



FACULTAD DE INGENIERÍA  
Universidad Nacional de La Plata



UNIVERSIDAD  
NACIONAL  
DE LA PLATA

Facultad de Ingeniería, UNLP

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
PRIMARIA AÉREOS Y USO DE  
RECONECTADORES EN CONJUNTO  
CON SECCIONALIZADORES Y  
FUSIBLES DE EXPULSIÓN

Trabajo Final de la carrera Ingeniería Electricista

Autor: Matías Guerrero

Director: Mg. Ing. V. Fabián Corasaniti

## CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	ESTRUCTURA COMPLETA DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	2
3	ESTACIONES TRANSFORMADORAS AT/MT .....	4
3.1	Diseños .....	4
3.2	Protecciones contra sobrecorrientes .....	7
4	SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	10
4.1	Redes subterráneas .....	11
4.1.1	Características principales .....	11
4.1.2	Estructuras de las redes subterráneas .....	13
4.1.2.1	Estructuras en anillo y en lazo .....	13
4.1.2.2	Estructuras en doble y múltiple derivación.....	16
4.1.2.3	Spot Network .....	17
4.2	Redes aéreas.....	19
4.2.1	Características principales .....	19
4.2.2	Características estructurales de las redes aéreas de MT.....	21
4.2.2.1	Niveles de tensión y tipos de postes .....	21
4.2.2.2	Conductores .....	24
4.2.2.3	Aisladores.....	28
4.2.2.4	Alturas libres y distancias mínimas de los conductores.....	30
4.2.2.5	Puesta a tierra.....	31
4.2.3	Regulación de tensión .....	32
4.2.3.1	Cambio de TAPs en transformadores de distribución secundaria...34	
4.2.3.2	Reguladores de tensión.....	35
4.2.3.3	Compensación capacitiva del reactivo.....	44
4.2.4	Protección contra sobretensiones.....	53
4.2.4.1	Descargadores de MT .....	56
4.2.5	Protecciones contra sobrecorrientes .....	59
5	RECONECTADORES.....	61
5.1	Especificaciones del reconectador.....	61
5.2	Ensayos tipo .....	62
5.2.1	Aislación (ensayo dieléctrico).....	62
5.2.2	Ensayos de interrupción .....	63
5.2.3	Ensayo de corriente de establecimiento simétrica.....	64
5.2.4	Ensayo de corriente mínima de actuación .....	64
5.2.5	Ensayo de sobreelevación de temperatura.....	64
5.2.6	Ensayo de Radiointerferencia (RI).....	66
5.3	Secuencias de operación.....	66
5.4	Clasificación de los reconectadores .....	68
5.4.1	Reconectadores monofásicos y trifásicos.....	68

5.4.2	Medio de extinción del arco eléctrico .....	68
5.4.3	Medio de aislación .....	69
5.4.4	Tecnología de control y operación .....	69
5.4.4.1	Control hidráulico .....	69
5.4.4.2	Control electrónico analógico.....	70
5.4.4.3	Control a través de microprocesadores .....	71
5.5	Curvas de actuación tiempo-corriente.....	77
5.5.1	Curvas IEC 60255.....	78
5.5.2	Curvas IEEE C37.112 .....	80
5.6	Otras funciones del reconectador .....	81
5.6.1	Bloqueo direccional.....	82
5.6.2	Pérdida de fase.....	82
5.6.3	Sobretensión.....	82
5.6.4	Detección de arranque en frío.....	82
5.6.5	Restrictor de corrientes de inrush .....	83
5.6.6	Protección por sobrefrecuencia o baja frecuencia.....	83
6	SECCIONALIZADORES Y FUSIBLES.....	84
6.1	Seccionalizadores .....	84
6.1.1	Clasificación de los seccionalizadores.....	84
6.1.1.1	Seccionalizadores con control hidráulico .....	84
6.1.1.2	Seccionalizadores con control electrónico .....	86
6.2	Fusibles de expulsión.....	87
6.2.1	Tipos de fusibles de expulsión y sus características tiempo-corriente ..	90
6.2.2	Protección de transformadores MT/BT con fusibles.....	92
6.2.3	Protección de bancos de capacitores con fusibles .....	93
7	COORDINACIÓN ENTRE RECONECTADORES, SECCIONALIZADORES Y FUSIBLES DE EXPULSIÓN.....	95
7.1	Coordinación de fusible de expulsión con fusible de expulsión.....	96
7.2	Coordinación de reconectador con seccionalizador.....	98
7.3	Coordinación de reconectador con reconectador .....	99
7.3.1	Por corriente de mínima actuación y/o multiplicador de tiempo .....	99
7.3.2	Por secuencia de operación .....	99
7.3.3	Por configuración de distintas curvas IEC 60255 o IEEE C37.112 .....	100
7.4	Coordinación de reconectador con fusible de expulsión .....	101
7.4.1	Reconectador – fusible de expulsión.....	101
7.4.2	Fusible de expulsión – reconectador.....	104
8	COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA RURAL, “CEDEL” .....	106
8.1	Breve descripción de las redes.....	106
8.2	Cálculo de las corrientes de cortocircuito .....	109
8.2.1	Corriente de cortocircuito trifásica en el punto A.....	110

8.2.2	Corriente de cortocircuito trifásica en el punto B.....	111
8.2.3	Corriente de cortocircuito trifásica en el punto C.....	111
8.2.4	Corriente de cortocircuito trifásica en el punto D.....	112
8.2.5	Corriente de cortocircuito trifásica en el punto E.....	112
8.3	Ajustes del reconectador y coordinación de las protecciones.....	113
9	CONCLUSIÓN GENERAL.....	120
10	REFERENCIAS.....	121

# 1 INTRODUCCIÓN

---

En la sociedad moderna, la electricidad se ha convertido en una necesidad: la misma alimenta maquinas, computadoras, equipos de atención médica, el entretenimiento de hoy en día, entre muchas otras cosas; por lo que la misma debe poder ser generada, transmitida y distribuida con ciertos estándares de calidad, a aquellos usuarios que la requieran, teniendo en cuenta, además, el crecimiento del consumo eléctrico que se produce cada año.

Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, los cuales son uno de los temas de interés del presente trabajo, son la parte de la infraestructura del suministro de energía eléctrica que vinculan al sistema de transmisión de energía eléctrica de Alta Tensión (AT), tensiones superiores a 132kV, reduciendo los valores de tensión de los mismos a valores dentro del rango de Media Tensión (MT), tensiones en el rango de 13,2kV a 33kV, y suministrando finalmente energía eléctrica a los usuarios en Baja Tensión (BT), tensiones inferiores a 1kV.

Dichos sistemas de distribución de energía eléctrica, a su vez, se dividen en sistemas de distribución primaria, que corresponden a la distribución de la energía eléctrica en MT, y sistemas de distribución secundaria, correspondientes a la distribución de energía eléctrica en BT.

Dependiendo de la zona y la densidad de demanda de energía eléctrica que exista en la misma, entre otros limitantes, se recurre a la implementación de distintos tipos de sistemas de distribución de energía eléctrica, los cuales poseen distintas estructuras y distintas formas de operación de la red. En el trabajo se desarrollarán principalmente los sistemas de distribución primaria aéreos, ya que en estos suelen encontrarse instalados los equipos de protección de interés de este trabajo, los cuales se mencionan en los próximos párrafos.

Por otra parte, una de las características más importantes a tener en cuenta en el diseño y operación no solo de los sistemas de distribución, sino también de los sistemas de generación y transmisión, es la posible presencia de distintas anomalías como sobrecargas, cortocircuitos, sobretensiones, etc. Estas fallas no solo representan un problema para la red y los equipos asociados, pudiendo producir su destrucción, sino que también suponen un riesgo para la vida de las personas. Es debido a esto que, tanto en la generación, como en la transmisión y distribución de la energía eléctrica, es necesario contar con determinados equipos que sean capaces de detectar estas anomalías y despejarlas, protegiendo a las personas, a la red y a todos los dispositivos presentes en la misma.

Dentro del análisis que se realizará en el trabajo de los distintos sistemas de distribución, se mencionará también a las protecciones que poseen los mismos contra las fallas antes mencionadas, realizando un desarrollo más profundo de los siguientes dispositivos de protección contra sobrecorrientes y su operación en conjunto:

- Reconectores
- Seccionalizadores
- Fusibles

Por último, se mostrará y analizará el caso real de la coordinación de las protecciones mencionadas, que posee la red de distribución primaria rural de la empresa distribuidora C.E.D.E.L. (Cooperativa Eléctrica de Egaña Ltda.), Rauch, Pcia. de Bs.As..

## 2 ESTRUCTURA COMPLETA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema de energía eléctrica generalmente se divide en las siguientes partes:

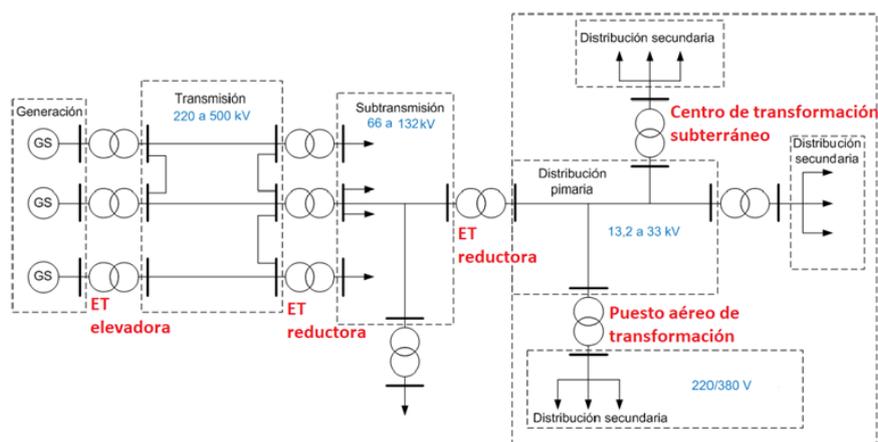
- Generación (en MT)
- Sistemas de transmisión (en 220, 330 o 500kV)
- Sistemas de subtransmisión (en 132 o 66kV)
- Sistemas de distribución primaria (en 33 o 13,2kV)
- Sistemas de distribución secundaria (en BT)

El esquema completo del sistema eléctrico, con sus divisiones, se muestra en la *Figura 2.1*.

Por otro lado, existen tres formas de conexión de la red:

- Redes radiales: presentan un solo camino simultáneo para el flujo de la potencia eléctrica, desde la generación hasta la carga. Son económicos y sencillos en su instalación y en las protecciones eléctricas que requieren, pero tienen la desventaja que, ante una falla, quedan sin servicio todos los usuarios aguas abajo de la falla. Ejemplos de redes que operan en forma radial son los sistemas de subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria.
- Redes en anillo: se alimentan desde dos o más puntos, cerrando un anillo. Son más costosos que los radiales porque requieren más equipos, pero son más confiables, ya que, ante una falla, el usuario se puede alimentar desde otro punto del sistema. Muchos sistemas de distribución primaria tienen también la posibilidad de operar en anillo. Este tema se tratará con mayor profundidad en otros puntos del trabajo.
- Redes malladas: son las redes más complejas y costosas, pero proporcionan un servicio muy confiable. Se utilizan para transmitir grandes volúmenes de potencia o en zonas de alta densidad de carga. Un ejemplo de este tipo de redes son los sistemas de transmisión. Los mismos necesitan ser muy confiables ya que ante una falla, dejan sin energía a una gran cantidad de usuarios. Los sistemas de distribución secundaria también pueden operar en forma mallada.

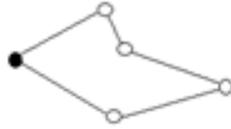
En la *Figura 2.2* se presentan tres esquemas básicos de los sistemas radiales, en anillo y mallados.



*Figura 2.1. Esquema simple del Sistema Eléctrico*



**Red radial**



**Red en anillo**



**Red mallada**

*Figura 2.2. Esquemas básicos de los distintos tipos de redes*

### 3 ESTACIONES TRANSFORMADORAS AT/MT

---

Estas Estaciones Transformadoras (ET) son las encargadas de reducir los niveles de AT de los sistemas de subtransmisión a valores de MT, por lo general 33kV o 13,2kV, desde los cuales saldrán los circuitos de distribución primaria de energía eléctrica.



