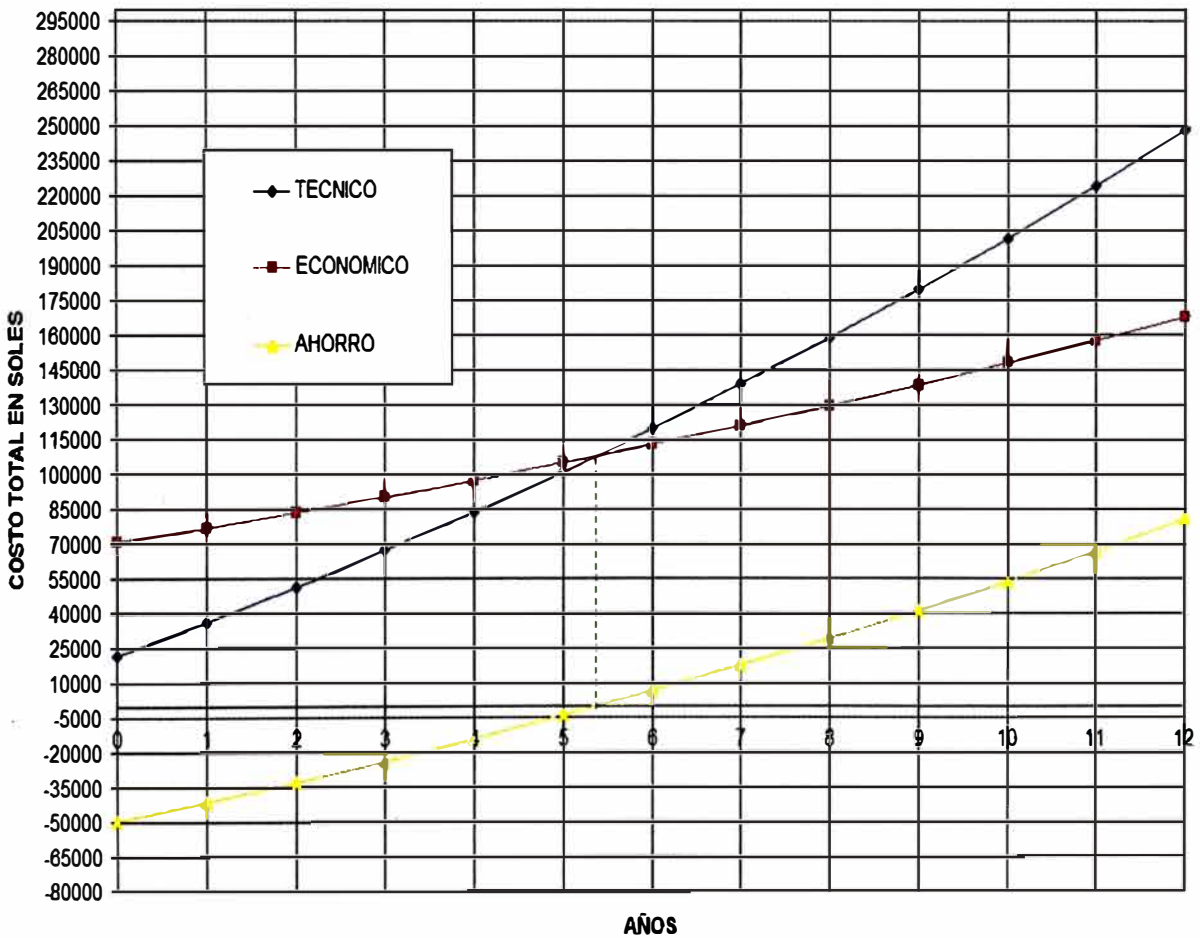


Fig.4.9 CASO 2, Tiempo de retorno de la inversión considerando la tasa de interés.

De los casos 1 y 2 se observa la ventaja de la instalación de los cables directamente enterrados. En la TABLA N° 4.8, se obtienen corrientes modificadas por los factores de corrección según tipo de instalación, donde la sección técnica (*) es calculada para cables directamente enterrados: Paralelos separados 7cm.

TABLA N° 4.8 Capacidades de corriente según tipo de instalación. Fuente: Elaboración propia.

Potencia Instalada MVA	Consumo de capacidad de corriente A	Sección técnica mm ² (*)	Capacidad de corriente en A Instalación en ductos			Capacidad de corriente en A Directamente enterrados		Máxima variación de la capacidad de corriente %
			Tres ductos triángulo	Tres ductos línea horizontal	Un solo ducto triángulo	Agrupados en triángulo	Paralelos separados 7cm	
2	115.47	25	111.45	110.11	108.76	134.28	134.28	23.46
3	173.21	50	156.73	153.19	152.95	188.83	186.82	23.46
4	230.95	70	191.55	186.60	186.94	230.79	233.24	24.99
5	288.68	120	257.73	251.06	251.52	310.52	313.82	25.00

CONCLUSIONES

1. La selección de la sección económica permitirá ahorrar energía eléctrica y por lo tanto dinero, debido a que el sistema de cables generará menores pérdidas.
2. Cuando se aplica los fundamentos de la ingeniería de proyectos de inversión y se relaciona con el cálculo de las pérdidas de energía de los conductores eléctricos, se tiene una visión técnica-financiera sobre la selección de los mismos sin caer en errores apreciables.
3. Es importante realizar la evaluación económica en industrias donde todas las máquinas se encuentren operativas la mayor cantidad de horas al día, esto ocurre en muchas industrias donde existen hasta 3 turnos de trabajo, de esta manera se puede realizar un análisis económico justificado para la recuperación de la inversión en un plazo adecuado.
4. Resulta muy ventajoso realizar la instalación de cables directamente enterrados agrupados en triángulo ó paralelos separados 7 cm, tanto si se desea solo disminuir la sección técnica para un ahorro inicial o realizar la evaluación económica al considerar a la sección económica como alternativa de ahorro en el tiempo. La facilidad del mantenimiento en los cables de media tensión, obliga a muchas empresas a instalarlos en ductos, ya que resulta cómodo al momento de retirarlos, evitando de esta manera la posibilidad de instalarlos directamente, debe considerarse que el polietileno reticulado XLPE, absorbe menos humedad que el PVC, ventaja que debe aprovecharse e instalar estos cables directamente, además de otras ventajas que ofrecen algunos fabricantes como PHELPS DODGE, con un XLPE-TR, retardante a las arborescencias (ver ANEXO E), lo que prolonga el tiempo de vida útil del cable.
5. Los cables directamente enterrados presentan mayor capacidad de conducción de corriente, que los instalados en ductos.

ANEXO A
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CONDUCTORES TIPO N2XSY 8.7/15kV

**TABLA N° A.1 Parámetros Eléctricos, según fabricante de cables INDECO con
Fecha de Actualización: 2008-04-21**

SECCION NOMINAL	RESISTENCIA	RESISTENCIA		REACTANCIA INDUCTIVA		AMPACIDAD		AMPACIDAD	
	DC a	AC		(A)	(B)	ENTERRADO		AIRE	
	20°C	(A)	(B)			20°C		30°C	
mm ²	mmOhm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	(A)	(B)	(A)	(B)
25	0.727	0.927	0.927	0.2964	0.1713	180	160	195	165
35	0.524	0.668	0.669	0.2849	0.1627	215	190	235	200
50	0.387	0.494	0.494	0.2704	0.1513	250	225	280	240
70	0.268	0.342	0.342	0.2579	0.1426	305	275	350	295
95	0.193	0.247	0.247	0.2474	0.1365	360	325	420	360
120	0.153	0.196	0.196	0.2385	0.1305	405	370	485	410
150	0.124	0.159	0.160	0.2319	0.1264	445	410	540	465
185	0.0991	0.127	0.128	0.2250	0.1230	495	460	615	530
240	0.0754	0.098	0.099	0.2160	0.1177	570	535	720	625
300	0.0601	0.078	0.08	0.2091	0.1139	630	600	815	715
400	0.047	0.062	0.065	0.2021	0.1108	685	670	905	820
500	0.0366	0.050	0.053	0.1957	0.1081	750	745	1010	925

(A) = 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos paralelos con una separación mayor o igual a 7 cm.

(B) = 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos, agrupados en triángulo, en contacto.

BAJO LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- TEMPERATURA DEL SUELO = 20°C
- TEMPERATURA DEL AIRE = 30°C
- RESISTIVIDAD DEL SUELO = 1k.m/W
- PROFUNDIDAD DE INSTALACIÓN = 700 mm.

ANEXO B
PRECIOS DE CABLES DE ENERGÍA N2XSY PARA EL CÁLCULO DE LA SECCIÓN
ECONÓMICA

**CABLES DE ENERGIA N2XS_Y, XLPE 8.7-15kV
Conductor de Cobre**

SECCION NOMINAL	PRECIO INCLUYE IGV
mm²	S/./m
25	24.2588
35	30.0456
50	38.7263
70	50.3005
95	64.7682
120	79.2360
150	96.5973
185	116.8521
240	148.6812
300	183.4036
400	241.2746
500	299.1458

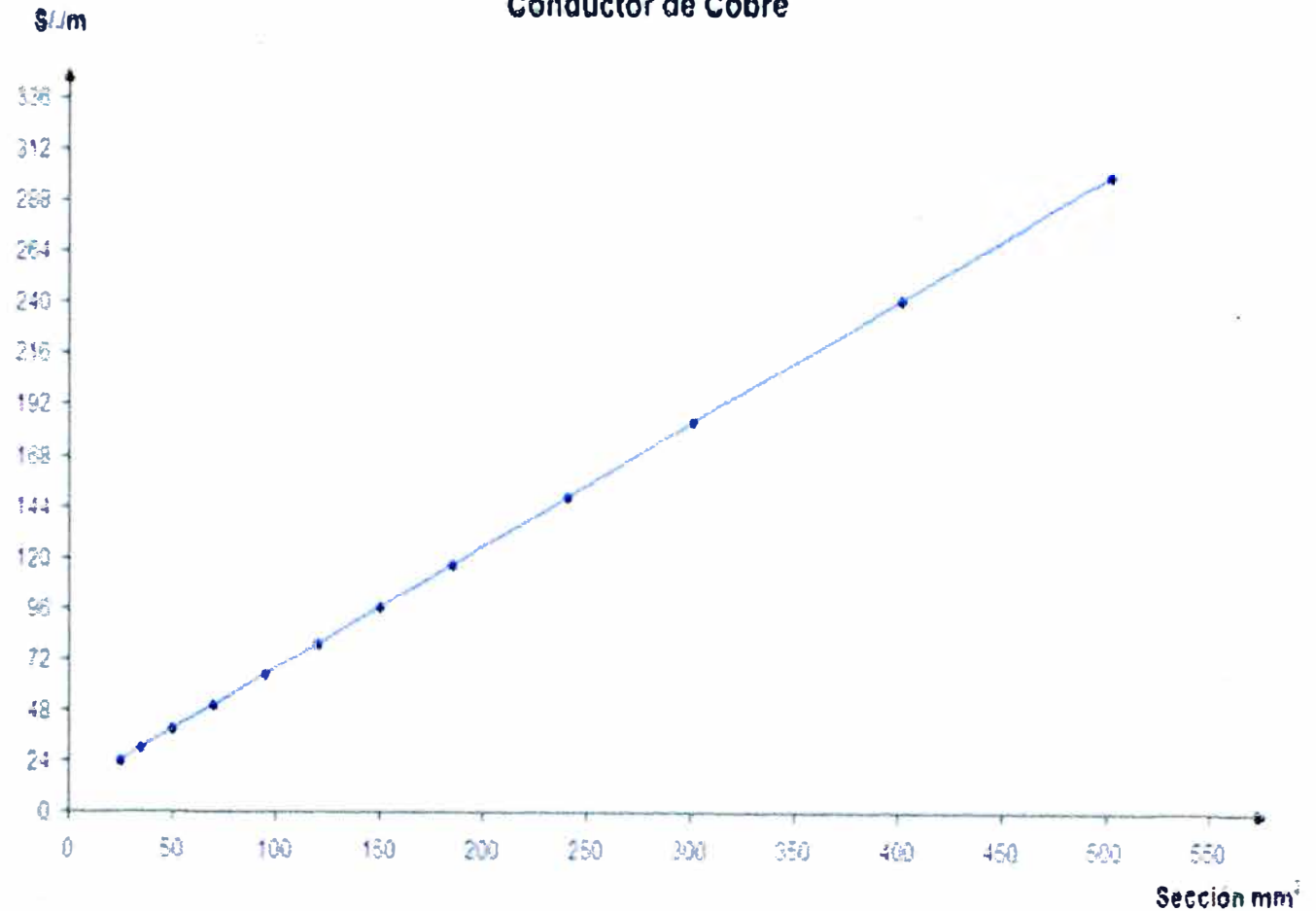


Fig. B-1 Tabla y Gráfica de precios aproximados de los cables N2XS_Y, según fabricante INDECO.

ANEXO C

**FACTORES DE CORRECCIÓN DE CAPACIDAD DE CORRIENTE PARA CABLES
DIRECTAMENTE ENTERRADOS SEGÚN FABRICANTE DE CABLES INDECO**

TABLA C.1 Factores de corrección relativos a la temperatura del suelo.

Temp. max Adm del Conduc. °C	Temperatura del suelo °C									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.13	1.07	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.04	1.03	1.03
80	1.12	1.03	1.04	1.03	1.03	1.01	1.07	1.02	1.03	1.01
75	1.13	1.03	1.05	1.03	1.05	1.03	1.05	1.03	1.03	1.03
70	1.14	1.03	1.05	1.03	1.05	1.03	1.04	1.07	1.01	1.03
65	1.15	1.10	1.05	1.03	1.04	1.03	1.02	1.05	1.03	1.03
60	1.16	1.11	1.05	1.03	1.03	1.03	1.03	1.01	1.01	1.03

TABLA C.2 Factores de corrección de la capacidad de corriente relativo a la resistividad térmica del suelo (Tabla 2-XXXII Pág. 57 CNE Tomo IV).

