



PONTIFICIA  
UNIVERSIDAD  
CATÓLICA DE  
VALPARAÍSO



**Gino Paolo Suárez Arena**

# Metodología de diseño para alimentadores subterráneos en media tensión

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica  
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 27 de Febrero de 2018



# Metodología de diseño para alimentadores subterráneos en media tensión

Gino Paolo Suárez Arena

Informe final para optar al título de Ingeniero Eléctrico,  
aprobada por la comisión de la  
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la  
Facultad de Ingeniería de la  
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso  
conformada por

Sr. Patricio Robles Calderón

Profesor Guía

Sr. René Sanhueza Robles

Segundo Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann

Secretario académico

Valparaíso, 27 de Febrero de 2018

*Dedicado a mi madre, Rosa Arena Romero.*

# Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mi familia por el apoyo al momento de toma la decisión de ingresar a la universidad. Por enseñarme que en la vida siempre se debe mantener de pie a pesar de las dificultades y también por entregarme valores que fueron fundamentales para poder enfrentar este desafío.

Al profesor señor Patricio Robles Calderón por brindarme la oportunidad de desarrollar este tema, por sus consejos y aportar con su sabiduría durante el desarrollo de este proyecto.

Al profesor correferente señor René Sanhueza Robles por sus consejos, comentarios y preocupación en todo sentido.

A mis amigos Mauricio, Gean, Andrés y Diego, gracias por tantos buenos momentos vividos, por ser la mejor compañía en las largas jornadas de estudio, dar palabras de aliento cuando lo necesitaba y haber tenido la oportunidad de conocerlos y crecer juntos como personas.

Agradecimiento especial a mi amigo Mauricio, quien más que mi amigo fue como un hermano.

Por último, agradecer a mi novia Camila, quien fue muy importante durante la última etapa de este proyecto, acompañándome y dando fuerzas en los momentos que más lo necesitaba.

*Valparaíso, 27 de febrero de 2018*

G.S

# Resumen

El siguiente trabajo presenta una propuesta de metodología de diseño para alimentadores subterráneos en media tensión, en el caso de alguna modificación o aumento de capacidad en redes de distribución de energía eléctrica. La propuesta de metodología se divide en siete pasos, en donde cada uno de ellos se ha puesto en orden secuencial.

El primero de ellos es conocer como es un cable subterráneo de media tensión, mediante su estructura, funcionamiento y condiciones de uso.

El segundo es realizar el trazado, en donde se debe verificar si existen o no canalizaciones que se puedan utilizar, realizar un estudio de la normativa aplicable a este tipo de trabajos, analizar qué tipo de dificultades se pueden presentar al momento de trabajar. Así de esa manera se conocerán las condiciones de operación del alimentador.

Como tercer paso se propone realizar una estimación de la carga, conociendo cuál es su corriente inicial, y el crecimiento de la demanda durante la vida útil del alimentador, para así poder estimar una sección en base al aumento de la misma.

El cuarto paso es la obtención de los parámetros eléctricos del alimentador, entre los que se encuentran la resistencia eléctrica del conductor, inductancias y capacitancias, entre otros.

El quinto paso es calcular la ampacidad del alimentador, la cual se obtiene en base al modelo térmico presentado en la normativa IEC60287.

En el sexto paso se propone verificar la sección escogida anteriormente, esto se hace comprobando que se cumpla con la regulación de tensión exigida por la normativa, con la capacidad de corriente a la cual estará sometido, con la capacidad de cortocircuito y además también se debe comprobar que la sección sea la más económicamente factible.

Como séptimo y último paso, se nombran algunos equipos de protección subterránea, solo como una manera de conocer cuáles son, y además se presentan algunos equipos de detección y ubicación de fallas.

Palabras claves: Alimentador, Cable subterráneo, pantalla, armadura Ampacidad, Resistencia térmica, Factores de pérdida.

# Abstract

The following work presents a proposal of design methodology for underground feeders in medium voltage, in the case of some modification or increase of capacity in electricity distribution networks. The methodology proposal is divided into seven steps, where each of them has been placed in sequential order.

The first of them is to know how is a medium voltage underground cable, through its structure, operation and conditions of use.

The second is to make the layout, where you must verify whether or not there are channels that can be used, perform a study of the regulations applicable to this type of work, analyze what kind of difficulties may arise at the time of work. This way, the operating conditions of the feeder will be known.

As a third step, it is proposed to estimate the load, knowing what its initial current is, and the growth of the demand during the useful life of the feeder, in order to estimate a section based on its increase.

The fourth step is to obtain the electrical parameters of the feeder, among which are the electrical resistance of the conductor, inductances and capacitances, among others.

The fifth step is to calculate the ampacity of the feeder, which is obtained based on the thermal model presented in the IEC60287 standard.

In the sixth step, it is proposed to verify the section chosen above, this is done by checking that the voltage regulation required by the regulations is met, with the current capacity to which it will be subjected, with the short-circuit capacity and in addition it must also be checked that the section is the most economically feasible.

As a seventh and last step, some underground protection equipment is named, only as a way to know what they are, and also some equipment for detecting and locating faults are presented.

Key words: Feeder, Underground cable, screen, armour, Ampacity, Thermal resistance, Loss factors,

# Índice general

Introducción.....	1
Objetivo general.....	2
Objetivos específicos .....	2
Alcances .....	3
1 Metodología de trabajo .....	4
1.1 Conocimiento de la estructura y funcionamientos de cables subterráneos .....	5
1.2 Trazado .....	5
1.3 Estimación de la carga y sección del conductor .....	6
1.4 Parámetros eléctricos y modelamiento de la línea .....	6
1.5 Cálculo de ampacidad .....	7
1.6 Criterios para la verificación de sección .....	7
1.6.1 Caída de tensión .....	8
1.6.2 Capacidad de corriente máxima en régimen estacionario .....	8
1.6.3 Corriente de cortocircuito .....	8
1.6.4 Sección económica.....	9
2 Cables subterráneos .....	10
2.1 Conductor .....	11
2.2 Capa semiconductor interna .....	13
2.3 Aislante .....	13
2.3.1 Papel impregnado .....	13
2.3.2 Polímeros .....	14
2.4 Semiconductor externo .....	15
2.5 Pantalla .....	16
2.6 Protección contra la humedad .....	16
2.7 Relleno (solo para cables trifásicos) .....	16
2.8 Cubierta de separación (solo para cables armados) .....	16
2.9 Armadura .....	17
2.10 Chaqueta exterior .....	17
3 Trazado de un alimentador subterráneo .....	18

---

3.1 Escenario del problema.....	18
3.2 Emplazamiento del alimentador .....	19
3.3 Restricciones de ruta .....	20
3.3.1 Normativa .....	20
3.3.2 Dificultades de trabajo.....	23
3.3.3 Dificultades en el lugar de trabajo .....	24
3.3.4 Otras condiciones.....	24
3.4 Algoritmo de dijkstra .....	25
3.4.1 Idea de implementación del algoritmo .....	26
3.4.2 Análisis de la o las opciones entregadas por el algoritmo .....	27
3.5 Condiciones del terreno por el que el alimentador será instalado.....	27
<b>4 Estimación de la carga y sección del conductor.....</b>	<b>28</b>
4.1 Corriente inicial .....	28
4.2 Crecimiento de la demanda.....	28
4.3 Sección del conductor .....	29
<b>5 Parámetros eléctricos y pérdidas .....</b>	<b>31</b>
5.1 Resistencia AC del conductor .....	31
5.2 Capacitancia y pérdidas en el dieléctrico .....	33
5.3 Pérdidas por circulación de corrientes en cubierta metálica y armadura .....	35
5.3.1 Unión de las cubiertas metálicas .....	35
5.3.2 Factor de pérdida de la cubierta metálica .....	37
5.3.3 Factor de pérdida en la armadura.....	41
<b>6 Ampacidad.....</b>	<b>44</b>
6.1 Analogía entre el comportamiento térmico y eléctrico .....	44
6.2 Ampacidad en estado estacionario .....	45
6.3 Resistencias térmicas.....	47
6.3.1 Resistencia térmica entre el conductor y la cubierta (T <sub>1</sub> ) .....	49
6.3.2 Resistencia térmica entre la cubierta/pantalla y armadura (T <sub>2</sub> ) .....	53
6.3.3 Resistencia de la chaqueta exterior del cable (T <sub>3</sub> ) .....	54
6.3.4 Resistencia entre la cubierta exterior y la superficie del suelo (T <sub>4</sub> ).....	54
<b>7 Criterios para verificación de sección .....</b>	<b>61</b>
7.1 Máxima intensidad de corriente en régimen permanente .....	61
7.2 Caída de tensión.....	62
7.3 Capacidad de cortocircuito .....	64
7.3.1 Determinación de la capacidad de cortocircuito del conductor .....	64
7.3.2 Cálculo de intensidad de cortocircuito.....	68
7.4 Sección económica .....	69
<b>8 Caso de estudio .....</b>	<b>73</b>
8.1 Presentación del problema .....	73

---

8.2 Solución propuesta .....	74
8.3 Trazado .....	74
8.3.1 Restricciones de ruta .....	74
8.3.2 Ruta más corta .....	75
8.3.3 Condiciones del terreno e instalación .....	77
8.4 Elección del cable .....	78
8.4.1 Conductor .....	78
8.4.2 Aislación .....	78
8.4.3 Pantalla.....	79
8.4.4 Capa higroscópica .....	79
8.4.5 Armadura .....	79
8.4.6 Cubierta exterior.....	80
8.4.7 Cable seleccionado de catálogo comercial y esquema de instalación .....	80
8.5 Estimación de carga y sección del conductor .....	82
8.5.1 Estimación de la carga .....	82
8.5.2 Estimación de la sección del conductor .....	82
8.6 Parámetros eléctricos y pérdidas.....	85
8.6.1 Resistencia en corriente alterna .....	85
8.6.2 Capacitancia y pérdidas en el dieléctrico .....	86
8.6.3 Reactancia inductiva y factores de pérdida en la pantalla.....	86
8.7 Ampacidad.....	88
8.8 Criterios para verificación de sección .....	89
8.8.1 Intensidad máxima admisible.....	89
8.8.2 Caída de tensión .....	90
8.8.3 Capacidad de cortocircuito .....	92
8.8.4 Corrientes de cortocircuito.....	95
8.9 Análisis de costos .....	98
8.10 Evaluación de opciones.....	98
9 Discusiones y conclusiones .....	101
Bibliografía .....	103

# Introducción

Debido al constante incremento en la demanda de energía eléctrica es que se hace cada vez más necesario mantener los sistemas de distribución actualizados según estas necesidades.

Usualmente las líneas en sistemas de distribución son aéreas, provocando un gran impacto en su entorno. Como alternativa a las líneas aéreas, en situaciones donde su instalación se vuelve compleja, como en ciudades densamente pobladas, sectores donde existe peligro de avalanchas, lugares en que hay obstáculos difíciles de sortear, cruce de ríos, entre otros, surge la posibilidad de usar redes subterráneas.

Al momento de considerar esta opción como alternativa a la instalación de una línea aérea, el costo es un tema relevante, ya que en el caso de una línea subterránea este puede ser varias veces superior al costo de una línea aérea

Para implementar una red subterránea en media tensión, se debe conocer las alternativas disponibles y los factores que definen su capacidad. Si bien existe una gran cantidad de factores que intervienen en este tipo de red, desde el punto de vista eléctrico son dos los que a grosso modo se pueden destacar por sobre otros, que son los mismos que hacen que este tipo de red posea un tratamiento tan distinto al de una aérea. El primero es la disipación de calor que afecta directamente a la capacidad de corriente que el cable puede transportar, y el segundo es la existencia de un mayor efecto inductivo entre cables cercanos debido a la distancia que en este caso es mucho menor al de la distancia entre cables aéreos.

La disipación de calor es un tema a considerar en redes subterráneas, ya que es el principal limitante en la capacidad de corriente que es posible transportar por los cables, término más comúnmente conocido como ampacidad. El flujo de calor, que proviene desde los hilos del conductor del cable, fluye a través de cada capa que exista entre la parte exterior del conductor y la superficie del terreno donde esté instalado el alimentador. Cada una de estas capas presenta una resistencia al flujo de calor (mucho mayor a la que opone al aire en caso de redes aéreas), que finalmente logra que el calor quede atrapado en el mismo cable, disminuyendo la ampacidad del mismo.

En redes subterráneas, el contacto de los cables de media tensión con superficies, en el caso de este trabajo ductos, hace que el campo eléctrico pierda su distribución uniforme y las líneas de

flujo se orienten hacia el punto de contacto o tierra, produciendo un desgaste del elemento aislante, ocasionando, con el paso del tiempo, sobrecalentamientos y descargas parciales, hasta lograr una falla franca o arco eléctrico a tierra. Es por eso que en redes subterráneas es necesario utilizar una serie de componentes adicionales al aislamiento, como una pantalla semiconductor pegada al conductor eléctrico y una pantalla electrostática, formada por una semiconductor adherida al exterior del aislamiento e hilos aterrizados, o con cinta metálica, comúnmente cobre. Estos elementos adicionales logran homogeneizar las líneas de flujo, evitar la concentración de esfuerzos eléctricos debido a la no uniformidad del campo, y atrapar el campo eléctrico, así de esa manera hacer que todo el campo se drene a tierra, mediante el aterrizaje de las pantallas en cada uno de sus extremos.

Junto con las variables mencionadas anteriormente, también son importantes al momento de realizar un proyecto tanto en red aérea como subterránea, la caída de tensión, y la capacidad de cortocircuito del alimentador. En el caso de la caída de tensión en media tensión, esta no debe superar el 6% de la tensión nominal durante el 95% del tiempo. Mientras que, en el caso de la capacidad de cortocircuito, esta debe ser superior a la corriente de falla monofásica que circule tanto en el conductor, como en la pantalla.

Otro aspecto que es de gran importancia, y que se mencionó en los primeros párrafos, son los costos, ya que son considerablemente mayores en comparación a una red aérea. El principal costo a considerar es la inversión inicial, sumado además al de las pérdidas tanto por efecto Joule en cada una de las partes conductoras del cable, y las pérdidas por efecto capacitivo que se produce por la existencia la aislación. Cabe mencionar que todas estas pérdidas son directamente proporcionales al crecimiento de la demanda.

En relación a lo comentado en los párrafos anteriores, es de vital importancia conocer las variables que afectan al momento de diseñar un alimentador subterráneo, entender de qué manera se comportan y relacionan, para de esa manera elegir una alternativa que cumpla con los requerimientos, y lo más importante, que funcione dentro de los parámetros deseados y no presente problemas durante su vida útil.

## **Objetivo general**

- Elaborar una metodología para desarrollar proyectos de modificación y aumento de capacidad en redes subterráneas de media tensión de empresas distribuidoras de energía eléctrica.

## **Objetivos específicos**

- Analizar las distintas variables involucradas en proyectos de redes subterráneas de distribución
- Elaborar modelos para el dimensionamiento de los cables, y especificaciones de sus características técnicas
- Elaborar metodología para establecer trazado
- Incorporar aspectos tecnológicos para la localización de fallas y esquemas de protección
- Aplicaciones a redes de distribución en zonas urbanas de Valparaíso.

## **Alcances**

- En este trabajo solo se tratarán aspectos eléctricos, por lo que se descartan estudios que tengan que ver con características físicas o mecánicas que se puedan presentar, lo que no quiere decir que no deban ser tomados en cuenta.
- Solo se trabajará con alimentadores de 1 circuito trifásico simple
- Los cables serán instalados de manera subterránea en ductos, o en bancos de ductos.
- Para el caso de instalación en ductos o bancos de ductos, se trabajará con solo un cable por tubería o ducto, esto es con la finalidad de acercar el trabajo a la normativa aplicada por la empresa distribuidora de la ciudad.
- En el caso del cálculo de ampacidad, se trabajará con régimen de trabajo estacionario, por lo que el transitorio no se considera.
- Cables solo con conductor en configuración circular.
- Las resistividades térmicas de los materiales y del terreno se considerarán constantes en el tiempo.

# 1 Metodología de trabajo

Enfrentar un proyecto en redes de distribución eléctrica presenta una gran cantidad de factores a considerar para poder llevarlo a cabo, es por esta razón que cada uno de estos debe ser estudiado de manera correcta, para así asegurar el correcto funcionamiento del mismo y además cumplir con los requerimientos que la normativa exige.

Las redes subterráneas son un caso especial en proyectos de este tipo, ya que se producen fenómenos que, si bien existen en las redes aéreas, como lo son el caso de la disipación de calor en los conductores, o el efecto capacitivo en sus líneas, estos no influyen de una manera tan significativa como en el caso de las redes subterráneas.

Si bien, existe una lógica y ciertos criterios para desarrollar proyectos en redes subterráneas, estos no se encuentran de una manera ordenada que indique que pasos seguir, que detalle son importantes a considerar o que explique cómo se comporta una red de este tipo bajo ciertas condiciones.

Es por esta razón que en este trabajo se desarrolla una metodología que incluye los principales criterios utilizados en trabajos de este tipo, así de esta manera, este pueda ser de utilidad o tomado como referencia al momento de enfrentar un proyecto en el que se trabaje con redes subterráneas.

La metodología presentada en este trabajo consta de bloques principales, los que son conocer las condiciones de la instalación, conocer las características del cable a utilizar, modelación del sistema y finalmente la elección adecuada de la sección del conductor. Un diagrama de bloques se presenta a continuación.

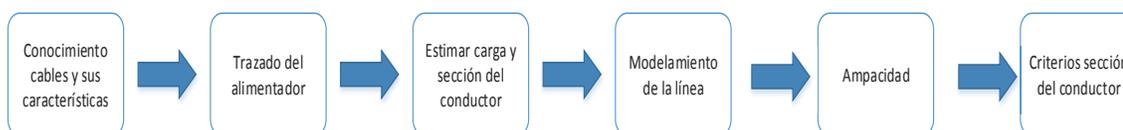


Figura 1-1: Etapas principales de la metodología propuesta

El detalle de cada etapa presentada anteriormente se presenta a continuación.

## **1.1 Conocimiento de la estructura y funcionamientos de cables subterráneos**

Como primer punto dentro de la metodología, se propone estudiar la estructura y funcionamiento de los cables subterráneos utilizados en media tensión. La razón del porqué comenzar con esto, es debido a que este tipo de cable presenta una estructura bastante distinta a los utilizados en redes aéreas, ya que cada uno de sus componentes están en respuesta a los fenómenos que se presentan en este tipo de instalación, y evitan o minimizan efectos indeseados que ocurren, los que van cambiando según las condiciones de instalación y uso.

Es importante conocer sus características constructivas, ya que estas determinan valores como su temperatura máxima de operación, resistencia eléctrica en partes conductoras, pérdidas tanto por efecto Joule, como capacitivas, entre otras. Además de lo anterior, también existen capas denominadas de protección, que pueden ser o no necesarias según las condiciones de instalación, como lo son la capa higroscópica para cuando exista una alta presencia de humedad, o la armadura, que se utiliza como una protección mecánica en caso que el cable sea sometido a grandes tracciones o ante la presencia de roedores.

Es por esta razón que se debe conocer en detalle la estructura, propiedades y comportamiento de cada componente del cable, para de esta manera escoger el más adecuado según el proyecto a realizar.

## **1.2 Trazado**

El trazado es el segundo paso a considerar según la metodología propuesta, ya que entrega dos aspectos importantes que se consideran paso previo a los siguientes. El primero de ellos es obviamente la ruta escogida. Una vez conociendo por donde se instalará el cable, se obtiene la segunda información, que es bajo qué condiciones de instalación se someterá el alimentador.

Para lograr encontrar el trazado, primero se debe conocer la normativa vigente que sea aplicable a este tipo de trabajos, y una vez aplicada esta, y eliminando posibles tramos o rutas con las que se presenten dificultades bajo la misma, es que se debe proceder a realizar un estudio de las dificultades que se puedan presentar al momento de realizar el trabajo en el lugar, como por ejemplo, las dificultades de excavación, cruce de calles, existencia de canalizaciones cercanas, entre otras.

Para lograr encontrar la ruta mínima (camino más corto), se ocupa el algoritmo de Dijkstra, el cual entrega una ruta mínima entre dos puntos.

Una vez ya encontrada la ruta, como se mencionó al comienzo de esta sección, se conocerá el mismo tiempo bajo qué condiciones de instalación será sometido el alimentador, información necesaria para seleccionar el tipo de cable a utilizar y también para realizar el cálculo de ampacidad del mismo.

Se recomienda seleccionar al menos dos secciones para poder comparar más adelante cuál de ellas es más ventajosa en cuanto a sus pérdidas, inversión, pérdidas y ampacidad.

### 1.3 Estimación de la carga y sección del conductor

Una vez ya conociendo las características de los cables subterráneos, el trazado a realizar, las condiciones a la que será sometido el alimentador y escogido que tipo de cable se instalará, se propone estimar la carga y la sección del conductor adecuada para la misma.

Para poder estimar la carga a la que será sometido el alimentador, primero se debe considerar cuál es la corriente inicial que se está demandando. Como segundo paso es necesario conocer cuánto será vida útil de un cable subterráneo (generalmente entregado en N años), como se sabe que la corriente demandada generalmente crece anualmente, se aplica una tasa de crecimiento de la demanda a la corriente inicial en la misma cantidad de años que la vida útil estimada en el cable a utilizar. Así de esa manera se conocerá aproximadamente cuál será la corriente máxima que se demandará en ese alimentador.

El siguiente paso propuesto, que es la selección de la sección del conductor, va en función de la corriente máxima que demandará la carga, es por ello que se propone en primera instancia, realizar una revisión en los catálogos de cables subterráneos, y ahí escoger una sección que se acerque a una que sea capaz de soportar la corriente de trabajo, siempre teniendo en consideración que las condiciones de instalación en los catálogos no son las mismas y que por esa misma razón los valores no serán idénticos, pero si serán cercanos.



Figura 1-2: Paso número 3 en la metodología propuesta

### 1.4 Parámetros eléctricos y modelamiento de la línea

En esta etapa, al ya conocer las características constructivas del cable y de su instalación, entre las que destaca:

- Material del conductor
- Tipo de aislación
- Temperatura de operación
- Diámetros y espesor de cada capa del cable
- Profundidad de instalación
- Distancia entre cables.

se puede obtener los valores de resistencia en corriente alterna, reactancia inductiva, capacitancia, factores de pérdida en la cubierta metálica, en la armadura y las pérdidas por efecto Joule, valor de capacitancia y las pérdidas en el dieléctrico. Todos estos valores son de gran importancia en los que pasos posteriores, debido a que con ellos se puede encontrar el valor de ampacidad, y se puede también encontrar el valor de caída de tensión, capacidad de cortocircuito, entre otros.

Con la información anterior, se puede obtener el modelo de la línea para poder estudiarla en los pasos siguientes.

### **1.5 Cálculo de ampacidad**

En esta etapa se trabaja con la relación existente entre la ley de Ohm eléctrica y la térmica. Desde el conductor del cable existe un flujo de calor que atraviesa por cada capa del mismo, y después se disipa al exterior, cada capa por la que pasa el flujo de calor se modela como una resistencia térmica, mientras que el flujo de calor es el equivalente a la corriente eléctrica, y la diferencia de temperatura entre el ambiente y la temperatura de operación del cable es el equivalente a la diferencia de tensión en un circuito eléctrico. Así de esta manera, con los valores obtenidos en el modelo térmico, más los obtenidos en el modelo eléctrico, se puede encontrar el valor de ampacidad del cable bajo las condiciones de instalación descritas en los pasos anteriores.

### **1.6 Criterios para la verificación de sección**

Este es el último paso en la metodología propuesta. Aquí se realizan cálculos para verificar si la sección previamente escogida cumple con los requerimientos que permiten al alimentador funcionar correctamente y bajo la norma exigida, entre los que se encuentran la regulación de tensión, que sea capaz de soportar la corriente en régimen permanente y la corriente de cortocircuito. Se agrega además el cálculo de sección económica que permite conocer que sección de conductor es la que produce menores costos y pérdidas. A continuación, se nombran cada uno de ellos de manera resumida.

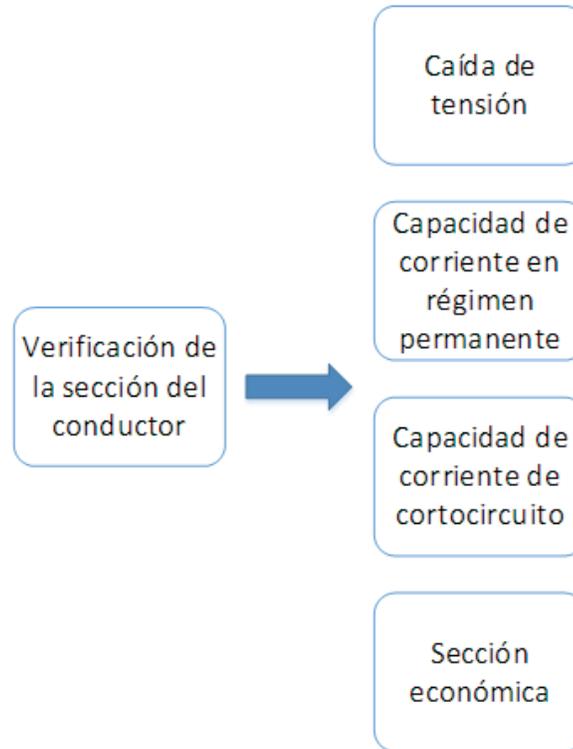


Figura 1-3: Paso 6 de la metodología propuesta

### 1.6.1 Caída de tensión

Este paso se realiza para verificar que el nivel de caída de tensión no sobrepase el exigido por la norma. Como en los pasos anteriores se modeló eléctricamente la línea, y con la realización de la ruta se conoce el largo de la misma, se puede encontrar el tetrapolo que servirá para modelar la línea con el modelo PI nominal. Una vez obteniendo el tetrapolo se puede encontrar los valores de tensión y corriente de la línea, y con esto ya se está en condiciones de encontrar el valor de regulación de tensión. Se debe tener en consideración que este debe ser menor a la exigida por la normativa, en caso contrario se debe aumentar la sección del conductor y volver a realizar los pasos anteriormente descritos en esta sección.

### 1.6.2 Capacidad de corriente máxima en régimen estacionario

Esto es exactamente lo mismo que se calculó en la ampacidad, ya que esta es la máxima capacidad de corriente que puede transportar un conductor, en esta sección se vuelve a nombrar solo porque también es un criterio para la elección de una sección adecuada. Por lo dicho anteriormente, este valor es el mismo calculado en la ampacidad.

### 1.6.3 Corriente de cortocircuito

Como segundo criterio para la elección de la sección del conductor se toma la capacidad de cortocircuito del cable previamente seleccionado. El primer paso a realizar es encontrar la capacidad de cortocircuito que el cable es capaz de soportar bajo condiciones de falla, esta

depende del tipo de material del conductor, tipo de aislación, sección y el tiempo de corte de la protección que opera sobre el alimentador.

Luego se debe calcular el valor de corriente de cortocircuito que existiría bajo condición de falla, esta se estima realizando el cálculo de una falla monofásica a tierra.

Y como último paso se debe verificar que el cable sea capaz de soportar el valor de corriente que soporta el cable sea mayor al nivel de corriente en caso de haber una falla monofásica, de lo contrario, se debe aumentar la sección del conductor.

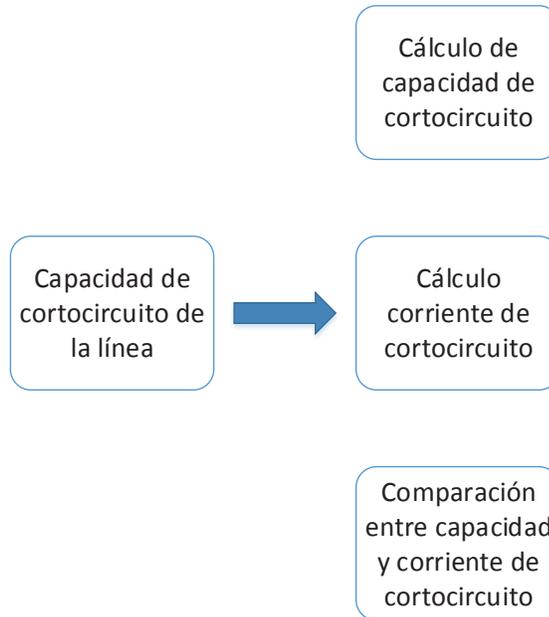


Figura 1-4: Etapas para el cálculo de capacidad de cortocircuito de la línea

#### 1.6.4 Sección económica

Esta es la última etapa de la metodología, aquí se realizan cálculos para seleccionar que sección de conductor es la más adecuada desde el punto de vista económico. Este concepto hace referencia a escoger una sección de conductor que tenga el menor costo posible entre la suma del costo de inversión, junto con el costo de las pérdidas durante su vida económica estimada en el paso 3.