*Figura 3.1. Estación Transformadora AT/MT de EDELAP, "Subestación Sur" [2]*

#### 3.1 Diseños

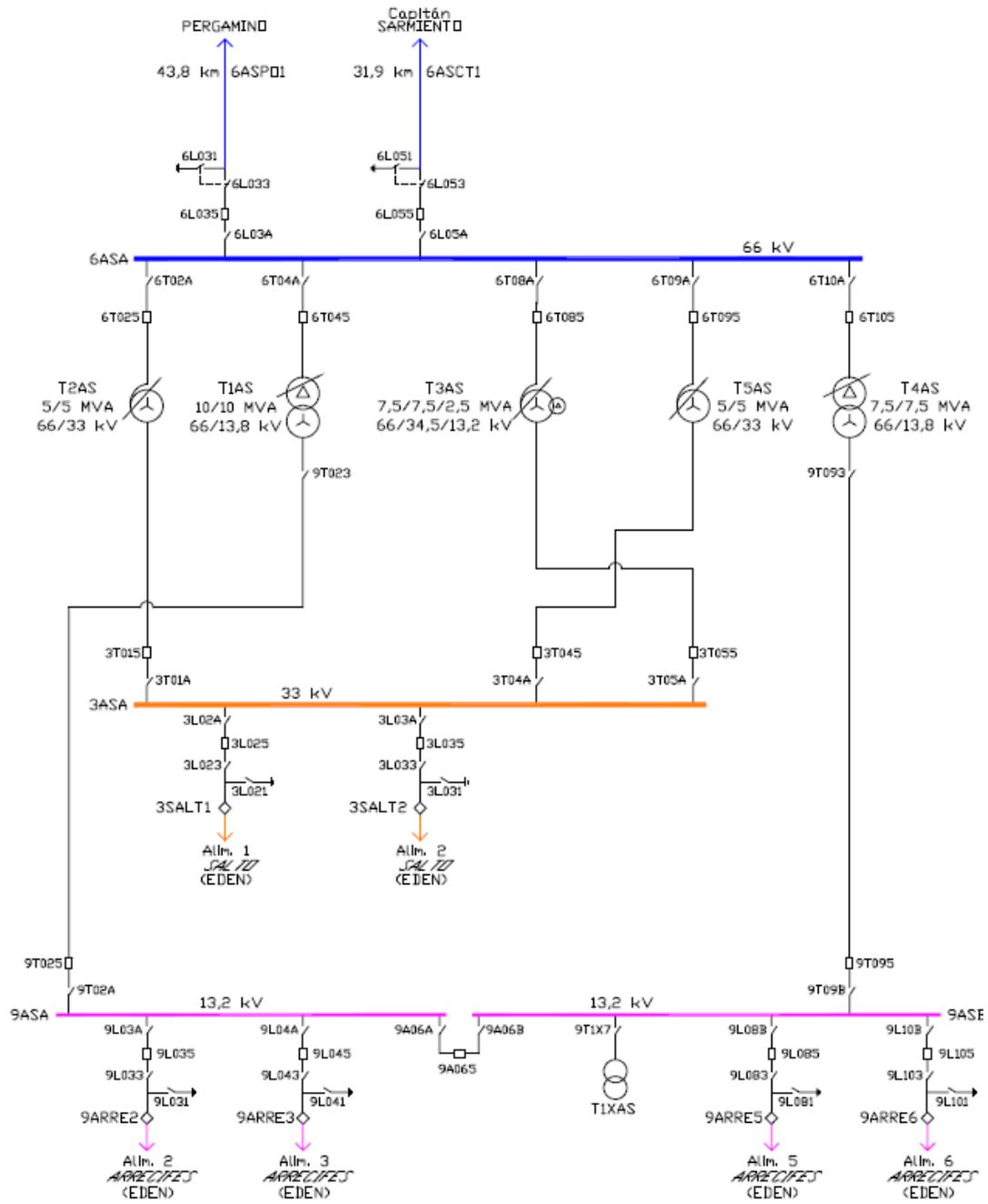
Existen muchos tipos de configuraciones y tamaños de Estaciones Transformadoras, en lo que se refiere a la potencia. Una ET pequeña para distribución primaria rural puede ser de aproximadamente 5 o 10MVA, mientras que una para distribución urbana puede ser superior a 200MVA.

Estos diseños y configuraciones están basados en consideraciones tales como:

- Densidad de carga
- Tensión en el lado de AT
- Tensión en el lado de MT
- Disponibilidad del terreno
- Requisitos de confiabilidad
- Crecimiento de la demanda
- Caída de tensión
- Contingencias
- Costo y pérdidas

Sin embargo, muchas empresas distribuidoras han estandarizado diseños de subestaciones y tamaño de transformadores. Es común, por ejemplo, que para el lado de MT se utilice una configuración simple barra o simple barra partida.

Como ejemplo a esto, se presentan, en la *Figura 3.2 [3]* y *Figura 3.3 [3]*, los diagramas unifilares de las Estaciones Transformadoras Arrecifes y Baradero respectivamente.