Conductor (mm ²)	RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL SUELO °C cm ² /w									
	50	70	90	100	120	150	200	250	300	
CABLES MULTIPOLARES CON AISLAMIENTO TERMOPLÁSTICO (NYY, N2Y, ...)										
Hasta 25 mm ²	1.16	1.10	1.07	1.00	0.95	0.89	0.80	0.74	0.69	
35 - 95	1.24	1.12	1.03	1.00	0.94	0.87	0.77	0.70	0.65	
120 - 300	1.25	1.13	1.03	1.00	0.93	0.86	0.76	0.69	0.64	
SISTEMA DE CABLES UNIPOLARES CON AISLAMIENTO TERMOPLÁSTICO (NYY, N2Y, ...)										
4 - 500	1.32	1.17	1.11	1.00	0.92	0.83	0.73	0.65	0.60	
CABLES MULTIPOLARES CON AISLAMIENTO DE PAPEL (NKY)										
Hasta 25 mm ²	1.19	1.09	1.06	1.00	0.96	0.91	0.83	0.77	0.73	
35 - 95	1.20	1.18	1.07	1.00	0.96	0.90	0.81	0.75	0.71	
120 - 300	1.23	1.12	1.03	1.00	0.95	0.88	0.78	0.73	0.68	
SISTEMA DE CABLES UNIPOLARES CON AISLAMIENTO DE PAPEL (NKY)										
Hasta 25 mm ²	1.25	1.13	1.07	1.00	0.97	0.91	0.84	0.78	0.74	
35 - 95	1.26	1.14	1.03	1.00	0.97	0.90	0.83	0.76	0.72	
120 - 300	1.23	1.16	1.03	1.00	0.96	0.89	0.81	0.74	0.70	
CABLES MULTIPOLARES CON AISLAMIENTO DE POLIÉNFENOL Reticulado (N2X, ...)										
Hasta 25 mm ²	1.24	1.12	1.04	1.00	0.94	0.88	0.77	0.7	0.65	
35 - 95	1.27	1.14	1.04	1.00	0.93	0.86	0.76	0.69	0.64	
120 - 300	1.23	1.15	1.04	1.00	0.93	0.85	0.75	0.65	0.62	
SISTEMA DE CABLES UNIPOLARES CON AISLAMIENTO DE POLIÉNFENOL Reticulado (N2X, ...)										
Hasta 25 mm ²	1.23	1.12	1.04	1.00	0.94	0.88	0.77	0.7	0.65	
35 - 95	1.23	1.14	1.04	1.00	0.93	0.85	0.76	0.69	0.63	
120 - 300	1.30	1.15	1.04	1.00	0.93	0.84	0.74	0.67	0.62	

TABLA C.3 Factores de corrección de la capacidad de corriente relativo a la proximidad de otros cables tendidos bajo el suelo.













NUMERO DE CABLES MULTIPOLARES DE SISTEMAS DE CABLES UNIPOLARES	2	3	4	5	6	8	10
CABLES CON AISLAMIENTO DE POLIETILENO RETICULADO XLPE (N2X)							
CABLES MULTIPOLARES $d = 7 \text{ cm}$ 	0,85	0,75	0,70	0,66	0,63	0,59	0,56
SISTEMA DE CABLES UNIPOLARES DISPUESTOS HORIZONTALMENTE $d = 7 \text{ cm}$ 	0,87	0,77	0,73	0,70	0,68	0,65	0,63
SISTEMA DE CABLES UNIPOLARES DISPUESTOS EN TRIANGULO $d = 25 \text{ cm}$ 	0,89	0,82	0,78	0,75	0,73	0,70	0,68
CABLES CON AISLAMIENTO TERMOPLASTICO (NY . NZY)							
CABLES MULTIPOLARES $d = 7 \text{ cm}$ 	0,85	0,75	0,70	0,66	0,63	0,59	0,56
SISTEMA DE CABLES UNIPOLARES DISPUESTOS HORIZONTALMENTE $d = 7 \text{ cm}$ 	0,87	0,78	0,74	0,70	0,68	0,65	0,63
SISTEMA DE CABLES UNIPOLARES DISPUESTOS EN TRIANGULO $d = 25 \text{ cm}$ 	0,90	0,82	0,79	0,75	0,74	0,71	0,69
CABLES CON AISLAMIENTO DE PAPEL (NKY 1)							
CABLES MULTIPOLARES $d = 7 \text{ cm}$ 	0,86	0,77	0,72	0,68	0,65	0,61	0,58
SISTEMA DE CABLES UNIPOLARES DISPUESTOS HORIZONTALMENTE $d = 7 \text{ cm}$ 	0,87	0,78	0,74	0,70	0,68	0,65	0,63
SISTEMA DE CABLES UNIPOLARES DISPUESTOS EN TRIANGULO $d = 25 \text{ cm}$ 	0,89	0,81	0,77	0,73	0,71	0,68	0,65

TABLA C.4 Factores de corrección de la capacidad de corriente relativo a la profundidad de tendido.

Profundidad de Tendido (m)	Sección (mm ²)		
	Hasta 50	70 -300	Mavor de 300
0,5	1,01	1,02	1,03
0,6	1,00	1,01	1,02
0,7	0,99	1,00	1,00
0,8	0,97	0,98	0,97
1,0	0,95	0,95	0,95
1,2	0,93	0,95	0,94
1,5		0,94	0,92

TABLA C.5 Factores de corrección de la capacidad de corriente relativo al tendido en ductos (Tabla 2-XXXVI Pág. 61 CNE Tomo IV).

Tendido en ductos	Sección (mm ²)	Cable multipolar	Sistemas de cables unipolares
- Un solo ducto 	Hasta 50 70 - 150 185 - 400 500 ó más	0,91 0,88 0,78	0,91 0,79 0,76 0,69
Tres ductos (no ferrosos) - En línea horizontal 	Hasta 50 70 - 150 185 - 400 500 ó más		0,82 0,80 0,77 0,70
- En triángulo 	Hasta 50 70 - 150 185 - 400 500 ó más		0,83 0,81 0,78 0,71

ANEXO D

**PLIEGO TARIFARIO LIMA NORTE DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD
PARA CLIENTES EN MEDIA TENSIÓN (EMPRESA: EDELNOR)**

TABLA D.1 Precios de energía activa vigentes al primero de abril del 2009 para los clientes en media tensión según Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

MEDIA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA MT2:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y LIMITACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS ZE2P		
	Cargo Fijo Mensual	S\$/mes	4.00
	Cargo por Energía Activa en Punta	com. S\$/kWh	16.50
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	com. S\$/kWh	13.19
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HF	S\$/kW-mes	22.41
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HF	S\$/kW-mes	9.47
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HF	S\$/kW-mes	10.91
	Cargo por Energía Reactiva que excede el 30% del total de la Energía Activa	com. S\$/kVArh	4.00
TARIFA MT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA ZE1P		
	Cargo Fijo Mensual	S\$/mes	3.93
	Cargo por Energía Activa en Punta	com. S\$/kWh	16.50
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	com. S\$/kWh	13.19
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presencias en Punta	S\$/kW-mes	18.75
	Presencias Fuera de Punta	S\$/kW-mes	10.87
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presencias en Punta	S\$/kW-mes	10.49
	Presencias Fuera de Punta	S\$/kW-mes	10.68
	Cargo por Energía Reactiva que excede el 30% del total de la Energía Activa	com. S\$/kVArh	4.00
TARIFA MT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S\$/mes	3.93
	Cargo por Energía Activa	com. S\$/kWh	14.02
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presencias en Punta	S\$/kW-mes	18.75
	Presencias Fuera de Punta	S\$/kW-mes	10.87
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presencias en Punta	S\$/kW-mes	10.49
	Presencias Fuera de Punta	S\$/kW-mes	10.68
	Cargo por Energía Reactiva que excede el 30% del total de la Energía Activa	com. S\$/kVArh	4.00

ANEXO E
CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE MEDIA TENSIÓN N2XSY 18/30kV
MARCA: PHELPS DODGE.

ANEXO F
NORMA TÉCNICA PERUANA NTP 370.255-2 2004

CONDUCTORES ELÉCTRICOS. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) hasta 30 kV ($U_m = 36$ kV). Parte 2: Cables para tensiones nominales de 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) hasta 30 kV ($U_m = 36$ kV)

ELECTRICAL CONDUCTORS. Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1.2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV). Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)

2004-06-10
1^a Edición

ÍNDICE

	página
ÍNDICE	i
PREFACIO	ii
1. OBJETO	1
2. REFERENCIAS NORMATIVAS	1
3. CAMPO DE APLICACIÓN	4
4. DEFINICIONES	5
5. DESIGNACIÓN DE LA TENSIÓN	6
6. DESIGNACIÓN DE LOS CABLES	7
7. REQUERIMIENTOS GENERALES	8
8. CONDICIONES DE ENSAYO	23
9. ENSAYOS DE RUTINA	24
10. ENSAYOS POR MUESTREO	27
11. ENSAYOS TIPO ELÉCTRICOS	33
12. ENSAYOS TIPO NO ELÉCTRICOS	43
13. ENSAYOS ELÉCTRICOS DESPUES DE LA INSTALACIÓN	55
14. ANTECEDENTES	67
ANEXOS	
ANEXO A	68
ANEXO B	77
ANEXO C	79
ANEXO D	82
ANEXO E	85

PREFACIO

A. RESEÑA HISTÓRICA

A.1 La presente Norma Técnica Peruana fue elaborada por el Comité Técnico de Normalización de Conductores Eléctricos, mediante el sistema 2 u ordinario durante los meses de noviembre a diciembre de 2003, utilizando como antecedente a la Norma IEC 60502-2:1997 ELECTRICAL CONDUCTORS. Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV). Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV).

A.2 El Comité Técnico de Normalización de Conductores Eléctricos presentó a la Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales- CRT- con fecha 2003-12-12 el PNTP 370.255-2:2003, para su revisión y aprobación; siendo sometido a la etapa de Discusión Pública el 2004-04-05. No habiéndose presentado ninguna observación, fue oficializado como Norma Técnica Peruana **NTP 370.255-2:2004 CONDUCTORES ELÉCTRICOS. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) hasta 30 kV ($U_m = 36$ kV). Parte 2: Cables para tensiones nominales de 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) hasta 30 kV ($U_m = 36$), 1ª Edición, el 02 de julio del 2004.**

A.3 Esta Norma Técnica Peruana conjuntamente con la NTP 370.255-1 reemplazan a la NTP 370.050 y fue tomado en su totalidad de la IEC 60502-2:1997. La presente Norma Técnica Peruana presenta cambios editoriales referidos principalmente a terminología propia del idioma español y ha sido estructurada de acuerdo a las Guías Peruanas GP 001:1995 y GP 002:1995.

B. INSTITUCIONES QUE PARTICIPARON EN LA ELABORACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA PERUANA

Secretaría	Comité de Fabricantes de Conductores Eléctricos y de Comunicaciones de la Sociedad Nacional de Industrias
Secretario	Miguel Román Caballero - INDECO
ENTIDAD	REPRESENTANTE

Edelnor
Luz del Sur

Distriluz

Ministerio de Energía y Minas

Ministerio de la Producción

Colegio de Ingenieros del Perú

Pontificia Universidad Católica del Perú

Asociación Electrotécnica Peruana

Celsa

Indeco S.A.

Johnny Díaz
Marco Calderón

Walter Méjico

Orlando Chávez Ch.

Pedro Velásquez

Julio Ruiz Romero

Raúl del Rosario Quinteros

Víctor Gallegos

Lirio Ortiz Palacios

Sigfrido Nano Padilla

---oooOooo---

CONDUCTORES ELÉCTRICOS. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) hasta 30 kV ($U_m = 36$ kV). Parte 2: Cables para tensiones nominales de 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) hasta 30 kV ($U_m = 36$ kV)

1. OBJETO

Esta Norma Técnica Peruana establece los requerimientos constructivos, dimensionales y de ensayos que deben cumplir los cables de energía, con aislamiento sólido extruido de tensiones nominales de 6 kV hasta 30 kV para ser usados en instalaciones fijas tales como redes de distribución o instalaciones industriales.

2. REFERENCIAS NORMATIVAS

Las siguientes normas contienen disposiciones que al ser citadas en este texto, constituyen requisitos de esta Norma Técnica Peruana. Las ediciones indicadas estaban en vigencia en el momento de esta publicación. Como toda Norma está sujeta a revisión, se recomienda a aquellos que realicen acuerdos en base a ellas, que analicen la conveniencia de usar las ediciones recientes de las normas citadas seguidamente. El Organismo Peruano de Normalización posee, en todo momento, la información de las Normas Técnicas Peruanas en vigencia.

2.1 Normas Técnicas Internacionales

- | | | |
|-------|------------------|--|
| 2.1.1 | IEC 60038:1989 | IEC Standard voltages |
| 2.1.2 | IEC 60060-1:1989 | High voltage test techniques-Part 1: General definitions and test requirements |
| 2.1.3 | IEC 60183:1984 | Guide to the selection of high - voltage cables |

- | | | |
|--------|---------------------|---|
| 2.1.4 | IEC60230:1996 | Impulse test on cables and their accessories |
| 2.1.5 | IEC 60332-1:1993 | Test on electric cables under fire conditions. Part1: Test on a single vertical insulated wire o cable |
| 2.1.6 | IEC 60502-1:1997 | Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV). Part 1: Cables for rated voltages of 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) and 3 kV ($U_m = 3,6$ kV) |
| 2.1.7 | IEC 60811-1-1:1993 | Common test methods for insulating and sheating materials of electric cables. Part 1: Methods for general application - Section 1: Measurement of thickness and overall dimensions - Test for determining the mechanical properties |
| 2.1.8 | IEC 60811-1-2:1985 | Common test methods for insulating and sheating materials of electric cables. Part 1: Methods for general application- Section 2: Thermal ageing methods |
| 2.1.9 | IEC 60811-1-3: 1993 | Common test methods for insulating and sheating materials of electric cables. Part 1: Methods for general application - Section 3: Methods for determinig the density - Water absortion test - Shrinkage test |
| 2.1.10 | IEC 60811-1-4:1985 | Common test methods for insulating and sheating materials of electric cables. Part 1: Methods for general application - Section 4: Test at low temperature |

CONDUCTORES ELÉCTRICOS. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) hasta 30 kV ($U_m = 36$ kV). Parte 2: Cables para tensiones nominales de 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) hasta 30 kV ($U_m = 36$ kV)

1. OBJETO

Esta Norma Técnica Peruana establece los requerimientos constructivos, dimensionales y de ensayos que deben cumplir los cables de energía, con aislamiento sólido extruido de tensiones nominales de 6 kV hasta 30 kV para ser usados en instalaciones fijas tales como redes de distribución o instalaciones industriales.