## 2 Cables subterráneos

Conocer las distintas tecnologías de construcción para cables subterráneos es de vital importancia al momento de enfrentarse a problemas de diseño de un alimentador, ya que al conocer la composición y principales características de cada material en las distintas capas del cable, permite la elección adecuada de éste y además permite tener una mayor claridad al momento de realizar el análisis de capacidad térmica, ya que cada material dentro del cable se comporta de una manera distinta en el análisis térmico.

Los cables en media tensión subterráneos están constituidos principalmente por un conductor en el caso de los monofásicos, o tres en el caso trifásico, y este puede ser de aluminio o cobre. La aislación que principalmente puede ser de dos tipos, papel o compuestos poliméricos. Además de lo anterior, también existen una serie de capas adicionales que cumplen funciones de protección mecánica y contra agentes externos como lo son la armadura y la cubierta exterior, y protección eléctrica que son la capa semiconductor y la pantalla.

En este capítulo se presenta una descripción de la estructura de los cables subterráneos, explicando cada una de las partes que lo componen, la función que presta cada una de ellas y las distintas tecnologías de construcción usadas en este tipo de cables

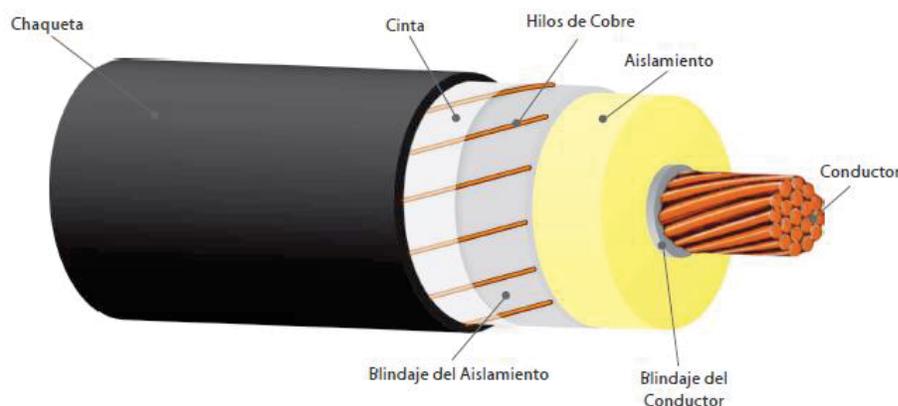


Figura 2-1: Cable de media tensión con apantallamiento de hilos de cobre  
(Fuente: <https://www.bjhygkable.com>)

## 2.1 Conductor

### Cobre

Es un muy buen conductor de calor y electricidad. Por su conductividad eléctrica es el metal ideal para instalaciones eléctricas, además los conductores eléctricos son resistentes a la corrosión, presentan una gran resistencia mecánica y alta flexibilidad. En la tabla 2-1 se puede observar las conductividades para distintos metales.

Tabla 2-1 Conductividad relativa de metales ocupados en conductores [1]

Metal	Conductividad Relativa (Cobre =100)
Plata	106,3
Cobre	100
Oro	73,8
Aluminio	61,7
Sodio	35,4
Zinc	29
Hierro	17,2
Estaño	15
Plomo	7,9



Figura 2-2: Cable de cobre trenzado (Fuente: <https://www.topcable.com>)

### Aluminio

Es un metal blanco plateado que presenta una pequeña resistividad mecánica en comparación al cobre, pero si una alta ductibilidad y maleabilidad con respecto al mismo. El costo del aluminio es inferior al del cobre, lo que hace más atractivo su uso en algunas aplicaciones eléctricas. En la tabla 2-2 se muestran algunos de los parámetros importantes del cobre y del aluminio.

Tabla 2-2 Parámetros del cobre y aluminio [2]

Parámetros	Unidades	Cobre	Aluminio
Resistividad específica a 20° C	$10^{-8} \Omega m$	2,8264	1,7241
Coefficiente térmico	$^{\circ}C^{-1}$	0,0043	0,0039
Densidad	$10^3 kg/m^3$	2,7	8,9
Calor específico	J/kgK	880	385
Resistencia a la tracción 0,2% de elongación			
- Harddrawn	$N/mm^2$	140	330
- Recocido		45	70
Tracción permitida en la instalación (recocido)	$N/mm^2$	20	50

### Configuración de los conductores

El tipo de configuración del conductor a elegir varía según los requerimientos que se tengan. En la figura 2-3 se puede apreciar algunas de las distintas configuraciones existentes

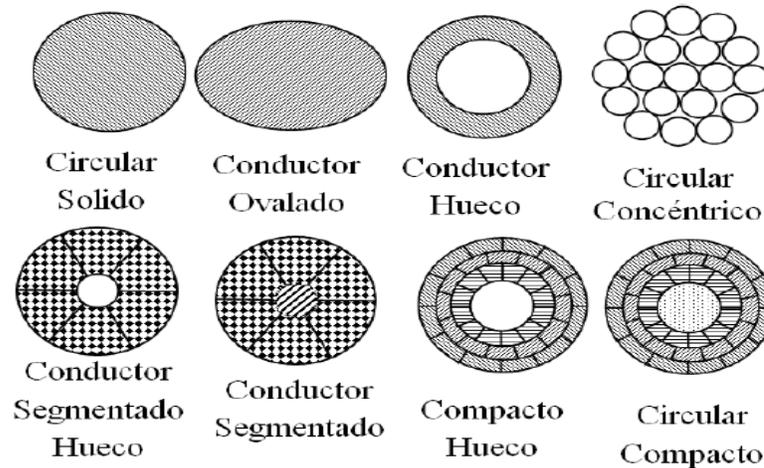


Figura 2-3: Distintos tipos de configuraciones en conductores eléctricos [3]

Es común el uso de conductores concéntricos, el que se forma por capas de hebras del conductor. La primera hebra se ubica en el centro, en torno a la que se agregan capas de hebras de conductor, la primera capa se enrolla hacia un lado de la hebra del conductor central, mientras que la capa siguiente se enrolla en el otro sentido y así sucesivamente hasta completar la sección del conductor, como se puede ver en la figura 2-2.

Los cables que usan polímeros como aislante, usualmente usan un conductor de tipo circular concéntrico comprimido. En el caso de los cables trifásicos, para una tensión entre 12 y 24 Kv, la configuración del conductor tiene un perfil segmentado, con la que se logra mantener bien definida la sección del conductor y permite una reducción en la sección del cable. Los cables con masa impregnada como material aislante usan solamente conductores segmentados.

## **2.2 Capa semiconductor interna**

Es una capa de material semiconductor que se instala entre el conductor y el aislante, posee una función doble, las que son:

- Impedir la ionización del aire que, en otro caso, se encontraría entre el conductor metálico y el material aislante (efecto corona). La capa semiconductor forma cuerpo único con el aislante y no se separa del mismo, constituyendo una verdadera superficie equipotencial del conductor. Los eventuales espacios de aire quedan bajo esta superficie y, por lo tanto, fuera de la acción del campo eléctrico.
- Mejorar la distribución del campo eléctrico en la superficie del conductor. Dicha capa, gracias a su conductividad, convierte en cilíndrica y lisa la superficie del conductor, ya que puede concebirse como parte integrante del mismo, eliminando así los posibles focos de gran sollicitación eléctrica en el aislamiento.

## **2.3 Aislante**

En términos generales se puede considerar que los materiales utilizados como aislantes en cables subterráneos de media tensión son de dos tipos, uno es el papel impregnado y el segundo son los polímeros.

Las principales características que debe presentar un material aislante son: alta resistencia dieléctrica, alto nivel de aislación, una larga vida útil, una baja resistividad térmica, una baja permitividad relativa (así posee una menor capacidad de polarizarse), ser inmune a las reacciones químicas en un rango aceptable de temperatura, manipulable desde el punto de vista de la instalación, y que su costo sea el más bajo posible de acuerdo con los requerimientos.

### **2.3.1 Papel impregnado**

En las primeras etapas de los cables subterráneos el papel impregnado con resinas y aceites minerales era el único dieléctrico empleado en los cables subterráneos, tanto en alta como en baja tensión. Actualmente con la aparición de nuevos materiales aislantes como los aislantes en base a polímeros, su uso ha ido en decadencia.

El papel está compuesto por fibras de celulosa, éstas al entrelazarse entre sí dan origen al papel. Las uniones de las fibras crean escamas, y estas escamas son las que dan al papel la resistencia mecánica adecuada para ser usado en la aislación de los cables de potencia.

Con una aislación de papel impregnado de buena calidad, con una permitividad relativa ( $\epsilon_r$ ) de 3,6, es posible disminuir el valor de  $\tan(\delta)$  a 0,002, donde  $\delta$  corresponde al ángulo de pérdidas en el aislante.

El motivo por el que se continúa usando papel, es que actúa como un medio de transporte para el agente impregnante que se encarga de sellar cualquier poro o cavidad que se produzca en la aislación, en un lapso razonable de tiempo.

### 2.3.2 Polímeros

A este grupo de materiales aislantes se les conoce como aislantes secos. Los más usados son el policloruro de vinilo (PVC), el polietileno (PE), el etileno propileno (EPR) y el polietileno reticulado (XLPE).

Los polímeros PVC y PE son termoplásticos, de modo que a una baja temperatura presentan una cadena polimérica compacta y ordenada, lo que se manifiesta obteniendo un polímero duro, pero al aumentar la temperatura se tendrá una cadena polimérica enlazada, lo que les da una estructura amorfa, transformando el polímero en un material plástico o deformable.

Los polímeros XLPE y EPR son dieléctricos termoestables, los que ven mejorada su resistencia mecánica y además les permite trabajar a temperaturas mucho mayores que los termoplásticos. En la tabla 2-3 se muestran las temperaturas máximas de operación recomendadas para estos tipos de aislación.

Tabla 2-3 Temperatura de operación máxima en aislaciones [4]

Dieléctrico	Max. Temperatura (operación continua) [°C]	Max. Temperatura (operación de emergencia) [°C]
Papel impregnado	65-80	160-250
PVC	70	150-160
PE:		
-Alta densidad	70	120
-Baja densidad	80	160
XLPE	90	250
EPR	90	250

#### Policloruro de vinilo (PVC)

El PVC polímero se obtiene de agregar hidrógeno clorado o cloro al etileno o acetileno. El resultado de esto produce un polímero en forma de polvo blanco sin olor, inerte, no inflamable e insoluble en cualquier líquido a temperatura normal. En los cables de poder se usa un PVC compuesto, el que da forma a una aislación dura y flexible. El PVC compuesto se usa en cables de poder que operan entre 17,3 y 30 kV.

### Polietileno reticulado (XLPE)

El polietileno reticulado es el resultado de someter polietileno a un proceso de vulcanización, el que consiste en crear enlaces entre las moléculas de polietileno. Este proceso permite que el polietileno reticulado se mantenga en estado sólido incluso a la temperatura en que se funde el polietileno, por lo que las normas internacionales consideran una temperatura de operación de 90 °C, transformándose en su principal ventaja, ya que su temperatura de operación es superior a los demás medios de aislación.

### Etileno Propileno (EPR)

El etileno propileno es un copolímero (material compuesto por dos polímeros) compuesto de etileno y propileno.

El etileno propileno copolímero puede tener distintas características según su estructura, siendo estas parecidas a las del polietileno reticulado. Su principal desventaja es que absorbe bastante más la humedad que el polietileno reticulado, motivo por el que las pérdidas se ven incrementadas, especialmente en instalaciones subterráneas y tiene una baja tolerancia a las descargas atmosféricas.

Su principal ventaja sobre el polietileno reticulado es que tiene mayor flexibilidad, por lo que los cables de poder con este tipo de aislación son menos rígidos y por ese motivo más fácil de manipular. En la tabla 2-4 se muestran las características de los distintos polímeros que se usan como aislantes en los cables.

Tabla 2-4 Propiedades de los dieléctricos [4]

Aislación	PVC	PE	XLPE	EPR	Papel Impregnado
Densidad	1400	900	900	1200	1250
Resistividad térmica [°K.m/W]	6	3 (alta densidad) 3,5(baja den.)	3,5	5	5-6
Permitividad relativa [ $\epsilon_r$ ]	8	2,3	2,3	3,3	3,5
$\tan(\delta)$	$100 \cdot 10^{-3}$	$4 \cdot 10^{-4}$	$4 \cdot 10^{-4}$	$4 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$

## 2.4 Semiconductor externo

Es colocada alrededor de la primera capa de aislamiento, está conformada por una mezcla extrusionada y reticulada de características similares a la del aislamiento, pero de baja resistencia eléctrica. Sus funciones son:

- Reducir la tensión superficial a cero
- Permitir una trayectoria directa de las corrientes de corto circuito si la pantalla está conectada sólidamente a tierra.

## **2.5 Pantalla**

Está normalmente constituida por una envolvente metálica (cintas o hilos de cobre), aplicadas sobre la capa semiconductor externa. Entre sus funciones se encuentran:

- Confinar el campo eléctrico en el interior del cable
- Lograr una distribución simétrica y radial del esfuerzo eléctrico en la aislación
- Limitar la influencia mutua entre los cables cercanos
- Evitar, o al menos reducir el peligro de electrocuciones

La pantalla debe operar todo el tiempo cerca de, o al potencial de tierra, es por esa razón que debe ser aterrizada en ambos extremos.

## **2.6 Protección contra la humedad**

Se realiza con materiales higroscópicos (que absorben humedad), debe evitarse la entrada de humedad hasta los aislamientos, pues éstos perderían sus propiedades dieléctricas. Es por esta razón que se disponen envolturas metálicas los aislamientos de los conductores y sobre la aislación principal que cubre el total del cable.

Existen dos tipos principales de cubiertas metálicas, la primera es la cubierta metálica de extrusión, la que consiste en un tubo continuo, sin costura, de espesor uniforme y sin ningún tipo de soldadura; exceptuando las uniones, en forma de anillo circular. Generalmente se emplea un tubo de plomo puro. El segundo tipo es la cubierta metálica con soldadura longitudinal, la que se obtiene por la soldadura de los bordes coincidentes de un fleje, formando un tubo. Con el objetivo de mejorar su flexibilidad, generalmente este tubo es corrugado.

## **2.7 Relleno (solo para cables trifásicos)**

En los cables trifásicos, los conductores aislados y apantallados se cablean. Para dar forma cilíndrica al conjunto se aplica un relleno, y eventualmente una capa de un material apropiado que pueda ser fácilmente eliminado cuando haya que confeccionar empalmes o terminales

## **2.8 Cubierta de separación (solo para cables armados)**

Cuando la pantalla y armadura están constituidas por materiales diferentes deberán estar separadas por una cubierta estanca extruida. La calidad del material debe ser adecuada para la temperatura de trabajo del cable.

## 2.9 Armadura

Elemento de protección mecánica del cable. Sobre la cubierta metálica, se arrolla helicoidalmente varias cintas de papel aceitado, sobre esta protección anticorrosiva se aplica el asiento de la armadura que puede estar constituida por una capa de fibras impregnadas con alquitranes, por varias cintas de papel crespado arrolladas helicoidalmente o por una funda de material termoplástico. Sobre o anterior se monta la armadura.

La armadura puede estar constituida por flejes de hierro, hilos de cobre o aluminio, o pletinas de hierro aplicadas helicoidalmente.

La armadura se encuentra dentro del campo de dispersión magnética de los conductores, por lo que aparecerán pérdidas por histéresis y corrientes parásitas. Esto no tiene mayor importancia en los cables trifásicos, ya que los campos magnéticos de los conductores se compensan. En el caso de los cables monofásicos, el problema de las pérdidas se soluciona utilizando armaduras con materiales no magnéticos.

## 2.10 Chaqueta exterior

Usualmente son extruidas sobre la cubierta metálica o la armadura. Los materiales más usados para la cubierta exterior son el Polietileno (PE) o el policloruro de vinilo (PVC). En cables armados, el yute compuesto o materiales fibrosos son los más utilizados. La chaqueta externa entrega una restricción adicional a la transferencia de calor del conductor, y por lo tanto reduce la ampacidad del cable. Su resistencia térmica depende del material seleccionado.

## 3 Trazado de un alimentador subterráneo

Dentro de las múltiples etapas que se deben realizar para la elaboración de proyectos en redes eléctricas subterráneas, dentro de los primeros pasos según la metodología propuesta se encuentra el trazado del alimentador, ya que esta es una de las condiciones primarias para los pasos siguientes.

La elección del trazado entrega información como la distancia del alimentador hasta el punto de carga, condiciones del terreno, agentes externos que pueden afectar a las condiciones de los cables, entre otras informaciones de utilidad.

Debido a que para la elección del trazado existen muchas variables que influyen en él, para poder visualizar de mejor manera y ordenar de forma más lógica este proceso, se ordenó de la siguiente manera:

- Escenario del problema
- Emplazamiento del alimentador
- Restricciones de ruta
- Elección de ruta más corta
- Condiciones de operación según ruta seleccionada

En el siguiente capítulo se expondrán los pasos sugeridos para la elección de trazado de un alimentador subterráneo.

### 3.1 Escenario del problema

En base a los objetivos de este trabajo, que está orientado a la modificación y aumento de capacidad de redes eléctricas subterráneas en media tensión, lo primero que se debe realizar es analizar los posibles escenarios que este tipo de problemas presenta. Por escenarios se hace referencia a que tipo de soluciones se puede realizar para solucionar el problema existente.

El problema nace por la necesidad de mejora en la red, ya sea para aumentar su capacidad debido al crecimiento de la demanda, o también por modificaciones en la misma, con la finalidad de tener una red con alimentadores con mayor capacidad y que presente menor cantidad de fallas.

Dentro de los casos posibles, se encuentran dos, el primero que es el aumento de capacidad de un alimentador, mientras que el segundo es la modificación del mismo.

En el primer caso que es el aumento de capacidad, la solución más rápida sería aplicar un refuerzo a la línea, el que se puede establecer de dos maneras, la primera es instalando un alimentador paralelo al existente para disminuir la cantidad de carga que lleva el actual, mientras que la segunda que es la menos práctica, es el retiro del alimentador existente y reemplazarlo por uno de mayor sección.

El segundo caso es pensando en una modificación de la red, en donde también se encuentran dos casos. El primero es proyectar un nuevo alimentador que pueda servir para cubrir zonas que presenten necesidad de aumento de demanda. El segundo caso cambiar la configuración de la red o de alguno de sus alimentadores para traspasar carga desde algún alimentador con mayor demanda a otro que posea una menor.

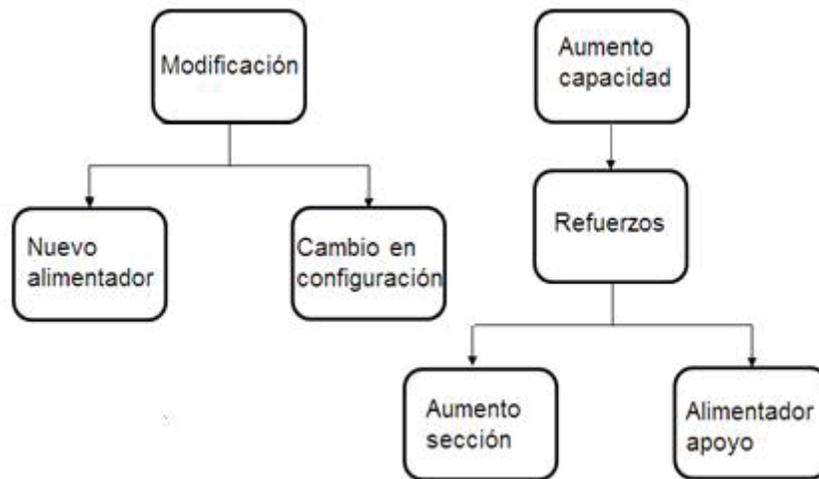


Figura 3-1: Escenarios posibles al enfrentarse al problema de aumento de capacidad

### 3.2 Emplazamiento del alimentador

En base a al escenario del problema analizado en el paso anterior, se puede obtener información necesaria para saber si es posible utilizar alguna canalización existente, como alguna tubería disponible, o si es que se debe realizar un trazado completamente nuevo.

Esta información será de gran importancia dentro del proyecto, ya que es la parte inicial y la que dicta las necesidades del proyecto en cuanto al trazado.

### 3.3 Restricciones de ruta

Al momento de proyectar el trazado se deben tomar dos factores principales que pueden limitar la elección de la ruta por ciertos lugares. En este trabajo se toman dos factores principales, uno es la normativa que exige ciertas condiciones de instalación para poder cumplir con los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las redes de distribución, tanto aéreas como subterráneas. Mientras que el segundo factor son las condiciones del terreno, ya que estas pueden facilitar o dificultar las realizaciones de trabajo.

#### 3.3.1 Normativa

La normativa aplicable a redes de distribución subterránea encontrada tiene entre sus razones principales establecer condiciones mínimas de seguridad de las instalaciones eléctricas, mantener fuera de peligro a las personas,

Las normativas aplicables a este tipo de instalación son:

- Las normativas aplicables a este tipo de instalación son:
- NSEG 8.E.n.75: Electricidad tensiones normales para sistemas e instalaciones
- NSEG 5.E.n.71: Reglamento de instalaciones eléctricas de corrientes fuertes
- NSEG 6.E.n.71: Cruces y paralelismos

Además de las mencionadas anteriormente existen pliegos técnicos normativos, que son básicamente modificaciones y propuestas a la normativa existente en base a una consulta pública, las que posteriormente serán evaluadas por la SEC para la modificación de las normas actuales. De estos pliegos técnicos, se consideran útiles y aplicables para este tipo de instalación los siguientes:

- RPTD 04 Conductores
- RPTD 05 Aislación
- RPTD 11 Líneas de transporte
- RPTD 13 Redes de distribución

Si bien toda la normativa y pliegos técnicos normativos mencionados anteriormente entregan la información necesaria para poder realizar trabajos en redes subterráneas, por razones de la gran cantidad de información contenida, solo se consideran aquellas que tengan algún alcance con:

1. Niveles de tensión y regulación de tensión
2. Distancias, cruces y paralelismos
3. Partes metálicas en cables y sus puestas a tierra
4. Características de aislación en cables subterráneos.

A continuación, se presentan los principales alcances mencionados en las normativas anteriormente nombradas.

### Niveles de tensión y su regulación

- Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango -6,0% a +6,0% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro. [5]

### Distancias, cruces y paralelismos

- Cuando existan cruces de canalizaciones eléctricas subterráneas con canalizaciones preexistentes (electricidad, agua o gas) deben pasar en principio por debajo de esas, y mantener en todos los puntos una distancia no inferior a 0.2 [m]. [5]
- En paralelismos de cable de corriente débil y cable de corriente fuerte que ejercen un efecto perturbador considerable, se mantendrá una distancia de por lo menos 0.6 [m] entre ellos. [6]
- La profundidad, hasta la parte superior del ducto más próximo a la superficie, no será menos a 0.6 [m] en acera o en tierra, ni de 0.8 [m] en calzada. [7]
- El diámetro interior de los ductos no será inferior a una vez y media el diámetro exterior del cable o del diámetro aparente del circuito en caso de varios cables instalados en el mismo ducto. [7]
- La separación entre un sistema de banco de ductos y otras estructuras subterráneas puestas en paralelo, será lo suficientemente amplia para que permita mantenimiento del sistema. [7]
- En tramos rectos se aceptará, colocar cámaras hasta una distancia máxima de 120 [m] entre ellas. El ducto que se utilice en esos casos será de un diámetro mínimo de 50[mm]. [8]
- Los ductos se colocarán en una zanja de ancho y profundidad suficiente, considerando ir cubiertos por 0.6 [m] de tierra de relleno, exigiéndose una profundidad de 0.8 [m] en zonas de tránsito de vehículos. El fondo de la excavación deberá emparejarse con una capa de arena y los ductos deberán tener una pendiente mínima de 0.25% hacia las cámaras próximas. [8]
- Los ductos o bancos de ductos de líneas eléctricas de distribución, no deberán quedar en contacto con ninguna tubería de drenaje, agua, vapor o combustible. En el caso de cruzamientos sobre dichas instalaciones, deberán colocarse en ambos lados soportes adecuados para evitar que el peso de los ductos pueda dañar la instalación. [8]
- Los bancos de ductos deberán conservar la misma disposición y ordenamiento de los ductos individuales, a lo largo de todo su recorrido, asegurando que se mantenga la separación de los circuitos. [8]
- La distancia mínima entre el borde externo del ducto, banco de ductos o conductor, de canalización eléctrica subterránea de baja o media tensión, y cualquier otro servicio (gas, agua, calefacción, vapor, aire comprimido, entre otros), deberá ser de un mínimo de 0.2 [m]. [6]

- Si esta distancia no puede ser mantenida, se deberán separar en forma efectiva las instalaciones a través de una hilera cerrada de ladrillos u otros materiales dieléctricos resistentes al fuego y al arco eléctrico, de por lo menos 5 [cm] de espesor. [6]
- La separación mínima entre ductos o bancos de ductos de líneas eléctricas de distribución con instalaciones de combustibles líquidos deberá ser de 1[m]. [6]
- Cuando haya cruces y paralelismos de canalizaciones de distribución subterránea con líneas de alta tensión y tensión reducida, la distancia mínima entre éstas no deberá ser inferior a 0.2 [m]. [6]

### **Conexión de partes metálicas en los cables y sus puestas a tierra**

- Como parte del proyecto de tendido de los cables de poder deberá analizarse el realizar Crossbonding de las pantallas, el realizar puestas a tierra en un extremo de la pantalla del cable de poder, uso de limitadores SVL o aterrizado en ambos extremos. [7]
- Las pantallas sobre el aislamiento del cable y los terminales serán ser puestas a tierra de manera efectiva. [7]
- Las cubiertas metálicas del cable o las pantallas que se encuentran conectadas a tierra en una cámara serán enlazadas o conectadas a una tierra común. [7]
- Las pantallas metálicas de los cables se conectarán a tierra, por lo menos en una de sus cajas o cámaras terminales extremas. Cuando no se conecten ambos extremos a tierra, se deberá justificar, en el extremo no conectado, que las tensiones provocadas por el efecto de las fallas a tierra o por inducción de tensión entre la tierra y pantalla, no producen una tensión de contacto superior a la indicada en el RPTD N°6, salvo que en este extremo la pantalla esté protegida por envolvente metálica puesta a tierra o sea inaccesible. [7]
- Las pantallas de aislamiento del cable y empalmes deberán ser puestas a tierra. [8]
- Las cubiertas y pantallas que estén puestas a tierra en las cámaras y bóvedas deberán ser conectadas a una tierra común. [8]
- Los cables de conexión y de puesta a tierra deberán ser de material resistente a la corrosión y adecuados al ambiente o bien estar protegidos de éste. [8]

### **Características del cable**

- Los cables utilizados en redes subterráneas de media tensión y de transporte tendrán los conductores de cobre o de aluminio y estarán aislados con materiales adecuados a las condiciones de instalación y operación. Estarán debidamente apantallados y protegidos contra la corrosión, y tendrán resistencia mecánica suficiente para soportar las acciones de instalación y operación. [9]
- El conductor, el aislamiento, el apantallamiento, los accesorios y los empalmes estarán diseñados para resistir los efectos de la magnitud y duración de la corriente de falla. [9]
- El apantallamiento del aislamiento puede ser seccionado, siempre que cada sección se encuentre conectada a tierra. [9]
- El diseño y construcción de instalaciones con cables aislados subterráneos o submarinos, deberá realizarse considerando los efectos eléctricos y magnéticos a que estarán sometidos y a las condiciones de instalación del entorno. [9]

- Cuando se instalen cables, se deberá respetar el radio mínimo de curvatura, la tensión máxima de tiro y la máxima presión lateral que recomienda el fabricante, para evitar daños en la pantalla, el aislamiento y el conductor. [9]
- El nivel de aislación deberá soportar el voltaje más alto establecido para la tensión máxima de los equipos y/o de impulso de tensión no disruptiva. [10]
- El nivel de aislación se mide con un término llamado BIL, que es el nivel básico de aislamiento ante impulsos tipo rayo. En el RPTD 05 aparece en su tabla N°1 una tabla con los niveles de tensión nominal, tensión máxima en equipos y el valor en BIL para indicar el nivel de aislación que debe presentar un asociado a un nivel de tensión. A continuación, se presenta un extracto de aquella tabla presentada con algunos valores de tensión nominal representativos. [10]

Tabla 3-1: Distintos niveles de tensión asociados a su nivel de aislación normado aislación [10]

Tensión nominal [kV]	Tensión máxima de equipos [kV]	BIL[kV]
12	15	75
13.2	15	75
13.8	15	75
15	17.5	95
23	26.4	145

- Los Cables a utilizar en las instalaciones de transporte subterránea y submarina, deberán cumplir con las disposiciones del punto 7 del Pliego RPTD N°04 “Conductores”. [10]

### 3.3.2 Dificultades de trabajo

Analizar las condiciones que existen en el terreno es un punto de gran importancia en la elaboración del trazado, ya que de esta manera se establecen cuales son las rutas que presentan mayor facilidad o dificultad al momento realizar excavaciones, conocer que suelo es el más adecuado o cual presenta mayores dificultades de excavación.