*Figura 3.2. Diagrama unifilar Estación Transformadora Arrecifes*

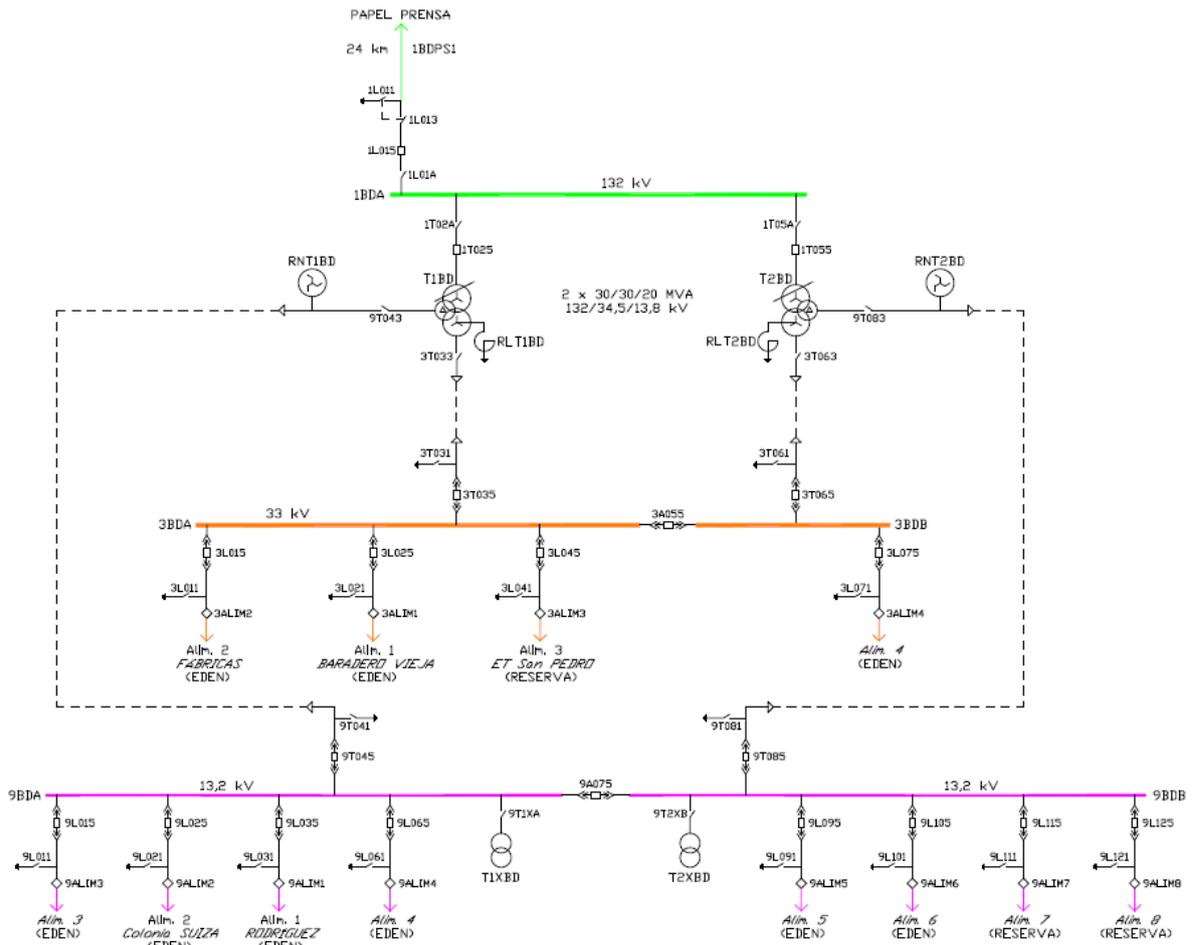


Figura 3.3. Diagrama unifilar Estación Transformadora Baradero

A continuación, en las Figuras 3.4 a 3.7, se muestran las distintas configuraciones de barras para ET [4], sin entrar en los detalles de sus ventajas y desventajas, ya que esto no forma parte del objetivo del trabajo:

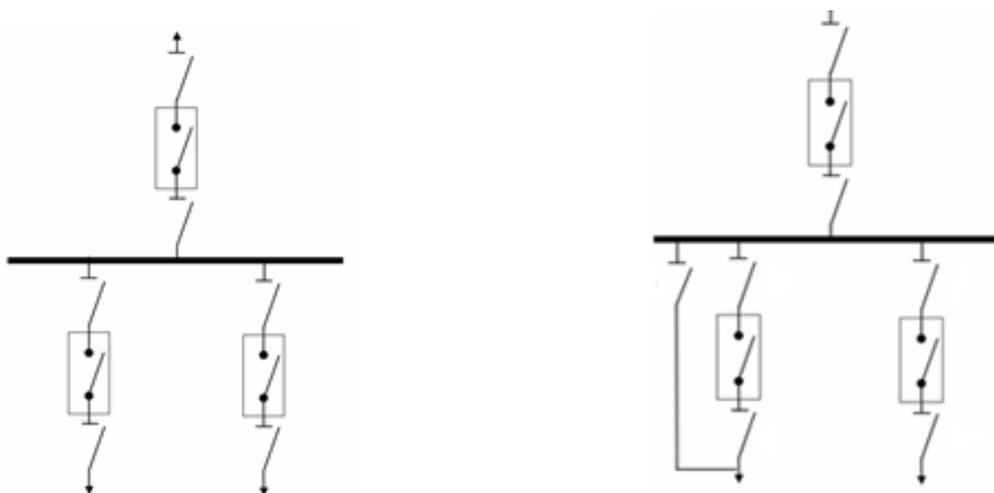


Figura 3.4. Simple barra y simple barra con seccionador by-pass, respectivamente

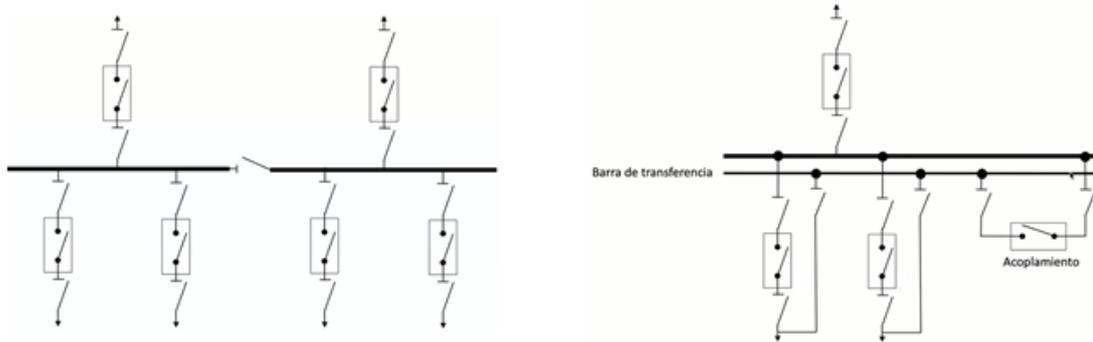


Figura 3.5. Simple barra partida, y simple barra y transferencia, respectivamente