2. REFERENCIAS NORMATIVAS

Las siguientes normas contienen disposiciones que al ser citadas en este texto, constituyen requisitos de esta Norma Técnica Peruana. Las ediciones indicadas estaban en vigencia en el momento de esta publicación. Como toda Norma está sujeta a revisión, se recomienda a aquellos que realicen acuerdos en base a ellas, que analicen la conveniencia de usar las ediciones recientes de las normas citadas seguidamente. El Organismo Peruano de Normalización posee, en todo momento, la información de las Normas Técnicas Peruanas en vigencia.

2.1 Normas Técnicas Internacionales

- | | | |
|-------|------------------|--|
| 2.1.1 | IEC 60038:1989 | IEC Standard voltages |
| 2.1.2 | IEC 60060-1:1989 | High voltage test techniques-Part 1: General definitions and test requirements |
| 2.1.3 | IEC 60183:1984 | Guide to the selection of high - voltage cables |

2.1.4	IEC60230:1996	Impulse test on cables and their accessories
2.1.5	IEC 60332-1:1993	Test on electric cables under fire conditions. Part 1: Test on a single vertical insulated wire or cable
2.1.6	IEC 60502-1:1997	Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV). Part 1: Cables for rated voltages of 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) and 3 kV ($U_m = 3,6$ kV)
2.1.7	IEC 60811-1-1:1993	Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables. Part 1: Methods for general application - Section 1: Measurement of thickness and overall dimensions Test for determining the mechanical properties
2.1.8	IEC 60811-1-2:1985	Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables. Part 1: Methods for general application- Section 2: Thermal ageing methods
2.1.9	IEC 60811-1-3: 1993	Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables. Part 1: Methods for general application - Section 3: Methods for determining the density - Water absorption test - Shrinkage test
2.1.10	IEC 60811-1-4:1985	Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables. Part 1: Methods for general application - Section 4: Test at low temperature

2.1.11	IEC 60811-2-1: 1986	Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables - Part 2: Methods specific to elastomeric compounds - Section 1: Ozone resistant test - Hot set test - Mineral oil immersion test
2.1.12	IEC 60811-3-1: 1985	Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables. Part 3: Methods specific to PVC compounds - Section 1: Pressure test at high temperature - Tests for resistance to cracking
2.1.13	IEC 60811-3-2: 1985	Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables. Part 3: Methods specific to PVC compounds - Section 2: Loss of mass test - Thermal stability test
2.1.14	IEC 60811-4-1:1985	Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables - Part 4: Methods especific to polyethylene and polyethylene compounds - Section 1: Resistance to enviromental stress crackgin - Wrapping test after thermal ageing in air - Measurement of the melt flow index - Carbon black and/or mineral content measurement in PE
2.1.15	IEC 60885 - 2:1987	Electrical test methods for electric cables-Part 2: Partial discharge test
2.1.16	IEC 60885- 3:1988	Electrical test methods for electric cables - Part 3: Test methods for partial discharge measurements on lenghts of extruded cables

2.1.17 IEC 60986:1989 Guide to the short - circuit temperature limits of electric cables with a rated voltages from 1,8/3 (3,6) to 18/30 (36) kV

2.1.18 ISO 48: 1994 Rubber, vulcanized or Thermoplastic Determination of hardness (hardness between 10 IRHD and 100 IRHD)

2.2 Normas Técnicas Peruanas

2.2.1 NTP 370.250:2002 Conductores eléctricos: Conductores para cables aislados

2.3 Otros

NORMA DGE Terminología en electricidad

3. CAMPO DE APLICACIÓN

Esta Norma Técnica Peruana se aplica en cables con aislamiento extruido con tensiones de 6 kV hasta 30 kV.

No están incluidos los cables para condiciones especiales de instalación y servicio tales como redes aéreas, industria minera, plantas de energía nuclear (dentro y fuera del área de confinamiento), uso submarino o aplicaciones navales.

4. DEFINICIONES

Para los propósitos de la presente Norma Técnica Peruana se aplican las siguientes definiciones:

4.1 De valores dimensionales

4.1.1 **valor nominal:** Valor que designa una cantidad que frecuentemente se considera en tablas. Usualmente, en esta NTP, los valores nominales dan el punto de partida para los valores a ser verificados por mediciones, tomando en cuenta las tolerancias especificadas.

4.1.2 **valor aproximado:** Valor que no es ni garantizado ni verificado y es usado, por ejemplo, para los cálculos de otros valores dimensionales.

4.1.3 **mediana:** Cuando varios valores de ensayo han sido obtenidos y ordenados en una sucesión creciente (o decreciente), el valor de la mediana es el valor central, si el número de valores disponible es impar y si es par es el promedio de los dos valores centrales.

4.1.4 **valor ficticio:** Valor calculado de acuerdo al "método ficticio" descrito en el Anexo A.

4.2 Definiciones concernientes a los ensayos

4.2.1 **ensayos de rutina (R):** Ensayos efectuados por el fabricante en cada longitud de cable fabricado para verificar que cada una cumple con los requerimientos especificados.

4.2.2 **ensayos de muestreo (S):** Ensayos efectuados en muestras de cables terminados o componentes tomados de los cables terminados a una frecuencia especificada, para verificar que los productos terminados cumplen con los requerimientos especificados.

4.2.3 **ensayos tipo (T):** Ensayos que deben ser efectuados antes de la comercialización de un tipo de cable comprendido en esta NTP, que demuestren características satisfactorias de desempeño para cumplir con la aplicación prevista. Estos ensayos son de tal naturaleza que después de efectuados, no necesitan ser repetidos a menos que se hagan cambios en el diseño, los materiales o los procesos de manufactura, que podrían cambiar las características de desempeño.

4.2.4 **ensayos eléctricos después de la instalación:** Ensayos hechos para demostrar la integridad del cable y sus accesorios después de instalados.

5. DESIGNACIÓN DE LA TENSIÓN

5.1 Tensión nominal

La tensión nominal $U_0/U (U_m)$ de los cables considerados en esta NTP son: $U_0/U (U_m) = 3,6/6 (7,2) - 6/10 (12) - 8,7/15 (17,5) - 12/20 (24) - 18/30 (36)$ kV.

En la designación de las tensiones de los cables $U_0/U (U_m)$:

U_0 es la tensión nominal a frecuencia industrial entre un conductor y tierra, o la pantalla metálica, para la cual se diseña el cable.

U es la tensión nominal a frecuencia industrial entre conductores para la cual se diseña el cable.

U_m es el valor máximo de la "tensión mas elevada del sistema" para la cual el equipamiento puede ser usado. (véase IEC 60038).

La tensión nominal del cable para una aplicación dada deberá ser la conveniente para las condiciones de operación en el sistema en el cual el cable será usado. Para facilitar la selección del cable, los sistemas están divididos en tres categorías:

- **Categoría A:** Esta categoría comprende aquellos sistemas en el que cualquier conductor de fase que se ponga en contacto con la tierra o un conductor de tierra, es desconectado del sistema dentro de 1 min.

- **Categoría B:** Esta categoría comprende aquellos sistemas en los que, bajo condiciones de falla, son operados por un corto tiempo con una fase a tierra. Este período de acuerdo a la IEC 60183, no debería exceder de 1 h. Para cables comprendidos en esta NTP se puede tolerar un período que no exceda a 8 h en cualquier ocasión. La duración total de las fallas a tierra en un año no debería exceder de 125 h.

- **Categoría C:** Está categoría comprende todos los sistemas que no están dentro de las Categorías A o B.

NOTA: Debe entenderse que en un sistema donde una falla a tierra no es rápida y automáticamente aislada, los mayores esfuerzos sobre el aislamiento de los cables durante la falla reducen la vida de estos en cierto grado. Si se espera que el sistema sea operado frecuentemente con una falla a tierra, puede ser aconsejable clasificar el sistema en la Categoría C.

Los valores de U_0 recomendados para cables en sistemas trifásicos se encuentran en la Tabla 1.

6. DESIGNACIÓN DE LOS CABLES

Los símbolos a ser usados para designar los cables de la presente NTP serán los siguientes:

N	Conductor de cobre
NA	Conductor de aluminio
G	Aislamiento y cubierta de goma
Y	Aislamiento o Cubierta de PVC
2Y	Cubierta de Polietileno Termoplástico (PE)
2X	Aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE)
S	Pantalla de cobre en un cable unipolar o común en un cable multipolar.
SA	Pantalla de aluminio en un cable unipolar o común en un cable multipolar
SE	Pantalla de cobre sobre cada conductor en un cable multipolar
SEA	Pantalla de aluminio sobre cada conductor en un cable multipolar
C	Conductor concéntrico de cobre

CE	Conductor concéntrico de cobre sobre cada conductor en un cable multipolar
B	Armadura de flejes de acero
R	Armadura de alambres de acero
RA	Armadura de alambres de aluminio o aleación de aluminio.
K	Cubierta de Plomo

7. REQUERIMIENTOS GENERALES

7.1 Conductores

7.1.1 Material

Los conductores serán de las clases 1 ó 2 de cobre recocido sin o con recubrimiento metálico, o de aluminio o aleación de aluminio de las clases 1 ó 2, de acuerdo con la NTP 370.250. Para los conductores de clase 2, en caso de ser requeridas, deben tomarse las medidas adecuadas para lograr una estanqueidad longitudinal.

7.2 Aislamiento

7.2.1 Material

El material de aislamiento será un dieléctrico extruido de uno de los tipos listados en la Tabla 2.

Las temperaturas máximas de operación para los diferentes tipos de aislamiento considerados por esta NTP están dadas en la Tabla 3.

Las temperaturas en la Tabla 3 están basadas en las propiedades intrínsecas de los materiales de aislamiento. Es importante tener en cuenta otros factores cuando se usen estos valores para los cálculos de corrientes admisibles.

Por ejemplo, en operación normal, si un cable directamente enterrado es operado en carga continua (100 % de factor de carga) a la máxima temperatura de operación mostrada en la tabla, la resistividad térmica del suelo alrededor del cable puede, en el transcurso del tiempo, incrementar su valor original como resultado de un proceso de resecamiento. Como consecuencia la temperatura del conductor puede exceder grandemente el valor máximo. Si se previenen esas condiciones de operación, deben tomarse las precauciones adecuadas.

Para orientación sobre las temperaturas de cortocircuito, puede referirse a las IEC 60724 y a la IEC 60986.

7.2.2 Espesores

El espesor nominal del aislamiento está especificado en las Tablas 4 a 6.

El espesor de cualquier separador no deberá ser incluido en el espesor de aislamiento.

7.3 Pantallas

Todos los cables deben tener una capa metálica alrededor de los conductores aislados, ya sea en forma individual o en forma colectiva.

Cuando se requieran pantallas sobre conductores individuales en cables unipolares o tripolares, deben consistir en una pantalla sobre el conductor y una pantalla sobre el aislamiento. Estas deben ser usadas en todos los cables excepto:

- a) Los cables de tensión nominal de 3,6/6 (7,2) kV con aislamiento de EPR y HEPR pueden no ser apantallados si se utiliza el espesor de aislamiento especificado en la Tabla 6.
- b) Los cables de tensión nominal de 3,6/6 (7,2) kV con aislamiento de PVC no deben ser apantallados.

7.3.1 Pantalla sobre el conductor

La pantalla sobre el conductor debe ser no metálica y estar constituida por un compuesto semiconductor extruido que puede ser aplicado sobre una cinta semiconductora. El compuesto semiconductor extruido debe estar firmemente adherido al aislamiento.

7.3.2 Pantalla sobre el aislamiento

La pantalla sobre el aislamiento debe estar constituida por una capa semiconductora no metálica asociada a una capa metálica.

La capa no metálica debe estar aplicada directamente sobre el aislamiento de cada fase y consistir en un compuesto semiconductor de fácil retiro o adherido.

Una capa de cinta o compuesto semiconductor puede ser entonces aplicada individualmente sobre cada fase, o sobre las fases en conjunto.

La capa metálica debe estar aplicada sobre cada fase individual o sobre el conjunto de las fases aisladas y debe cumplir los requisitos de 7.6.

7.4 Reunión de las fases en cables tripolares, cubiertas internas y rellenos

La reunión de las fases en cables tripolares depende de la tensión nominal y si una cubierta metálica es aplicada sobre cada fase.

Los apartados 7.4.1 a 7.4.3 siguientes no aplican a la reunión de cables unipolares con cubierta externa individual.

7.4.1 Rellenos y cubiertas internas

7.4.1.1 Construcción

Las cubiertas internas podrán ser extruidas o encintadas.

Para cables con fases de sección circular, se permitirán cubiertas encintadas, sólo si los intersticios entre las fases están substancialmente rellenos.

Está permitida una envoltura apropiada antes de la aplicación de una cubierta interior extruida.

7.4.1.2 Material

El material usado para los rellenos y cubiertas internas será el apropiado para la temperatura de operación del cable y compatible con el material de aislación.

7.4.1.3 Espesor de la cubierta interna extruida

El espesor aproximado de la cubierta interna **extruida** se obtendrá de la Tabla 7.

7.4.1.4 Espesor de la cubierta interna encintada

El espesor aproximado de la cubierta interna encintada será de 0,4 mm para diámetros ficticios sobre la reunión de fases hasta e inclusive 40 mm y 0,6 mm para diámetros mayores.

7.4.2 Cables con capa metálica común (véase 7.5)

Los cables deberán tener una cubierta interior sobre la reunión de las fases. La cubierta interior y los rellenos deberán cumplir con 7.4.1. y no deben ser higroscópicos, excepto si el cable se define como longitudinalmente estanco.

Para cables con pantallas semiconductoras individuales sobre cada conductor y una pantalla común, el revestimiento interno debe ser semiconductor; los rellenos pueden ser semiconductores.

7.4.3 Cables que tienen una capa metálica sobre cada fase (véase 7.6)

Las capas metálicas individuales de las fases deberán estar en contacto entre sí.

Los cables con una capa metálica común adicional (véase 7.5) del mismo material que la capa metálica de las fases deberán tener una cubierta interna sobre las fases. La cubierta interna y los rellenos cumplirán con 7.4.1 y no deberán ser higroscópicos, excepto si el cable se define como longitudinalmente estanco. La cubierta interna y el relleno pueden ser semiconductores.