#### Dificultades de excavación

Al momento de cavar una zanja es importante conocer el tipo de suelo con el que se está trabajando. Existe una gran variedad de clasificaciones de suelos, pero la que presta una mayor utilidad al objetivo de este trabajo es la que los clasifica de acuerdo a la resistencia que presentan para excavarlos, ya que de esta manera se tendrá una mejor visión de que lugares o áreas pueden ser más convenientes para poder proyectar el trazado a través de ellos.

Los suelos según la resistencia que presentan para excavarlos se pueden clasificar en tipo A, B y C.

### **Suelos tipo A**

Es el más estable para excavar, está compuesto de un material muy poco compactado o suelto, puede ser excavado fácilmente con herramientas manuales. Posee una alta fuerza de compresión (desde 1.5 Toneladas por pie cuadrado dependiendo del material). Dentro de los suelos tipos A se encuentran la arcilla, la arcilla limosa, la arcilla arenosa y el suelo franco arcilloso.

### **Suelos tipo B**

Este tipo de material es más cohesivo que el tipo A, por la misma razón también presenta una mayor dificultad para su excavación, ya que para realizar esa labor de manera eficiente se necesita la ayuda de herramientas mecánicas. Presenta una fuerza de compresión media entre 0.5 y 1.5 Toneladas por pie cuadrado. Entre los ejemplos del suelo tipo B se encuentran la grava angular, el limo, el suelo franco limoso y conglomerados medianamente cementados.

Cabe destacar que según PLADECO del año 2013, el tipo de suelo más común en el plan de Valparaíso y Viña del mar pertenece al tipo B, ya que son suelos firmes, granulados y compactados naturalmente

### **Suelos tipo C**

Este tipo de suelo debido a su dificultad de extracción solo puede ser excavado mediante el empleo de explosivos. Incluye suelos granulares en los que las partículas no se adhieren y los suelos con una baja fuerza de compresión (0.5 Toneladas por pie cuadrado o menos). Algunos ejemplos de suelo tipo C se encuentran las rocas basálticas, arsénicas, conglomerados fuertemente cementados, calizas, riolita.

### **3.3.3 Dificultades en el lugar de trabajo**

Ya que las redes subterráneas son instaladas en lugares de alta densidad de población y con espacios reducidos, realizar trabajos en estas áreas puede traer dificultades al momento de trabajar en ellas, debido a que trabajos como excavaciones implican realizar desvíos en calzadas o calles, también existe la posibilidad de tener poco espacio para el ingreso de maquinarias para la ejecución de los trabajos. Estos son solo algunos de los factores que pueden dificultar trabajar en el lugar, es por eso que se deben tener en consideración antes de proyectar el trazado por algún lugar en específico para evitar de esa forma contratiempo y complicaciones.

### **3.3.4 Otras condiciones**

Además de las anteriores, también se puede agregar:

- Presencia de napas freáticas superficiales
- Estabilidad del terreno

- Resistividad térmica del suelo

Las condiciones anteriores si bien son importantes, también pueden considerarse muchas más que pueden ir variando según las características del lugar donde se desea proyectar, es por eso que se debe ser minucioso al momento de tomar en cuenta cuales son las que ayuden a tomar mejores decisiones al momento de elegir la ruta que presente menor dificultades de trabajo.

### 3.4 Algoritmo de dijkstra

Ya teniendo claro cuáles son las condiciones y restricciones del terreno en el cual se requiere trazar la ruta del alimentador, se puede continuar con el siguiente paso que es definir cuál será la o las rutas disponibles a elegir. Para esto se consideró el algoritmo de Dijkstra, el cual entrega la o las rutas mínimas entre un punto de origen y el final. Este algoritmo se utiliza mediante la representación de grafos que están compuestos por nodos y aristas, en donde los nodos representan los puntos a los cuales se puede llegar, mientras las aristas que unen los nodos son el peso que existe para ir desde un nodo a otro.

En la figura 3-2 se puede apreciar un grafo en donde el nodo superior puede representar una subestación desde donde nace un alimentador o también puede ser el extremo de un antiguo alimentador, desde donde se realiza una extensión del mismo. Los nodos 1, 2 y 3 representan puntos de llegada, mientras que cada arista entre nodos tiene asociado un peso que puede representar la distancia entre nodos, variable que está directamente relacionada con el costo de instalación.

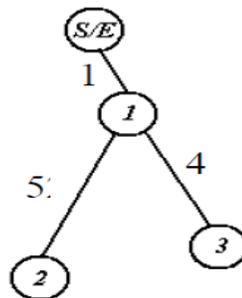


Figura 3-2: Ejemplo de utilización de grafos (Fuente: <https://www.ingenieriaindustrialonline.com>)

La idea en este algoritmo consiste en ir explorando todos los caminos más cortos que parten del vértice origen y que llevan a todos los demás vértices; cuando se obtiene el camino más corto desde el vértice origen, al resto de vértices que componen el grafo, el algoritmo se detiene. El algoritmo es una especialización de la búsqueda de costo uniforme, y como tal, no funciona en grafos con aristas de costo negativo (al elegir siempre el nodo con distancia menor, pueden quedar excluidos de la búsqueda nodos que en próximas iteraciones bajarían el costo general del camino al pasar por una arista con costo negativo).

## Algoritmo

Sea  $G$  un grafo dirigido,  $V$  conjunto de vértices,  $V_0$  vértice inicial y  $A_i$  el valor de cada arista. Dijkstra, por cada iteración, iniciando desde  $V_0$ , va a tomar la arista que menor valor genere. Así lo hará hasta llegar al punto objetivo. Por cada paso se ira guardando en un vector  $D$  los puntos por los cuales se dirige el algoritmo y guarda en otra celda con el valor mínimo obtenido. Encontrando el camino óptimo.

Observaciones:

- El valor de cada arista no puede ser negativo
- Los valores de cada arista (distancia entre nodos) se pueden guardar en una matriz de dimensión  $V \times V$ . En programación es muy útil realizar esta acción.
- Cualquier arista existente que presente problemas o no pueda ser utilizada debe ser eliminada antes de utilizar el algoritmo para encontrar la ruta más corta, o sea que en otras palabras esa o esas aristas pasarían a ser restricciones.
- En caso de existir más de una ruta óptima, la elección de alguna de las alternativas óptimas debe ser analizada en base a variables que influyan en la realización del proyecto, como puede ser la facilidad de trabajo, tiempo de utilización de recursos, entre otras variables que puedan afectar al desarrollo del trabajo.

### 3.4.1 Idea de implementación del algoritmo

Para llevar este algoritmo a casos reales, se hará una analogía entre el diagrama de grafos y las calles en donde se realizará el trazado de los alimentadores, en donde los nodos serán reemplazados por las esquinas de cada calle o en su defecto por las cámaras de paso, registro o bóvedas, las aristas serán la distancia entre cada una de estas. Mientras que el nodo inicial será la subestación o el extremo de un alimentador antiguo, y el nodo final será el transformador de distribución que alimentará a la carga. En la figura 3-3 se puede visualizar de que manera se desea implementar el diagrama de grafos aplicado a la ubicación en las calles con sus respectivos nodos y aristas.

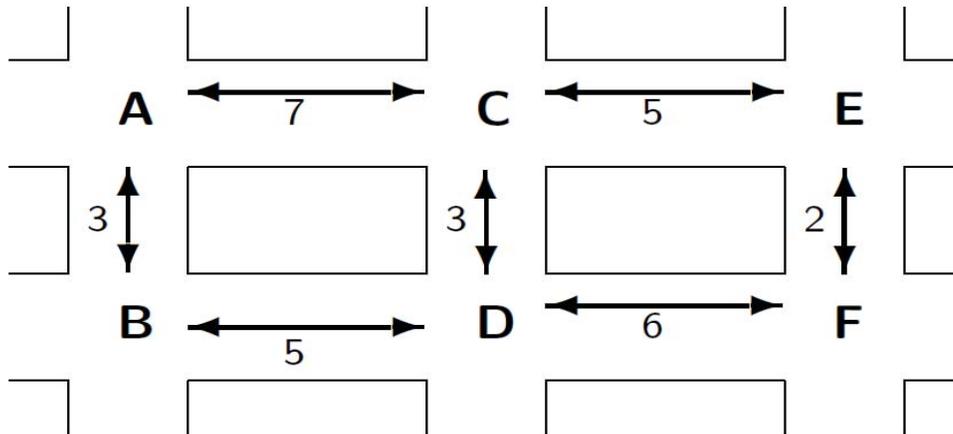


Figura 3-3: Utilización de grafos en el mapa de una ciudad

### 3.4.2 Análisis de la o las opciones entregadas por el algoritmo

Este es el último paso en el proceso de realización del trazado, aquí se cuenta con la o las rutas disponibles para el alimentador. En esta etapa ejecutar el análisis y revisión de la o las alternativas disponibles entregadas por el algoritmo, ya que de esta manera se establece de forma más criteriosa cual será finalmente la mejor de las rutas del alimentador.

### 3.5 Condiciones del terreno por el que el alimentador será instalado

Una vez ya conocida la ruta del alimentador, se puede establecer bajo qué condiciones será sometido el alimentador. Por condiciones, se hace referencia a las condiciones de terreno, las que juegan un rol importante en este tipo de proyectos, ya que como se mencionará en los capítulos, estas son las principales limitantes en la capacidad de corriente que puede transmitir el alimentador. Entre las que se encuentran:

- Resistividad térmica del terreno
- Temperatura ambiente
- Profundidad de instalación
- Distancia entre cables
- Humedad

Con esta información ya se puede tener una idea de a qué condiciones sería sometido el cable instalado y que características debe cumplir para no sufrir daños por agentes ambientales.

## 4 Estimación de la carga y sección del conductor

Este paso si bien no es tan extenso como los demás, su desarrollo es de gran importancia, ya que de él derivan los cálculos posteriores como lo son la resistencia en corriente alterna, capacitancia, inductancia, verificación de la sección del conductor, entre otros.

En primer lugar, se requiere conocer las características de la carga como lo son su corriente inicial, el crecimiento de esta en una cantidad de años, la cual está definida por la cantidad de años de vida útil del cable a utilizar, tipo de carga y el factor de demanda de la misma. Toda esta información servirá para estimar el valor de corriente a la que el alimentador será sometido y la que debe ser capaz de soportar durante su utilización.

### 4.1 Corriente inicial

Para ello primero se debe conocer la cantidad de cargas que serán conectadas, el valor de demanda de cada una de ellas, el tipo de carga y su factor de demanda, para así de esa manera, no cometer errores, como lo puede ser sobreestimar el valor de corriente que se demandará inicialmente.

Como se mencionó anteriormente, un factor a considerar es el factor de demanda, este de gran importancia al momento de estimar la carga inicial, ya que generalmente la demanda máxima es distinta de la carga total instalada, es por esta razón que aplicar el factor de demanda disminuiría considerablemente el valor de corriente inicial.

### 4.2 Crecimiento de la demanda

El objetivo de conocer el crecimiento de la demanda, es poder estimar el valor aproximado de demanda que existirá en una cantidad de años específicos en el futuro dependiendo del comportamiento de la carga. Para ello es necesario estimar una tasa de crecimiento, la que está en función del crecimiento económico y otros factores que no se tratarán en este trabajo.

Como primer paso, es necesario conocer a cuantos años se debe proyectar el valor de la demanda, esta información depende del cable a utilizar, ya que este debe ser capaz de soportar ese valor

proyectado. Es por esa razón que cobra importancia conocer el valor en cantidad de años de la vida útil de un alimentador, este fue extraído del documento “Convergencia de criterios de diseño redes media tensión”, el cual acuerda una vida útil nominal de 25 años. Este debe ser considerado como un valor referencial, ya que puede variar según las condiciones de instalación y utilización.

Una vez conocida la corriente inicial, y la cantidad de años a la cual se quiere proyectar la demanda, se puede estimar la corriente final con la siguiente expresión.

$$I_N = I_0 \cdot (1 + i)^N \quad (4-1)$$

Donde:

$N$  : Cantidad de periodos

$I_N$  : Corriente en el periodo  $N$

$I_0$  : Corriente inicial

$i$  : Tasa de crecimiento

Con esto, ya se puede tener una aproximación del valor de la demanda que deberá soportar el alimentador después de un periodo de  $N$  años, el cual es igual a la cantidad de años de vida útil del mismo.

### 4.3 Sección del conductor

Conociendo el valor final de corriente estimado que debe ser capaz de soportar el alimentador, se propone buscar un conductor que tenga la capacidad aproximada de transportar el valor de corriente requerido.

Este paso más que requerir un cálculo exacto, necesita más bien de cierta capacidad de sensibilidad del proyectista para poder ajustar de manera aproximada el valor de sección necesaria, debido a que se debe ir a los catálogos de conductores de media tensión subterráneos y buscar una sección que pueda satisfacer con el requerimiento de demanda. Se dice que es de manera aproximada, ya que, los valores de corriente que se presentan en los catálogos están dados en función de las condiciones de instalación estándares, y que por lo general son distintas a las que se buscan, por esa razón la capacidad de corriente del conductor no será la misma.

Para un mayor acercamiento a lo explicado es que se adjuntan dos imágenes extraídas del catálogo de cables de la empresa Prysmian: “Cables y accesorios para media tensión” del año 2014-2015. En la figura 4-1 se observa un cable monopolar de media tensión donde se puede observar las partes que lo constituyen, los materiales de cada una de ellas, los niveles de tensión en los cuales existe ese cable, además de las normativas que satisface.

### ESTRUCTURA DEL CABLE NORMALIZADO POR IBERDROLA E HIDROCANTÁBRICO

**Tipo:** AL HEPRZ1  
**Tensión:** 12/20 kV, 18/30 kV  
**Norma de diseño:** UNE HD 620-9E

(Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2).

#### Composición:

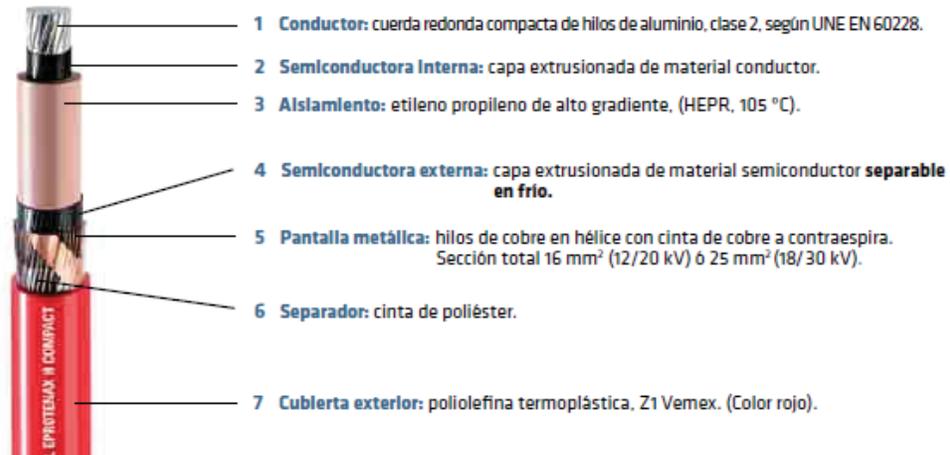


Figura 4-1: Características de construcción de un cable de media tensión [11]

Mientras que en la figura 4-2 se aprecia la tabla asociada al cable de la figura 4-1, en la cual se entregan las distintas secciones de conductor y pantalla, las tensiones de trabajo e intensidades máximas admisibles para cada sección. Es importante mencionar que estas intensidades están dadas en función de las condiciones de instalación que se aprecian en la parte inferior de la imagen, esto es de consideración, ya que no necesariamente coincidirán con las del proyecto que se desea realizar, provocando un cambio que puede ser a favor o en contra (según las condiciones) de la capacidad máxima de corriente que pueda transportar el cable.

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado* (A)		Intensidad máxima admisible al aire** (A)		Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1 s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant. 16 mm <sup>2</sup> )	18/30 kV (pant. 25 mm <sup>2</sup> )
1x50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1x95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1x150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1x240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1x400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1x630/16	590	615	905	59220	3130	4630

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

\* Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W

\*\* Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C

\*\*\* Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949

Figura 4-2: Secciones e intensidades máximas admisibles para el cable de la figura 4-1 [11]

[11]

## 5 Parámetros eléctricos y pérdidas

Encontrar el modelo de un alimentador es de gran importancia para poder analizar su comportamiento bajo distintos escenarios. Es por esa razón que se considera este en esta etapa dentro de la metodología, en donde ya se conocen las condiciones de instalación, el cable adecuado a utilizar, las características de la carga a alimentar y la sección del conductor para esta. Ahora se propone modelar la línea, lo que requiere conocer sus parámetros eléctricos y pérdidas, información necesaria para cálculos posteriores como lo son la capacidad máxima de corriente del conductor, caída de tensión, capacidad de cortocircuito y la sección económica.

Se debe tener en consideración que debido a su estructura, en este tipo de cable se producen fenómenos distintos a los que se presentan en su par aéreo, como lo son la circulación de corriente en la pantalla y armadura, y un efecto capacitivo mucho mayor al de un cable aéreo. Es por eso, que en este capítulo también se trata el tema de los tipos de conexión entre las cubiertas metálicas, su circulación de corriente, y además el efecto capacitivo.

### 5.1 Resistencia AC del conductor

La resistencia de los conductores se obtiene usualmente a una temperatura de 20°C en corriente continua, por lo que es fundamental saber el valor de la resistencia a otras temperaturas, ya que, en condiciones de operación de los cables, estos pueden alcanzar temperaturas de operación de 90°C.

Para calcular la resistencia de un conductor a una temperatura distinta a la de 20°C, se debe calcular este nuevo valor con la siguiente ecuación, donde se considera la resistencia a 20°C, el coeficiente térmico del material conductor y la temperatura de operación.

$$R_{\theta} = R_{20} [1 + \alpha (\theta - 20)] = \frac{\rho_{20} \cdot l}{A} [1 + \alpha (\theta - 20)] \quad (5-1)$$

Los valores de resistividad y coeficiente térmico del cobre y aluminio son los siguientes.

Tabla 5-1 Coeficiente térmico y de resistividad de cobre y aluminio [10]

	Aluminio	Cobre
$\alpha^{\circ}\text{C}^{-1}$	0,0043	0,0039
$\rho[\Omega\text{mm}/\text{km}]$	28,264	17,241

La resistencia ac del conductor queda expresada por la siguiente ecuación

$$R_{AC} = R_{DC} (1 + \gamma_s + \gamma_p) \quad (5-2)$$

Las siguientes expresiones son válidas para tres cables monofásicos, así como para también un solo cable trifásico.

El término  $\gamma_s$  se obtiene con la siguiente expresión.

$$\gamma_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4} \quad (5-3)$$

Donde

$$x_s^2 = F_k \cdot k_s$$

$$F_k = \frac{8 \cdot w \cdot f \cdot 10^{-7}}{R_{dc}}$$

Y el término  $\gamma_p$  se obtiene por medio de la ecuación que se muestra a continuación

$$\gamma_p = F_p \left( \frac{dc^2}{s} \right) \cdot \left[ 0,312 \left( \frac{dc}{s} \right)^2 + \frac{1,18}{F_p + 0,27} \right] \quad (5-4)$$

Donde

$$x_p^2 = F_k \cdot k_p$$

$$F_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4}$$

Donde:

$f$ : Frecuencia

$d_c$ : Diámetro del conductor [mm]

$s$ : Distancia entre conductores [mm]

$k_s, k_p$ : Coeficientes que dependen de las características constructivas del conductor

Las expresiones anteriormente expuestas son válidas cuando se tiene la condición de que  $2,8 \geq x_p$ , lo que ocurre en la mayoría de los casos.

El valor de las constantes  $k_s$  y  $k_p$  corresponden a las características constructivas de los conductores. Algunos de las constantes mencionadas se encuentran en la tabla 5-2.

Tabla 5-2 Valores de la constante de efecto skinn y proximidad [12]

Tipo de conductor	Aislante seco e impregnado, o no	$k_s$	$k_p$
<b>Cobre</b>			
-Round, stranded	si	1	0,8
-Round, stranded	no	1	1
-Round, compact	si	1	0,8
-Round, compact	no	1	1
-Round, segmental		0,435	0,37
-Sector, shaped	si	1	0,8
-Sector, shaped	no	1	1
<b>Aluminio</b>			
-Round, stranded	ambos	1	
-Round, segments	ambos	0,28	
-Round, segments	ambos	0,19	
-Round, segments	ambos	0,12	

## 5.2 Capacitancia y pérdidas en el dieléctrico

Los cables de potencia en alta tensión, cuenta con una pantalla metálica que cubre el aislante, la que usualmente se conecta a tierra. Producto de tener el aislante entre el conductor, que se encuentra a una tensión de operación y la pantalla metálica a potencial cero, se produce un efecto capacitivo, el que se puede cuantificar usando la siguiente fórmula.

$$C = \frac{\epsilon}{18 \cdot \ln\left(\frac{d_y}{d_i}\right)} \cdot 10^{-9} [F/m] \quad (5-5)$$

Donde

$d_y, d_i$  : Diámetro exterior e interior de la aislación respectivamente [mm]

$\epsilon_0$ : Permitividad en el vacío

$\epsilon_r$ : Permitividad relativa

Con la capacitancia del cable, se puede obtener las pérdidas en el dieléctrico, por fase y unidad de longitud.

$$W_d = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot \frac{V_{LL}^2}{3} \cdot \tan(\delta) [W/m] \quad (5-6)$$

Donde:

$f$ : Frecuencia [Hz]

$C$ : Capacitancia [F]

$V_{LL}$ : Voltaje línea-línea del sistema [V]

$\delta$ : Ángulo de pérdida de la aislación

Algunos valores típicos de la permitividad ( $\epsilon_r$ ) y  $\tan(\delta)$  se muestra en la tabla 5-3

Tabla 5-3 Valores de permitividad relativa y factor de pérdida en distintos aislantes [12]

	$\epsilon_r$	$\tan(\delta)$
Cable masa	4	0,01
Cable en aceite, papel	3,5	0,0028
Cable con XLPE	2,3	0,0004
Cable en aceite, PPL	2,6	0,0005 – 0,0006

Las pérdidas en el dieléctrico se representan por una componente resistiva y otra capacitiva, por lo que  $\tan(\delta)$  representa la relación entre la corriente resistiva y la capacitiva en el aislante, lo que se puede ver en la figura 5-1.

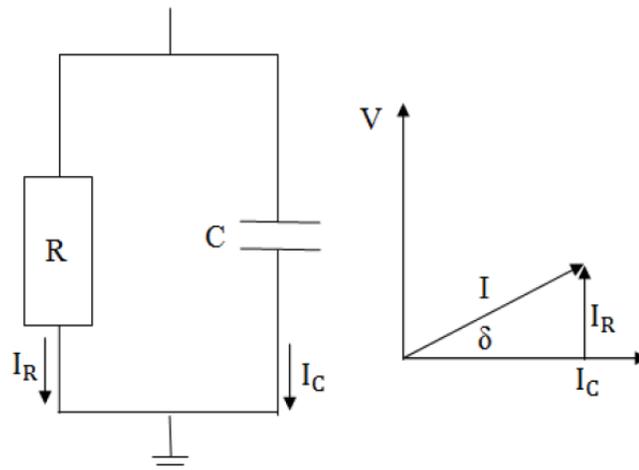


Figura 5-1: Esquema de pérdidas en el dieléctrico en cables de potencia [4]

### 5.3 Pérdidas por circulación de corrientes en cubierta metálica y armadura

Además de las pérdidas existentes en el conductor, existen pérdidas en las partes metálicas del cable en las que se pueden inducen corrientes debido a la circulación de la misma por el conductor. Estas son específicamente en la cubierta metálica y la armadura. El valor de estas pérdidas depende de diversos factores, entre los que se encuentran

- Tipo de unión (arreglo) entre las cubiertas
- Diámetro de las cubiertas
- Separación entre cables
- Resistencia eléctrica en la cubierta
- Resistencia térmica en la armadura
- Inductancia del cable

Si bien existe una mayor cantidad de factores que influyen en el valor de las pérdidas, por un tema de simplicidad estos no se utilizarán en este trabajo.

Las pérdidas en la cubierta metálica se pueden clasificar en dos tipos según las uniones entre las cubiertas metálicas de los cables. Las primeras son las pérdidas producidas por la circulación de corriente por la cubierta metálica de los cables monofásicos, cuando sus cubiertas metálicas se conectan en ambos extremos. Las segundas son las pérdidas por corrientes parásitas, estas son independientes del tipo de unión de las cubiertas y tampoco dependen de si el cable es monofásico o trifásico.

#### 5.3.1 Unión de las cubiertas metálicas

Las pérdidas que se producen en la cubierta metálica dependen de varios factores, siendo de importancia las uniones entre ellas, lo que influye directamente en el cálculo de la ampacidad de los cables.

Existen tres tipos de uniones que se pueden utilizar como arreglo para la conexión de las cubiertas metálicas

- Unión en un solo punto
- Sólidamente unidas en ambos extremos de los cables
- Unión cruzada

La primera consiste en realizar una unión de las cubiertas metálicas en uno de los extremos de la línea, la que se conecta a tierra. Con esto se evita la circulación de corriente a través de la cubierta, pero como resultado de esta unión se produce una tensión inducida, la que depende de la corriente que circula por el conductor y de la longitud de la línea, y se incrementa a medida que aumenta el espacio entre los cables. Producto de lo anterior se debe tener especial cuidado de tener las condiciones de aislación apropiadas en el extremo de la línea que no se encuentra aterrizada.

La tensión inducida en la cubierta se elimina realizando las uniones de las cubiertas en ambos extremos de la línea (Solid Bonding), medida que elimina la tensión inducida, pero permite la circulación de corriente y reducir el voltaje inducido.

Otro tipo es la unión cruzada, la que consiste en dividir la línea en tres partes iguales y en cada uno de esos puntos realizar una conexión cruzada, lo que se puede ver en el esquema de la figura 5-2. La tensión inducida en cada sección del cable tendrá un voltaje de igual magnitud, pero desfasada en  $120^\circ$ , por lo que cuando se conectan las cubiertas de forma cruzada, se tendrá que la suma de voltajes del circuito formado por las secciones de cubiertas será cero. Este tipo de unión es bastante costosa por lo que principalmente se aplica en las líneas de alta tensión.