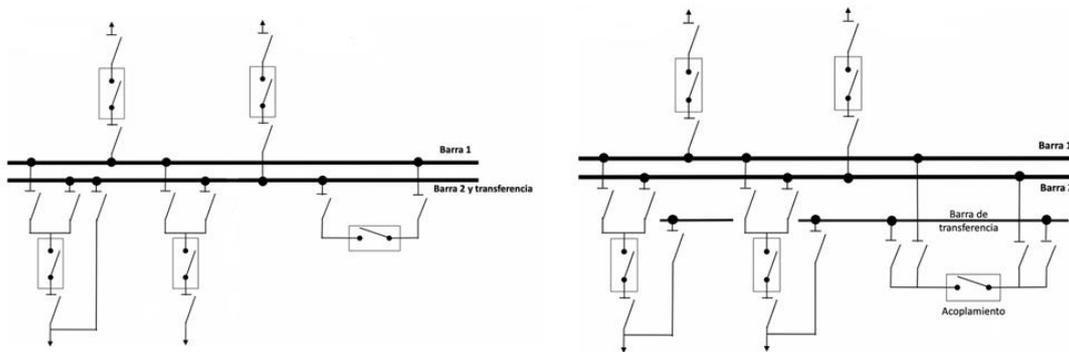


Figura 3.6. Doble barra con y sin seccionador by-pass; y doble barra y transferencia respectivamente

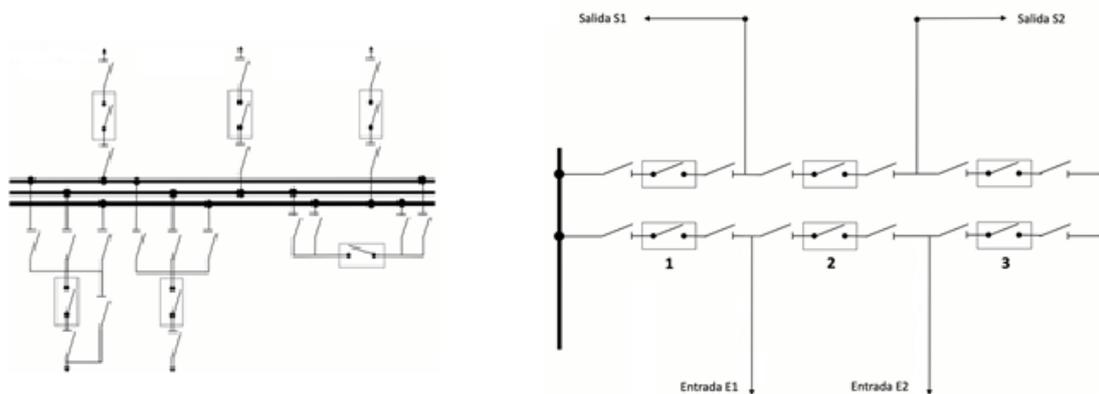


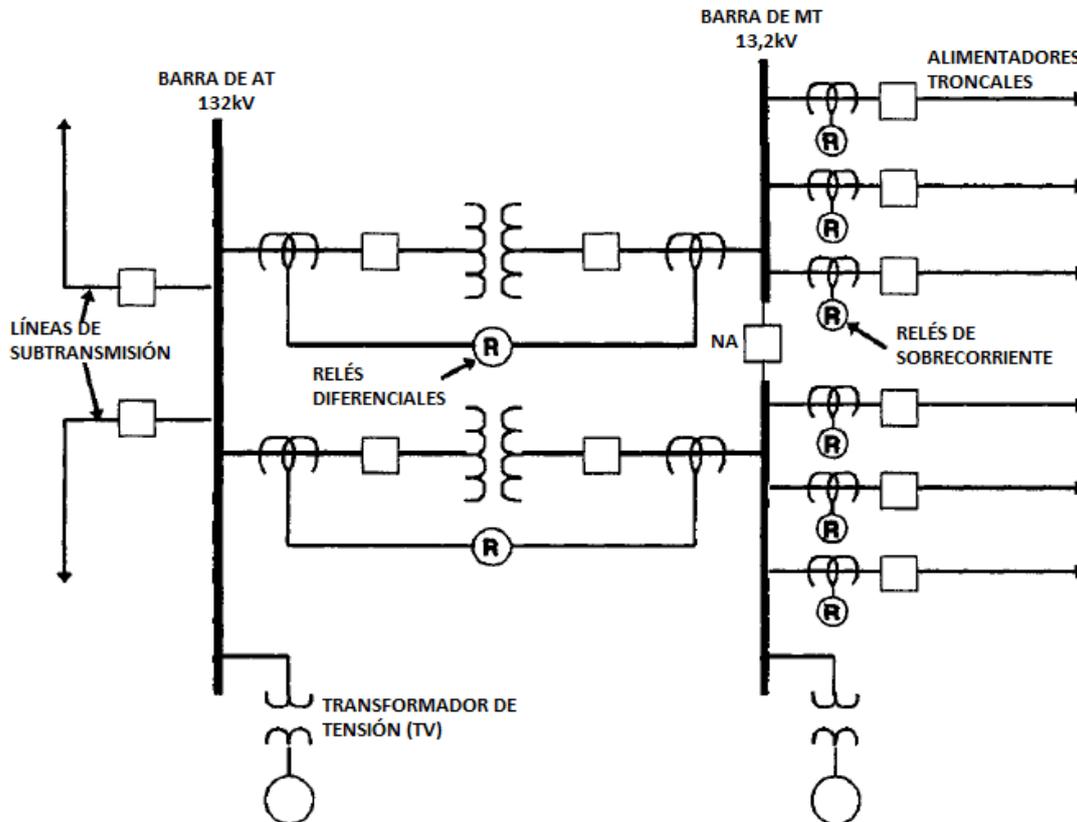
Figura 3.7. Triple barra con y sin seccionador by-pass, e interruptor y medio respectivamente

### 3.2 Protecciones contra sobrecorrientes

En cuanto a la protección, normalmente los transformadores con una potencia menor a 10MVA son protegidos con fusibles. Estos son baratos, sencillos y ocupan poco espacio, sin embargo, no son capaces de detectar fallas internas en el transformador.

Transformadores con potencias mayores, son protegidos con interruptores en AT y MT, los cuales están asociados a relés de sobrecorriente y relés diferenciales.

En la *Figura 3.8* [5] se muestra el diagrama unifilar de una estación transformadora AT/MT con las protecciones mencionadas.



*Figura 3.8. Diagrama unifilar de Estación Transformadora AT/MT*

El interruptor del transformador en el lado de MT se utiliza como protección contra fallas en la barra de MT y, también, como protección de respaldo de los interruptores de los alimentadores troncales.

En Estaciones Transformadoras pequeñas, muchas empresas distribuidoras suelen utilizar reconectores en lugar de interruptores como protección de los alimentadores troncales, ya que los primeros nombrados cumplen la misma función que un interruptor, pero poseen un poder de corte menor que estos, además de que los reconectores son capaces de realizar recierres automáticos. Más adelante, se desarrollarán en profundidad estos equipos.