Cuando la capa metálica individual y la capa metálica común son de materiales diferentes, deberán estar separadas por una cubierta extruida de uno de los materiales especificados en 7.10.2. Para cables cubiertos con plomo, la separación con las capas metálicas individuales deberá ser obtenida por una cubierta interna de acuerdo a 7.4.1.

Para cables que no tienen una capa metálica común (véase 7.5) se puede omitir la cubierta interna siempre que el contorno exterior del cable sea prácticamente circular.

7.5 Capas metálicas para cables unipolares y tripolares

En esta NTP se consideran los siguientes tipos de capas metálicas:

- a) Pantalla metálica (véase 7.6)
- b) Conductor concéntrico (véase 7.7)
- c) Cubierta metálica (véase 7.8)
- d) Armadura metálica (véase 7.9)

La(s) capa(s) metálica(s) deberán comprender una o más de los tipos anteriores y no serán magnéticas cuando se aplica sobre cables unipolares o fases individuales de cables tripolares.

En caso de ser requerido deben tomarse las medidas oportunas para lograr la estanqueidad longitudinal en la zona de las capas metálicas.

7.6 Pantalla metálica

7.6.1 Construcción

La pantalla metálica consistirá de una o más cintas, malla de alambres, o una capa concéntrica de alambres o una combinación de alambres y cinta (s).

Puede también ser una cubierta o, en el caso de una pantalla común, una armadura que cumpla con 7.6.2.

Al elegir el material de la pantalla se deberá tener en cuenta la posibilidad de corrosión, no sólo por seguridad mecánica sino también por seguridad eléctrica.

Cuando se usan cintas de cobre, el espesor mínimo deberá ser de 0,06 mm y el traslape no menor al 10 % del ancho de la cinta.

7.6.2 Requerimientos

Los requerimientos físicos, eléctricos y dimensionales de las pantallas metálicas deberán estar de acuerdo con las especificaciones particulares requeridas.

7.6.3 Pantallas metálicas no asociadas a capas semiconductoras

No es necesario asociar las pantallas metálicas a una capa semiconductoras cuando se emplean a la tensión nominal de 3,6/6 (7,2) kV con aislamiento de PVC, EPR o HEPR.

7.7 Conductor concéntrico

7.7.1 Construcción

La separación entre alambres estará de acuerdo con las especificaciones particulares, pero en ningún caso será mayor a 4 mm en promedio ni mayor a 8 mm entre alambres.

Al elegir el material del conductor concéntrico se deberá tener en cuenta la posibilidad de corrosión, no sólo por seguridad mecánica sino también por seguridad eléctrica.

7.7.2 Requerimientos

La resistencia eléctrica del conductor concéntrico cumplirá con la NTP 370.250.

7.7.3 Aplicación

Cuando se requiere un conductor concéntrico, éste se deberá aplicar sobre la cubierta interior en el caso de cables tripolares; en el caso de cables unipolares, se aplicará directamente sobre el aislamiento, o sobre la pantalla semiconductoras o sobre una cubierta interna apropiada.

7.8 Cubierta metálica

7.8.1 Cubierta de plomo

La cubierta deberá consistir de plomo o aleación de plomo y será aplicada razonablemente ajustada y sin costura.

El espesor nominal deberá ser calculado por las siguientes fórmulas:

- a) Para un cable unipolar o la reunión de ellos:

$$t_{pb} = 0,03 D_g + 0,8$$

- b) Para los cables con conductores sectoriales hasta 8,7/15 kV inclusive:

$$t_{pb} = 0,03 D_g + 0,6$$

- c) Para todos los otros cables:

$$t_{pb} = 0,03 D_g + 0,7$$

Donde:

t_{pb} es el espesor nominal de la cubierta de plomo, en mm.

D_g el diámetro ficticio bajo la cubierta de plomo en mm (redondeado al primer lugar decimal de acuerdo con el Anexo B)

En ningún caso el espesor nominal será menor que 1,2 mm.

Los valores calculados deberán ser redondeados al primer lugar decimal (véase el Anexo B).

NOTA: No se recomienda el uso de plomo en cubiertas.

7.8.2 Otras cubiertas metálicas

En consideración.

7.9 Armadura metálica

7.9.1 Tipos de armadura metálica

Las armaduras metálicas comprendidas en esta NTP son:

- a) Armadura de alambres planos.
- b) Armadura de alambres redondos.
- c) Armaduras de dos cintas.

7.9.2 Materiales

Los alambres redondos o planos deberán ser de acero galvanizado, de cobre con o sin recubrimiento de estaño, de aluminio puro o aleación de aluminio.

Las cintas deberán ser de acero, de acero galvanizado, de aluminio puro o aleación de aluminio. Los flejes de acero deberán ser laminados en frío o caliente, de calidad comercial y con bordes no cortantes.

En los casos donde la armadura de alambres de acero se requiere para cumplir con una mínima conductancia se permite incluir suficiente alambre de cobre con o sin recubrimiento de estaño en la capa de armadura para asegurar el cumplimiento.

Deberá tenerse especial consideración cuando se escoge el material de la armadura, por la posibilidad de corrosión, no sólo por seguridad mecánica sino también por seguridad eléctrica, especialmente cuando la armadura es usada como pantalla.

La armadura de cables unipolares para usarse en sistemas de corriente alterna consistirá de material no magnético, a menos que se escoja una construcción especial.

7.9.3 Aplicación de la armadura

7.9.3.1 Cables unipolares

En el caso de cables unipolares, si no existiera pantalla, se deberá aplicar una cubierta interior, encintada o extruida, bajo la armadura de espesor de acuerdo con 7.4.1.3 ó 7.4.1.4.

7.9.3.2 Cables tripolares

En el caso de cables tripolares, la armadura se deberá aplicar sobre una cubierta interior cumpliendo con 7.4.1.

7.9.3.3 Cubierta de separación

Cuando debajo de la armadura existe una capa de un metal diferente al de ésta, ellas deberán estar separadas por una cubierta extruida de uno de los materiales especificados en 7.10.2.

Cuando se requiera una armadura para un cable cubierto con plomo ésta podrá ser aplicada sobre una cubierta de separación o una cama encintada de acuerdo con 7.9.3.4.

Si se usa una cubierta de separación, ésta se aplicará bajo la armadura en lugar de o en adición a la cubierta interna.

El espesor nominal de la cubierta de separación, expresado en milímetros, se calculará con la siguiente fórmula:

$$T_s = 0,02 D_u + 0,6$$

Donde:

D_u es el diámetro ficticio bajo la cubierta, en milímetros, calculado como se describe en el Anexo A.

T_s es el espesor nominal, en mm, de la cubierta de separación.

El valor resultante será redondeado al cercano 0,1 mm (véase Anexo B).

Para cables sin una cubierta de plomo, el espesor nominal no será menor que 1,2 mm. Para cables donde la cubierta de separación es aplicada directamente sobre la cubierta de plomo, el espesor nominal no será menor que 1,0 mm.

7.9.3.4 Cama traslapada bajo la armadura para cables con cubierta de plomo

La cama traslapada aplicada sobre la cubierta de plomo estará constituida por cintas de papel impregnado y compuesto o una combinación de dos capas de cintas de papel impregnado y compuesto seguido de una o más capas de material fibroso compuesto.

La impregnación de los materiales de la cama puede ser hecha con compuestos bituminosos o preservantes. En el caso de las armaduras de alambre estos compuestos no se aplicarán directamente bajo los alambres.

Se pueden usar cintas sintéticas en lugar de cintas de papel impregnado.

El espesor total de la cama traslapada entre la cubierta de plomo y la armadura, después de la aplicación de la armadura, tendrá un valor aproximado de 1,5 mm.

7.9.4 Dimensiones de los alambres y cintas para armadura

Las dimensiones nominales de los alambres y cintas para armadura tendrán preferiblemente los siguientes valores:

Alambres redondos:

(0,8 - 1,25 - 1,6 - 2,0 - 2,5 - 3,15) mm de diámetro.

Alambres planos:

0,8 mm de espesor.

Cintas de acero:

(0,2 - 0,5 - 0,8) mm de espesor.

Cintas de aluminio puro o de aleación de aluminio:

(0,5 - 0,8) mm de espesor.

7.9.5 Correlación entre diámetro del cable y las dimensiones de la armadura

El diámetro nominal de los alambres redondos y el espesor nominal de las cintas para la armadura, no deberán ser menores que los valores dados en las Tablas 8 y 9 respectivamente.

Para los alambres planos y los diámetros ficticios bajo la armadura mayores a 15 mm, el espesor nominal del alambre de acero plano será 0,8 mm. Los cables con diámetro ficticio bajo la armadura hasta e inclusive 15 mm no deberán ser armados con alambres planos.

7.9.6 Armadura de alambre redondo o plano.

La armadura de alambres deberá ser cerrada, permitiéndose un mínimo espacio entre alambres adyacentes.

Una hélice abierta consistente de una cinta de acero con un espesor nominal de 0,3 mm puede ser colocada sobre los alambres planos o redondos, si es necesario. Las tolerancias de esta cinta deberán cumplir con 10.7.3 .

7.9.7 Armadura de dos cintas

Cuando se usa una armadura de cintas y una cubierta interna especificada en 7.4.1, la cubierta interna será reforzada con una cama encintada. El espesor total de la cubierta interna y la cama adicional será el indicado en 7.4.1. Sin embargo, si el espesor de la cinta de armadura es 0,2 mm se le deberá agregar 0,5 mm, y si el espesor es mayor a 0,2 mm se le deberá agregar 0,8 mm.

El espesor total de la cubierta interna y la cama adicional no será menor que el 80 % de estos valores menos 0,2 mm.

Si se requiere cubierta de separación o si la cubierta interior es extruida y satisface los requerimientos de 7.9.3.3, no se requiere la cama de cintas.

La armadura de cintas será aplicada helicoidalmente en dos capas de modo que la cinta externa estará aproximadamente centrada sobre la separación entre las cintas de la capa interna. La separación entre vueltas adyacentes de cada cinta no excederá el 50 % del ancho de la cinta.

7.10 Cubierta externa

7.10.1 General

Todos los cables deberán tener una cubierta externa.

La cubierta externa será normalmente de color rojo para cables subterráneos y negro para cables aéreos, pero otro color puede ser provisto previo acuerdo entre el fabricante y comprador, sujeto a la conveniencia del comprador, para las condiciones particulares bajo las cuales se usará el cable.

7.10.2 Material

La cubierta externa deberá consistir de un compuesto termoplástico (PVC o polietileno) o un compuesto elastomérico (policloropreno, polietileno clorosulfonado o polímero similar)

El material de cubierta deberá ser el apropiado para la temperatura de operación de acuerdo con la Tabla 10.

Para propósitos especiales puede requerirse aditivos químicos a usarse en la cubierta externa, por ejemplo protección contra las termitas, pero no debe incluirse material peligroso para los seres humanos y/o el medio ambiente.

NOTA: Ejemplo de materiales considerados indeseables;

Aldrin 1, 2, 3, 4, 10 - hexacloro - 1, 4, 4a, 5, 8, 8a, - hexaidro -1, 4, 5, 8 dimetanonaftaleno

Dieldrin 1, 2, 3, 4, 10, 10 - hexacloro - 6, 7 - epoxi 1, 4, 4a, 5, 6, 7, 8, 8a, - octahidro -1, 4, 5, 8 dimetanonaftaleno

Lindane Isómero gamma del 1, 2, 3, 4, 5, 6 - hexachloro - ciclohexano.

7.10.3 Espesores

A menos que se especifique de otra forma, el espesor nominal t_s expresado en milímetros será calculado por la fórmula siguiente:

$$t_s = 0,035D + 1,0$$

Donde :

D es el diámetro ficticio inmediatamente debajo de la cubierta, en milímetros. (véase Anexo A).

El valor resultante de la fórmula será redondeado al más cercano 0,1 mm. (véase Anexo B).

Para cables no armados y para cables con la cubierta no aplicada directamente sobre la armadura, pantalla metálica o conductor concéntrico, el espesor nominal no será menor que 1,4 mm para cables unipolares y 1,8 para cables multipolares.

Para cables con la cubierta aplicada directamente sobre la armadura, pantalla metálica o conductor concéntrico, el espesor nominal de la cubierta no será menor de 1,8 mm.

8. CONDICIONES DE ENSAYO

8.1 Temperatura ambiente

A menos que se especifique de otra manera, los ensayos deberán ser realizados a una temperatura de (20 ± 15) °C.

8.2 Frecuencia y forma de onda de tensiones de ensayo a frecuencia industrial

La frecuencia alterna de los ensayos de tensión deberá estar en el rango de 49 Hz a 61 Hz. La forma de onda será sustancialmente sinusoidal. Los valores establecidos son valores r.m.s.

8.3 Forma de onda de los ensayos de tensión de impulso

De acuerdo con IEC 60230, la onda de impulso tendrá un tiempo de frente virtual entre 1 μ s y 5 μ s y un tiempo nominal para la mitad del valor pico entre 40 μ s y 60 μ s, y en otros aspectos estará de acuerdo con IEC 60060-1.

9. ENSAYOS DE RUTINA

9.1 General

Los ensayos de rutina se llevarán a cabo normalmente en cada longitud de cable fabricada (véase 4.2.1) sin embargo el número de tramos a ser ensayados puede ser reducido de acuerdo a los procedimientos de control de calidad.

Los ensayos de rutina requeridos por esta NTP son:

- a) Medición de la resistencia eléctrica de los conductores (véase 9.2).
- b) Medición de las descargas parciales (véase 9.3) en cables cuyas fases tienen pantalla sobre el conductor y sobre el aislamiento, según 7.3.1 y 7.3.2.
- c) Ensayo de tensión (véase 9.4).

9.2 Resistencia eléctrica de los conductores

Las mediciones de la resistencia eléctrica deberán ser realizadas en todos los conductores de cada longitud de cable sometido a los ensayos de rutina, incluyendo el conductor concéntrico si hubiera.

La longitud completa del cable, o una muestra de este, deberá ser colocado en la sala de ensayos a temperatura ambiente, por lo menos 12 h antes del ensayo. En caso de duda de si la temperatura del conductor es la misma que la de la sala de ensayos, la resistencia será medida después que el cable haya estado 24 h en la sala de ensayos.

Alternativamente la resistencia puede ser medida sobre una muestra del conductor acondicionada por lo menos 1 h en un baño de líquido con temperatura controlada.

El valor medido de la resistencia deberá ser corregido a 20 °C y 1 km de longitud de acuerdo con la fórmula y los factores dados en la NTP 370.250.