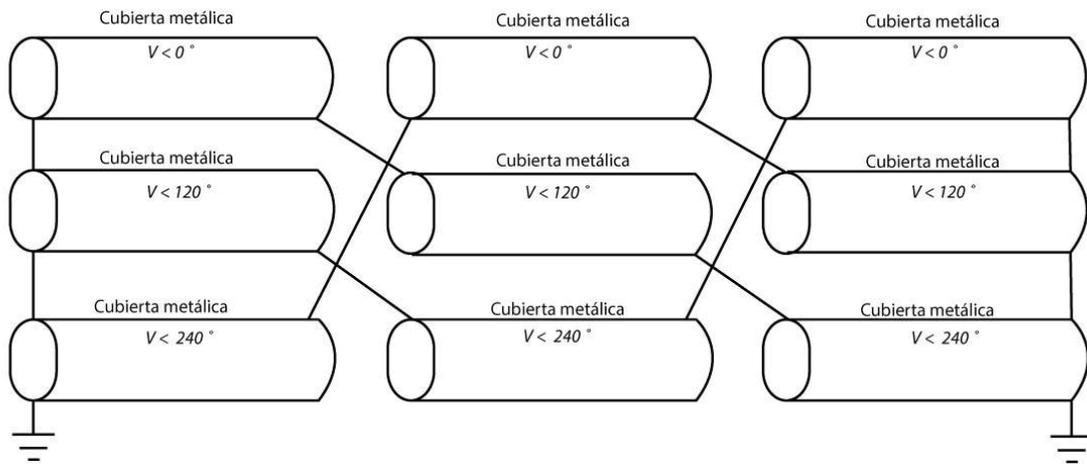


Figura 5-2: Esquema de conexión cruzada

Con este método de unión se puede dejar un mayor espacio entre los cables, lo que permite una mejor disipación de calor sin aumentar las pérdidas por circulación de corriente en la cubierta.

En la práctica la longitud de los cables y la distancia entre ellos no son idénticas, por lo que igual se produce circulación de corriente por la cubierta metálica; cuando esto ocurre, además de la conexión cruzada de las cubiertas metálicas, se transponen los cables de la línea según lo que se muestra en la figura 5-3. La longitud de cada sección y el espacio entre cables se ve limitado por la tensión entre las cubiertas, y entre las cubiertas metálicas y tierra. Cuando la longitud de la línea es demasiado extensa, ésta se divide en tramos mayores, los que a su vez, se dividen en tres tramos menores en donde se realizan las conexiones cruzadas y si corresponde también la transposición de los cables.

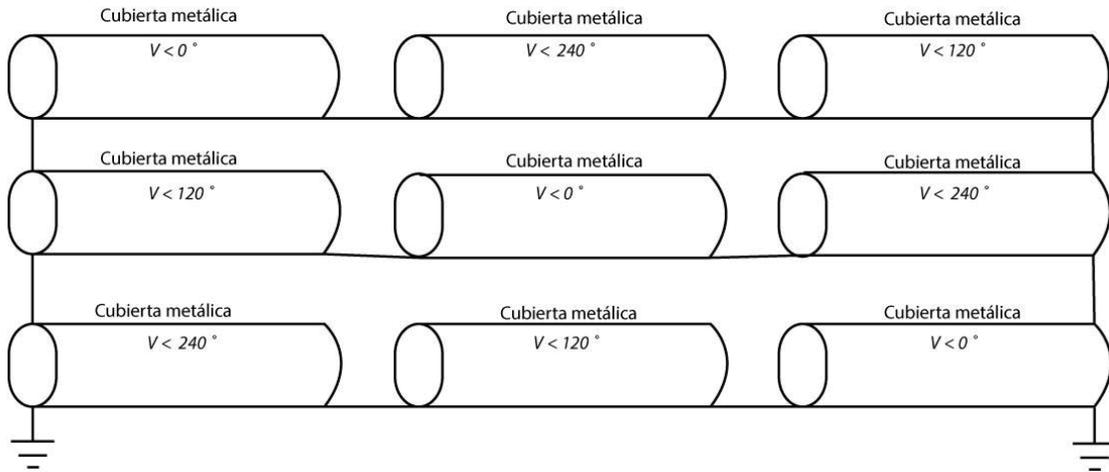


Figura 5-3: Esquema de conexión cruzada con transposición

Por razones de seguridad, las cubiertas metálicas deben ser aterrizadas por lo menos una vez a lo largo de la línea. En este trabajo se asumirá que los extremos de los cables están siempre sólidamente unidos en sus extremos, y según sea el caso este puede estar con transposición o sin esta.

### 5.3.2 Factor de pérdida de la cubierta metálica

Como se mencionó anteriormente, las pérdidas en la cubierta metálica se producen por la circulación de corriente inducida y por corrientes parásitas, por lo que la composición de ambas da lugar a la corriente total que circula por la cubierta metálica

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1 \quad (5-7)$$

Donde:

$\lambda_1$ : Factor de pérdida en la cubierta metálica [-]

$\lambda'_1$ : Pérdidas causadas por la circulación de corriente [-]

$\lambda''_1$ : Pérdidas causadas por corrientes parásitas [-]

Las pérdidas producto de corrientes parásitas en cables monofásicos cuyas cubiertas metálicas se encuentran sólidamente unidas son considerablemente inferiores a las pérdidas que se producen debido a la circulación de corriente, motivo por el cual usualmente estas pérdidas se desprecian, excepto en extensos cables con conductores segmentados, los cuales no se analizan en este trabajo.

Así, de esta manera se puede definir el factor  $\lambda'_1$  de la siguiente manera

$$\lambda_1 = \lambda'_1 = \frac{I_s^2 \cdot R_s}{I_c^2 \cdot R}$$

Donde:

$I_s$ : Corriente que circula por la cubierta metálica [A]

$R_s$  : Resistencia de la cubierta [ $\Omega$ ]

$I_c$  : Corriente que circula por el conductor [A]

$R$  : Resistencia del conductor [ $\Omega$ ]

O sea, que como se observa en la expresión anterior, el factor de pérdida en la cubierta es una fracción de las pérdidas en el conductor.

Como se mencionó anteriormente, existen una serie de factores que influyen en el valor del factor de pérdida en la cubierta, pero por simplicidad en este trabajo solo se analizarán tres casos específicos, los cuales son

1. Un circuito trifásico, con tres cables monopolares y transposición regular
2. Un circuito trifásico, con cables monopolares, sin transposición
3. Un circuito trifásico

Además de lo anterior, se asume que siempre en todos los casos los finales de cada cable están sólidamente unidos.

A continuación, se presentan las expresiones para los tres casos a analizar en este trabajo.

Para que todo lo dicho de aquí en adelante sea válido, el cable de en medio debe estar equidistante a los otros dos cables. Lo anterior se aplica sobre todo a los dos casos posibles que se estudiarán, en donde el circuito trifásico se instale con cables monofásicos.

### **Un circuito trifásico, con tres cables monopolares y transposición regular**

La obtención del factor de pérdida de la cubierta, comienza con la determinación de la resistencia y reactancia de la misma. La resistencia de la cubierta se obtiene de la siguiente expresión

$$R_s = \frac{\rho_{20}}{\pi d} \frac{10^6}{t_s} [1 + \alpha_{20} + (\theta_{20} - 20)] \quad (5-8)$$

Donde:

$\rho_{20}$ : Resistividad del material de la cubierta a 20 [°C]

$d$ : Diámetro medio de la cubierta [mm]

$t_s$ : Espesor de la cubierta [mm]

$\alpha_{20}$ : Coeficiente térmico del material de la cubierta

$\theta_{20}$ : Temperatura a la que se encuentra la cubierta [°C]

Por otro lado, al realizar la transposición el valor de reactancia será el mismo en todos los cables, y está definido de la siguiente manera

$$X_1 = 4 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7} \cdot \ln[2 \cdot \sqrt[3]{2} \cdot (s/d)] \quad (5-9)$$

Donde:

$f$ : Frecuencia de la red [Hz]

$s$ : Distancia entre ejes de conductores puestos uno al lado de otro [mm]

$d$ : Diámetro medio de la cubierta [mm]

Así, de esta manera, ya obteniendo el valor de resistencia de la cubierta y de la reactancia, se puede obtener el valor del factor de pérdida de la cubierta en este caso, que es

$$\lambda'_1 = \frac{R_s}{R} \cdot \frac{1}{1 + \left(\frac{R_s}{X_1}\right)^2} \quad (5-10)$$

Donde:

$R_s$ : Resistencia de la cubierta [ $\Omega/m$ ]

$R$ : Resistencia del conductor [ $\Omega/m$ ]

$X_1$ : Reactancia de cada cable [ $\Omega/m$ ]

Además, se debe recordar, que como se mencionó anteriormente, las pérdidas por corrientes parásitas se desprecian, por lo que  $\lambda'_1 = 0$ .

### Un circuito trifásico, con tres cables monopolares y sin transposición

Cuando se tiene cables con sus cubiertas unidas en ambos extremos, en configuración plana, sin transposición y con el cable del centro equidistante de los cables de los extremos, se tiene las siguientes expresiones.

$$\lambda'_{11} = \frac{R_s}{R} \left[ \frac{(1/4) \cdot Q^2}{R_s^2 + Q^2} + \frac{(3/4) \cdot P^2}{R_s^2 + P^2} - \frac{2 \cdot R_s \cdot P \cdot Q \cdot X_m}{\sqrt{3} (R_s^2 + Q^2)(R_s^2 + P^2)} \right] \quad (5-11)$$

Donde  $\lambda'_{11}$  corresponde a la fase  $a$

$$\lambda'_{1m} = \frac{R_s}{R} \cdot \frac{Q^2}{R_s^2 + Q^2} \quad (5-12)$$

Con  $\lambda'_{1m}$  el cable del centro y  $\lambda'_{12}$  el cable del otro extremo.

$$\lambda'_{12} = \frac{R_s}{R} \left[ \frac{(1/4) \cdot Q^2}{R_s^2 + Q^2} + \frac{(3/4) \cdot P^2}{R_s^2 + P^2} - \frac{2 \cdot R_s \cdot P \cdot Q \cdot X_m}{\sqrt{3} (R_s^2 + Q^2)(R_s^2 + P^2)} \right] \quad (5-13)$$

Se considera  $\lambda'_{11} = 0$  y se define P y Q de la siguiente forma.

$$P = X_m + X$$

$$Q = X - \frac{X_m}{3}$$

Donde  $X_m$  corresponde al valor de reactancia mutua entre la cubierta de los cables de afuera de la triada y los conductores de los otros dos. Solo para este caso estudiado su valor es

$$X_m = 8,71 \cdot 10^{-7} \cdot f \quad (5-14)$$

Para encontrar el valor de la reactancia inductiva del cable sin transposición, se utiliza la ecuación 5-15.

$$X = 4 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7} \cdot \ln[2 \cdot \sqrt[3]{2} \cdot (S/d)] \quad (5-15)$$

Debido a que la separación entre los tres cables de la terna no es la misma entre todos, existe un desequilibrio en los valores de la reactancia inductiva, es por esa razón que para la fase del centro el valor de se obtiene con la ecuación con la ecuación 5-15, mientras que para las dos fases laterales el valor es el de la misma ecuación 5-15 sumado la 5-14, esto se hace para considerar el efecto inductivo mutuo.

En el caso de los cables en configuración plana, con sus cubiertas metálicas sólidamente unidas en ambos extremos, el factor de pérdidas de la cubierta depende gran parte de la distancia entre los cables. Si no se puede mantener la distancia entre los cables a lo largo de toda la línea, pero se conoce la distancia entre los cables, se puede considerar la reactancia del siguiente modo

$$X = \frac{l_a \cdot X_a + l_b \cdot X_b \dots l_n \cdot X_n}{l_a + l_b \dots l_n} \quad (5-16)$$

Donde  $l_a, l_b, l_b \dots l_n$  son los tramos en que se tiene igual espaciado entre los cables a lo largo de la línea y  $X_a, X_b \dots X_n$  corresponde a la reactancia en los respectivos tramos.

En el caso de no conocer la distancia entre los cables, lo usual es sobredimensionar el factor de pérdidas de la cubierta en un 25%, definiendo el factor  $X_m$ .

### Factor de pérdida para cables trifásicos

Existen varias posibilidades de construcción en cuanto a la configuración de cubiertas metálicas y sus tipos, por simplicidad solo se tomará el caso más representativo, en el cual considera un cable con pantalla en cintas de cobre en cada fase, con aislación extruida y además con armadura. La ecuación a utilizar en este caso es la que sigue

$$\lambda_1 = \frac{R_S}{R} \frac{1.7}{1 + \left(\frac{R_S}{X}\right)^2} \quad (5-17)$$

### 5.3.3 Factor de pérdida en la armadura

El factor de pérdida en la armadura se compone de dos términos, el primero,  $\lambda'_2$  es producto de la circulación de corriente inducida, mientras que el segundo,  $\lambda''_2$  se produce por histéresis, en armaduras magnéticas.

$$\lambda_2 = \lambda'_2 + \lambda''_2 \quad (5-18)$$

En este trabajo solo se considerarán las pérdidas por corrientes inducidas, ya que las pérdidas por histéresis son considerablemente menores a las primeras, además estas se consideran solo en armaduras magnéticas.

En líneas AC se usan cables de un conductor con armadura, estas suelen ser de material no magnético. Cuando se instalan cables con armadura magnética, estas deben considerar las pérdidas producto de las corrientes parásitas y de histéresis.

Cuando se usa una armadura no magnética, las pérdidas se calculan como una combinación de las pérdidas en la cubierta y las pérdidas en la armadura. La fórmula que se usa para calcular las pérdidas es la misma que se usa en el caso de la cubierta metálica, pero se debe considerar como resistencia una combinación en paralelo entre la cubierta y la armadura, además el diámetro de la cubierta se reemplaza por la media cuadrática entre el diámetro de la cubierta y la armadura.

### Factor de pérdida para cables monofásicos

Para el cálculo del factor de pérdidas, se asume que siempre se utilizan armaduras no magnéticas, debido a que las pérdidas en el caso de usar materiales magnéticos son muy elevadas.

Las pérdidas se calculan como una combinación de las pérdidas de la cubierta y la armadura. Las ecuaciones establecidas anteriormente para las pérdidas en la cubierta metálica se aplican, pero la resistencia usada es la combinación en paralelo de la cubierta y armadura, y el diámetro de la cubierta es reemplazado por el valor medio de del diámetro de la cubierta y armadura.

Al utilizar armaduras de material magnético en el caso monofásico, las pérdidas en esta aumentan en comparación al usar armaduras no magnéticas. El factor de pérdidas que combina la armadura y la cubierta se considera para cables muy separados (sobre 10 metros). Este método se usa en cables submarinos con espaciado extenso entre cables y que necesitan la protección de la armadura, pero no se considera las condiciones del medio en el cual se entierran los cables en el fondo marino.

La resistencia a.c de la armadura varía entre 1,2 y 1,4 veces la resistencia dc, dependiendo de la armadura, pero esa variación no es crítica debida a que la resistencia de la cubierta es considerablemente más baja que la resistencia de la armadura.

Para el caso de usar una armadura magnética el factor de pérdidas se obtiene del siguiente modo.

$$\lambda'_1 = \lambda_2 = \frac{R_e B_2^2 + B_1^2 + R_e \cdot B_2}{R (R_e + B_2)^2 + B_1^2} \quad (5-19)$$

Donde, los términos se definen del siguiente modo.

$$B_1 = w \cdot (H_s + H_1 + H_3)$$

$$B_2 = w \cdot H_2$$

Y

$$H_s = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{2 \cdot s_2}{d}$$

$$H_1 = \pi \cdot \mu_e \cdot \frac{n_a \cdot d_f^2}{l_a \cdot d_a} \cdot 10^{-7} \cdot \sin(\beta) \cos(\gamma)$$

$$H_2 = \pi \cdot \mu_e \cdot \frac{n_a \cdot d_f^2}{l_a \cdot d_a} \cdot 10^{-7} \cdot \sin(\beta) \cos(\gamma)$$

$$H_3 = 0,4 \cdot (\mu_l \cdot \cos^2(\beta) - 1) \cdot \frac{d_f}{d_a} \cdot 10^{-6}$$

Donde:

$w = 2\pi f$ : Donde  $f$  es la frecuencia de operación de la línea

$s_2$ : Distancia media geométrica [mm]

$d$ : Diámetro medio de la cubierta metálica [mm]

$\mu_e$ : Permisividad magnética relativa de la armadura

$\mu_l$ : Permisividad magnética de las hebras de la armadura

$n_a$ : Número de hebras de la armadura

$d_f$ : Diámetro de las hebras de la armadura [mm]

$l_a$ : Longitud de las hebras

$d_a$ : Diámetro medio de la armadura [mm]

En el caso de tener un cable con armadura, con hebras de diámetro entre 4 y 6 mm bajo una presión del orden de 40 Mpa. Se puede considerar los siguientes valores.

$$\mu_e = 400$$

$$\mu_l = 10: \text{ Para hilos de la armadura en contacto}$$

$\mu_1 = 1$ : Para los hilos de la armadura separados

$$Y = \frac{\pi}{4}$$

## 6 Ampacidad

La ampacidad es la capacidad de corriente que es capaz de transmitir un cable, esta queda limitada según la máxima temperatura que este soporte, la que a su vez también está limitada por el tipo de aislación que este posea. Es por esta razón que dentro de la elección del alimentador es de vital importancia el cálculo de este parámetro, ya que su mal dimensionamiento puede traer consecuencias como el sobrecalentamiento del cable, el deterioro de su aislación, lo que implica una futura falla dentro del alimentador.

Si bien la ampacidad, es en resumidas palabras la intensidad máxima de corriente admisible por el conductor, y es uno de los pasos propuestos dentro de los criterios de verificación de sección del conductor, se dedica un capítulo exclusivo para esta debido a que en su cálculo se involucran los principales fenómenos y variables que distinguen un cable subterráneo de uno aéreo, como lo son la disipación de calor generado por el cable, fuentes cercanas de calor, y también considera el efecto de la circulación de corriente por las cubiertas metálicas y sus pérdidas.

Cuando una línea se encuentra en operación, la temperatura máxima a la que es recomendada operar dicha línea queda limitada al tipo de aislación que se utiliza, esto se puede ver en la tabla 2-3.

Entre los principales factores que afectan a la ampacidad se encuentran:

- Instalación (Ubicación y modo de instalación)
- Conductividad térmica del cable y del medio en el cual se instalan
- Magnitud de las pérdidas
- Fuentes de calor en el entorno
- Temperatura del ambiente

### 6.1 Analogía entre el comportamiento térmico y eléctrico

El comportamiento eléctrico y térmico funcionan de manera similar en relación al voltaje y la corriente que se establece en la ley de Ohm.

Tabla 6-1 Analogías entre comportamiento térmico, electroestático y térmico [10]

Parámetro	Corriente	Comportamiento Térmico
Fuente	I (corriente)	P (potencia)
Densidad de flujo	J (densidad de corriente)	Flujo de calor
Diferencia de potencia	V (voltaje)	$\Delta\theta$ (diferencia de temperatura)
$\frac{\text{Densidad de flujo}}{\text{Intensidad de campo}}$	$\sigma = \frac{1}{\rho}$ (conductividad)	$\lambda = \frac{1}{\rho\theta}$ (conductividad térmica)
$\frac{\text{Fuente}}{\text{Diferencia de potencial}}$	$\frac{1}{R}$	$\frac{1}{T}$ ( $\frac{1}{\text{resistencia térmica}}$ )

De la analogía con la ley de Ohm se obtiene la siguiente fórmula

$$\Delta\theta = \theta_f - \theta_i = T \cdot P \quad (6-1)$$

Donde:

$\Delta\theta$ : Diferencia de temperatura [K]

$T$ : Resistencia térmica [K.m/W]

$P$ : Intensidad de la fuente [W]

## 6.2 Ampacidad en estado estacionario

La capacidad de carga de los cables depende de varios parámetros, entre ellos son más importantes:

- La construcción del cable y los materiales que se usan en la construcción de los distintos tipos de cables
- El medio en el cual se instala el cable
- La distancia entre los cables y la distancia de estos con la superficie del terreno
- El tipo de unión de los cables

Para determinar la corriente que puede circular por el conductor, se usa como modelo la equivalencia térmica de los cables, con lo que se obtiene las ecuaciones de estado estacionario del cable, las que representan un cable monofásico o uno trifásico según sea el caso.

### Cable enterrado sin desplazamiento de humedad

El modelo que se usa para determinar la capacidad de carga del cable se muestra a continuación de la figura 6-1 y en la figura 6-2.

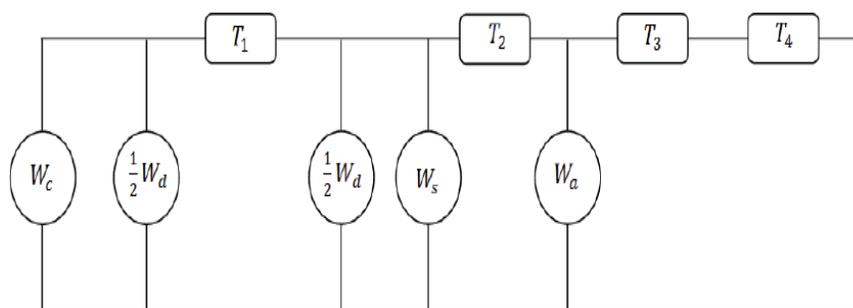


Figura 6-1: Diagrama de estado estacionario de cable monofásico [4]

Donde:

$W_c$ ,  $W_d$ ,  $W_s$ ,  $W_a$ : Representan las pérdidas en el conductor, dieléctrico, pantalla y armadura respectivamente [W/m]

$T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ ,  $T_4$ : Resistencias térmicas de cable y del exterior [Km/W]

$n$ : Número de conductores del cable.

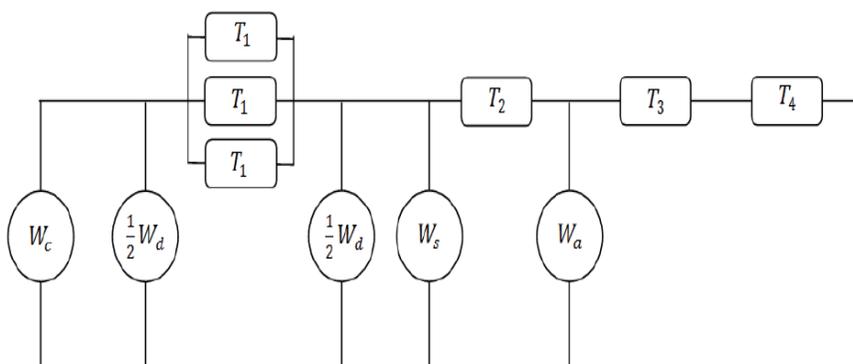


Figura 6-2: Diagrama de estado estacionario de cable trifásico [4]

En el esquema térmico para los cables enterrados,  $T_1$  es la resistencia térmica del aislante,  $T_2$  es la resistencia térmica entre la pantalla metálica y la armadura del cable,  $T_3$  es la resistencia térmica entre la armadura y la superficie exterior del cable y por último  $T_4$  es la resistencia térmica entre la cubierta exterior del cable y la superficie del terreno.

Las pérdidas Joule en el cable de potencia enterrado, se expresan por la siguiente ecuación, donde se contempla las pérdidas en el conductor, la pantalla metálica y la armadura. Las pérdidas en la pantalla metálica y en la armadura, se pueden expresar como una fracción de las pérdidas del conductor, para lo que se consideraron el factor de pérdida de la pantalla y el factor de la pérdida de armadura.

$$W_j = W_c + W_s + W_a = W_c (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad (6-2)$$

Donde  $\lambda_1$  es el factor de pérdidas de la cubierta metálica y  $\lambda_2$  es el factor de pérdidas de la armadura. Bajo las condiciones de modelación mencionadas, haciendo el equivalente térmico, la diferencia de temperatura  $\Delta\theta$  entre el conductor y el medio ambiente se determina por la siguiente ecuación.

$$\Delta\theta = (W_c + \frac{1}{2}W_d)T_1 + [W_c(1 + \lambda_1) + W_d]nT_2 + [W_c(1 + \lambda_1 + \lambda_2 + W_{dn}(T_3 + T_4))] \quad (6-3)$$

Se puede determinar la capacidad del cable, considerando la magnitud de corriente necesaria dado los requerimientos de potencia, lo que permite obtener la diferencia de temperatura entre el cable y la superficie del terreno, o dada la temperatura de operación del cable y la temperatura de la superficie, se obtiene la magnitud de la corriente que puede circular por el conductor. La ampacidad que se puede tener en el cable se obtiene despejando la corriente de la ecuación 6-3.

$$I = \left[ \frac{\Delta\theta - W_d[0,5.T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{R.T_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{1/2} \quad (6-4)$$

En la ecuación 6-4, R corresponde a la resistencia a.c por unidad de longitud a la máxima temperatura de operación

### 6.3 Resistencias térmicas

Para poder modelar de qué manera influye el flujo de calor generado por la circulación de corriente y la manera en que esta afecta a la ampacidad, es que el circuito es modelado haciendo analogía con un circuito eléctrico, en donde las temperaturas son equivalentes a las tensiones, el flujo de calor lo es al flujo de corriente eléctrica y la resistencia térmica que es definida como la habilidad de impedir el flujo de calor es equivalente a resistencia eléctrica.

V: Tensión [V]       $\longrightarrow$        $\theta$ : Temperatura [°C]

I: Corriente [A]       $\longrightarrow$       W: Flujo de calor [W]

R: Resistencia [ $\Omega$ ]       $\longrightarrow$       T: Resistencia térmica [K.m/W]

Si las características térmicas no cambian con el cambio de temperatura, el circuito equivalente es lineal y es aplicable en su solución el principio de superposición para resolver cualquier problema de flujos de calor.

Todo material no conductor en el cable impedirá el flujo de calor (si bien las resistencias térmicas de las partes metálicas no son cero, están son tan pequeñas que se desprecian).

Para explicar el concepto de resistencia térmica se considera un cilindro de capa no conductora con resistividad térmica constante  $\rho_{th}$ , los radios interno y externo de esta capa son  $r_1$  y  $r_2$  respectivamente, de esta manera la distribución de temperatura está dada por

$$\theta(r) = \frac{\theta_1 - \theta_2}{\ln \frac{r_1}{r_2}} \ln \frac{r}{r_2} + \theta_2 \quad (6-5)$$

donde  $\theta_1$  y  $\theta_2$  son las temperaturas correspondientes a las ubicaciones  $r_1$  y  $r_2$ . Si ahora se utiliza la ecuación de la distribución de temperatura para determinar la tasa de variación de calor de la ley de Fourier:

$$W_x = - \frac{S \partial \theta}{\rho \partial x} \quad (6-6)$$

Donde:

$W_x$ : Tasa de calor transferido a través del área S en la dirección de x [W]

$\rho$ : Resistividad térmica [K.m/W]

S: Área de superficie perpendicular al flujo de calor [m<sup>2</sup>]

$\frac{\partial \theta}{\partial x}$ : Gradiente de temperatura en dirección de x

Si se deriva la ecuación 6-5 se obtiene:

$$\frac{d\theta(r)}{dr} = \frac{\theta_1 - \theta_2}{\ln \frac{r_1}{r_2}} \frac{1}{r} \quad (6-7)$$

El área de un cilindro por unidad de longitud es igual a  $2\pi r$ . Sustituyendo esto en la ecuación 6-7, queda la siguiente ecuación:

$$W = \frac{2\pi}{\rho_{th} \ln \frac{r_2}{r_1}} (\theta_1 - \theta_2) \quad (6-8)$$

De la ecuación 6-8 se puede observar la analogía entre el modelo térmico y eléctrico mencionado en el principio de esta sección. Donde

$$I = \frac{\Delta V}{R} \quad \longrightarrow \quad W = \frac{\Delta \theta}{T}$$

En base a lo anterior se puede despejar el valor de resistencia térmica para la conducción de una capa cilíndrica por unidad de largo es

$$T = \frac{\rho_{th}}{2\pi} \ln \frac{r_2}{r_1} \quad (6-9)$$

Ya con esto, modelar cada componente que ofrece resistencia térmica dentro del cable y así de esa manera poder saber de que manera se comporta cada cable según sus características de espesor y resistividades térmicas de su respectivo material.