Como se mencionó antes, y como se puede ver en la *Figura 3.8*, las empresas distribuidoras suelen utilizar en MT barras simples separadas, con posibilidad de unir las barras. Esta división entre las barras se hace principalmente para disminuir la potencia de cortocircuito ( $S_{cc}$ ). La  $S_{cc}$ , como se puede observar en la *Ec. 1*, depende de manera proporcional de la tensión de línea al cuadrado e inversamente proporcional de la impedancia del sistema aguas arriba. Si la barra de MT estuviese unida, las impedancias de los transformadores quedarían en paralelo, resultando una impedancia equivalente menor y por lo tanto una  $S_{cc}$  mayor en la barra de MT, lo que implica, de la *Ec. 2*, una corriente de cortocircuito  $I_{cc}$  en la barra de MT mayor que en el caso de las barras separadas. Esto se traduce en un aumento de costo del equipamiento de maniobra y protección, barras, etc., en el nivel de MT, ya que deberían especificarse para soportar una mayor corriente de cortocircuito de diseño.

$$S_{cc} = \frac{Ul^2}{Z_{eq}} \quad [Ec. 1]$$

Donde:

- $S_{cc}[MVA]$ : potencia de cortocircuito en las barras de MT.
- $Ul[kV]$ : tensión de línea del sistema de MT.
- $Z_{eq}[\Omega]$ : impedancia equivalente aguas arriba de las barras de MT.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{Ul * \sqrt{3}} \quad [Ec. 2]$$

Donde:

- $I_{cc}[kA]$ : corriente de cortocircuito en barras de MT.
- $Ul[kV]$ : tensión de línea del sistema de MT.

La posible unión de las barras existe ante la posibilidad de aparición de alguna falla en alguno de los transformadores. El transformador fallado se aísla y se vinculan las barras, alimentando toda la carga desde el transformador que quedó en servicio.

## 4 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

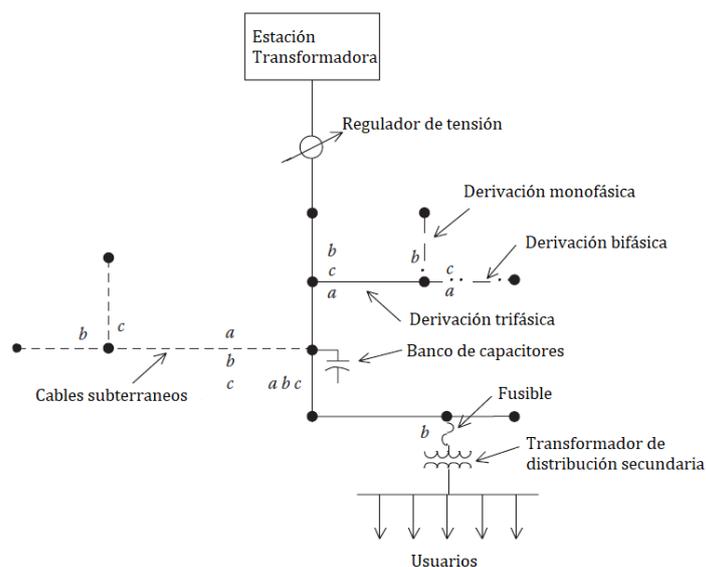
Estos sistemas son radiales, desde las barras de MT de la subestación AT/MT hasta los usuarios conectados directamente a MT y los transformadores MT/BT, de distribución secundaria, existiendo distintas configuraciones y estructuras de dichos sistemas.

Cada transformador de las Estaciones Transformadoras AT/MT tendrá como salida uno o más alimentadores principales o troncales (generalmente dos o más) trifásicos, conectados a las barras de MT, como se presenta en la *Figura 4.1* [6]. En nuestro país, los alimentadores principales suelen ser de tres hilos (las tres fases sin neutro), aunque también existen de cuatro hilos en otros países (las tres fases y el neutro). Como se mencionó en el punto 3.2 del trabajo, estos están protegidos por interruptores o reconectores, dependiendo de la densidad de carga que alimenta la red de distribución y de la empresa distribuidora.

En el esquema típico de la *Figura 4.1* aparecen los principales componentes de un sistema de distribución primaria, los que a continuación se mencionan:

- Alimentador troncal trifásico
- Alimentadores laterales o derivaciones trifásicas, bifásicas o monofásicas
- Regulador de tensión
- Bancos de capacitores de compensación
- Transformadores de distribución secundaria
- Cargas trifásicas, bifásicas y monofásicas
- Elementos de protección

Las cargas monofásicas, que por lo general son usuarios residenciales, son abastecidas por los transformadores de distribución secundaria a través de los sistemas de distribución secundaria. En estos casos, el neutro actúa como conductor de retorno, conformándose los denominados sistemas o esquemas TT (neutro puesto a tierra y masas metálicas de los equipos puestas a tierra independiente eléctricamente de la del neutro).



*Figura 4.1. Estructura típica de un sistema de distribución primaria*

Existen dos estructuras diferentes de los sistemas de distribución primaria, de acuerdo a la densidad de carga a abastecer:

- Redes subterráneas
- Redes aéreas

En lo que sigue, se realizará un resumido desarrollo de las redes subterráneas y luego, se desarrollarán más profundamente las redes aéreas, ya que en estas suelen encontrarse los tres equipos de protección de interés de este trabajo.

## 4.1 Redes subterráneas

### 4.1.1 Características principales

Estas redes son utilizadas en zonas con una densidad de carga mayor a 4MVA/km<sup>2</sup>. Tienen la particularidad, como su nombre lo indica, de no estar a la vista de las personas, por lo que muchas veces son usadas en lugar de las redes aéreas, ya que estas últimas, en una zona densamente poblada, pueden estar restringidas por el municipio debido a que producen un impacto visual o pueden interferir con otros servicios.

Las redes subterráneas son mucho más seguras y confiables que las aéreas, ya que están exentas de vandalismo y distintos fenómenos naturales, y además, poseen muchos más equipos de protección contra sobrecorrientes, como indica la *Figura 4.2*. Esto se debe a que existe una alta dificultad en la localización de las fallas, y tiempos de mantenimiento y reparación largos, pudiendo ser superiores a 12 horas, por lo que los problemas que puedan presentarse deben ser aislados rápidamente sin que dañen el resto de los equipos y restableciendo el servicio lo antes posible.