La resistencia en corriente continua de cada conductor a 20 °C no deberá exceder el máximo valor especificado en la NTP 370.250.

9.3 Ensayo de descargas parciales

El ensayo de descargas parciales debe realizarse de acuerdo a la IEC 60885-3.

Para los cables multipolares, el ensayo debe realizarse sobre todos los conductores aislados, aplicando la tensión entre cada conductor y la pantalla metálica.

La magnitud de la descarga a $1,73 U_0$ no debe exceder 10 pC.

9.4 Ensayo de tensión

9.4.1 General

El ensayo de tensión se debe realizar a temperatura ambiente, usando una tensión alterna a frecuencia industrial.

9.4.2 Procedimiento de ensayo para cables unipolares

Para cables unipolares, la tensión de ensayo será aplicada por 5 minutos entre el conductor y la pantalla metálica.

9.4.3 Procedimiento de ensayo para cables multipolares

Para cables multipolares con pantalla sobre cada fase, la tensión de ensayo se deberá aplicar por 5 minutos entre cada conductor y la pantalla metálica.

Para cables multipolares sin pantalla sobre cada fase la tensión de ensayo se deberá aplicar por 5 minutos sucesivamente entre cada conductor aislado y los demás conductores y la capa metálica común si la hubiera.

Alternativamente, los cables tripolares pueden ser ensayados en una simple operación usando un transformador trifásico.

9.4.4 Tensión de ensayo

La tensión de ensayo a frecuencia industrial deberá ser de $3,5 U_0$. Los valores de tensión de ensayo para las tensiones nominales estándar están en la Tabla 11.

Si para cables tripolares el ensayo de tensión se lleva a cabo con un transformador trifásico, la tensión de ensayo entre fases deberá ser 1,73 veces los valores dados en dicha tabla.

En todos los casos, la tensión de ensayo deberá ser incrementada gradualmente hasta alcanzar el valor especificado.

9.4.5 Requisito

No deberá ocurrir la perforación del aislamiento.

10. ENSAYOS POR MUESTREO

10.1 General

Los ensayos por muestreo requeridos por esta NTP son:

- a) Examen del conductor (véase 10.4);
- b) Verificación de las dimensiones (véase 10.5 a 10.8);
- c) Ensayo de tensión por 4 h para cables de tensión nominal superior a 3,6/6 (7,2) kV (véase 10.9);
- d) Ensayo de grado de reticulación (hot set) para aislamientos de EPR, HEPR y XLPE y cubiertas elastoméricas (véase 10.10).

10.2 Frecuencia de los ensayos por muestreo

10.2.1 Examen del conductor y verificación de dimensiones

El examen del conductor, las mediciones del espesor de aislamiento y cubierta y la medición del diámetro exterior deberán ser realizadas en una longitud de cada lote de manufactura del mismo tipo y sección nominal del cable, pero se deberá limitar a no más del 10 % del número de tramos en cualquier contrato.

10.2.2 Ensayos eléctricos y físicos

Los ensayos eléctricos y físicos se deberán efectuar en muestras tomadas de los cables fabricados conforme a procedimientos de control de calidad acordados. En ausencia de dichos acuerdos, para contratos donde la longitud total exceda 2 km para cables multipolares o 4 km para cables unipolares, los ensayos deberán ser realizados tomando como base la Tabla 12.

10.3 Repetición de ensayos

Si cualquiera de las muestras fallara en uno de los ensayos del capítulo 10, se deberán tomar dos muestras adicionales del mismo lote y se someterán al mismo ensayo o ensayos en los cuales fallaron las muestras originales. Si ambas muestras pasaran los ensayos, todos

los cables del lote del cual fueron tomadas se deberá considerar que cumplen con los requerimientos de esta NTP.

Si una de las muestras adicionales fallara, el lote del cual fueron tomadas se deberá considerar que incumple los requerimientos de esta NTP.

10.4 Examen del conductor

El cumplimiento con los requerimientos de la construcción del conductor, según NTP 370.250, será verificado por inspección y por medición cuando sea posible.

10.5 Medición del espesor de aislamiento y de las cubiertas no metálicas (incluyendo la cubierta de separación extruida, pero excluyendo las cubiertas internas extruidas)

10.5.1 General

El método de ensayo estará de acuerdo con el capítulo 8 de la IEC 60811-1-1.

Cada longitud de cable seleccionada para los ensayos estará representada por una muestra del cable tomada de uno de los extremos después de descartar, si es necesario, cualquier porción que haya sufrido daño.

10.5.2 Requerimientos para el aislamiento

Para cada fase el promedio de los valores de medición, redondeado a 0,1 mm de acuerdo con el Anexo B, no será menor que el espesor nominal, y el valor mínimo medido no será menor al 90 % del espesor nominal menos 0,1 mm.

10.5.3 Requisitos para cubiertas no - metálicas

Las muestras de cubierta cumplirán con lo siguiente:

a) Para una cubierta externa aplicada sobre una superficie cilíndrica lisa (una cubierta interna, una cubierta metálica o el aislamiento), el promedio de los valores medidos, redondeados a 0,1 mm de acuerdo con el Anexo B, no será menor que el espesor nominal, y el mínimo valor medido no deberá ser menor al 85 % del espesor nominal menos 0,1 mm.

b) Para una cubierta externa aplicada sobre una superficie cilíndrica irregular (una cubierta penetrante sobre un cable multipolar no armado sin cubierta interior o una cubierta exterior aplicada directamente sobre una armadura, pantalla metálica o conductor concéntrico) y para cubierta de separación, el mínimo valor medido no deberá ser menor al 80 % del espesor nominal menos 0,2 mm.

10.6 Medición de la cubierta de plomo

El espesor mínimo de la cubierta de plomo estará determinado por cualquiera de los siguientes métodos, a discreción del fabricante, y no deberá ser menor al 95 % del valor nominal menos 0,1 mm.

10.6.1 Método de tira

La medición deberá ser realizada con un micrómetro con caras planas de 4 mm a 8 mm de diámetro y una precisión de $\pm 0,01$ mm.

La medición deberá ser realizada en una muestra de cubierta de alrededor de 50 mm de longitud tomada del cable terminado. La muestra deberá ser cortada longitudinalmente y aplanada con cuidado. Después de limpiar la muestra se harán un número suficiente de mediciones a lo largo de la circunferencia de la cubierta y a no menos de 10 mm apartado del borde de la pieza aplanada para asegurar que se mide el espesor mínimo.

10.6.2 Método del anillo

Las mediciones deberán ser realizadas con un micrómetro que tenga una de las caras de medición plana y la otra semiesférica, o una cara plana y la otra cara plana rectangular de

0,8 mm de ancho y 2,4 mm de longitud. La cara redonda o la cara plana rectangular se deberá aplicar a la parte interna del anillo. La precisión del micrómetro será de $\pm 0,01$ mm.

Las mediciones deberán ser realizadas sobre un anillo de la cubierta cuidadosamente cortado de la muestra. El espesor se deberá determinar con un número suficiente de puntos alrededor de la circunferencia del anillo para asegurar que se mide el espesor mínimo.

10.7 Medición de alambres y cintas para armadura

10.7.1 Medición de alambres

El diámetro de alambres redondos y el espesor de los alambres planos deberán ser medidos con un micrómetro que tenga las caras de medición planas, con una precisión de $\pm 0,01$ mm. Para los alambres redondos, se deberán hacer dos mediciones en ángulo recto una de la otra, y en la misma posición y el promedio de los dos valores será tomado como el diámetro.

10.7.2 Medición en cintas

La medición deberá ser realizada con un micrómetro que tenga las caras de medición planas, de aproximadamente 5 mm de diámetro y una precisión de $\pm 0,01$ mm. Para cintas hasta 40 mm de ancho, el espesor deberá ser medido en el centro del ancho. Para cintas más anchas las mediciones deberán realizarse por separado cada 20 mm del borde de la cinta y el promedio de los resultados obtenidos será tomado como el espesor.

10.7.3 Requisitos

Los valores medidos de los alambres y las cintas no deben ser menores a los valores nominales dados en 7.9.5 disminuidos en:

5 % para alambres redondos,

- 8 % para alambres planos,
- 10 % para cintas.

10.8 Medición del diámetro externo

Si se requiere la medición del diámetro externo como un ensayo por muestreo, ésta se llevará a cabo de acuerdo con el capítulo 8 de IEC 60811-1-1.

10.9 Ensayo de tensión por 4 h

Este ensayo sólo es aplicable a cables de tensión nominal mayor a 3,6/6 (7,2) kV .

10.9.1 Muestreo

La muestra tendrá por lo menos una longitud de 5 m entre los terminales de ensayo.

10.9.2 Procedimiento

Una tensión a frecuencia industrial será aplicada por 4 horas a temperatura ambiente entre cada conductor y la (s) capa (s) metálica (s).

10.9.3 Tensión de ensayo

La tensión de ensayo deberá ser de $4 U_0$. Los valores de las tensiones de ensayo y las tensiones nominales están dados en la Tabla 13.

La tensión de ensayo deberá incrementarse gradualmente hasta el valor especificado y mantenerse por 4 h.

10.9.4 Requisitos

No deberá producirse perforación del aislamiento.

10.10 Ensayo de grado de reticulación (hot set) para aislamientos de EPR, HEPR y XLPE y cubiertas elastoméricas

10.10.1 Procedimiento

La toma de muestras y el procedimiento de ensayo se debe realizar de acuerdo con el capítulo 9 de IEC 60811-2-1, usando las condiciones dadas en las Tablas 21 y 22.

10.10.2 Requisitos

Los resultados de los ensayos cumplirán con los requerimientos dados en la Tabla 21, para aislamientos de EPR, HEPR y XLPE y en la Tabla 22 para cubiertas de SE₁

11. ENSAYOS TIPO ELÉCTRICOS

11.1 Cables con pantallas sobre el conductor y sobre el aislamiento

A una muestra de cable terminado de 10 m a 15 m de longitud se deberá someter a los ensayos indicados en 11.1.1.

Con las excepciones indicadas en 11.1.2 todos los ensayos indicados en 11.1.1 se deben realizar sobre la misma muestra.

En el caso de los cables tripolares, cada uno de los ensayos o medidas deben efectuarse sobre todas las fases.

La medición de la resistividad volumétrica de las pantallas semiconductoras descritas en 11.1.9 se deben realizar sobre otras muestras.

11.1.1 Secuencia de ensayo

La secuencia normal de ensayos deberá ser:

- a) ensayo de descarga parcial (véase 11.1.3)
- b) ensayo de doblado, seguido de un ensayo de descargas parciales (véase 11.1.4)
- c) medición de la $\tan \delta$ (véase 11.1.2 y 11.1.5)
- d) ensayo de ciclo de calentamiento seguido del ensayo de descarga parcial (véase 11.1.6)
- e) ensayo de impulso seguido de un ensayo de tensión (véase 11.1.7)
- f) ensayo de tensión por 4 h (véase 11.1.8)

11.1.2 Disposiciones especiales

La medición de la $\tan \delta$ puede ser efectuada en una muestra diferente de la usada para la secuencia de ensayos listada en 11.1.1.

No se requiere efectuar la medición de la $\tan \delta$ en cables de tensión menor a 6/10 (12) kV.

Puede tomarse una nueva muestra para el ensayo siempre que esta nueva muestra se someta previamente a los ensayos b y d de 11.1.1.

11.1.3 Ensayo de descargas parciales

El ensayo de descargas parciales deberá llevarse cabo tal como esta descrito en IEC 60885-2.

Se medirá la magnitud de la descarga a $1,73 U_0$. Este valor no será mayor que el indicado en la Tabla 15.

11.1.4 Ensayo de doblado

La muestra deberá arrollarse por lo menos una vuelta completa alrededor de un cilindro de ensayo (por ejemplo el tambor de un carrete) a temperatura ambiente. El cable deberá entonces desenrollarse y se repetirá el proceso, pero el arrollamiento de la muestra se hará en sentido contrario.

El ciclo de operación se efectuará 3 veces.

El diámetro del cilindro de ensayo deberá ser:

- para cables con cubierta de plomo o con otra cubierta de metal aplicada longitudinalmente:

$25 (d + D) \pm 5 \%$ para cables unipolares.

$20 (d + D) \pm 5 \%$ para cables tripolares.

- para otros cables:

$20 (d + D) \pm 5 \%$ para cables unipolares.

$15 (d + D) \pm 5 \%$ para cables tripolares.

Donde:

D: es el diámetro externo real de la muestra del cable en milímetros, medido de acuerdo a 10.8.

d: es el diámetro real del conductor, en milímetros.

Si el conductor no es circular:

$$D = 1,13 \sqrt{S}$$

Donde S es la sección nominal del conductor en milímetros cuadrados.

Al final de este ensayo la muestra se somete a la medición de descargas parciales y el resultado debe cumplir con 11.1.3.

11.1.5 Medida de la $\tan \delta$ para cables de tensión nominal igual o superior a 6/10 (12) kV

La muestra de cable terminado debe calentarse mediante uno de los métodos descritos a continuación: la muestra se coloca en una cuba con líquido o en una estufa, o bien se calienta mediante una corriente que circule por la pantalla metálica, por el conductor, o por ambos.

La muestra se calienta hasta que el conductor alcance una temperatura comprendida entre 5 °C y 10 °C por encima de la temperatura de operación del cable.

En cada método, la temperatura del conductor debe determinarse, midiendo la resistencia del conductor o mediante un termómetro situado en el baño, en la estufa o en la superficie de la pantalla, o en un cable de referencia calentado idénticamente.

La $\tan \delta$ deberá ser medida con una tensión alterna de 2 kV a la temperatura mencionada anteriormente.

Los valores medidos no deben ser superiores a los indicados en la Tabla 15.

11.1.6 Ensayo de ciclo de calentamiento

La muestra, que ha sido sometida a los ensayos anteriores, se coloca sobre el piso de la sala de ensayos y se calienta haciendo pasar una corriente por el conductor hasta que éste alcance una temperatura estable, superior entre 5 °C y 10 °C a la temperatura máxima de operación del cable.

En los cables tripolares, la corriente de calentamiento deberá hacerse pasar por todos los conductores.

El ciclo de calentamiento será al menos de 8 h. La temperatura del conductor se debe mantener en los límites establecidos al menos durante 2 h en cada uno de los períodos de calentamiento. A continuación se deja que la muestra se enfríe naturalmente al aire durante un período mínimo de 3 h.