En las secciones siguientes se presenta la manera de calcular la resistencia térmica específica de cada componente del cable y además como se calcula la resistencia térmica entre la superficie del mismo con el exterior

### 6.3.1 Resistencia térmica entre el conductor y la cubierta ( $T_1$ )

#### Cable monofásico

La resistencia térmica entre conductor y cubierta se calcula de la siguiente manera

$$T_1 = \frac{\rho}{2\pi} \ln\left(1 + \frac{2t_1}{d_c}\right) \quad (6-10)$$

Donde:

$T_1$ : Resistencia térmica de la aislación [K.m/W]

$\rho$ : Resistividad térmica de la aislación [K.m/W]

$d_c$ : Diámetro del conductor [mm]

$t_1$ : Espesor del aislamiento entre conductor y cubierta [mm]

Algunos valores de resistividad térmica son presentados en la tabla 6-2 que se presenta a continuación

Tabla 6-2 Valores de resistividad térmica para distintos tipos de aislación [13]

Material	Resistividad térmica ( $\rho$ ) [K.m/W]
Aislamiento de papel en cables de tipo sólido	6.0
Papel pre-impregnado	6.5
Masa impregnada	6.0
PE	3.5
XLPE	3.5
PVC (en cables hasta 35 kV)	5
EPR (en cables mayores a 3 kV)	5
Papel polipropileno	6.5
Policloropreno	5.5
Materiales para ductos de instalación	
Concreto	1.0
Fibra	4.8
Asbesto	2.0
PVC	1.2
PE	3.5

En el caso de que la cubierta sea corrugada,  $t_1$  se basa en el diámetro medio interno de la cubierta, cuya expresión se encuentra en la ecuación 6-11

$$d_m = \left( \frac{D_{it} + D_{oc}}{2} - t_s \right) \quad (6-11)$$

Donde:

$D_{it}$ : Diámetro interno de la cubierta [mm]

$D_{oc}$ : Diámetro externo de la cubierta [mm]

$t_s$ : Espesor de la cubierta [mm]

Entonces, en base a lo anterior, la manera de calcular la resistencia térmica entre el conductor y la cubierta se presenta en la ecuación 6-12.

$$T_1 = \frac{\rho}{2\pi} \ln \frac{d_m}{d_c} \quad (6-12)$$

Donde:

$\rho$ : Resistividad térmica de la aislación [K.m/W]

$d_m$ : Diámetro medio interno de la cubierta [mm]

$d_c$ : Diámetro del conductor [mm]

### **Cable trifásico, con conductor circular o cilíndrico y pantalla metálica en cada núcleo**

Una de las ventajas de usar pantallas visto desde el punto de vista de la disipación del calor, es que esta reduce la resistencia térmica del cable proporcionando un recorrido de calor a lo largo del material de apantallamiento de alta conductividad térmica, en paralelo con el recorrido a través del dieléctrico

Para cables trifásicos, el cálculo de la resistencia térmica es más compleja que para los monofásicos, una fórmula matemática no puede ser determinada para el uso del logaritmo, así que en su reemplazo se utiliza un factor geométrico.

$$T_1 = K \frac{\rho}{2\pi} G \quad (6-13)$$

Donde:

$K$ : Factor de apantallamiento para cables trifásicos con pantalla metálica

$G$ : Factor geométrico para cables trifásicos de conductor circular

$\rho$ : Resistividad térmica de la aislación [Km/W]

Para la obtención de los valores de  $G$  y de  $K$ , es que se presentan en las figuras 6-3 y 6-4 las gráficas.

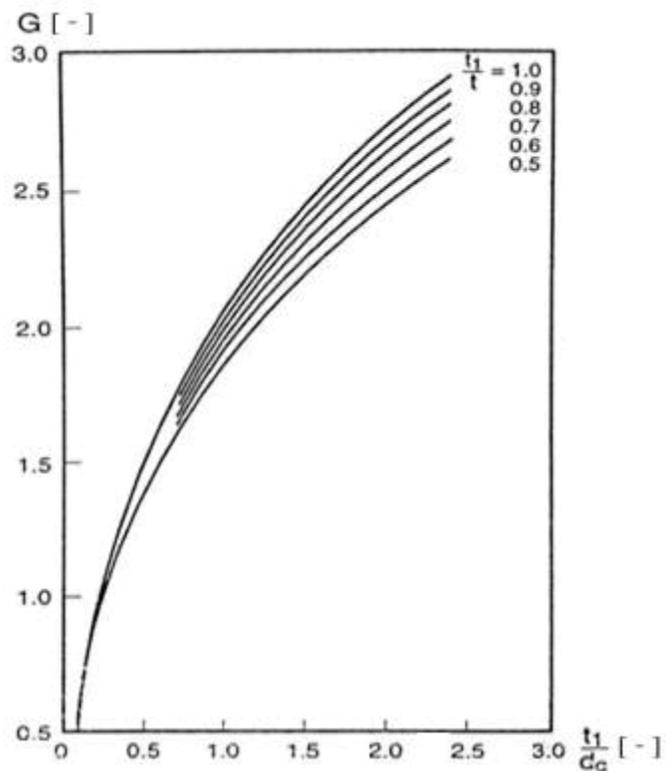


Figura 6-3: Curva para la obtención del factor geométrico de cable trifásico [4]

Donde:

$t_1$ : Espesor de aislación entre conductor y pantalla [mm]

$t$ : Relleno de aislación entre conductores [mm]

$d_c$ : Diámetro del conductor [mm]

En la figura 6-2 se puede apreciar como se relaciona el espesor de aislación entre conductor y pantalla, con el relleno que existe entre los conductores y también junto con el diámetro del conductor, para de esa manera llegar al factor geométrico.

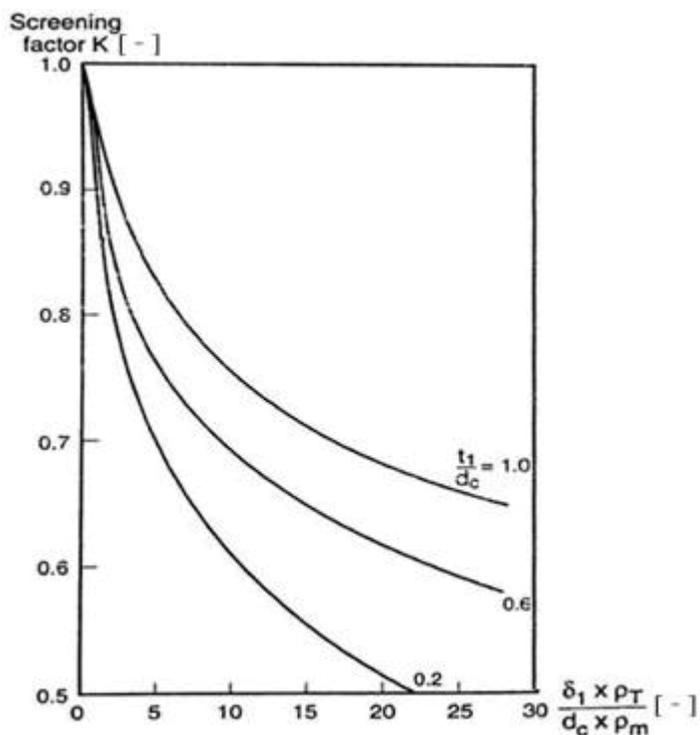


Figura 6-4 Curva para la obtención de factor K (factor de apantallamiento en cables trifásicos) [4]

Donde:

$\delta_1$ : Espesor de la pantalla metálica [mm]

$\rho_t$ : Resistividad térmica de la aislación [K.m/W]

$t_1$ : Espesor de aislación entre conductor y pantalla [mm]

$d_c$ : Diámetro del conductor [mm]

$\rho_m$ : Resistividad térmica del material ( $27 \times 10^{-4}$  [K.m/W] para cobre;  $48 \times 10^{-4}$  [K.m/W] para aluminio)

### 6.3.2 Resistencia térmica entre la cubierta/pantalla y armadura ( $T_2$ )

Para cables monofásicos, bifásicos, y trifásicos que tengan la panta en común

$$T_2 = \frac{\rho}{2\pi} \ln\left(1 + \frac{2t_2}{D_s}\right) \quad (6-14)$$

Donde:

$\rho$ : Resistividad térmica de la cama de la armadura [K.m/W]

$D_s$ : Diámetro externo de la cubierta [mm]

$t_2$ : Espesor que ocupa la armadura [mm]

### 6.3.3 Resistencia de la chaqueta exterior del cable ( $T_3$ )

Para cables monofásicos la resistencia térmica de la cubierta exterior se calcula como sigue

$$T_3 = \frac{\rho}{2\pi} \ln\left(1 + \frac{2t_3}{D'_a}\right) \quad (6-15)$$

Donde:

$\rho$ : Resistividad de la chaqueta exterior [K.m/W]

$D'_a$ : Diámetro externo de la armadura; para cables sin armadura se toma el diámetro inmediatamente anterior al de la cubierta para reemplazar el valor de la armadura [mm]

$t_3$ : Espesor que ocupa la chaqueta exterior [mm]

En el caso de cubiertas corrugadas

$$T_3 = \frac{\rho}{2\pi} \ln \left[ \frac{D_{oc} + 2t_3}{\left(\frac{D_{oc} + D_{it}}{2}\right) + t_s} \right] \quad (6-16)$$

Donde:

$D_{oc}$ : Diámetro externo de la cubierta [mm]

$t_3$ : Espesor de la chaqueta exterior [mm]

$D_{it}$ : Diámetro interno de la cubierta [mm]

$t_s$ : Espesor de la cubierta [mm]

### 6.3.4 Resistencia entre la cubierta exterior y la superficie del suelo ( $T_4$ )

También se le conoce como resistencia térmica externa. Para cables instalados de forma subterránea, el medio que los rodea afecta enormemente la capacidad de corriente que son capaces de transportar, es por esto que esta resistencia térmica representa más del 70% del aumento de temperatura del conductor. [4]

La resistencia térmica externa depende de las características térmicas del suelo, el diámetro del cable, la profundidad de instalación, modo de instalación (directamente enterrado, en ductos o banco de ductos) y el aporte de calor de cables cercanos. Como se mencionó al comienzo, en este trabajo solo se considerarán dos tipos de instalación de cables subterráneos, una de ellas es la instalación en ductos enterrados, y la otra será en bancos de ductos, además, solo se tomará el caso en que exista un cable puesto en cada tubería.

Para el cálculo de la resistencia entre la superficie del cable y el terreno se utiliza el método de las imágenes, en donde la suma de los aumentos de temperatura por el calor de  $W_t$  y por su imagen ficticia ubicada simétricamente con respecto a la superficie emitiendo un calor  $-W_t$ . La representación de lo anterior se aprecia en la figura 6-5.

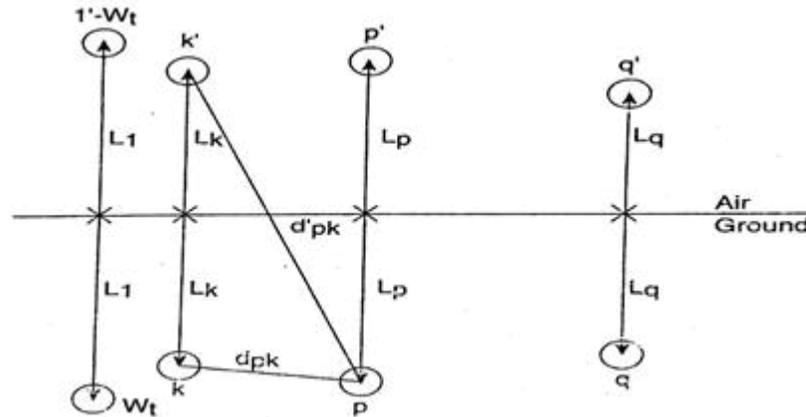


Figura 6-5: Ilustración del método de las imágenes y los valores para la ecuación de resistencia térmica externa. [13]

Donde:

$$u: \frac{2L}{D_e}$$

$\rho_s$ : Resistividad térmica del suelo [K.m/W]

$D_e$ : Diámetro externo del cable [mm]

$L$ : Profundidad a la que está instalado el cable (medido hasta el centro del mismo) [mm]

$W_t$ : Pérdidas totales dentro del cable [W/m]

Si esos dos flujos de calor operan simultáneamente, el resultado de la temperatura obtenido por el teorema de superposición es el siguiente.

$$\Delta\theta = \frac{\rho_s}{2\pi} W_t \ln(u + \sqrt{u^2 + 1}) \quad (6-17)$$

En la tabla 6-3 se muestran algunos valores representativos de resistividad térmicas de suelos, según su grado de humedad.

Tabla 6-3: Resistividad térmica de suelos según humedad [4]

Resistividad térmica típica de suelos [K.m/W]	
Muy seco	0.7
Húmedo	1.0
Medio	1.5
Seco	2.0
Muy seco	3.0

De la ecuación 6-17, y sabiendo la ley de Ohm térmica, se obtiene la expresión para el valor de resistencia térmica externa.

Para  $u > 10$ :

$$T_4 = \frac{\rho_s}{2\pi} \ln(u + \sqrt{u^2 + 1}) \quad (6-18)$$

Mientras que para  $u < 10$ :

$$T_4 = \frac{\rho_s}{2\pi} \ln\left(\frac{4 \cdot L}{D_e}\right) \quad (6-19)$$

Una cosa importante de mencionar, es que como se dijo al comenzar esta sección, los cables no están en contacto, ya que están individualmente instalados en cada.

Ahora, bajo lo anterior, se pueden encontrar dos casos, uno de ellos es que los cables se encuentren desigualmente cargados, o en caso contrario que posean cargas distintas.

En el caso de estar desigualmente cargados se debe realizar el cálculo de aumento de temperatura en cada uno de ellos producto del efecto de calor de los cables cercanos, en donde el aumento de temperatura  $\Delta\theta_{kp}$  en la superficie del cable p, producido por la potencia  $W_k$  watt por unidad de longitud disipada en el cable k es igual a:

$$\Delta\theta_{kp} = \frac{\rho_s}{2\pi} W_k \ln\left(\frac{d'_{pk}}{d_{pk}}\right) \quad (6-20)$$

En donde los valores de  $d'_{pk}$  y  $d_{pk}$  son obtenidos de la figura 6-5.

Si la expresión anterior se transforma a resistencia térmica, y luego se generaliza para una cantidad q de cables agrupados se llega a la expresión 6-21 que está a continuación

$$T_4^p = \frac{\theta_{ep} + \Delta\theta_p - \theta_{amb}}{W_p} \quad (6-21)$$

$$T_4^p = \frac{\rho_s}{2\pi} \left[ \ln(u + \sqrt{u^2 + 1}) + \frac{1}{W_p} \sum_{k=1}^q W_k \ln \frac{d'_{pk}}{d_{pk}} \right] \quad (6-22)$$

Donde:

$\rho_s$ : Resistividad térmica del suelo [K.m/W]

$W_p$ : Pérdidas por efecto Joule en el cable p [W]

$W_k$ : Pérdidas por efecto Joule en los k cables cercanos [W]

La expresión anterior entrega el valor de resistencia térmica  $T_4$  considerando el efecto del calentamiento mutuo de los cables cercanos. Cabe destacar que el valor de  $\Delta\theta$  en la ecuación 4-4 para el cálculo de corriente queda reducido a  $\Delta\theta_p$ , y que la capacidad del cable  $pth$  es determinada usando el valor de  $T_4$  correspondiente a un cable aislado (sin otros cables cercanos) en la posición  $p$ .

Ahora en el segundo caso que es cuando un grupo de cables idénticos e igualmente cargados se encuentran agrupados. En este tipo de agrupamiento la capacidad de los cables queda definida por la ampacidad del cable más caliente. El método que se utiliza para calcular es modificar el valor de  $T_4$  el cual toma en cuenta el calentamiento mutuo del grupo y deja sin alterar el valor de  $\Delta\theta_p$  usado en la ecuación 6-4.

Cuando las pérdidas en el grupo de cables son iguales, la ecuación 4-40 se simplifica y queda

$$T_4 = \frac{\rho_s}{2\pi} \ln \left[ (u + \sqrt{u^2 - 1}) \cdot \left[ \left( \frac{d'_{p1}}{d_{p1}} \right) \left( \frac{d'_{p2}}{d_{p2}} \right) \dots \left( \frac{d'_{pk}}{d_{pk}} \right) \dots \left( \frac{d'_{pq}}{d_{pq}} \right) \right] \right] \quad (6-23)$$

donde existen  $(q - 1)$  factores en corchetes, con el término  $d'_{pp}/d_{pp}$  excluido.

### Resistencia térmica de cables instalados en tuberías

La resistencia térmica externa en este caso consta de tres partes:

1. Resistencia térmica del aire que está entre la superficie del cable y el ducto,  $T_4'$
2. Resistencia térmica propia del ducto,  $T_4''$ . En caso de ser un ducto metálico se debe despreciar esta resistencia.
3. Térmica entre la superficie del ducto y el exterior,  $T_4'''$

Así de esta manera, el valor  $T_4$  queda definido por la suma individual de las partes:

$$T_4 = T_4' + T_4'' + T_4''' \quad (6-24)$$

Para obtener el valor de  $T_4'$  se utiliza la siguiente expresión

$$T_4' = \frac{U}{1 + 0.1 (V + Y \cdot \theta_m) \cdot D_e} \quad (6-25)$$

donde las constantes  $U, V, Y$  que dependen de la instalación y su material.

Tabla 6-4 Constantes de instalación para cálculo  $T_4'$

Condición de Instalación	U	V	Y
Conduit metálico	5.2	1.4	0.011
Ducto de fibra al aire	5.2	0.83	0.006
Ducto de fibra en concreto	5.2	0.91	0.01
Ducto de cemento asbesto al aire	5.2	1.2	0.006
Ducto de cemento asbesto en concreto	0.95	0.46	0.0021

Para encontrar el valor de  $T_4''$  se utiliza la siguiente expresión

$$T_4'' = \frac{\rho}{2\pi} \ln\left(\frac{D_0}{D_d}\right) \quad (6-26)$$

Donde:

$\rho$ : Resistividad térmica del material del ducto [K.m/W]

$D_0$ : Diámetro externo del ducto [mm]

$D_d$ : Diámetro interno del ducto [mm]

Mientras que el valor de  $T_4'''$  se calcula de la misma forma que para un cable usando las fórmulas 6-22 o 6-23 según sea el caso, solo que se debe reemplazar el radio externo del cable por el radio externo del ducto, lo demás se realiza de la misma manera.

### Cables instalados en bancos de ducto

Cuando los cables están instalados en un sistema de bancos de ductos el cable la resistividad térmica del concreto  $\rho_c$  o material que se utilice como relleno es distinta a la del suelo  $\rho_s$ . Para poder llegar al valor de resistencia térmica externa, es que se debe realizar los siguientes pasos

1. Calcular  $T_4$  sin considerar el banco de ductos, a ese valor se le llamará  $T_{4i}$
2. Calcular un factor de corrección que viene dado por la siguiente expresión

$$T_4^{corr} = \frac{N}{2\pi}(\rho_s - \rho_c) \ln(u + \sqrt{u^2 - 1}) \quad (6-27)$$

Donde

$N$ : Número de cables en el banco de ductos

$\rho_e$ : Resistividad térmica del suelo [K.m/W]

$\rho_c$ : Resistividad térmica del concreto del banco de ducto [K.m/W]

$$u = \frac{L_G}{r_b}$$

$L_G$  : Profundidad al centro del banco de ducto [mm]

$r_b$  : Radio equivalente de un círculo inscrito en el banco de ducto [mm]

El cálculo de  $r_b$ , se realiza de la siguiente manera

$$r_b = \exp\left[\frac{1}{2} \cdot \frac{x}{y} \cdot \left(\frac{4}{\pi} \cdot \frac{x}{y}\right) \cdot \ln\left(1 + \frac{x^2}{y^2}\right) + \ln\frac{x}{2}\right] \quad (6-28)$$

En la figura 6-6 se observa la manera en que se obtienen los valores de  $x$  e  $y$  utilizados en la ecuación 6-28.

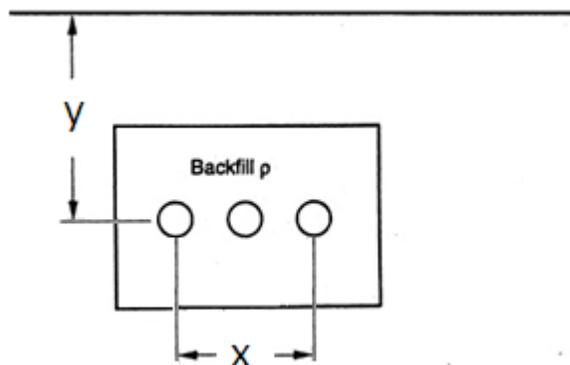


Figura 6-6: Ejemplificación para obtener los valores de  $x$  e  $y$ , en la expresión de  $r_b$

Donde:

$x$ : Distancia horizontal entre los ductos los extremos [mm]

$y$ : Distancia vertical desde la superficie del suelo al centro de los ductos [mm]

3. Para finalmente obtener el valor de  $T_4$  se deben sumar los valores de  $T_{4i}$  y de  $T_4^{corr}$ , por lo que finalmente queda

$$T_4 = T_{4i} + T_4^{corr} \quad (6-29)$$

# 7 Criterios para verificación de sección

Para la correcta elección de sección de un conductor, se propone aplicar los siguientes criterios

- Máxima capacidad de corriente en régimen permanente
- Caída de tensión
- Capacidad de cortocircuito
- Sección económica

de los cuales, el primero se determina como se mencionó en el capítulo anterior, ya que la máxima capacidad de corriente está determinada por su límite térmico y su valor está dado por la ampacidad.

En el segundo paso se busca que la caída de tensión sea menor a un valor establecido por normativa. Para su cálculo se necesita de los parámetros eléctricos obtenidos en el capítulo 5.

En el tercer paso se debe calcular la capacidad de cortocircuito del conductor, la cual depende de sus características constructivas, y luego encontrar el valor de corriente máxima de falla, la cual debiese ser menor que el valor que soporta el conductor.

Mientras que en el último paso se propone encontrar una sección del conductor que tenga el menor costo posible, y al mismo tiempo cumpla con la condición de ampacidad.

Si bien no existe una regla o norma que establezca el orden de aplicación de los criterios, este será el establecido al comienzo de este capítulo.

## 7.1 Máxima intensidad de corriente en régimen permanente

Esto es exactamente el mismo cálculo en el capítulo 6, que es la ampacidad o también conocida como máxima intensidad admisible, en esta sección se vuelve a nombrar solo porque también es un criterio para la elección de una sección adecuada. Así de esta manera, el valor de corriente será el que se obtiene de la ecuación 6-4.

## 7.2 Caída de tensión

Debido a las impedancias que presentan los conductores, aparece una caída de tensión a lo largo de la línea, es por esta razón que la tensión en el extremo receptor será menos que en el origen de la línea. El cálculo de la sección por caída de tensión consiste en determinar el valor mínimo que debe tener la sección de los conductores para que la caída de tensión no supere unos límites prefijados. En Chile en niveles de media tensión, Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente deberá estar dentro del rango -6,0% a +6,0% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro. [5]

Para determinar la caída de tensión, si bien este tipo de líneas en media tensión se consideran como cortas, ya que su longitud generalmente es menor a 80 Km, pero como en cables subterráneo se presenta un efecto capacitivo, esta se modela como línea de longitud media, para así de esa manera poder tomar en cuenta este efecto. En la figura 7-1 se aprecia le modelo de longitud media a utilizar en la metodología.

Para comenzar primero se debe encontrar los valores de  $R$ ,  $X_L$  y  $C$  de la línea, para su obtención referirse al capítulo 5.

La impedancia de la línea queda definida por lo siguiente

$$z = R + j . w . L \quad (7-1)$$

$$y = G + j . w . C \quad (7-2)$$

Las ecuaciones 7-1 y 7-2 correspondes a la impedancia en serie por unidad de longitud, y admitancia en derivación por unidad de longitud respectivamente. Para la obtención de su valor total solo se debe multiplicar por el largo total de la línea como se muestra a continuación

$$Z = z . l \quad (7-3)$$

$$Y = y . l \quad (7-4)$$

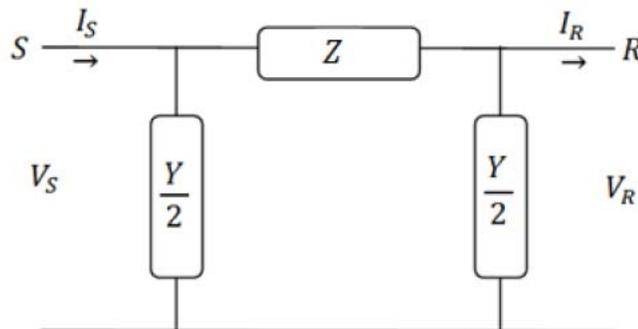


Figura 7-1: Esquema del modelo PI nominal [14]

Los elementos de la línea pueden ser representados por un tetrapolo o red de dos puertas, lo que consiste en la representación por medio de un circuito equivalente de 4 términos como el que muestra la siguiente figura 7-2 a continuación.



Figura 7-2: Tetrapolo para modelar línea de longitud media

La expresión de transferencia del tetrapolo está determinada del siguiente modo

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (7-5)$$

Donde:

$$A = D = 1 + \frac{Y \cdot Z}{2} [p.u] \quad (7-6)$$

$$B = Z [\Omega] \quad (7-7)$$

$$C = Y \left( 1 + \frac{Y \cdot Z}{4} \right) [S] \quad (7-8)$$

Una vez obteniendo los parámetros de la línea, se puede obtener el valor de regulación de tensión de la línea con la ecuación 7-9.

$$\%RT = \frac{|V_{rev}| - |V_{rpc}|}{|V_{rpc}|} \cdot 100 \quad (7-9)$$

Donde

$V_{rev}$ : Voltaje del receptor en vacío [V]

$V_{rpc}$ : Voltaje del receptor con carga [V]

Al momento de realizar el cálculo de regulación debe cumplir la condición mencionada al comienzo de esta sección, en donde %RT debe estar entre -6,0% a +6,0%, en caso contrario se debe aumentar la a la sección siguiente de conductor y repetir los cálculos hasta que se logre obtener la regulación deseada.

### 7.3 Capacidad de cortocircuito

Como ya en los pasos anteriores se escogió el cable a utilizar, se debe comprobar si cumple con la condición de soportar la corriente de cortocircuito en caso de una falla.

Primero que todo, se debe determinar cuánta corriente es capaz de soportar el conductor bajo un cortocircuito, y posteriormente se debe realizar el cálculo de qué corriente circulará en caso de ocurrir una falla, para esto se asumirá que la falla es monofásica a tierra. Una vez conocida la capacidad de corriente que soporta el cable en caso de falla, y la corriente que circulará en caso de ocurrir una, se comparan esos dos valores, y se debe verificar que la corriente de falla siempre sea menor a la que es capaz de soportar el cable, en caso contrario se debe aumentar la sección del conductor. Para una mejor comprensión de la idea planteada se puede observar la figura 7-3 que contiene los pasos a seguir en este caso.

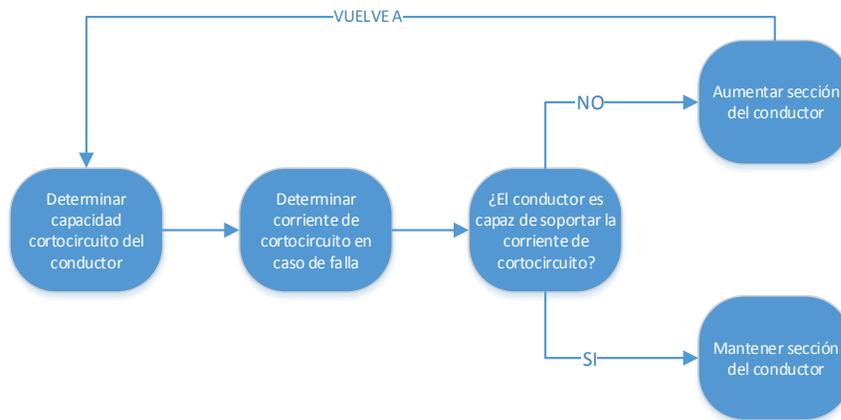


Figura 7-3: Pasos para determinar sección adecuada para la corriente de cortocircuito

#### 7.3.1 Determinación de la capacidad de cortocircuito del conductor

En esta sección lo que se busca es encontrar el valor de corriente de cortocircuito que el conductor es capaz de soportar bajo una condición de falla.