Estas redes, sin embargo, presentan el inconveniente de ser mucho más costosas que las aéreas debido a los elevados costos de instalación y a los altos costos que involucra tener muchos más equipos de protección que una red aérea.

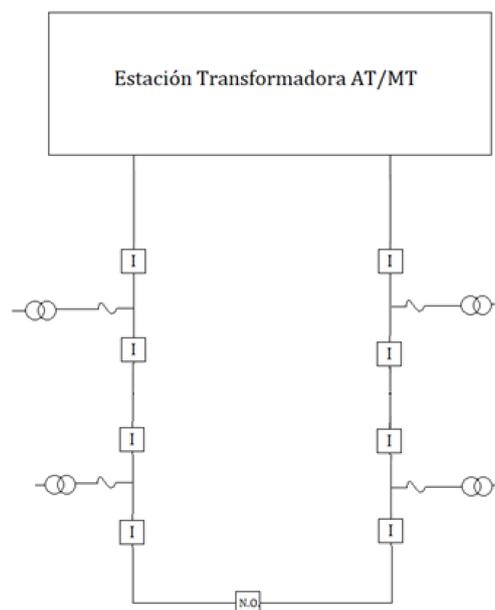
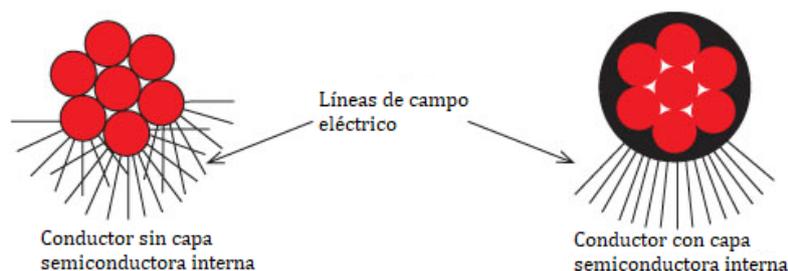


Figura 4.2. Red típica de distribución primaria subterránea con dos interruptores por derivación

Los conductores utilizados son aislados de acuerdo a la tensión de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras, estas últimas utilizadas debido al posible contacto con agentes externos nocivos. Estos cables están directamente enterrados o instalados en bancos de ductos (dentro de excavaciones).

Los mismos están conformados por los siguientes elementos:

- Conductor: es el elemento, conformado generalmente por cobre o aluminio, encargado de transportar la corriente eléctrica. Usualmente está formado por varios hilos dispuestos en forma helicoidal, para brindarle mayor flexibilidad.
- Capa semiconductor interna: esta capa recubre al conductor con el objetivo de uniformizar su superficie, penetrando en los huecos exteriores que quedan entre los hilos del conductor, de manera de disminuir las concentraciones de campo eléctrico en los huecos y que estas no afecten al aislante (*Figura 4.3 [7]*).
- Aislamiento: en los cables subterráneos para MT, los niveles de tensión y los espacios reducidos que se manejan hacen necesaria la utilización de aislantes sólidos que eviten las fallas entre fases y confinen el campo eléctrico producido por el conductor al interior del mismo. Los aislantes más utilizados son el polietileno reticulado (XLPE), etilpropileno (EPR) y etilpropileno de alto módulo (HEPR), este último derivado del EPR con mayores propiedades mecánicas.
- Capa semiconductor externa: en cables colocados en ductos, existe una mayor concentración de campo eléctrico en la parte inferior de este, donde está en contacto con el ducto, sometiendo al aislante en esa zona a mayores esfuerzos eléctricos y provocando el desgaste del mismo. El objetivo de esta capa semiconductor es uniformizar el campo eléctrico, evitando concentraciones de este en el aislante (*Figura 4.4 [7]*).
- Pantalla: se coloca sobre la capa semiconductor externa con el fin de complementar sus funciones y permitir la puesta a tierra. También puede funcionar adicionalmente como conductor de neutro. La pantalla es formada por cobre, pudiendo presentarse en forma de cinta o hilos.
- Cubierta protectora: es el elemento que recubre al cable, brindándole protección mecánica contra agentes externos químicos, biológicos, abrasivos, etc.
- Relleno: esta capa es utilizada en cables tripolares adicionalmente a las antes mencionada, para dar forma cilíndrica al conjunto de conductores aislados y apantallados.
- Armadura: consta de un recubrimiento metálico también agregado en cables tripolares como protección contra acciones mecánicas exteriores.



*Figura 4.3. Conductor sin y con capa semiconductor interna*

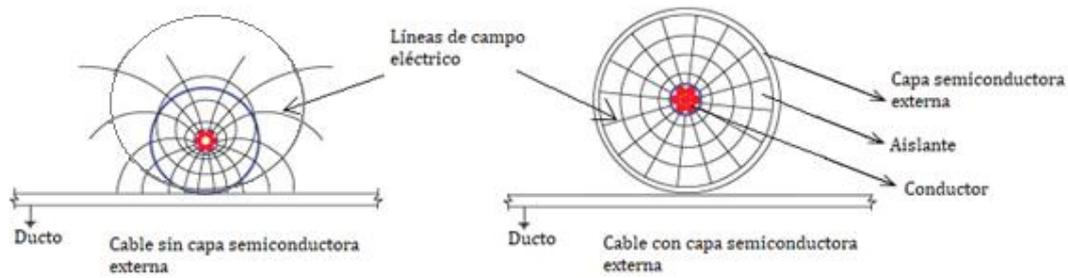


Figura 4.4. Cable sin y con capa semiconductora externa

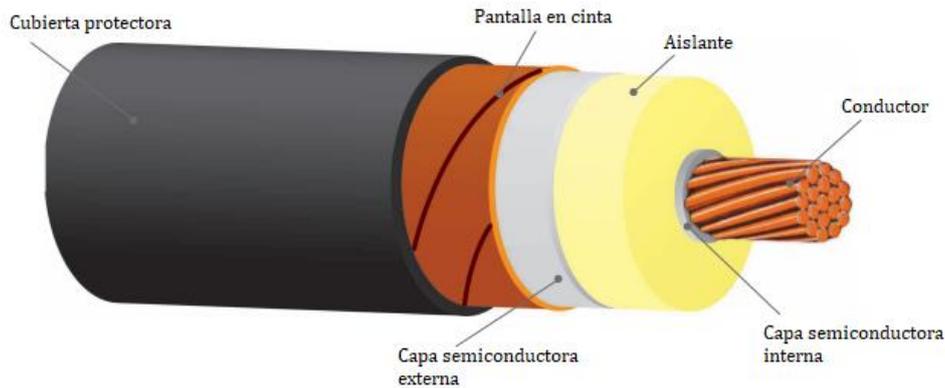


Figura 4.5. Elementos de un cable unipolar de MT [8]