Este ciclo se deberá repetir 20 veces.

Después del último ciclo se deberá efectuar el ensayo de descargas parciales descrito en 11.1.3 cuyos requisitos deben cumplirse.

11.1.7 Ensayo de impulso seguido de un ensayo de tensión

Este ensayo deberá efectuarse sobre la muestra cuando el conductor tiene una temperatura de 5 °C a 10 °C superior a la temperatura máxima de operación del cable.

Los impulsos se aplican según el método operativo indicado en la IEC 60230, con los valores de pico indicados en la Tabla 14.

Cada conductor aislado del cable deberá soportar, sin fallas, 10 impulsos positivos y 10 impulsos negativos de tensión.

Después de efectuar el ensayo, se somete a cada fase de la muestra a un ensayo de tensión a frecuencia industrial, a temperatura ambiente, durante 15 min. Los valores de la tensión de ensayo son los indicados en la Tabla 11.

No debe producirse perforación del aislamiento.

11.1.8 Ensayo de tensión por 4 h

Este ensayo se deberá efectuar a temperatura ambiente. Se aplicará a la muestra, durante 4 h, una tensión a frecuencia industrial entre el (los) conductor (es) y la (s) pantalla (s).

La tensión de ensayo deberá ser igual a $4 U_0$ y deberá incrementarse gradualmente hasta el valor especificado.

No debe producirse perforación del aislamiento.

11.1.9 Resistividad de las pantallas semiconductoras

La resistividad de las pantallas semiconductoras extruidas aplicadas sobre el conductor y sobre el aislante debe determinarse mediante mediciones hechas sobre muestras tomadas del conductor de una pieza de cable recién fabricado y de una pieza de cable que haya sido sometida al tratamiento de envejecimiento para ensayar la compatibilidad de los materiales componentes, especificado en 12.5.

11.1.9.1 Procedimiento

El procedimiento de ensayo deberá estar conforme al anexo C.

Las medidas deberán realizarse a una temperatura igual a la temperatura máxima de operación del cable ± 2 °C.

11.1.9.2 Requisitos

La resistividad, tanto antes como después del envejecimiento, no deberá ser mayor que lo siguiente:

- pantalla sobre el conductor: $1000 \Omega - m$;
- pantalla sobre el aislamiento: $500 \Omega - m$;

11.2 Cables de tensión nominal 3,6/6 (7,2) kV sin pantalla sobre el aislamiento

Cada conductor de una muestra de 10 m a 15 m de longitud de cable completo se someterá sucesivamente a los siguientes ensayos:

- a) medida de la resistencia de aislamiento a temperatura ambiente (véase 11.2.1).
- b) medida de la resistencia de aislamiento a temperatura máxima de operación del cable (véase 11.2.2).
- c) ensayo de tensión durante 4 h (véase 11.2.3).

Los cables deberán también someterse a un ensayo de impulso sobre otra muestra de cable de 10 m a 15 m de longitud (véase 11.2.4).

11.2.1 Medición de la resistencia de aislamiento a temperatura ambiente

11.2.1.1 Procedimiento

Se deberá realizar este ensayo sobre la muestra antes que cualquier ensayo eléctrico.

Deberán quitarse todas las cubiertas exteriores y las fases deberán sumergirse en agua a temperatura ambiente por lo menos 1 h antes del ensayo.

La tensión de ensayo en corriente continua (c.c.) será de 80 V a 500 V y se aplicará por un tiempo suficiente para obtener una medición razonablemente estable, pero no menor de 1 minuto ni mayor de 5 minutos.

La medición deberá hacerse entre cada conductor y el agua.

Si se requiere, la medición puede ser confirmada a una temperatura de $(20 \pm 1) ^\circ\text{C}$.

11.2.1.2 Cálculos

La resistividad volumétrica será calculada a partir de la resistencia de aislamiento medida por medio de la siguiente fórmula:

$$\rho = \frac{2 \times \pi \times l \times R}{\ln \frac{D}{d}}$$

Donde:

ρ es la resistividad volumétrica, en ohm - centímetro

R es la resistencia de aislamiento medida, en ohm.

l es la longitud del cable, en cm.

D es el diámetro medido sobre el aislamiento, en mm.

d es el diámetro medido debajo del aislamiento, en mm.

La "constante K_i de la resistencia de aislamiento" expresada en Mohm - kilómetro, puede ser calculada usando la siguiente fórmula:

$$K_i = \frac{l \times R \times 10^{-11}}{\lg \frac{D}{d}} = 10^{-11} \times 0,367 \times \rho$$

NOTA: Para las fases de conductores sectoriales, la relación D/d es la relación del perímetro sobre el aislamiento al perímetro del conductor.

11.2.1.3 Requisitos

Los valores calculados a partir de las mediciones no deberán ser menores que aquellos especificados en la Tabla 15.

11.2.2 Medición de la resistencia de aislamiento a temperatura máxima de operación

11.2.2.1 Procedimiento

Las fases del espécimen serán deberán sumergirse en agua a temperatura máxima de operación ± 2 °C, por lo menos 1 h antes del ensayo.

La tensión de ensayo en c.c. será de 80 V a 500 V y se aplicará por un tiempo suficiente para obtener una medición razonablemente estable, pero no menos de 1 minuto ni más de 5 minutos.

La medición deberá hacerse entre cada conductor y el agua.

11.2.2.2 Cálculos

La resistividad volumétrica y/o la constante de la resistencia de aislamiento deberá ser calculada a partir de la resistencia de aislamiento medida, por la fórmula dada en 11.2.1.2.

11.2.2.3 Requisitos

Los valores calculados a partir de las mediciones no deberán ser menores que aquellos especificados en la Tabla 15.

11.2.3 Ensayo de tensión por 4 h

11.2.3.1 Procedimiento

Las fases de la muestra deberán sumergirse en agua a temperatura ambiente por lo menos 1 h antes del ensayo.

Una tensión a frecuencia industrial igual a $4 U_0$ deberá ser aplicada gradualmente y mantenida continuamente por 4 h entre cada conductor y el agua.

11.2.3.2 Requisitos

No deberá ocurrir perforación del aislamiento.

11.2.4 Ensayo de impulso

11.2.4.1.1 Procedimiento

Este ensayo deberá realizarse en una muestra de conductor que se encuentre entre 5 °C a 10 °C sobre la temperatura máxima de operación del cable.

La tensión de impulso deberá aplicarse de acuerdo al procedimiento establecido en IEC 60230 y deberá tener un valor pico de 60 kV.

Cada serie de impulsos deberá ser aplicada sucesivamente entre cada fase y las otras conectadas juntas y con tierra.

11.2.4.2 Requisitos

Cada fase del cable deberá soportar sin falla, 10 impulsos positivos y 10 impulsos negativos.

12. ENSAYOS TIPO NO ELÉCTRICOS

Los ensayos tipo no eléctricos requeridos por esta NTP están dados en la Tabla 16.

12.1 Medición del espesor de aislamiento

12.1.1 Muestreo

Se tomará una muestra del cable aislado.

12.1.2 Procedimiento

Las mediciones deberán realizarse como se describe en el apartado 8.1 de IEC 60811-1-1.

12.1.3 Requisitos

Véase 10.5.2.

12.2 Medición de los espesores de las cubiertas no metálicas (incluyendo las cubiertas de separación, pero excluyendo las cubiertas internas)

12.2.1 Muestreo

Se debe tomar una muestra de cable.

12.2.2 Procedimiento

Las mediciones ser deben realizar como se describe en 8.2 de IEC 60811-1-1.

12.2.3 Requisitos

Véase 10.5.3.

12.3 Ensayo para determinar las propiedades mecánicas del aislamiento antes y después del envejecido

12.3.1 Muestreo

El muestreo y la preparación de las piezas de ensayo se deberán efectuar como se describe en 9.1 de IEC 60811-1-1.

12.3.2 Tratamiento de envejecido

El tratamiento de envejecido se deberá efectuar como se describe en 8.1 de IEC 60811-1-2 bajo las condiciones especificadas en la Tabla 17.

12.3.3 Acondicionamiento y ensayos mecánicos

El acondicionamiento y la medición de las propiedades mecánicas se deberá efectuar como se describe en 9.1 de IEC 60811-1-1.

12.3.4 Requisitos

Los resultados de los ensayos para los especímenes sin envejecer y envejecidos deberán cumplir con los requerimientos dados en la Tabla 17.

12.4 Ensayos para la determinación de las propiedades mecánicas de las cubiertas no metálicas antes y después de envejecidas

12.4.1 Muestreo

El muestreo y la preparación de los especímenes de ensayo se efectuarán como se describe en 9.2 de IEC 60811-1-1 .

12.4.2 Tratamiento de envejecido

El tratamiento de envejecido se deberá efectuar como se describe en 8.1 de IEC 60811-1-2, bajo las condiciones especificadas en la Tabla 18.

12.4.3 Acondicionamiento y ensayos mecánicos

El acondicionamiento y la medición de las propiedades mecánicas se efectuará como se describe en 9.2 de IEC 60811-1-1.

12.4.4 Requisitos

Los resultados de los ensayos para los especímenes sin envejecer y envejecidos deberán cumplir con los requerimientos dados en la Tabla 18.

12.5 Ensayo adicional de envejecido sobre muestras de cables terminados.

12.5.1 General

Este ensayo tiene la intención de comprobar que el aislamiento y las cubiertas no metálicas no son susceptibles de deteriorarse en la operación debido al contacto con otros componentes en el cable.

Este ensayo es aplicable a todos los tipos de cable.

12.5.2 Muestreo

Las muestras serán tomadas de cables terminados como se describe en 8.1.4 de IEC 60811-1-2 .

12.5.3 Tratamiento de envejecido

El tratamiento de envejecido de las muestras de cable se deberá efectuar en estufas de aire, como se describe en 8.4.1 de IEC 60811-1-2, bajo las condiciones siguientes:

- Temperatura: (10 ± 2) °C sobre la máxima temperatura de operación del cable (véase Tabla 17)
- Duración: 7 x 24 h

12.5.4 Ensayos mecánicos

Los especímenes de aislamiento y cubierta externa tomadas de las muestras envejecidas del cable se prepararán y se someterán a los ensayos mecánicos descritos en 8.1.4 de IEC 60811-1-2.

12.5.5 Requisitos

Las variaciones entre los valores de la mediana del esfuerzo de tensión y la elongación a la rotura después de envejecido y los valores correspondiente obtenidos sin envejecer (véase 12.3 y 12.4) no deberán exceder los valores aplicables al ensayo después de envejecido en estufa de aire especificado en la Tabla 17 para el aislamiento y la Tabla 18 para las cubiertas no metálicas.

12.6 Pérdida de masa en cubiertas tipo ST₂

12.6.1 Procedimiento

El muestreo y el procedimiento de ensayo estará de acuerdo con 8.2 de IEC 60811-3-2

12.6.2 Requisitos

Los resultados de los ensayos deberán cumplir con los requerimientos dados en la Tabla 19.

12.7 Ensayo de presión a alta temperatura en aislamientos y cubiertas no metálicas

12.7.1 Procedimiento

El ensayo de presión a alta temperatura se deberá efectuar de acuerdo con el capítulo 8 de IEC 60811-3-1, empleando las condiciones de ensayo dadas en el método de ensayo y en las Tablas 19 y 20.

12.7.2 Requisitos

Los resultados de los ensayos deberán cumplir con los requerimientos dados en el capítulo 8 de IEC 60811-3-1.

12.8 Ensayo a baja temperatura de aislamientos y cubiertas de PVC

12.8.1 Procedimiento

El muestreo y el procedimiento de ensayo deberá estar de acuerdo con el capítulo 8 de IEC 60811-1-4, empleando la temperatura de ensayo especificada en la Tabla 19.

12.8.2 Requisitos

Los resultados de los ensayos deberán cumplir con los requerimientos dados en el capítulo 8 de IEC 60811-1-4

12.9 Ensayo de resistencia al agrietamiento del aislamiento y las cubiertas de PVC (ensayo de choque térmico)

12.9.1 Procedimiento

El muestreo y el método de ensayo deberá estar de acuerdo con el capítulo 9 de IEC 60811-3-1, la temperatura de ensayo y la duración estarán de acuerdo con la Tabla 19.

12.9.2 Requisitos

Los resultados de los ensayos deberán cumplir con los requerimientos dados en el capítulo 9 de IEC 60811-3-1.

12.10 Resistencia al ozono para aislamientos de EPR y HEPR

12.10.1 Procedimiento

El muestreo y el método de ensayo deberá estar de acuerdo con el capítulo 8 de IEC 60811-2-1. La concentración de ozono y la duración del ensayo deberá estar de acuerdo con la Tabla 21.

12.10.2 Requisitos

Los resultados del ensayo deberán cumplir con los requerimientos dados en el capítulo 8 de IEC 60811-2-1.

12.11 Ensayo de grado de reticulación (hot set) en aislamientos de EPR, HEPR y XLPE y cubiertas elastoméricas

El muestreo, el método de ensayo y el cumplimiento de los requisitos, deberá estar de acuerdo con 10.10.

12.12 Ensayo de inmersión en aceite de cubiertas elastoméricas

12.12.1 Procedimiento

El muestreo y el método de ensayo estarán de acuerdo con el capítulo 10 de IEC 60811-2-1 empleando las condiciones dadas en la Tabla 22.

12.12.2 Requisitos

Los resultados del ensayo deberán cumplir con los requerimientos dados en la Tabla 22.

12.13 Absorción de agua en aislamientos

12.13.1 Procedimiento

El muestreo y el método de ensayo estarán de acuerdo con 9.1 ó 9.2 de IEC 60811-1-3 empleando las condiciones especificadas en las Tablas 19 o 21 respectivamente.

12.13.2 Requisitos

Los resultados del ensayo deberán cumplir con los requerimientos especificados en las Tablas 19 o 21.

12.14 Ensayo de propagación de la llama

Este ensayo es aplicable sólo a cables que tengan cubiertas con compuestos ST₁, ST₂ o SE₁ y se efectuará sólo en aquellos cables que sean específicamente requeridos.

El método de ensayo y los requerimientos serán los especificados en IEC 60332-1.

12.15 Medición del contenido de negro de humo en cubiertas de PE

12.15.1 Procedimiento

El muestreo y el método de ensayo estarán de acuerdo con el capítulo 11 de IEC 60811-4-1.