El principal inconveniente que ocurre durante una falla, es que la corriente de cortocircuito calienta por efecto Joule los conductores por los cuales circula, provocando temperaturas muy elevadas, es por esta razón que se debe conocer la capacidad de corriente que el conductor soporta bajo esta condición y así evitar posibles problemas.

Como el cortocircuito es un fenómeno transitorio con una duración muy corta, se considera que es una transformación adiabática, por lo que se asume que:

- No hay intercambio de calor
- Todo el calor generado se emplea en hacer aumentar la temperatura de los conductores
- La red está funcionando y ha tomado su temperatura de régimen permanente  $T_r$
- La intensidad de cortocircuito produce una elevación de temperatura hasta  $T_m$
- $T_m$  depende del tiempo que dura el fenómeno y el tipo del aislante

Para obtener una expresión que entregue el valor de corriente de cortocircuito primero se igualan dos expresiones, la primera es la ecuación de energía transferida por efecto Joule durante la falla, y la segunda es la ecuación de energía transferida en forma de calor

$$W \cdot t = m \cdot c_p \cdot (T_m - T_r) \quad (7-10)$$

Donde

$W$ : Potencia disipada por efecto Joule [W]

$t$ : Duración de la falla [seg]

$m$ : Masa del conductor [Kg]

$c_p$ : Calor específico del conductor [ $\frac{J}{kg \cdot ^\circ C}$ ]

$T_m$ : Temperatura máxima soportable por durante un tiempo limitado por el aislante [ $^\circ C$ ]

$T_r$ : Temperatura de régimen soportable por el aislante [ $^\circ C$ ]

Si el lado izquierdo de la ecuación 7-10 es expresada en función de la corriente de corriente de cortocircuito  $I_{cc}$  se obtiene

$$R \cdot I_{cc}^2 \cdot t = m \cdot c_p \cdot (T_m - T_r)$$

Si en lo anterior, el valor de resistencia se reemplaza por  $\rho \cdot l / S$ , mientras que si la masa se reemplaza por el producto de la densidad por el volumen  $m = Y \cdot S \cdot l$ , y en la expresión resultante se despeja el valor de  $I_{cc}$ , se obtiene

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{Y \cdot c_p \cdot (T_m - T_r)}{\rho}} \cdot \frac{S}{\sqrt{t}} \quad (7-11)$$

Si se llama  $k'$  al término

$$k' = \sqrt{\frac{Y \cdot c_p \cdot (T_m - T_r)}{\rho}} \quad (7-12)$$

La ecuación 7-11 queda de la siguiente manera

$$I_{cc} = k' \cdot \frac{S}{\sqrt{t}} \quad (7-13)$$

Pero en los catálogos comerciales en lugar de emplearse el término  $k'$ , se emplea el término  $k$ , que es

$$k = \frac{1}{k'}$$

por lo que la ecuación 7-13 queda de la siguiente forma

$$I_{cc} = k \cdot \frac{s}{\sqrt{t}} \quad (7-14)$$

Donde:

$I_{cc}$ : Corriente de cortocircuito en el conductor [A]

$k$ : Constante  $\left[ \frac{A \cdot \sqrt{\text{seg}}}{\text{mm}^2} \right]$

$s$ : Sección del conductor [ $\text{mm}^2$ ]

$t$ : Tiempo de duración de la falla [seg.]

Así de esta manera, con la ecuación 7-14 se puede obtener el valor de corriente de cortocircuito que es capaz de soportar un determinado conductor.

En la ecuación 7-14 se observa que el valor de  $I_{cc}$  depende de tres variables, la primera es el término  $k$ , la sección ( $s$ ) y el tiempo de duración de la falla ( $t$ ).

Como se aprecia en la ecuación 7-12, término  $k$  depende de dos partes principales del cable, que son el conductor y el tipo de aislación. En el caso del conductor depende de su volumen ( $V$ ), calor específico ( $c_p$ ) y resistividad ( $\rho$ ). Mientras que de su aislación depende de la temperatura de régimen permanente ( $T_r$ ) y de la temperatura máxima soportable en caso de cortocircuito ( $T_m$ ).

El segundo término y tercer término corresponden como se mencionó en los párrafos anteriores a la sección del conductor ( $s$ ) y al tiempo de duración de la falla ( $t$ ).

Para simplificar los cálculos es que en la Norma UNE 21-192 incluye el uso de tablas en las cuales entregan valores de  $k$  para distintos tipos de aislación, secciones y tiempos de duración de fallas. En las tablas 7-1 y 7-2 se aprecian valores de  $k$ , en la primera para conductores de cobre, mientras que en la segunda para conductores de aluminio.

**Criterios para verificación de sección**

Tabla 7-1 Factor k para conductores de cobre [ $\frac{A \cdot \sqrt{seg.}}{mm^2}$ ] [15]

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$	Duración del cortocircuito $t_{cc}$ [seg.]									
	(K)	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
PVC:											
Sección <300mm <sup>2</sup>	90	363	257	210	162	148	115	93	81	72	66
Sección >300mm <sup>2</sup>	70	325	229	187	145	132	102	83	72	65	59
XLPE,EPR Y											
HEPR U <sub>0</sub> /U>18/30Kv	160	452	319	261	202	184	143	116	101	90	82
HEPR U <sub>0</sub> /U<18/30 kV	145	426	301	246	190	174	135	110	95	85	78

Tabla 7-2 Factor k para conductores de aluminio [ $\frac{A \cdot \sqrt{seg.}}{mm^2}$ ] [15]

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$	Duración del cortocircuito $t_{cc}$ [seg.]									
	(K)	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
PVC:											
Sección <300mm <sup>2</sup>	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
Sección >300mm <sup>2</sup>	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE,EPR Y											
HEPR U <sub>0</sub> /U>18/30Kv	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR U <sub>0</sub> /U<18/30 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

### 7.3.2 Cálculo de instensidad de cortocircuito

En esta etapa se calculan las corrientes de cortocircuito, si bien lo más comúnmente utilizado es obtener la corriente de cortocircuito trifásico que es la más elevada, se calcularán las corrientes de falla monofásica a tierra, bifásica con y sin descarga a tierra, así de esta manera se tendrá una idea al menos de los niveles de corriente de falla en cada uno de estos casos.

$$I_{CC3F} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3} |Z_1|} \quad (7-15)$$

$$I_{CC1FT} = \frac{\sqrt{3} c V_n}{|(Z_1 + Z_2 + Z_0)|} \quad (7-16)$$

$$I_{CC2F} = \frac{c V_n}{|(Z_1 + Z_2)|} \quad (7-17)$$

$$I_{CC2FT} = c V_n \left[ \frac{\sqrt{3} |Z_2|}{|Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0|} \right] \quad (7-18)$$

Donde:

$V_n$ : Tensión nominal línea a línea del sistema en el punto de falla [V]

$c$ : Factor de tensión, según norma IEC 60909, este factor es de 1.1

$Z_1 = R_1 + j X_1$ : Impedancia de circuito equivalente de Thevenin de la red de secuencia positiva en el punto de falla [ $\Omega$ ]

$Z_2 = R_2 + j X_2$ : Impedancia de circuito equivalente de Thevenin de la red de secuencia negativa en el punto de falla [ $\Omega$ ]

$Z_0 = R_0 + j X_0$ : Impedancia de circuito equivalente de Thevenin de la red de secuencia cero en el punto de falla [ $\Omega$ ]

$I_{CC3F}$ : Corriente de cortocircuito simétrica en RMS de fase, para cortocircuito trifásico [A]

$I_{CC1FT}$ : Corriente de cortocircuito simétrica en RMS de fase, para cortocircuito monofásico a tierra [A]

$I_{CC2F}$ : Corriente de cortocircuito simétrica en RMS de fase, para cortocircuito bifásico aislado de tierra [A]

$I_{CC2FT}$ : Corriente de cortocircuito simétrica en RMS de fase, para cortocircuito bifásico a tierra [A]

Una vez obteniendo estas corrientes, se comparan con la capacidad de cortocircuito que soporta el conductor, y se debe verificar que el conductor sea capaz de soportarla en algunos de los tiempos asociados a cada una, en caso contrario se debe aumentar la sección del conductor.

## 7.4 Sección económica

El concepto de sección económica hace referencia a escoger una sección de conductor que tenga el menor costo posible entre la suma del costo de inversión, junto con el costo de las pérdidas durante su vida económica.

El costo total de inversión y operación durante la vida económica del cable es la siguiente:

$$CT = CI + CL \quad (7-19)$$

Donde:

*CT*: Costo total de inversión y operación durante la vida económica del cable [\$]

*CI*: Costo de la longitud del cable instalado [\$]

*CL*: Costo equivalente, al día en que la instalación fue pagada, de las pérdidas durante la vida económica de *N* años [\$]

En el caso del costo equivalente de las pérdidas, existen dos tipos de ellas, que son las pérdidas por efecto capacitivo y las por efecto Joule. Debido a que las pérdidas por efecto capacitivo en el nivel de media tensión son mucho menores en comparación a las pérdidas por efecto Joule, estas se desprecian en este trabajo.

Por lo mencionado anteriormente, finalmente el costo total queda expresado de la siguiente forma

$$CT = CI + CT_{JOULE}$$

Finalmente, la expresión que muestra el costo total es

$$CT = CI(S) + I_0^2 \cdot R(S) \cdot F(N) \cdot L \quad (7-20)$$

Donde

$I_0$  : Máxima carga en el cable durante el primer año [A]

$R(S)$ : Resistencia aparente del conductor por unidad de longitud, tomando en cuenta efectos de proximidad y skin, y pérdidas en armaduras y cubiertas metálicas. Como su valor es dependiente de la temperatura, se debe calcular un valor de resistencia media durante su vida económica.

$F(N)$ : Función que toma en cuenta el número de fases por circuito, número de circuitos, crecimiento en la carga, incremento en el costo de energía sobre los *N* años de vida económica del cable, tasa de descuento.

*L*: Longitud del cable [m]

En la expresión 7-20  $CI$  y  $R$  están en función de la sección del conductor, mientras que  $F$  está en función del número de años.

Volviendo a la expresión 7-20, el valor de  $R(S)$  se calcula como:

$$R(S) = \frac{\rho_m}{S}$$

Donde

$\rho_m$ : Resistividad media del conductor durante su vida económica [ $\Omega$  m]

$S$ : Sección del conductor [ $m^2$ ]

Para la obtención del valor de resistividad media del se utiliza la siguiente expresión

$$\rho_m = \frac{\rho_{20}}{2} \left( \frac{\beta + \theta_{amb}}{\beta + 20} \right) \left( \frac{1}{1 - \gamma} + \frac{1}{1 - g \cdot \gamma} \right) \quad (7-21)$$

Donde

$\beta$ : Es el recíproco del coeficiente de temperatura de resistencia del material conductor en grados Kelvin. Para Aluminio  $\beta = 228$  y para el Cobre = 234.4

$\theta_{amb}$ : Temperatura ambiente [ $^{\circ}C$ ]

El valor de  $\gamma$  y de  $g$  se obtienen con la expresión 7-20 y 7-21 respectivamente

$$\gamma = \left( \frac{I_0}{I_z} \right)^2 \left( \frac{\theta - \theta_{amb}}{\beta + \theta} \right) \quad (7-22)$$

$$g = (1 + a)^{2(N+1)} \quad (7-23)$$

Donde

$I_z$ : Máxima corriente que es capaz de transportar el cable [A]

$\theta$ : Máxima temperatura de operación del cable [ $^{\circ}C$ ]

Volviendo nuevamente a la expresión 7-20 el valor de  $F(S)$  se encuentra de la siguiente forma

$$F(N) = F_1(N) + F_2(N) \quad (7-24)$$

Donde  $F_1$  y  $F_2$  se obtienen con las ecuaciones 7-25 y 7-26 respectivamente

$$F_1(N) = \frac{T \cdot P \cdot N_p \cdot N_c \cdot Q_p(N)}{1 + i} \quad (7-25)$$

$$F_2(N) = \frac{D \cdot N_p \cdot N_c \cdot Q_D(N)}{1 + i} \quad (7-26)$$

Donde

$T$ : Tiempo de operación a máxima pérdida por efecto Joule (Número de horas por año que la corriente máxima  $I_0$  necesitaría fluir para producir las mismas pérdidas de energía anual que las actuales.

$P$ : Costo de 1 Watt por hora de energía, según el nivel de voltaje [\$/W hr]

$D$ : Demanda de carga por año [\$/W año]

$N_p$ : Número de conductores por fase del circuito

$N_c$ : Número de circuitos que traen el mismo tipo y carga

$Q_p(N)$  y  $Q_D(N)$ : Coeficientes que toman en cuenta el incremento en la carga, incremento en el costo de la energía sobre los  $N$  años y la tasa de descuento

$i$ : Tasa de descuento

Mientras que los valores de  $Q_p$  y  $Q_D$  son los siguientes

$$Q_p(N) = \sum_{n=1}^N r_p^{(n-1)} = \frac{1 - r_p^N}{1 - r_p}, \quad r_p = \frac{(1 + a)^2 (1 + b)}{1 + i} \quad (7-27)$$

$$Q_D(N) = \sum_{n=1}^N r_D^{(n-1)} = \frac{1 - r_D^N}{1 - r_D}, \quad r_D = \frac{(1 + a)^2 (1 + c)}{1 + i} \quad (7-28)$$

Donde

$a$ : Porcentaje de incremento en la carga por año [%]

$b$ : Porcentaje de incremento en el costo de la energía por año (no incluye el efecto de la inflación) [%]

$c$ : Factor de escalada de carga de la demanda [%]

Ahora que se sabe de qué manera obtener el valor del costo total, se puede encontrar una relación lineal entre los costos iniciales y la sección del alimentador a utilizar, esta se representa mediante la siguiente expresión

$$CI(S) = L \cdot (A \cdot S + G) \quad (7-29)$$

Donde

$L$ : Largo del conductor [m]

A: Componente variable del costo dependiente de la sección del conductor [ $\$/mm^2/m$ ]

S: Sección del conductor [ $m^2$ ]

G: Componente constante del costo que no depende de la sección del conductor [ $\$/m$ ]

Entonces, la sección óptima  $S_{ec}$   $mm^2$  puede ser obtenida de la ecuación del costo total derivándola con respecto a la sección, igualando a cero y despejando  $S_{ec}$  y se obtiene la siguiente expresión

$$S_{ec} = 1000 \cdot \sqrt{\frac{I_0^2 \cdot F(N) \cdot \rho_m \cdot B}{A}} \quad (7-30)$$

Donde:

B: Es un valor auxiliar que toma en cuenta el efecto skin, proximidad y factor de pérdida de la cubierta y armadura

$$B = (1 + y_s + y_p) \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2)$$

A: Coeficiente de qué parte del costo de la instalación depende de la sección del conductor [ $\$/mm^2/m$ ]

$$A = \frac{\text{Costo de instalación } [\$] \cdot \text{Distancia del conductor } [m]}{\text{Sección del conductor } [mm^2]} \quad (7-31)$$

Como paso importante al momento de realizar el cálculo de B, se debe observar que no se conoce el valor de los factores de efecto skin, proximidad, factores de pérdida en cubierta metálica ni armadura, es por esa razón, que se debe estimar una sección que pueda ser adecuada a utilizar que pueda cumplir con las necesidades requeridas y, a ese conductor se debe encontrar los valores anteriormente mencionados para obtener un valor de B. Esto de asumir una primera sección puede conllevar a un pequeño error, pero no tendrá un efecto en la selección económica de la sección del conductor.

Una vez obtenido el valor de sección económica, en la mayoría de los casos se tendrá como resultado una sección que no coincide con las secciones comercialmente estandarizada, y es por esa razón es que se debe realizar el cálculo de sección para las dos secciones vecinas a la obtenida (las secciones estandarizadas comercialmente que se encuentran por arriba y por debajo a la sección obtenida).

Una vez calculado el valor de sección económica, se debe hallar el costo total asociado a cada sección económica encontrada anteriormente. Esto se hace con la ecuación 7-32 que se presenta a continuación.

$$CT = A \cdot L \cdot S + I_0^2 \cdot \left(\frac{\rho_m}{S}\right) \cdot F(N) \cdot L \quad (7-32)$$

Mediante la ecuación 7-32 se comparan los costos asociados a cada sección. Como es de esperar, la sección económica será la que presente menores costos.

## 8 Caso de estudio

En el presente capítulo se presenta un caso de estudio, en el cual se necesita diseñar un alimentador subterráneo de media tensión, este problema debe ser solucionado aplicando la metodología propuesta en este trabajo.

La idea de este capítulo además de poder aplicar la metodología a un problema propuesto, es presentar tres soluciones posibles y observar qué ventajas y diferencias presentan cada una de ellas en los pasos propuestos en la metodología.

### 8.1 Presentación del problema

Se necesita construir un nuevo alimentador subterráneo para abastecer de energía eléctrica al nuevo parque industrial que se instalará a un costado del centro de la ciudad.

Además, existe un alimentador que entrega energía a cargas residenciales, el cual dentro de su recorrido pasa por cercanías del nuevo parque industrial. Según estudios realizados por la empresa distribuidora a cargo de la red, el alimentador existente está llegando a su límite de capacidad de carga, por lo que se sugiere un traspaso de carga desde el alimentador existente al nuevo.

En base a la información entregada anteriormente, es que se decide tratar la carga industrial y la carga residencial como una sola gran carga, que presenta las siguientes características:

- Tensión de alimentación: 13.2 [kV]
- Potencia instalada: 4.7 [MVA]
- Factor de potencia: 0.85 (inductivo)
- Crecimiento anual estimado 1.5 %.
- Factor de demanda estimado por la empresa es 0.8

Para complementar la información anterior, se menciona que la ciudad y específicamente el sector donde se desea trazar el nuevo alimentador, está en cercanías del borde costero. Ciudad que posee un clima similar al de Valparaíso, en donde la temperatura máxima que se alcanza en el año no supera los 28 [°C].

## 8.2 Solución propuesta

Para cumplir con los requerimientos mencionados en el problema, es que realizan tres alternativas de solución, con la finalidad de comparar cada una de ellas y observar que ventajas o desventajas poseen una respecto a las otras. Las alternativas son:

- Circuito trifásico, con cable monopolar, con instalación lateral, sin transposición.
- Circuito trifásico, con cable monopolar, con instalación lateral, con transposición.
- Circuito trifásico, con cable tripolar.

En cada una de las alternativas de solución mencionadas anteriormente se aplicará la metodología expuesta en este trabajo.

## 8.3 Trazado

Siguiendo el orden propuesto por la metodología, este es el primer paso para la realización de diseño del alimentador.

El escenario del problema en este caso, y según el diagrama 3-1, este caso se considera como una modificación a la red, ya que se proyecta un alimentador nuevo, además junto a lo anterior, también se debe modificar en cierto grado la estructura de la red debido al traspaso de carga.

### 8.3.1 Restricciones de ruta

En la figura 8-1 se muestra un mapa donde se indica el lugar en el cual se desea realizar el trazado, indicando la ubicación del transformador de donde se alimentará la carga y el punto de partida, que para este caso será la subestación.

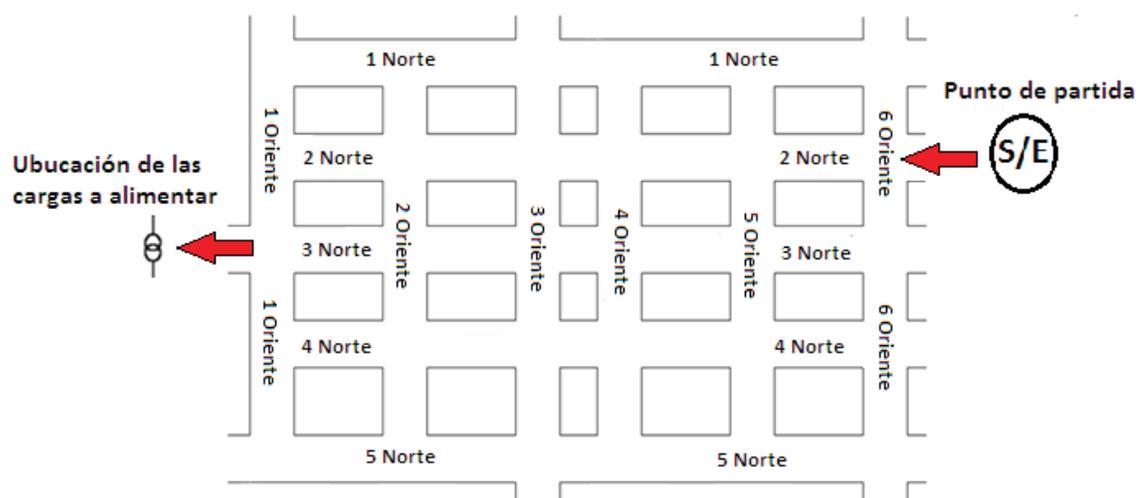


Figura 8-1: Ubicación geográfica de la carga a alimentar y la subestación

Como se mencionó en la sección 3.3, existen situaciones y condiciones que pueden llegar a limitar el trazado por ciertos sectores de la ruta, entre los que se encuentran:

- Estabilidad del terreno
- Presencia de napas freáticas superficiales
- Existencia de otras canalizaciones
- Suelo rocoso
- Dificultades de trabajo debido a cortes de tránsito en lugares concurridos

Estas son solo algunas razones que pueden influir en el descarte de algunos sectores o calles al momento de proyectar la ruta del alimentador.

En específico para este caso de estudio, se asumen algunas de estas condiciones las que son ubicadas en el mapa, de manera de acercar más este caso a la realidad. En la figura 8-2 se muestra el mapa del sector por donde podría ser trazado el alimentador, y se marca con una X el sector en donde existe alguna de las limitantes expuestas anteriormente.



Figura 8-2: Ubicación en el mapa de los puntos con dificultad para proyectar el trazado

### 8.3.2 Ruta más corta

Para ello, es que se utiliza el modelo planteado en la sección 3.4.1, y que asemeja la posible ruta del alimentador a un grafo, para después utilizarlo en la aplicación del algoritmo de Dijkstra. En

la imagen 8-3 es que se presenta la idea planteada. Como observación adicional, cada unidad de distancia marcada en los arcos, es de 73.17 metros.

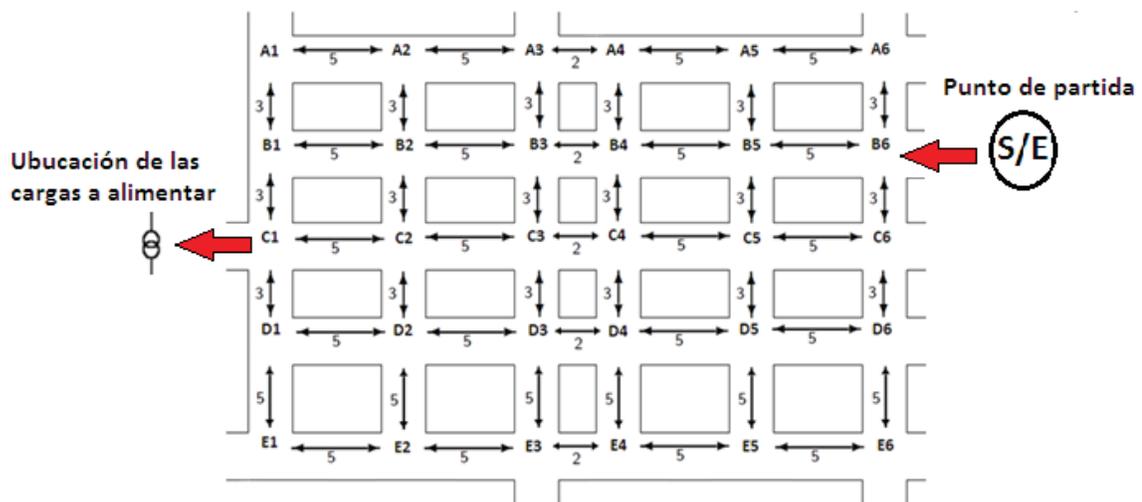


Figura 8-3: Grafo de las calles por donde se proyectará el alimentador.

Ahora en el grafo presentado en la figura 8-3, se deben ubicar los puntos en donde se existe alguna dificultad de trabajo o trazado que se presentaron en la figura 8-2, así se obtiene el grafo final en al que se aplicará el algoritmo de Dijkstra, esto se muestra en la figura 8-4.

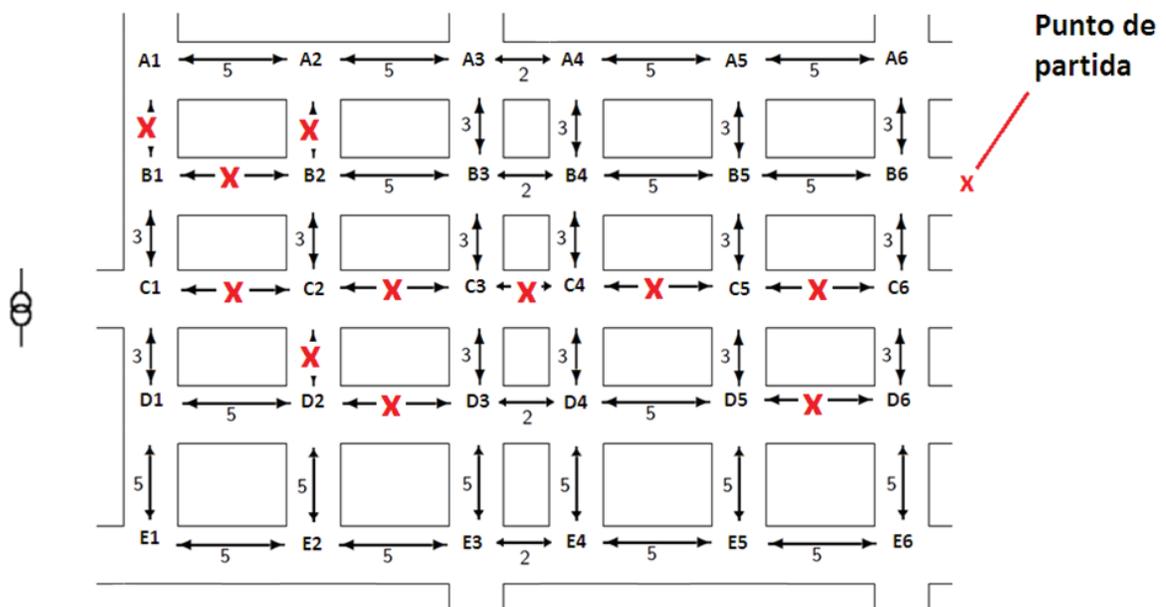


Figura 8-4: Ubicación de arcos descartados en el trazado

Si se aplica el algoritmo de Dijkstra a este grafo, se puede encontrar el camino más corto. En el cual se encontraron 4 rutas con un camino mínimo, con una distancia recorrida de 41, si se hace la equivalencia entre el valor de la unidad y el valor en distancia asignado, la distancia total a

recorrer por el alimentador es de 3000 [m]. Se escogió una de las cuatro rutas como manera de ejemplificar y continuar con el caso de aplicación, la que se ve en la figura 8-5.