12.15.2 Requisitos

Los resultados del ensayo deberán cumplir con los requerimientos de la Tabla 20.

12.16 Ensayo de contracción para el aislamiento de XLPE

12.16.1 Procedimiento

El muestreo y el método de ensayo estarán de acuerdo con el capítulo 10 de IEC 60811-1-3 bajo las condiciones especificadas en la Tabla 21.

12.16.2 Requisitos

Los resultados del ensayo deberán cumplir con los requisitos de la Tabla 21.

12.17 Ensayo de estabilidad térmica de los aislamientos de PVC

12.17.1 Procedimiento

El muestreo y el método de ensayo se deberá efectuar de acuerdo a lo indicado en IEC 60811-3-2, según las condiciones especificadas en la Tabla 19.

12.17.2 Requisitos

Los resultados del ensayo deberán cumplir los requisitos dados en la Tabla 19.

12.18 Determinación de la dureza del aislamiento de HEPR

12.18.1 Procedimiento

El muestreo y el método de ensayo deberá estar de acuerdo con el Anexo E.

12.18.2 Requerimientos

Los resultados del ensayo cumplirán con los requerimientos de la Tabla 21.

12.19 Determinación del módulo de elasticidad del aislamiento de HEPR.

12.19.1 Procedimiento

El muestreo, la preparación de los especímenes de ensayo y el método de ensayo se efectuarán de acuerdo con el capítulo 9 de IEC 60811-1-1.

Se medirán las cargas requeridas para 150 % de elongación. Los esfuerzos correspondientes se calcularán dividiendo las cargas medidas entre el área de la sección de los especímenes sin estirar. Las relaciones entre los esfuerzos y las deformaciones serán determinadas para obtener el módulo de elasticidad a 150 % de elongación.

El valor de la mediana de estos resultados constituye el módulo de elasticidad.

12.19.2 Requisitos

Los resultados del ensayo deberán cumplir con los requerimientos de la Tabla 21.

12.20 Ensayo de contracción para cubiertas de PE

12.20.1 Procedimiento

El muestreo y el procedimiento de ensayo se deberá efectuar de acuerdo con el capítulo 11 de IEC 60811-1-3 bajo las condiciones especificadas en la Tabla 20.

12.20.2 Requisitos

Los requisitos del ensayo deberán cumplirán con los requerimientos de la Tabla 20.

12.21 Ensayo de separación de la pantalla semiconductor sobre el aislamiento

Este ensayo deberá realizarse cuando el fabricante declara que la pantalla semiconductor extruida sobre el aislamiento es de fácil retiro.

12.21.1 Procedimiento

El ensayo deberá realizarse tres veces en muestras sin envejecer y envejecidas, utilizando tres muestras separadas de cable, o bien sobre un sólo trozo de cable en tres posiciones espaciadas aproximadamente 120° alrededor de la circunferencia.

Se tomarán longitudes de al menos 250 mm del cable a ensayar antes y después del envejecimiento según lo indicado en 12.5.3.

Se deberán realizar dos cortes en la pantalla semiconductora extruida en cada muestra, de un extremo al otro longitudinalmente y radialmente hacia dentro del aislamiento, estando los cortes separados (10 ± 1) mm y paralelo uno al otro.

Se separa una longitud aproximada de 50 mm de la tira de 10 mm, tirando en la dirección paralela al conductor (ángulo de tracción aproximadamente 180°). Después, el conductor aislado se coloca verticalmente en una máquina de tracción con un extremo del conductor aislado en una de las mordazas y la tira de 10 mm de pantalla semiconductora en la otra.

Se mide la fuerza necesaria para separar una longitud de al menos 100 mm de la tira de 10 mm del aislamiento, con un ángulo de tracción de 180° y con una velocidad de separación de la máquina de tracción de (250 ± 50) mm/min.

El ensayo se realizará a una temperatura de (20 ± 5) °C .

El esfuerzo de separación deberá ser continuamente registrado, tanto para muestras envejecidas como para las no envejecidas.

12.21.2 Requisitos

La fuerza necesaria para separar la pantalla semiconductora del aislamiento no deberá ser inferior a 4 N ni superior a 45 N, antes y después del envejecimiento.

La superficie del aislamiento no deberá resultar dañada ni deben quedar restos de la pantalla semiconductora en el aislamiento.

12.22 Ensayo de penetración de agua

El ensayo de penetración de agua deberá aplicarse para aquellos diseños de cable en los que el fabricante declara que se ha incluido barreras contra la penetración longitudinal del agua. Este ensayo está indicado para satisfacer los requisitos de los cables enterrados pero no está previsto aplicarlo a los cables submarinos.

El ensayo se aplica a los siguientes diseños de cable:

- a) Se incluye una barrera para impedir la penetración longitudinal del agua en la zona de los revestimientos metálicos;
- b) Se incluye una barrera para impedir la penetración longitudinal del agua a lo largo del conductor.

El equipo de ensayo, el muestreo y el procedimiento deberán estar conformes con el Anexo D.

13. ENSAYOS ELÉCTRICOS DESPUÉS DE LA INSTALACIÓN

Si se requiere, se efectuarán ensayos después que se haya completado la instalación del cable y sus accesorios.

Una tensión continua igual a $4 U_0$ será aplicada durante 15 minutos. Como alternativa y por acuerdo entre el fabricante y comprador, puede usarse una tensión alterna a frecuencia industrial, de acuerdo con los items a) ó b) siguientes.

- a) Ensayo por 5 minutos con la tensión fase a fase del sistema aplicado entre el conductor y la pantalla metálica.
- b) Ensayo por 24 h con la tensión normal de operación del sistema.

NOTA: Los ensayos eléctricos a instalaciones reparadas están sujetas a las reglas de instalación. Los ensayos arriba indicados son para nuevas instalaciones.

TABLA 1 - Tensiones nominales recomendadas U_0

Tensión mas elevada del sistema (U_m) kV	Tensión nominal (U_0) kV	
	Categoría A y B	Categoría C
7,2	3,6	6,0
12,0	6,0	8,7
17,5	8,7	12,0
24,0	12,0	18,0
36,0	18,0	--

TABLA 2 - Compuestos aislantes

Compuestos aislantes	Designación abreviada
Termoplástico Policloruro de vinilo para los cables tensión nominal $U_0/U = 3,6/6$ kV	PVC/B
Termoestable goma etileno propileno o material similar (EPM o EPDM) goma propileno de alto grado o alto módulo polietileno reticulado	EPR HEPR XLPE

TABLA 3 - Temperaturas máximas del conductor para los diferentes tipos de compuestos aislantes

Compuesto aislante	Temperatura máxima del conductor °C	
	Operación normal	Cortocircuito (duración máxima 5 s)
Policloruro de vinilo (PVC/B) Sección del conductor ≤ 300 mm ² Sección del conductor > 300 mm ²	70	160
	70	140
Polietileno reticulado (XLPE) Goma etileno propileno (EPR y HEPR)	90	250
	90	250

TABLA 4 - Espesor nominal del aislamiento de PVC/B

Sección nominal del conductor mm ²	Espesor nominal del aislamiento a la tensión nominal U _o /U (U _m)
	3,6/6 (7,2) kV mm
10 a 1000	3,4

NOTA: No se recomienda el empleo de conductores de sección inferior a las indicadas en esta tabla. De todos modos si es necesario emplearlos o se incrementa el diámetro del conductor mediante una pantalla sobre el conductor (véase 7.3.1) o se incrementa el espesor del aislamiento de forma que el gradiente eléctrico máximo aplicado al aislamiento en el ensayo de tensión no exceda el valor calculado para la menor sección de conductor dada en esta tabla.

TABLA 5 - Espesor del aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)

Sección nominal del conductor mm ²	Espesor nominal del aislamiento a la tensión nominal U _o /U (U _m)				
	3,6/6 (7,2) kV mm	6/10 (12) kV mm	8,7/15 (17,5) kV mm	12/20 (24) kV mm	18/30 (36) kV mm
10	2,5	--	--	--	--
16	2,5	3,4	--	--	--
25	2,5	3,4	4,5	--	--
35	2,5	3,4	4,5	5,5	--
50 a 185	2,5	3,4	4,5	5,5	8,0
240	2,6	3,4	4,5	5,5	8,0
300	2,8	3,4	4,5	5,5	8,0
400	3,0	3,4	4,5	5,5	8,0
500 a 1000	3,2	3,4	4,5	5,5	8,0

NOTA: No se recomienda el empleo de conductores de sección inferior a las indicadas en esta tabla. De todos modos si es necesario emplearlos o se incrementa el diámetro del conductor mediante una pantalla sobre el conductor (véase 7.3.1) o se incrementa el espesor del aislamiento de forma que el gradiente eléctrico máximo aplicado al aislamiento en el ensayo de tensión no exceda el valor calculado para la menor sección de conductor dado en esta Tabla.

TABLA 6 - Espesor nominal del aislamiento de etileno-propileno (EPR) y etileno-propileno de alto módulo (HEPR)

Sección nominal del conductor mm ²	Espesor nominal del aislamiento a la tensión nominal U ₀ /U (U _m)					
	3,6/6 (7,2) kV		6/10 (12) kV	8,7/15 (17,5) kV	12/20 (24) kV	18/30 (36) kV
	Sin pantalla mm	Con pantalla mm	mm	mm	mm	mm
10	3,0	2,5	--	--	--	--
16	3,0	2,5	3,4	--	--	--
25	3,0	2,5	3,4	4,5	--	--
35	3,0	2,5	3,4	4,5	5,5	--
50 a 185	3,0	2,5	3,4	4,5	5,5	8,0
240	3,0	2,6	3,4	4,5	5,5	8,0
300	3,0	2,8	3,4	4,5	5,5	8,0
400	3,0	3,0	3,4	4,5	5,5	8,0
500 a 1000	3,2	3,2	3,4	4,5	5,5	8,0

NOTA: No se recomienda el empleo de conductores de sección inferior a las indicadas en esta tabla. De todos modos si es necesario emplearlos, o bien se incrementa el diámetro del conductor mediante una pantalla sobre el conductor (véase 7.3.1) o se incrementa el espesor del aislamiento de forma que el gradiente eléctrico máximo aplicado al aislamiento en el ensay de tensión no exceda el valor calculado para la menor sección de conductor dado en esta tabla.

TABLA 7 - Espesor de la cubierta interna extruida

Diámetro ficticio sobre el conjunto de conductores aislados cableados		Espesor de la cubierta interna extruida (valores aproximados) mm
Superior a mm	Inferior o igual a mm	
--	25	1,0
25	35	1,2
35	45	1,4
45	60	1,6
60	80	1,8
80	--	2,0

TABLA 8 - Diámetro nominal de los alambres de armadura

Diámetro ficticio bajo la armadura		Diámetro nominal del alambre de armadura mm
Superior a mm	Inferior o igual a mm	
--	10	0,8
10	15	1,25
15	25	1,6
25	35	2,0
35	60	2,5
60	--	3,15

TABLA 9 - Espesor nominal de los flejes de armadura

Diámetro ficticio bajo la armadura		Espesor nominal del fleje	
Superior a mm	Inferior o igual a mm	Acero o acero galvanizado mm	Aluminio o aleación de aluminio mm
--	30	0,2	0,5
30	70	0,5	0,5
70	--	0,8	0,8

TABLA 10 - Temperaturas máximas del conductor para los diferentes tipos de compuestos de cubierta

Compuesto de cubierta	Designación abreviada	Temperatura máxima del conductor en servicio normal °C
a) Termoplástico: policloruro de vinilo (PVC)	ST ₁	80
	ST ₂	90
polietileno	ST ₃	80
	ST ₇	90
b) Elastomérico: policloropreno, polietileno clorosulfonado o polímeros similares	SE ₁	85

TABLA 11 - Tensiones para los ensayos de rutina

Tensión U_o	kV	3,6	6	8,7	12	18
Tensión de ensayo	kV	12,5	21	30,5	42	63

TABLA 12 - Número de muestras para ensayos por muestreo

Longitud de cable				Número de muestras
Cables multipolares		Cables unipolares		
Superior a	Inferior o igual a	Superior a	Inferior o igual a	
km	km	km	km	
2	10	4	20	1
10	20	20	40	2
20	30	40	60	3
etc.		etc.		Etc.

TABLA 13 - Tensiones de los ensayos por muestreo

Tensión U_o	kV	6	8,7	12	18
Tensión de ensayo	kV	24	35	48	72

TABLA 14 - Tensión de impulso

Tensión U_o/U (U_m)	kV	3,6/6 (7,2)	6/10 (12)	8,7/15 (17,5)	12/20 (24)	18/30 (36)
Tensión de ensayo	kV	60	75	95	125	170

TABLA 15 - Requisitos para los ensayos tipo eléctricos, para los compuestos de aislamiento

	Designación de los compuestos (véase 7.2.1)	Unidades	PVC/B	EPR/ HEPR	XLPE
	Temperatura máxima de operación del cable en servicio normal (véase 7.2.1)	°C	70	90	90
1	Resistividad volumétrica ρ^*				
1a	- a 20 °C (véase 11.2.1)	Ω - cm	10^{14}	-	
1b	- a la temperatura máxima de operación del cable (véase 11.2.2)	Ω - cm	10^{11}	10^{12}	--
2	Constante de aislamiento K_i^*				
2a	- a 20 °C (véase 11.2.5)	M Ω -km	367	--	--
2b	- a la temperatura máxima de operación del cable (véase 11.2.2)	M Ω -km	0,37	3,67	--
3	tan δ (véase 11.1.5) - tan δ a la temperatura máxima de operación del cable mas 5 °C hasta 10 °C, máximo.	$\times 10^{-4}$	--	400	80
4	Ensayo de descarga parciales (véase 11.1.3, 11.1.4 y 11.1.6) - descarga a 1,73 U_0 , máximo	pC	--	5	5

*Para cables sin apantallar según 7.3. puntos a) y b) de tensión nominal 3,6/6 kV y aislamiento de PVC, EPR, HEPR.