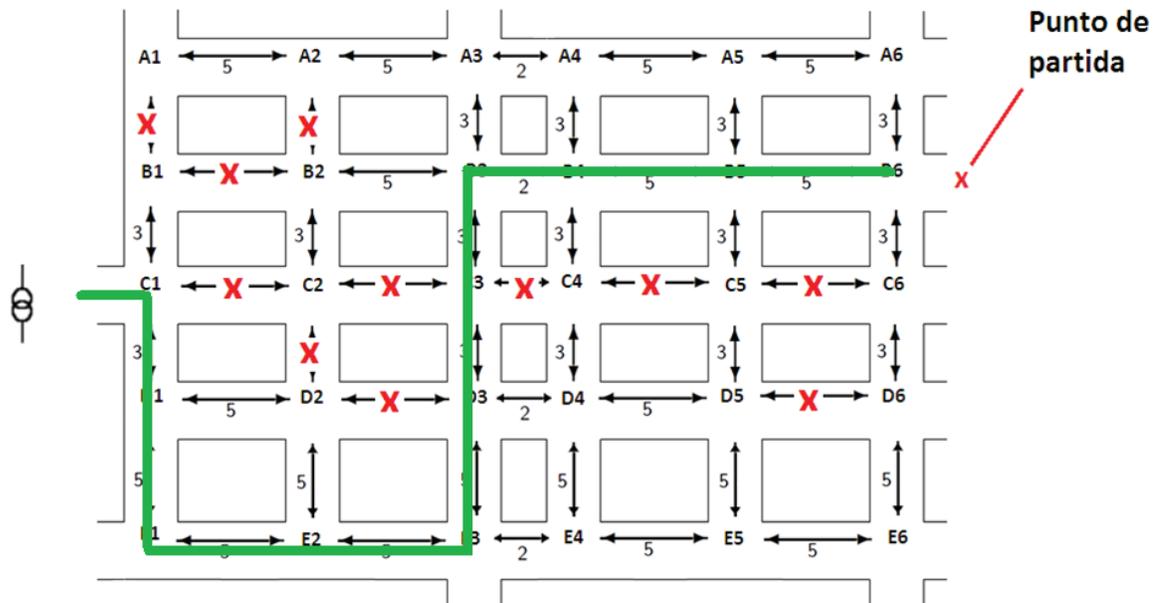


Figura 8-5: Ruta más corta escogida según algoritmo de Dijkstra

### 8.3.3 Condiciones del terreno e instalación

Una vez ya conocida la ruta del alimentador, se puede establecer bajo qué condiciones será sometido el alimentador. Estas condiciones son propias del lugar en el cual será instalado el alimentador, y juegan un papel importante en los cálculos posteriores de aquí en adelante.

Entre las principales condiciones y que fueron analizadas en los capítulos anteriores se encuentran:

#### Resistividad térmica del terreno

En este caso, se utilizará una resistividad térmica del terreno igual a 1.5 [Km/W], lo que según la tabla 6-3 equivale a un terreno medianamente húmedo.

#### Temperatura ambiente

Si bien esta varía según la hora del día, y su máximo y mínimo son dependientes de la estación del año, se utilizará un valor de 25 [°C], ya que se considera un valor cercano al máximo posible alcanzado, lo que representaría la condición crítica en este caso.

#### Profundidad de instalación de los cables

Según la normativa aplicada a este tipo de instalaciones, en la NSEG 6.E.n.71, dice que la profundidad de la parte superior del ducto donde se instala el cable, hasta la parte superior más

próxima a la superficie, no debe ser menos de 0.6 [m] en aceras, y 0.8 [m] en calzada, por lo que se utilizará una profundidad igual a 1 [m] para la instalación de los cables.

### **Distancia entre los cables**

Generalmente, este tipo de instalaciones se realizan en lugares densamente poblados y con espacios reducidos, es por esa razón que la franja en donde se instalan es relativamente pequeña, para este caso se utilizó como referencia la norma Chilquinta, por lo que la distancia que existe entre los ductos es de 0.1 [m].

### **Humedad y cercanía al mar**

Al realizar el trazado del alimentador en cercanías a la costa, se debe evitar el uso de conductores de aluminio, ya que este tipo de conductor se corroe al estar en presencia de ambientes salinos.

## **8.4 Elección del cable**

Para la elección del cable adecuado se analizará la estructura típica de un cable para media tensión de instalación subterránea mostrada en el capítulo dos de este informe. La idea es justificar la utilización de qué estructura es la más adecuada efectuando un análisis en cuanto a la función que presenta cada componente de este, ver si es necesaria y además encontrar qué material es el más recomendable, todo esto en función de las condiciones de instalación a la que será sometido.

### **8.4.1 Conductor**

Solo se encuentran dos tipos de conductores disponibles para este tipo de cables, que son cobre y aluminio. De aquellos se escogerá el conductor de cobre debido a que la instalación del alimentador será en cercanías del borde costero que es un ambiente salino y corrosivo, ya que el aluminio en estas condiciones va a presentar una capa calcárea y picaduras en su superficie al exponerse a la sal por largos períodos de tiempo, lo que finalmente se traducirá en fallas y quebraduras por esfuerzos en el conductor.

### **8.4.2 Aislación**

Dentro de los tipos de aislación más famosas en el mercado se encuentran el XLPE y el EPR, de estas se analizará cual es la más conveniente.

Las dos son aislaciones en seco, presentan las mismas temperaturas de operación en servicio normal y en cortocircuito, que son 90 y 250°C respectivamente. En el caso del tipo EPR, posee una resistencia a la humedad hasta tal punto que se emplea en la fabricación de cables submarinos en los que este tipo de aislación está en contacto directo con el agua sin protección alguna, mientras que en el caso del XLPE su punto débil es la baja resistencia a la ionización en presencia de humedad, produciendo en los peores casos arborescencia, pero esto se soluciona con el empleo de cubiertas impermeables con la utilización de productos higroscópicos bajo las cubiertas metálicas y exterior.

Puntos a favor de la aislación XLPE es que su resistencia térmica es un poco menor al 40% que en el caso de la EPR, lo que aumentaría la ampacidad. Además, su permitividad es ligeramente menor, provocando un menor efecto capacitivo y al mismo tiempo menores pérdidas debido a este fenómeno.

En base a lo anterior el tipo de aislación a escoger será del tipo XLPE, si bien la mayoría de sus características son iguales, se dará preferencia a la ventaja que presenta esta aislación desde el punto de vista de la ampacidad y pérdidas por sobre el EPR.

Además, como comentario adicional, generalmente en la industria se utiliza el XLPE por sobre el EPR debido a la diferencia en su costo.

### **8.4.3 Pantalla**

Debido a los efectos magnéticos que se producen en los cables subterráneos en media tensión, es recomendable que este posea pantalla para minimizarlos. Entre algunas funciones que desempeña la pantalla están confinar el campo eléctrico dentro del cable, distribuir simétrica y radialmente el esfuerzo eléctrico en la aislación y minimizar la influencia mutua entre cables cercanos.

Junto con lo mencionado en el párrafo anterior, y para apoyar lo dicho anteriormente, en el catálogo “Prysmian: Cable y accesorios para media tensión” año 2014-2015 [11], se hace referencia a la norma IEC 60502 donde se comenta que es requisito para todo cable con tensión superior a 1000 V disponer de una protección metálica, ya sea pantalla o armadura.

### **8.4.4 Capa higroscópica**

Al haber escogido un cable con aislación XLP y estar instalado en cercanías al borde costero, es que el cable debe contar con una capa higroscópica para evitar la ionización debido a la humedad.

### **8.4.5 Armadura**

Si bien la principal función de la armadura es prestar una protección mecánica, dependiendo de las condiciones en las que será instalado esta puede ser obviada. Según las condiciones de este caso, que no son tan extremas como instalaciones submarinas o mineras, la presencia de armadura puede ser innecesaria, y además otras capas del cable pueden ayudar a prestar la acción de agentes externos, como lo es la capa exterior o chaqueta.

En el mismo catálogo mencionado en la sección 8.4.4, se recomienda utilizar armadura solo en casos donde sea absolutamente necesario, ya que las armaduras poseen una sección considerable, en la que se pueden inducir corrientes de circulación a tierra nada despreciables. Esto provocaría una disminución en la ampacidad en cables monofásicos que estén separados entre sí.

Por las razones antes expuestas, es que se sugiere evitar el uso de armadura para este caso.

### 8.4.6 Cubierta exterior

Dentro de las funciones de esta cubierta están las de resistencia antes agentes externos como humedad, aceites y de protección mecánica. Uno de los materiales más ampliamente utilizados es el PVC, el cual cumple con todas las condiciones de uso, y está presente en la mayoría de los catálogos comerciales, por lo que se recomienda la utilización de este tipo de material para la cubierta.

En caso de encontrar en algún catálogo algún material con características de protección mejores que el PVC, se podría considerar su utilización

### 8.4.7 Cable seleccionado de catálogo comercial y esquema de instalación

Según las descripciones realizadas anteriormente, y en búsqueda de las especificaciones dadas, es que se buscó en catálogos comerciales, específicamente en el que ha sido citado en varias ocasiones [11] , y de allí se escogió el cable Voltalene, el cual según sus especificaciones de uso dice lo siguiente:

“Los cables VOLTALENE se pueden utilizar en instalaciones subterráneas, en factorías industriales, centrales eléctricas, subestaciones de transmisión, distribución de energía eléctrica y, en general, en todos aquellos casos en que la adaptabilidad de este tipo de cables”. [11]

Se escogió esta versión ya que cuenta con conductor de cobre, la línea Voltalene utiliza exclusivamente aislación de XLPE, dentro de la misma línea, existen cables con o sin pantalla, y según las especificaciones escogidas para este caso se utilizará el cable VOLTALENE H, el cual cuenta con una pantalla de hilos de cobre, además cuenta con la característica de no contar con armadura.

Como se mencionó en secciones anteriores de este capítulo, la aislación XLPE requiere de una capa higroscópica para evitar problemas con la humedad y arborescencia, la cual está presente en los cables Voltalene mediante la aplicación de hilos longitudinales o cintas hinchantes.

Por último, la opción que entrega este cable para la cubierta exterior, es de un material llamado VEMEX el cual presenta cualidades similares a las del PVC.

En la figura 8-6 se muestra una imagen extraída del catálogo antes mencionado en donde se puede observar la estructura del cable seleccionado.

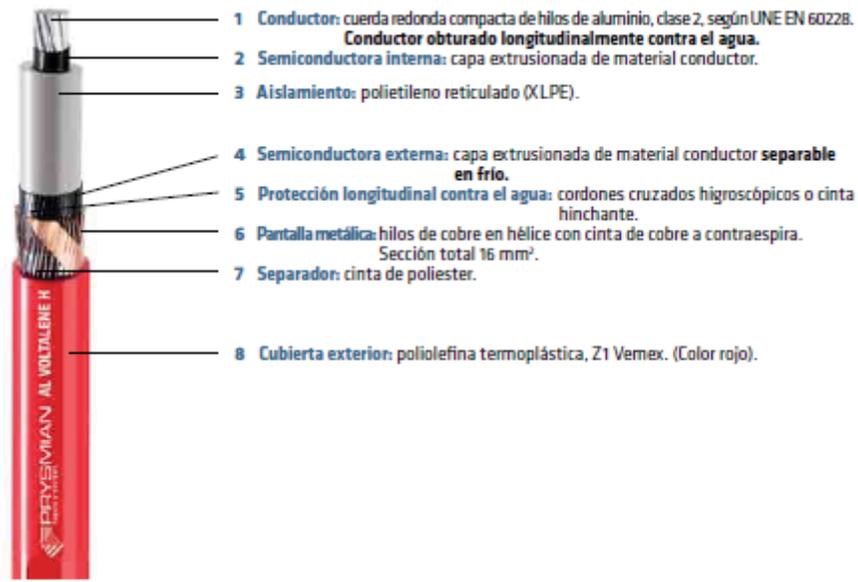


Figura 8-6: Cable Voltalene H para media tensión [11]

Ahora que se han escogido las características del cable, y conociendo las condiciones del terreno y de instalación, en las imágenes 8-7 y 8-8 se presenta la forma de instalación de los cables monofásico y trifásico respectivamente, en las cuales se puede apreciar la profundidad y espacio entre cables, resistividad térmica del terreno y además la temperatura del ambiente, todos estos datos necesarios para poder continuar con los cálculos en los pasos posteriores. Con esta información ya se está en condiciones de continuar al paso siguiente escogido dentro de la metodología.

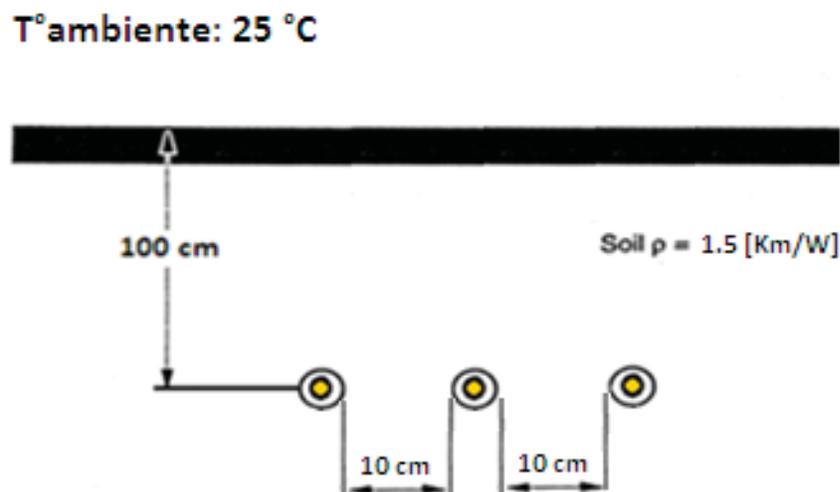


Figura 8-7: Esquema de instalación alimentador monofásico

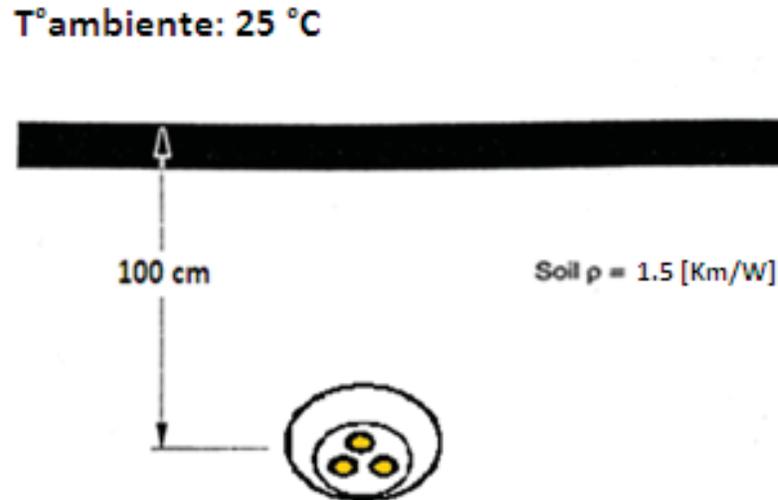


Figura 8-8: Esquema de instalación de alimentador trifásico

## 8.5 Estimación de carga y sección del conductor

### 8.5.1 Estimación de la carga

En primera instancia se debe conocer la corriente inicial, la que se puede obtener de la potencia instalada mencionada al comienzo del capítulo. Su cálculo se aprecia en la ecuación 8-1.

$$I = \frac{4700000}{13200} = 353.75 \text{ [A]} \quad (8-1)$$

Pero como se menciona en el capítulo 4, la potencia instalada generalmente no es igual a la demandada, es por esa razón que se aplica el factor de demanda, para así no sobredimensionar a carga. Aplicando el factor de carga, la corriente inicial con la que se trabajará de ahora en adelante se calcula en la expresión 8-2.

$$I_0 = 353.75 \cdot 0.8 = 283 \text{ [A]} \quad (8-2)$$

Una vez obteniendo el valor de corriente inicial, se utiliza la expresión 4-1 para obtener el valor de corriente requerido al final de la vida útil del cable, el cual es estimado en 25 años, y con un crecimiento del 1.5% anual según los datos entregados en el enunciado de la sección 8.1.

$$I_{25} = 283 \cdot (1 + 0.015)^{25} \quad (8-3)$$

$$I_{25} = 410.62 \text{ [A]} \quad (8-4)$$

### 8.5.2 Estimación de la sección del conductor

Para estimar una sección adecuada, es que se recurre a los catálogos comerciales, en donde se busca algún conductor que cumpla con las características constructivas y eléctricas adecuadas a

las condiciones de instalación y de carga a la que será sometido el alimentador. En este caso se utilizó el catálogo “Cables y accesorios para media tensión”, año 2014-2015 de la empresa Prysmian, que presenta una gran variedad de opciones en cables subterráneos las que se adaptan según las necesidades de la instalación.

Cabe recordar que como se mencionó al comienzo del capítulo, se presentarán tres alternativas de solución, dos de las cuales incluyen la elección de un cable monopolar, mientras la otra escoge un cable tripolar, es por esa razón que para poder realizar comparaciones validas se escogerá la misma sección tanto en el cable monopolar como en el tripolar.

Finalmente la sección escogida fue de 240 mm<sup>2</sup>, ya que como se aprecia es la figura 8-9, esta es la que más se acerca al nivel de corriente requerido y sus condiciones de instalación son similares a las de este trabajo. Naturalmente el valor de intensidad máxima admisible para cada alternativa va a diferir del aparecido en la figura, eso es debido a que las condiciones de instalación en este trabajo son distintas.

**Intensidad máxima admisible (A), en servicio permanente, para cables aislados con XLPE (Voltalene) sin armadura.**

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Tensión nominal					
	(Temperatura máxima en el conductor 90 °C) 1.8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Conductores de Cu					
10	-	-	-	-	-	-
16	115	105	100	91	98	90
25	155	140	130	120	125	115
35	185	170	155	145	150	140
50	220	205	180	170	175	160
70	275	255	225	205	220	200
95	335	305	265	245	260	235
120	385	345	300	280	290	265
150	435	395	340	315	325	300
185	500	445	380	355	370	335
<b>240</b>	590	525	440	<b>415</b>	425	<b>395</b>

- (1) Tres cables unipolares agrupados, instalados al aire.
- (2) Un cable trifásico, instalado al aire, protegido del sol.
- (3) Tres cables unipolares agrupados, enterrados a 1 m de profundidad.
- (4) Tres cables unipolares bajo tubo, enterrados a 1 m de profundidad.
- (5) Un cable trifásico, enterrado a 1 m. de profundidad.
- (6) Un cable trifásico bajo tubo, enterrado a 1 m de profundidad

Temperatura del terreno °C: 25  
 Temperatura del aire °C: 40  
 Resistividad térmica terreno K·m/W: 1,5  
 Temperatura del conductor en °C: 90

Figura 8-9: Intensidad máxima admisible en conductores, según sección, condiciones de instalación y ambiente [11]

Una vez escogida la sección para el conductor que es de 240 mm<sup>2</sup>, y la tensión de trabajo de línea para este caso es de 13.2 kV, se extraen las dimensiones y espesores de cada capa del cable desde el catálogo. En la figura 8-10 se muestran destacados en un recuadro rojo los diámetros bajo el

aislamiento para los cables que se utilizarán, donde  $d$  es el diámetro del conductor,  $d'$  es el diámetro del semiconductor interno, y  $D$  es el diámetro bajo el aislamiento tanto en cables monopolares y tripolares.

Sección $mm^2$	$d$ conductor mm	$d'$ semic. int. mm	D bajo aislamiento (unipolar y tripolar)						
			1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
Conductor de Cu									
35	7	8	11	13	14,8	17	19	-	-
50	8,3	9,3	12,3	14,3	16,1	18,3	20,3	22,9	25,3
70	9,9	10,9	13,9	15,9	17,7	19,9	21,9	24,5	26,9
95	11,6	12,6	15,6	17,6	19,4	21,6	23,6	26,2	28,6
120	13,1	14,1	17,1	19,1	20,9	23,1	25,1	27,7	30,1
150	14,3	15,3	18,3	20,3	22,1	24,3	26,3	28,9	31,3
185	16	17	20	22	23,8	26	28	30,6	33
240	18,7	20,1	22,7	25,3	26,9	29,1	31,1	33,7	36,1
300	20,6	22	24,6	27,6	28,8	31	33	35,6	38
400	23,1	24,5	27,1	30,5	31,3	33,5	35,5	38,1	40,5
500	26,4	28,4	30,8	34,8	35,2	37,4	39,4	42	44,4

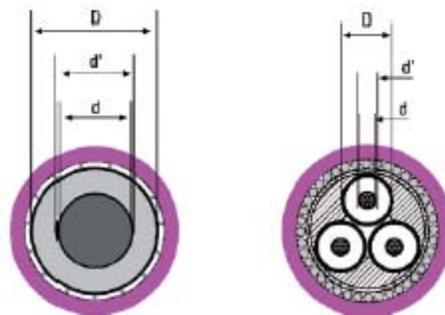


Figura 8-10: Diámetros bajo aislamiento de cables Voltalene (unipolares y tripolares) [11]

Además de la información anterior, también se entrega el valor del diámetro externo del cable para el caso monofásico y trifásico, la cual se presenta en la figura 8-11. Se debe recordar que el cable utilizado es Voltalene tipo H, lo que quiere decir que es con pantalla y sin armadura. Con respecto a la pantalla, según catálogo, tanto en cables monopolares como tripolares está compuesta de hilos cobre con una sección de  $16 \text{ mm}^2$ .

N° de conductores x sección	Ø ext. mm	Peso kg/km	Ø ext. mm	Peso kg/km	Ø ext. mm	Peso kg/km
	Tipo H (no armado)		Tipo HFA (armado flejes Al)		Tipo HMA (armado alambres Al)	
<b>Unipolares 8,7/15 kV (Conductores de cobre)</b>						
1x 25	22.0	810	27.4	1080	28.1	1175
1x 35	23.1	930	28.5	1210	29.4	1325
1x 50	24.4	1075	30.0	1385	30.7	1495
1x 70	26.0	1305	31.6	1635	32.3	1750
1x 95	27.7	1590	33.5	1955	35.0	2155
1x 120	29.4	1870	35.0	2230	36.7	2460
1x 150	30.6	2120	36.4	2515	37.9	2740
1x 185	32.9	2550	38.5	2950	40.2	3210
1x 240	35.6	3165	41.4	3615	43.1	3895
1x 300	37.7	3765	43.5	4235	45.0	4510
1x 400	40.4	4560	46.4	5080	49.1	5535
1x 500	43.9	5700	49.9	6260	52.6	6750
<b>Tripolares 8,7/15 kV (Conductores de cobre)</b>						
	Tipo H (no armado)		Tipo HF (armado flejes acero)		Tipo HM (armado alambres acero)	
3x 25	42.9	2915	48.9	3930	51.6	5245
3x 35	45.3	3400	51.5	4495	54.2	5890
3x 50	48.7	4070	55.1	5250	57.8	6765
3x 70	52.5	5025	58.7	6265	61.4	7870
3x 95	56.4	6135	63.0	7520	65.7	9265
3x 120	59.8	7170	66.6	8660	69.3	10510
3x 150	62.6	8150	69.4	9705	73.4	12405
3x 185	67.3	9760	74.3	11455	78.3	14400
3x 240	73.9	12240	81.1	14120	85.1	17340
3x 300	78.2	14375	87.3	17255	89.8	19850

Figura 8-11: Diámetro externo y peso de cables Voltalene monofásico y trifásico [11]

Ya con la información completa sobre qué cable se utilizará, materiales de cada capa y dimensiones de las mismas es posible avanzar al siguiente paso de la metodología propuesta.

## 8.6 Parámetros eléctricos y pérdidas

En esta sección se calcularán los parámetros eléctricos y pérdidas que se mencionan en el capítulo 5. En primer lugar, se calculará la resistencia de cada conductor, luego la capacitancia y pérdidas en el dieléctrico, y finalmente según la conexión e instalación que exista entre las pantallas, se calculará la reactancia inductiva y factores de pérdida para cada una de las alternativas propuestas como solución.

Cabe mencionar que la resistencia, capacitancia y pérdidas en el dieléctrico se analizarán independientemente si el cable es transpuesto, ya que esto no influye en los cálculos, mientras que la reactancia inductiva y factores de pérdidas se calcularán según sea cable monofásico o trifásico y su transposición.

### 8.6.1 Resistencia en corriente alterna

En sección se busca encontrar la resistencia en corriente alterna a la temperatura de operación del cable, la que es de 90 °C. En primera instancia se calcula la resistencia en corriente continua con la expresión 5-1, para después obtener en corriente alterna con la expresión 5-2, y los factores de efecto skin y proximidad. En la tabla 8-1 se encuentra un resumen de los resultados obtenidos para el cable monofásico y trifásico escogidos.

Tabla 8-1: Valores de resistencia obtenidos para los cables seleccionados

	Cable monofásico	Cable trifásico
$R_{dc(20^{\circ}C)}$ [ $\Omega/km$ ]	0.07184	0.07184
$R_{dc(90^{\circ}C)}$ [ $\Omega/km$ ]	0.09159	0.09159
$Y_s$	0.00651	0.00651
$Y_p$	0.03441	0.05398
$R_{ac(90^{\circ}C)}$ [ $\Omega/km$ ]	0.09535	0.09713

Como se aprecia en la tabla 8-1, lo que diferencia a un cable de otro es el factor de proximidad, esto es debido a que en el cable trifásico cada fase está a una distancia entre sí mucho menor que en el caso monofásico, lo que provoca un aumento en la resistencia en corriente alterna.

### 8.6.2 Capacitancia y pérdidas en el dieléctrico

Dado que la sección, tipo de aislación, y espesor de la misma son idénticos en ambos cables (monopolar y tripolar), es que la capacitancia y las pérdidas debido a este efecto son las mismas para cables monofásicos y trifásicos. En la tabla 8-2 se muestran los valores obtenidos.

Tabla 8-2: Capacitancia y pérdidas en dieléctrico en cables escogidos

Cable monofásico – Cable trifásico	
$C$ [ $\mu F/km$ ]	0.38183
$W_d$ [ $W/km$ ]	79.9640

### 8.6.3 Reactancia inductiva y factores de pérdida en la pantalla

Para el cálculo de reactancia inductiva y factores de pérdida en la pantalla a diferencia de los cálculos previamente realizados, los resultados se entregan según la cantidad de fases y conexión entre pantallas, esto se debe a que estos dependen de la distancia, y conexión que exista entre cada uno de ellos. Para la obtención de estos valores se utilizarán las expresiones entregadas en la sección 5.3 y sus resultados se entregan en las tablas 8-3, 8-4 y 8-5.

Tabla 8-3: Reactancias inductivas y factores de pérdida en cable monofásico sin transposición

		X [ $\Omega$ /km]	$\lambda$ [-]
Circuito con cable monofásico sin transposición	Fase R	0.1605	0.3718
	Fase S	0.1169	0.2305
	Fase T	0.1605	0.4045

En la tabla 8-3 se aprecia que en el caso del circuito con cable monofásico sin transposición, los valores de reactancia inductivas son distintos, esto se debe a que la distancia que existe entre cada cable es distinta y se debe añadir en los cables laterales el efecto mutuo. Además, cabe destacar el factor de pérdidas es menor en el caso del cable central, mientras que es mayor en los cables laterales, y que según las expresiones 5-11 y 5-13 este debería aumentar a medida que crezca la distancia entre cables.

Tabla 8-4: Reactancias inductivas y factores de pérdida en cable monofásico con transposición

		X [ $\Omega$ /km]	$\lambda$ [-]
Circuito con cable monofásico con transposición	Fase R	0.1314	0.1877
	Fase S	0.1314	0.1877
	Fase T	0.1314	0.1877

En el caso de las reactancias inductivas en el circuito con cable monofásico con transposición mostradas en la tabla 8-4, se puede apreciar que sus valores son idénticos, y que tanto la reactancia inductiva y factores de pérdidas son menores que en el caso sin transposición. La reactancia posee un menor valor debido a que al transponer los cables, se iguala la distancia entre cada uno de ellos y se elimina el efecto inductivo mutuo, lo que al mismo tiempo disminuye el factor de pérdidas en la pantalla.

Tabla 8-5: Reactancia y factores de pérdida en cable trifásico

		X [ $\Omega$ /km]	$\lambda_1$ [-]
Circuito con cable trifásico	Fase R	0.0432	0.0205
	Fase S	0.0432	0.0205
	Fase T	0.0432	0.0205

En la tabla 8-5 se entregan los valores para el cable trifásico, en el cual los valores de  $X$  y  $\lambda$  son notoriamente menores que en los dos casos anteriores, esto se debe principalmente a que la distancia entre cada fase de este cable es idéntica entre sí y al mismo tiempo es mucho menor que en las otras dos alternativas. Lo dicho anteriormente favorece en dos sentidos, primero en el caso de la reactancia, que al ser menor producirá una menor caída de tensión, y también favorece en el factor de pérdida, que mientras menor sea su valor, permite tener una mayor ampacidad en el cable.