TABLA 16 - Ensayos tipo no eléctricos, a compuestos de aislamientos y cubiertas
(véanse las Tablas 17 a 22)

	Designación de los compuestos (véase 7.2.1 y 7.10.2)	Aislamientos				Cubiertas				SE ₁
		PVC/A	EPR	HEPR	XLPE	PVC		PE		
						ST ₁	ST ₂	ST ₃	ST ₇	
1	Dimensiones									
1a	Medidas de los espesores	x	x	x	x	x	x	x	x	x
2	Propiedades mecánicas (tracción y alargamiento a la rotura)									
2a	Sin envejecimiento	x	x	x	x	x	x	x	x	x
2b	Después de envejecimiento en estufa de aire	x	x	x	x	x	x	x	x	x
2c	Después de envejecimiento de trozos de cable completos.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
2d	Después de la inmersión en aceite caliente	--	--	--	--	--	--	--	--	x
3	Propiedades termoplásticas									
3a	Ensayo de presión a temperatura elevada	x	--	--	--	x	x	--	x	--
3b	Resistencia a baja temperatura	x	--	--	--	x	x	--	--	--
4	Varios									
4a	Ensayo de pérdida de masa en estufa de aire	--	--	--	--	--	x	--	--	--
4b	Ensayo de choque térmico (fisuramiento)	x	--	--	--	x	x	--	--	--
4c	Ensayo de resistencia al ozono	--	x	x	--	--	--	--	--	--
4d	Ensayo de alargamiento en caliente	--	x	x	x	--	--	--	--	x
4e	Ensayo de no propagación de la llama (si se requiere)	--	--	--	--	x	x	--	--	x
4f	Ensayo de absorción de agua	x	x	x	x	--	--	--	--	--
4g	Estabilidad térmica	x	--	--	--	--	--	--	--	--
4h	Ensayo de contracción.	--	--	--	x	--	--	x	x	--
4i	Medida del contenido de negro de humo*	--	--	--	--	--	--	x	x	--
4j	Determinación de la dureza	--	--	x	--	--	--	--	--	--
4k	Determinación del módulo de elasticidad	--	--	x	--	--	--	--	--	--
4l	Ensayo de separación de la pantalla semiconductora **									
4m	Ensayo de penetración de agua ***									

NOTA: x indica que el ensayo de tipo se aplica

* Sólo para cubiertas exteriores de color negro

** Aplicable a los diseños que el fabricante declara que la pantalla semiconductora es pelable.

*** Aplicable a los diseños que el fabricante declara que se han introducido barreras contra la penetración de agua.

TABLA 17 - Requisitos de ensayo para las propiedades mecánicas de los compuestos para aislamientos (antes y después de envejecimiento)

	Designación de los compuestos (véase 7.2.1)	Unidades	PVC/B	EPR	HEPR	XLPE
	Temperatura máxima del conductor en servicio normal (véase 7.2.1)	°C	70	90	90	90
1	Sin envejecimiento (IEC 60811-1-1, apartado 9.1)					
1.1	Carga de rotura a tracción, mínimo	N/mm ²	12,5	4,2	8,5	12,5
1.2	Alargamiento hasta la rotura, mínimo	%	125	200	200	200
2	Después de envejecimiento en estufa de aire (IEC 60811-1-2, apartado 8.1)					
2.1.1	Después de envejecimiento sin conductor Tratamiento:					
	- temperatura	°C	100	135	135	135
	- tolerancia	°C	± 2	± 3	± 3	± 3
	- duración	d	7	7	7	7
2.1.2	Carga de rotura a tracción:					
	a) valor mínimo después del envejecimiento	N/mm ²	12,5	--	--	--
	b) variación*, máxima	%	± 25	± 30	± 30	± 25
2.1.3	Alargamiento hasta la rotura:					
	a) valor mínimo después del envejecimiento	%	125	--	--	--
	b) variación*, máxima	%	± 25	± 30	± 30	± 25

*Variación: diferencia entre la mediana obtenida después del envejecimiento y la mediana obtenida sin envejecimiento, expresada en porcentaje de ésta última.

TABLA 18 - Requisitos de ensayo para las propiedades mecánicas de los compuestos para cubierta (antes y después del envejecimiento)

	Designación de los compuestos (véase 7.10.2)	Unidades	ST₁	ST₂	ST₃	ST₇	SE₁
	Temperatura máxima del conductor en servicio normal (véase 7.10.2)	°C	80	90	80	90	85
1	Sin envejecimiento (IEC 60811-1-1, apartado 9.2)						
1.1	Carga de rotura a tracción, mínimo	N/mm ²	12,5	12,5	10,0	12,5	10,0
1.2	Alargamiento hasta la rotura, mínimo	%	150	150	300	300	300
2	Después de envejecimiento en estufa de aire (IEC 60811-1-2, apartado 8.1)						
2.1	Tratamiento:						
	- temperatura (tolerancia ± 2 °C)	°C	100	100	100	110	100
	- duración	d	7	7	10	10	7
2.1.2	Carga de rotura a la tracción:						
	a) valor mínimo después de envejecimiento	N/mm ²	12,5	12,5	--	--	--
	b) variación*, máxima	%	± 25	± 25	--	--	± 30
2.1.3	Alargamiento hasta la rotura:						
	a) valor mínimo después de envejecimiento	%	150	150	300	300	250
	b) variación *, máxima	%	± 25	± 25	--	--	± 40

* Variación: diferencia entre la mediana obtenida después del envejecimiento y la mediana obtenida sin envejecimiento, expresada en porcentaje de esta última.

TABLA 19 - Requisitos de ensayo para las propiedades particulares de los compuestos a base de PVC para aislamientos y cubiertas

	Designación de compuestos (véase 7.2.1 y 7.10.2)	Unidades	PVC/B	ST ₁	ST ₂
	Utilización del compuesto de PVC		Aislamiento	Cubierta	
1	Pérdida de masa en estufa de aire (IEC 60811-3-2, apartado 8.2)				
1.1	Tratamiento:				
	- temperatura (tolerancia ± 2 °C)	°C	--	--	100
	- duración	d	--	--	7
1.2	Pérdida de masa máxima	mg/cm ²	--	--	1,5
2	Ensayo de presión a temperatura elevada (IEC 60811-3-1, capítulo 8)				
2.1	Temperatura (tolerancia ± 2 °C)	°C	80	80	90
3	Comportamiento a baja temperatura* (IEC 60811-1-4, capítulo 8)				
3.1	Ensayos efectuados sin envejecimiento previo:				
	- doblado en frío para los cables de diámetro <12,5 mm				
	- temperatura (tolerancia ± 2 °C)	°C	-5	-15	-15
3.2	Alargamiento en frío sobre muestras troqueladas				
	- temperatura (tolerancia ± 2 °C)	°C	-5	-15	-15
3.3	Impacto en frío				
	- temperatura (tolerancia ± 2 °C)	°C	--	-15	-15
4	Choque térmico (IEC 60811-3-1, capítulo 9)				
4.1	Temperatura (tolerancia ± 3 °C)	°C	150	150	150
4.2	Duración	h	1	1	1
5	Estabilidad Térmica (IEC 60811-3-2, capítulo 9.1)				
5.1	Temperatura (tolerancia $\pm 0,5$ °C)	°C	200	--	--
5.2	Duración mínima	min	100	--	--
6	Absorción de agua (IEC 60811-1-3, apartado 9.1)				
	Método eléctrico				
6.1	Temperatura (tolerancia ± 2 °C)	°C	70	--	--
6.2	Duración	d	10	--	--

* Debido a condiciones climáticas particulares, las normas nacionales pueden requerir una temperatura más baja.

TABLA 20 - Requisitos de ensayo para las propiedades particulares de los compuestos a base de PE (polietileno termoplástico) para cubiertas

	Designación de los compuestos (véase 7.10.2)	Unidades	ST₃	ST₇
1	Densidad * (IEC 60811-1-3 capítulo 8)			
2	Contenido de negro de humo (únicamente para las cubiertas exteriores de color negro) (IEC 60811-4-1 capítulo 11)			
2.1	Valor nominal	%	2,5	2,5
2.2	Tolerancia	%	± 0,5	± 0,5
3	Ensayo de contracción (IEC 60811-1-3 capítulo 11)			
3.1	Temperatura (tolerancia ± 2 °C)	°C	80	80
3.2	Duración del calentamiento	h	5	5
3.3	Número de ciclos térmicos		5	5
3.4	Contracción máxima	%	3	3
4	Ensayo de presión a temperatura elevada (IEC 60811-3-1 apartado 8.2)			
4.1	Temperatura (tolerancia ± 2 °C)	°C	--	115

* La medida de la densidad no se requiere para los otros ensayos

TABLA 21 - Requisitos de ensayo para las propiedades particulares de diversos compuestos termoestables para aislamientos

	Designación de los compuestos (véase 7.2.1)	Unidades	EPR	HEPR	XLPE
1	Ensayo de resistencia al ozono (CEI 60811-2-1, capítulo 8)				
1.1	Concentración de ozono (en volumen)	%	0,025 a 0,030	0,025 a 0,030	--
1.2	Duración del ensayo sin grietas	h	24	24	--
2	Ensayo de grado de reticulación (hot set) (IEC 60811-2-1, capítulo 9)				
2.1	Tratamiento				
	- temperatura del aire (tolerancia ± 3 °C)	°C	250	250	250
	- tiempo bajo carga	min	15	15	15
	- esfuerzo mecánico	N/cm ²	20	20	20
2.2	Alargamiento máximo bajo carga	%	175	175	175
2.3	Alargamiento permanente máximo después del enfriamiento	%	15	15	15
3	Absorción de agua (IEC 60811-1-3, apartado 9.2) Método gravimétrico:				
3.1	Temperatura (tolerancia ± 2 °C)	°C	85	85	85
3.2	Duración	d	14	14	14
3.3	Aumento máximo de masa	mg/cm ²	5	5	1*
4	Ensayo de contracción (IEC 60811-1-3, capítulo 10)				
4.1	Distancia L entre marcas	mm	--	--	200
4.2	Temperatura (tolerancia ± 3 °C)	°C	--	--	130
4.3	Duración	h	--	--	1
4.4	Contracción máxima	%	--	--	4
5	Determinación de la dureza (véase anexo F)				
5.1	GIDC**, mínimo		--	80	--
6	Determinación del módulo de elasticidad (véase 12.19)				
6.1	Módulo al 150 % del alargamiento, mínimo.	N/mm ²	--	4,5	--

* Un aumento superior a 1 mg/cm² está en estudio para las densidades del XLPE superiores a 1 g/cm³

** GIDC: grado internacional de dureza del caucho.

TABLA 22 - Requisitos de ensayo para las propiedades particulares de compuestos elastoméricos para cubiertas

	Designación de los compuestos (véase 7.10.2)	Unidad	SE₁
1	Ensayo de inmersión en aceite mineral seguido de una determinación de las características mecánicas (IEC 60811-2-1, capítulo 10 IEC 60811-1-1, capítulo 9)		
1.1	Tratamiento: - temperatura del aceite (tolerancia ± 2 °C) - duración	°C h	100 24
1.2	Variación* máxima admitida de: a) carga de rotura a tracción b) alargamiento hasta la rotura	% %	± 40 ± 40
2	Ensayo de reticulación (Hot Set) (IEC 60811-2-1, capítulo 9)		
2.1	Tratamiento - temperatura (tolerancia ± 3 °C) - tiempo bajo carga - esfuerzo mecánico	°C min N/cm ²	200 15 20
2.2	Alargamiento máximo bajo carga	%	175
2.3	Alargamiento permanente máximo después del enfriamiento	%	15
* Variación: diferencia entre la mediana obtenida después del tratamiento y la mediana obtenida sin tratamiento, expresado en porcentaje de ésta última.			

14. ANTECEDENTES

- 14.1 IEC 60502-2:1998 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) to 30 kV ($U_m = 6$ kV) Part 1: Cables for rated voltages of 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)
- 14.2 VDE 0298:1998 Application of cables and flexible cords unpower installations; general requirements for cables with rated voltages U_0/U up to 18/30 kV

BIBLIOGRAFÍA

1. Ing. Carlos Huayllasco, "Curso de Instalaciones Eléctricas II", Docente de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería.
2. Ing. Julio Salvador, "Curso de Ingeniería Económica", Docente de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería.
3. Jorge Martín Cordero Rivera, "Diseño de un cable eléctrico aislado para media tensión en 15kV", Informe de Ingeniería para optar el Título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista, Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería.
4. Miguel Román, "Las nuevas Normas Técnicas Peruanas, Selección y Ensayos a los Conductores Eléctricos", INDECO S.A. – 2004.
5. NTP 370.250:2008.CONDUCTORES ELECTRICOS. Conductores para cables aislados
6. NTP 370.251:2006.CONDUCTORES ELÉCTRICOS. Alambres y cables de cobre para líneas aéreas (desnudos o protegidos) y puestas a tierra.
7. NTP 370.255-2:2004 CONDUCTORES ELÉCTRICOS, Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1kV ($U_m = 1,2kV$) hasta 30kV ($U_m = 36kV$). Parte 2: Cables para tensiones nominales de 6kV ($U_m = 7,2kV$) hasta 30Kv ($U_m = 36kV$).
8. NTP 370.255-1:2004 CONDUCTORES ELÉCTRICOS, Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1kV ($U_m = 1,2kV$) hasta 30kV ($U_m = 36kV$). Parte 1: Cables para tensiones nominales de 1kV ($U_m = 7,2kV$) y 3Kv ($U_m = 36kV$).
9. NTP 370.252:2007 CONDUCTORES ELECTRICOS. Cables aislados con compuesto termoplástico y termoestable para tensiones hasta e inclusive 450/750V.
10. Selección del calibre económico como una alternativa para el ahorro de energía
Ing. Jesús M. Ricárdez Barberá. Asesor Técnico Comercial del Sector Cables de Grupo Condumex

Página Web:

<http://www.electrocentro.com.mx/Seleccion%20Calibre%20Economico.doc>

11. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)
Pliegos Tarifarios del servicio público de Electricidad.

Página Web:

<http://www2.osinerg.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegosTarifariosUsuarioFinal.aspx?Id=150000>

12. Apuntes de Líneas, Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Cuyo, Argentina.

Página Web:

http://fing.uncu.edu.ar/catedras/archivos/electrotecnia/apuntes/lineas_electricas_baja_tension/linelectbt.pdf

13. Líneas y cables, Autor: Manuel Llorente Anton, Publicación Técnica de Schneider PT-073. Edición: Enero 2003

Página Web:

<http://www.ingeborda.com.ar/biblioteca/Biblioteca%20Internet/Catalogos%20de%20Fabricantes/Materiales%20Electricos/Schneider/PT073-v2-lineas.pdf>