## 8.7 Ampacidad

Siguiendo con la metodología propuesta, ahora corresponde el cálculo de ampacidad. Para ello, lo primero que se hace es calcular el valor de las resistencias térmicas existentes entre el conductor de cada cable y la superficie del terreno, esto se realiza con los pasos y expresiones de la sección 6.3. En la tabla 8-6 se muestran el valor correspondiente a la resistencia térmica entre la aislación y pantalla ( $T_1$ ), entre pantalla y cubierta ( $T_3$ ), y entre cubierta y superficie del terreno ( $T_4$ ). Cabe mencionar que la resistencia térmica entre pantalla y armadura ( $T_2$ ) no se considera, ya que el cable escogido no posee armadura .

Tabla 8-6: Resistencia térmica de cada cable según su instalación

	Cable monofásico sin transposición	Cable monofásico con transposición	Cable trifásico
$T_1$ [K.m/W] (Igual valor para las tres fases)	0.2577	0.2577	0.3621
$T_3$ [K.m/W] (Igual valor para las tres fases)	0.1537	0.1537	0.0772
$T_4$ [Km/W]			
Fase R	2.3792	2.3792	2.9476
Fase S	2.5438	2.5438	2.9476
Fase T	2.3792	2.3792	2.9476

Una vez obtenidos los valores de resistencias térmicas para cada cable, que eran los datos faltantes para obtener el valor de ampacidad, con la expresión 6-4 se calcula la capacidad de corriente para cada alternativa y fase de estas, los que se presentan en la tabla 8-7.

Tabla 8-7: Ampacidad en cada fase de los cables seleccionados

		Ampacidad [A]
Cable monofásico sin transposición	Fase R y T	426.6719
	Fase S	414.2810
Cable monofásico con transposición	Fase R y T	456.1150
	Fase S	443.0029
Cable trifásico	Fase R, S y T	406.1025

De la tabla 8-7, se puede observar que la alternativa que presenta una mayor ampacidad es la monofásica con transposición, seguida por la monofásica sin transposición, y por último la trifásica. En el caso de la diferencia entre la capacidad de corriente entre los cables monofásicos, se debe principalmente a la transposición, ya que al transponer los cables se disminuye la reactancia inductiva y al mismo tiempo el factor de pérdidas en la pantalla. En el caso del cable trifásico, su valor de ampacidad es menor que en las otras dos alternativas, esto se produce principalmente por la cercanía que existe entre las fases, ya que al estar mucho más cerca que en el caso monofásico, el calor generado por cada una de ellas produce un aumento en el valor de la resistencia térmica  $T_4$ , lo que finalmente se ve traducido en una disminución de la intensidad máxima admisible. Además, cabe mencionar que la capacidad de corriente de está levemente por debajo de la requerida para alimentar a la carga al final de su vida útil, la que será de 410 [A].

## 8.8 Criterios para verificación de sección

Luego de haber modelado el cable, encontrado su ampacidad, y siguiendo con la metodología propuesta, es que en este paso se aplicarán los criterios mencionados en el capítulo 7 para la verificación de la sección escogida, en donde se aplicará en primera el de intensidad máxima, regulación de tensión, capacidad de cortocircuito y finalmente un análisis de costos para cada alternativa propuesta.

### 8.8.1 Intensidad máxima admisible

Si bien la intensidad máxima admisible y la ampacidad calculada en el paso anterior se consideran iguales, en este trabajo se dedicó un capítulo completo y un paso exclusivo dentro de la metodología debido a que su obtención requiere de una gran cantidad de pasos, así de esta manera se presenta un mayor orden y facilidad para visualizar los pasos.

Por lo mencionado anteriormente es que los valores de intensidad máxima admisible para cada alternativa analizada son las presentadas en la tabla 8-7.

### 8.8.2 Caída de tensión

Para el cálculo de caída de tensión, se requieren los valores de resistencia, reactancia inductiva y admitancia, los cuales multiplicados por el largo de la línea serán los utilizados para obtener el tetrapolo de la línea, valores que se presentan en las tablas 8-8 y 8-9.

Tabla 8-8: Impedancias de línea

		Cable monofásico sin transposición	Cable monofásico con transposición	Cable trifásico
Z [Ω/km]	Fase R	0.2861+j 0.4815	0.2861+j 0.3942	0.2914+j 0.1295
	Fase S	0.2861+j 0.3507	0.2861+j 0.3942	0.2914+j 0.1295
	Fase T	0.2861+j 0.4815	0.2861+j 0.3942	0.2914+j 0.1295

Como se puede observar en la tabla 8-8, dentro de cada alternativa propuesta, los valores de Z son iguales, a excepción del alimentador con cable monofásico sin transposición, eso se debe a que la reactancia se ve afectada por la desigualdad de distancia entre cada fase.

Tabla 8-9: Admitancias de línea

		Cable monofásico sin transposición	Cable monofásico sin transposición	Cable trifásico
Y [S/km]	Fase R,S y T	j 0.0003598	j 0.0003598	j 0.0003598

En el caso de los valores de admitancia presentados en la tabla 8-9, son idénticos en las tres alternativas propuestas, debido a que el tipo de aislación, espesor de esta y tensión de trabajo son las mismas en los tres casos.

Con la obtención de la impedancia y admitancia, se pueden obtener los parámetros distribuidos de la línea según las expresiones 7-6, 7-7 y 7-8. Cabe mencionar que como manera de simplificación y entregar los datos de una manera más ordenada, para el cálculo de los parámetros A, B, C y D se utilizó el valor de reactancia inductiva más alto en cada fase, la que produciría una caída de tensión mayor, esto también se realiza con el fin de suponer el peor caso dentro de las fases del alimentador. Los valores para estos parámetros se presentan en la tabla 8-10.

Tabla 8-10: Parámetros distribuidos de línea

	Cable monofásico sin transposición	Cable monofásico con transposición	Cable trifásico
A	0.999913+j 0.000051	0.999929+j 0.000051	0.999976+j 0.000052
B	0.286050+j 0.481500	0.286050+j 0.394200	0.291390+j 0.129450
C	$-9.259681 \cdot 10^{-9}+j 0.000359$	$-9.259681 \cdot 10^{-9}+j 0.000359$	$-9.432542 \cdot 10^{-9}+j 0.000359$
D	0.999913+j 0.000051	0.999929+j 0.000051	0.999976+j 0.000052

Una vez obtenidos los parámetros, solo queda realizar el cálculo de caída de tensión, los que se entregan en la tabla 8-11. Recordar que estos fueron obtenidos al conectar una carga con una corriente de 410 [A] y un factor de potencia de 0.85 inductivo.

Tabla 8-11: Tensiones en vacío, carga y regulación de tensión de las líneas

	$V_2(\text{Vacío})$	$V_2(\text{carga})$	Regulación de tensión [%]
Cable monofásico sin transposición	13201.1436	12997.8757	1.5638
Cable monofásico con transposición	13200.9362	13016.3150	1.4184
Cable trifásico	13200.3074	13070.8085	0.9907

En la tabla 8-11, se observa en primer lugar que la tensión en el extremo receptor es superior al emisor que es de 13200 [V], esto se debe principalmente al efecto capacitivo que presenta la línea. Además de lo anterior, también se observa que todas las alternativas presentadas cumplen con el requisito del 6.0 % máximo de caída de tensión. Si se debe mencionar que algunas poseen una menor caída de voltaje que otras, la principal diferencia la provoca el valor de reactancia inductiva, la que en el caso de los cables monofásicos es debido a la transposición, mientras que en el cable trifásico es debido a la cercanía que existe entre las fases del alimentador.

Como una manera de verificar qué relevancia presenta el efecto capacitivo en la regulación de tensión de las líneas analizadas, es que se elimina este efecto y se vuelve a calcular la regulación, los resultados se presentan en la tabla 8-12.

Tabla 8-12: Tensiones en vacío, carga y regulación de tensión de las líneas sin considerar efecto capacitivo

	$V_{2(\text{vacío})}$	$V_{2(\text{carga})}$	Regulación de tensión [%]
Cable monofásico sin transposición	13200	12996.7497	1.5638
Cable monofásico con transposición	13200	13015.3918	1.4184
Cable trifásico	13200	13070.5041	0.9907

Según la tabla 8-12, los resultados de regulación de tensión son idénticos en comparación a los que consideran el efecto capacitivo, por lo que para el cálculo de este paso se podría despreciar este efecto. Esto se debe a principalmente a que la misma tensión que este efecto adiciona en vacío es la que desaparece al quitar la admitancia del tetrapolo, solo quedando para la caída de tensión la impedancia.

### 8.8.3 Capacidad de cortocircuito

#### Capacidad de cortocircuito

Para la obtención de la capacidad de cortocircuito de un conductor, se utiliza la ecuación 7-14, en donde el valor utilizado para la constante  $k$  es igual a 143, mientras que para el tiempo se escogieron valores que van desde 0.1 hasta 3 segundos.

Se debe considerar que para los casos estudiados la sección del conductor es igual en todos los casos, por lo que la capacidad de cortocircuito es la misma en cada uno de ellos. Los resultados obtenidos se encuentran en la tabla 8-13.

Tabla 8-13: Capacidades de cortocircuito según tiempos de operación de protecciones

Tiempo [s]	Capacidad $I_{cc}$ [kA]
0.1	108.53
0.2	76.74
0.3	62.66
0.5	48.54
0.6	44.31
1.0	34.32
1.5	28.02
2.0	24.27
2.5	21.71
3.0	19.81

En la tabla 8-13, se aprecia que mientras mayor sea el tiempo al que el conductor esté sometido a la falla, menor será la capacidad de corriente que este soportará, por lo que se puede inferir que si se desea maximizar la capacidad de corriente de falla en el conductor, las protecciones deben actuar en el menor tiempo posible.

Como una manera de verificar los valores obtenidos en la tabla 8-13, es que se presenta en la figura 8-8 los gráficos de intensidades de cortocircuito en el conductor entregada por el fabricante para cada una de las secciones presentes en el catálogo. De esta curva se pueden obtener los valores admisibles para la sección escogida que es de  $240 \text{ mm}^2$ .

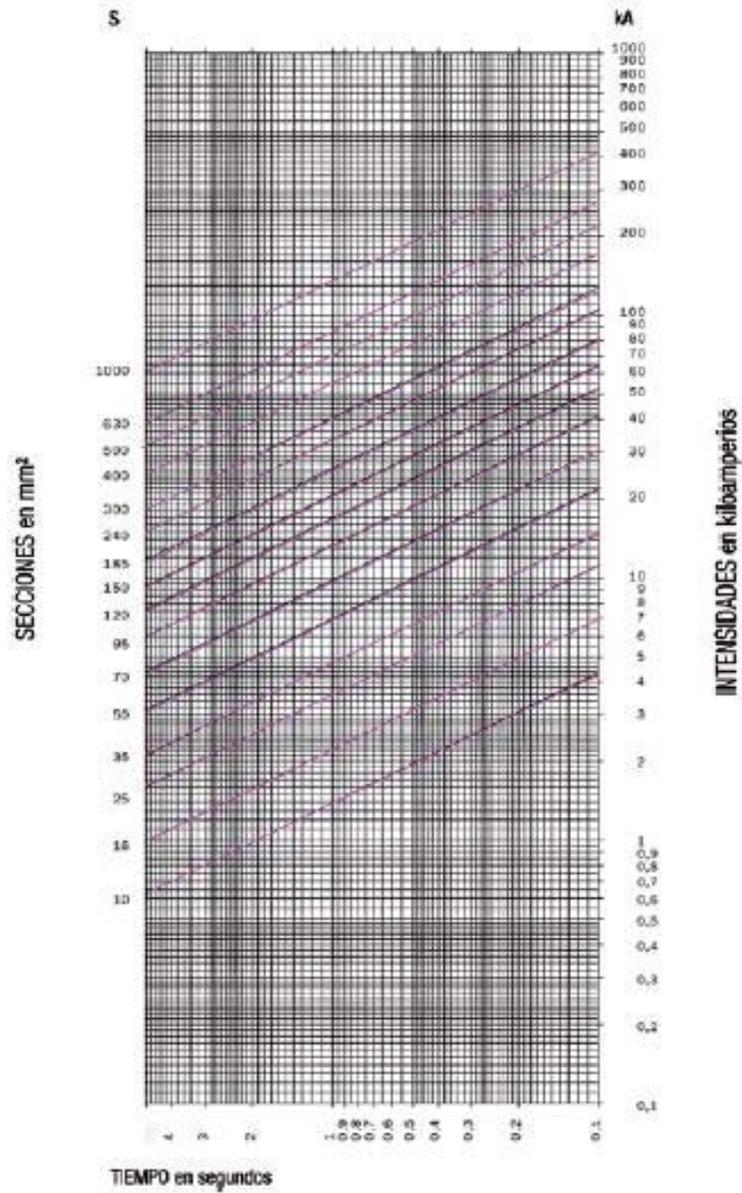


Figura 8-12: Intensidades térmicamente admisibles en cortocircuito para conductores de cobre [11]

Una vez obtenidos los valores desde la gráfica para la sección escogida, como manera de verificación, se comparan las corrientes admisibles en corto circuito calculadas y las obtenidas de la figura 8-12, en la tabla 8-14 se puede apreciar el error que existe entre ellos para cada tiempo.

Tabla 8-14: Comparación entre corrientes del catálogo y calculadas

Tiempo [s]	Capacidad $I_{CC}$ [kA] catálogo	Error entre catálogo y calculado [%]
0.1	110	1.34
0.2	70	9.63
0.3	60	4.43
0.5	48	1.12
0.6	41	8.07
1.0	32	7.25
1.5	27	3.79
2.0	22	10.31
2.5	21	3.36
3.0	18	10.08

De aquí se observa que la diferencia en el mayor de los casos es de un 10.31%, mientras que en el menor es de 1.12%, por lo que los valores obtenidos están dentro margen aceptable considerando la magnitud de las corrientes con las que se trabaja, pero como consideración, se recomienda que utilizar los valores calculados como referencia, y guiarse por los datos entregados en el catálogo para evitar inconvenientes futuros.

#### 8.8.4 Corrientes de cortocircuito

Para la obtención de las corrientes de cortocircuito se utilizarán las ecuaciones mostradas en la sección 7.3.2.

En primer lugar, en las tablas 8-15, 8-16 y 8-17 se entregan los valores de impedancia de secuencias para los cables de cada una de las alternativas propuestas.

Tabla 8-15: Componentes de secuencia de la línea monofásica sin transposición

	R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	Z [ $\Omega$ /km]
$Z_1 = Z_2$	0.0950	0.1605	0.1865
$Z_0$	0.7666	0.8903	1.1748

Tabla 8-16: Componentes de secuencia de la línea monofásica con transposición

	R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	Z [ $\Omega$ /km]
$Z_1 = Z_2$	0.0950	0.1314	0.1621
$Z_0$	0.9882	1.3629	1.6835

Tabla 8-17: Componentes de secuencia de la línea trifásica

	R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	Z [ $\Omega$ /km]
$Z_1 = Z_2$	0.0950	0.1314	0.1621
$Z_0$	0.9882	1.3629	1.6835

Una vez conocidos las componentes de secuencia en cada una de las alternativas propuestas, se procede a calcular los valores de corriente de cortocircuito para cada una de estas. En la tabla 8-18 se entregan las corrientes de falla para los casos de falla trifásica, monofásica a tierra, bifásica aislada de tierra y bifásica a tierra.

Tabla 8-18: Corrientes de falla en cada opción analizada

	$I_{CC3F}$ [kA]	$I_{CC1FT}$ [kA]	$I_{CC2F}$ [kA]	$I_{CC2FT}$ [kA]
Cable monofásico sin transposición	44.95	16.25	38.93	9.92
Cable monofásico con transposición	51.72	12.53	44.79	7.13
Cable trifásico	78.97	19.43	68.39	11.08

De todos los casos y corrientes para cada una de las fallas, la corriente más alta fue la trifásica, por lo que la corriente en esta falla será la que será comparada con la capacidad de corriente de cortocircuito que presenta el conductor.

En la tabla 8-19 se presenta una comparación entre la corriente de falla trifásica, y la corriente asociada al tiempo de duración de la falla.

Tabla 8-19: Duración y corriente máxima de falla, que soporta cada conductor

	$I_{CC3F}$ [kA]	Capacidad conductor $I_{CC}$ [kA]	Tiempos de operación protección [s]
Cable monofásico sin transposición	44.95	48.54	0.5
Cable monofásico con transposición	51.72	62.66	0.3
Cable trifásico	78.97	108.53	0.1

De la tabla 8-19, se observa que existe una clara diferencia entre la duración de la falla y la capacidad de cortocircuito entre las tres alternativas presentadas, el caso del cable trifásico es el que ofrece una menor duración y capacidad de cortocircuito, por lo que el rango de tiempo que presenta para la operación de alguna protección es más restringido que en las otras dos alternativas, además de requerir protecciones de mayor velocidad de operación.

## 8.9 Análisis de costos

Para ello se utiliza la expresión 7-20, en la que se obtiene el costo total, la que suma el costo inicial y el de las pérdidas. En el caso específico de este trabajo, como las tres alternativas propuestas de cables son de la misma sección, serán sometidas a la misma corriente, el costo de energía será el mismo para todas, y además el largo es el mismo, lo único que las diferencia es el costo inicial, por lo que más que un análisis numérico para esta sección, este será estudiado desde un punto de vista conceptual.

$$CT = CI(S) + I_0^2 \cdot R(S) \cdot F(N) \cdot L$$

En primer lugar, como se mencionó en la sección 8-7, el cable trifásico no cumple con la condición de intensidad máxima admisible para el final de su vida útil, por lo que esta alternativa se descarta de analizar, además que esta presenta una capacidad y tiempo limitado para su capacidad de cortocircuito, por lo que una solución para este cable podría ser aumentar su sección, lo que también aumentaría sus costos que ya son mayores a los del cable monofásico, pero como el objetivo en este caso de estudio es analizar cables de secciones iguales, esta alternativa se descarta.

Ahora quedando solo las dos alternativas de cables monofásicos, el costo inicial para cada una de ellas es la misma, ya que el costo del cable e instalación son los mismos, por lo que el problema más que visto desde el punto de vista de los costos, se convierte en un análisis de ventajas de uno sobre otro en cuanto a sus capacidades, pérdidas y comportamiento.

## 8.10 Evaluación de opciones

Para la elección de la alternativa más conveniente en este caso de estudio, se toman en cuenta las ventajas y desventajas en cada una de estas en base a los pasos de la metodología tratada en este trabajo, a continuación, se presenta un análisis de los resultados obtenidos.

En el caso de la resistencia en corriente alterna no se observa mayor diferencia entre la terna de cables monofásicos y el trifásico, es por esta razón que la resistencia no es un punto a evaluar al momento de discriminar entre utilizar alguna de las opciones analizadas.

Debido a que la aislación entre todas las alternativas propuesta es la misma y presentan el mismo espesor, el efecto capacitivo y las pérdidas debido a esto son idénticas, es por eso que esto tampoco entrega información relevante al momento de discriminar entre una opción u otra.

En cuanto a las reactancias inductivas y factores de pérdidas se presentan marcadas diferencias. Primero, en los cables monopolares la disparidad entre las dos alternativas se debe a la transposición, ya que al realizar este procedimiento se igualan los valores de reactancia, su valor total disminuye en comparación a los cables no transpuestos a causa de la eliminación del factor mutuo, provocando además una baja en el factor de pérdidas en la pantalla. Con respecto al cable trifásico los valores reactancia son alrededor de 3 veces menor, y el factor de pérdidas en la pantalla es 9 veces menor, esto es producto de la disminución entre la separación de las fases. Así

que, desde el punto de vista de las reactancias y factores de pérdidas presenta una ventaja el cable tripolar.

La ampacidad es un punto importante a analizar dentro de los resultados obtenidos, ya que esta entrega información sobre si la alternativa es o no capaz de cumplir con la capacidad de carga requerida. Según los valores entregados en la tabla 8-7 se aprecia que hay una clara diferencia, sobre todo al comparar las alternativas que consideran cable monopolar con respecto a la que utiliza tripolar. Si bien existen varios factores que influyen en esto, el principal es la distancia que existe entre las fases, esto se debe que la circulación de corriente a través de los cables se genera calor, el cual es disipado hacia su exterior, y en el caso del cable tripolar al existir una separación tan pequeña entre las fases que el aporte mutuo de calor ayuda a elevar la temperatura del mismo, disminuyendo la corriente que es capaz de transmitir.

La caída de tensión que presenta cada alternativa ofrecida está dentro de la norma, entre los cables monofásicos existe una pequeña diferencia que se debe a que el valor de reactancia es distinto por la transposición, mientras que la caída de tensión en el extremo receptor es menor que en los otros dos casos, esto se debe a que como la distancia entre las fases es mucho menor, lo que implica un valor menor de reactancia serie de la línea.

La capacidad de cortocircuito de las tres alternativas es la misma, debido a que esta depende de la sección, aislación y tiempo de duración de la falla, variables que son compartidas. Caso contrario ocurre las corrientes de falla, en las que siempre la falla trifásica es la que se presenta un valor más alto. De los tres casos estudiados, en el que se utilizó el cable trifásico genera un intensidad de corriente más alta, eso se debe principalmente a que su valor de reactancia es un par de veces menor que en los cables monofásicos, lo que presenta una gran desventaja al momento de analizar la capacidad que soporta este cable, debido a que la duración de la falla no puede ser mayor a 0.1 segundo, a diferencia de la alternativa monofásica con transposición con un tiempo de 0.3 segundos, mientras que con cable monofásico sin transponer presenta una duración máxima de 0.5 segundos. Lo anterior representa una gran restricción para el cable trifásico en comparación a sus pares monofásicos.

De las tres alternativas tratadas, se descarta la que ofrece un alimentador con cable trifásico, esto es debido a que la ampacidad es levemente menor a la deseada al final de su vida útil no cumpliendo con el criterio de máxima intensidad admisible. La capacidad de cortocircuito que presenta está asociada a un tiempo de duración de falla mucho menor que las otras dos opciones, acotando a un espectro más reducido los tiempos de reacción de operación de las protecciones. Los dos problemas antes mencionados podrían ser solucionados aumentando la sección del conductor, lo que encarecería aún más esta alternativa. Además de lo anterior, si bien este trabajo trata solamente aspectos eléctricos, es de consideración que al presentar una falla, este tipo de cable presenta problemas para poder retirar, realizar mantenciones o reemplazar un tramo del mismo, debido a que las tres fases están contenidas dentro del mismo cable.

En cuanto a las dos opciones analizadas con cable monofásico, las principales diferencias que presentan son la ampacidad, la que es alrededor de un 7% mayor en el caso de los cables transpuestos. Mientras que la capacidad de cortocircuito en el cable monofásico sin

transposición aproximadamente un 22 % menor, asociada a un tiempo de duración de 0.5 segundos, a la vez que su par transpuesto posee una mayor capacidad de cortocircuito, pero con un tiempo de 0.3 segundos. Respecto a lo anterior, la velocidad de operación de las protecciones juega un rol de gran importancia, ya que, si estas poseen tiempos de operación menores a los establecidos para cada opción, se descartaría esta variable y se escogería la opción que presenta mayor capacidad de corriente ante una falla.

Según el análisis anterior, es que debido a su mayor ampacidad, y mayor capacidad de cortocircuito es que entre las tres alternativas analizadas para la solución del caso propuesto, se escoge la terna de tres cables monofásicos con transposición.

# Discusiones y conclusiones

La elección de la ruta del alimentador debe ser el primer punto a considerar al momento del diseño de un alimentador, ya que con esta información se sabe las condiciones de operación e instalación, la distancia que deberá recorrer (valor de utilidad para el cálculo de la caída de tensión), junto con eso también permite prever las dificultades constructivas que se puedan presentar, de esa manera al momento de la ejecución del proyecto no se tendrán tras tiempos innecesarios.

Para la aplicación de cables subterráneos, es importante conocer las características de cada tecnología de construcción, ya que estas afectan en las capacidades que preste el cable al momento de su funcionamiento. Los principales factores a considerar al momento de seleccionar un cable subterráneo la temperatura máxima de operación de régimen permanente, el factor de pérdidas de la pantalla, la resistividad térmica del terreno y la profundidad a la que estos serán instalados, ya que estos factores influyen directamente la capacidad de los cables de potencia.

En el caso de la temperatura de operación y el factor de pérdida del dieléctrico son factores que se pueden elegir, mientras que en el caso de la resistividad térmica del terreno es un factor que afecta a todas las tecnologías por igual, por lo que no se puede usar como punto de comparación entre tecnologías, pero es importante destacar que la variación de la resistividad térmica del terreno puede hacer variar la capacidad de los cables de forma considerable, por lo que es conveniente tener un terreno con una baja resistividad térmica, o en su defecto, buscar una menor profundidad de instalación, siempre apegado a los valores presentes en la normativa.

En cuanto al efecto capacitivo de la línea, si bien éste está presente, su valor es bajo, y eso se puede hacer notar en el valor de las pérdidas en el dieléctrico que son casi despreciables. Esto se debe a que el nivel de tensión en el que se trabaja si bien es del orden de la media tensión, este efecto se haría más notorio en líneas de transmisión y sobre todo en líneas de mayor longitud.

La transposición de los cables, es una técnica recomendable, ya que de esta manera se reduce la reactancia de la línea, disminuyendo la reactancia, factor de pérdida en la pantalla, y además también disminuye la caída de tensión. Mientras que si se añade la conexión cruzada entre las pantallas, se eliminan las corrientes inducidas y el efecto Joule producido en estas, aumentando la capacidad de las líneas.

En relación a la capacidad de soportar corrientes de cortocircuito del conductor, se observa que a medida que se retarda el accionamiento de la protección, disminuye la capacidad de corriente de cortocircuito que es capaz de soportar el conductor, lo que quiere decir que existe una relación inversa entre el valor de la corriente y el tiempo de disparo de la protección. Es por esta razón que se recomienda no dar tiempos muy grandes en el tiempo de corte de las protecciones, ya que de ser así se está forzando a aumentar la sección del conductor.

Cumplir con los criterios de elección de sección asegura que el cable no será sometido a condiciones desfavorables de funcionamiento, así de esa manera este operará de manera óptima durante su tiempo estimado de duración y no debería presentar fallas por sobre-esfuerzos.

# Bibliografía

- [1] P. Graneau, *Underground Power Transmission, The Science, Technology, and Economics of High Voltage Cables*, Wiley - Interscience Publicattion, 1979.
- [2] Department of electrical power engineering , TET 4195 High voltage Equipment Cable Technology, Mathematics and Electrical Engineering NTNU, 2009.
- [3] ABB, *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Electrical System Technology Institute, 1997.
- [4] G. J. Anders, *Rating of electric power cables*, Mc Graw Hill.
- [5] SEC, NSEG 5.E.n.71: Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes.
- [6] SEC, NSEG 6.E.n.71: Cruces y paralelismos.
- [7] SEC, RPTD 11 : Líneas de Transporte.
- [8] SEC, RPTD 13: Redes de Distribución.
- [9] SEC, RPTD 04: Conductores.
- [10] SEC, RPTD 05: Aislación.
- [11] Prysmian, «Cables y accesorios para media tensión,» 2014-2015.
- [12] IEC, «IEC 60287-1-1,» de *Current rating equation (100% load factor) and calculation of losses*, 2001.
- [13] IEC, «IEC 60287-2-1,» de *Thermal resistance calculation of thermal resistance*, 2001.

- [14] J. D. G. -. M. S. Sarma, Sistemas de potencia, Ciencias e ingenierías.
- [15] UNE, «21 192 Cálculo de intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático,» 2009.
- [16] SEC, NSEG 8.E.n.75: Electricidad Tensiones Normales para Sistemas e Instalaciones.