#### 4.1.2 Estructuras de las redes subterráneas

El hecho de que este tipo de redes tengan un alto tiempo de localización de fallas, mantenimiento y reparaciones (superiores a 12hs), implicaría, ante una falla, dejar sin servicio a un gran número de usuarios durante un tiempo totalmente inadmisibles en lo que respecta a la Calidad de Servicio. Es por este motivo que existen distintos tipos de estructuras para redes subterráneas que logran evitar este problema, alimentando a los usuarios aun cuando la falla no fue reparada, siempre manteniendo la operación radial:

- Estructuras en anillo y en lazo
- Estructuras en doble y múltiple derivación
- Spot Network

##### 4.1.2.1 Estructuras en anillo y en lazo

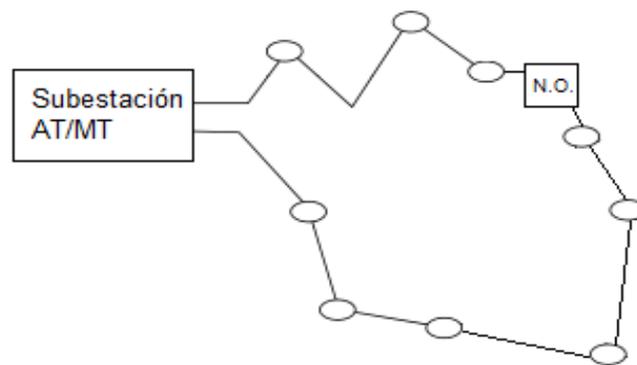
Las redes subterráneas en anillo proporcionan la posibilidad de alimentación bidireccional a cada transformador de distribución de la red secundaria. Como se presenta en el esquema geográfico de la *Figura 4.6 [1]*, existe la posibilidad de anillar la red, vinculando los alimentadores de una misma subestación a través del dispositivo "Normalmente Abierto", representado como *N.O.* (del inglés, *Normally Open*).

Cuando ocurre una falla en algún alimentador, esta se aísla por medio de los interruptores correspondientes y se vinculan los alimentadores, manteniendo en servicio, desde el alimentador sano, a los usuarios afectados por la falla, como se indica en la *Figura 4.7*. Si el problema ocurre en el primario de alguno de los

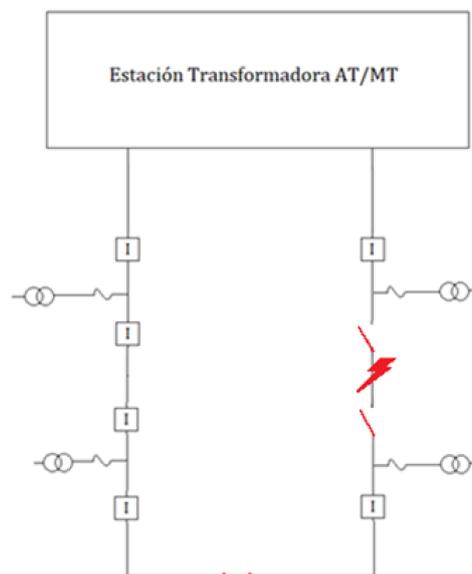
transformadores de distribución secundaria, aguas arriba de sus seccionadores fusibles (*Figura 4.8*), la falla será aislada por los interruptores adyacentes y, en este caso, será inevitable perder la alimentación de dicho transformador, pero, a través de la vinculación en anillo de los alimentadores, se podrán abastecer las cargas aguas abajo de la falla. Sin embargo, la interrupción del servicio resultante puede ser lo suficientemente grave como para utilizar una forma más compleja y costosa, pero más confiable, de alimentación a la red secundaria.

Esta configuración en anillo suele usarse en zonas con densidad de carga de 4 a 15 MVA/km<sup>2</sup>, en conjuntos de usuarios de zonas suburbanas, sobre todo cuando la subestación de AT/MT está fuera del área de concentración de la demanda.

Al existir la necesidad de transferencia de carga entre los alimentadores, estos deberán poder soportar la demanda transferida del otro que conforma el anillo de tal modo que no exista una caída de tensión no admisible ni un sobrecalentamiento de los alimentadores. El peor caso se da cuando la falla ocurre en la salida de la subestación. En esta situación, el alimentador en servicio deberá abastecer la totalidad de la carga del alimentador en falla, mientras se localiza y repara la misma. Esto implica que ambos alimentadores deben ser dimensionados para abastecer toda la carga conectada a ellos más la carga conectada al otro alimentador.



*Figura 4.6. Esquema geográfico de red subterránea con estructura en anillo*



*Figura 4.7. Operación en falla de una red subterránea con estructura en anillo*

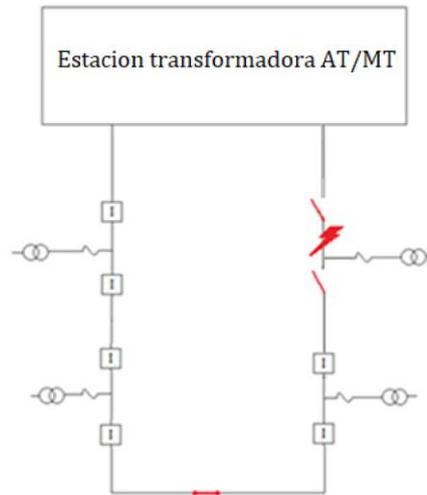


Figura 4.8. Operación en falla de una red subterránea con estructura en anillo

La operación de las estructuras en lazo es análoga a la descrita para las estructuras en anillo, solo que, en este caso, la vinculación se realiza entre alimentadores de distintas subestaciones AT/MT (Figura 4.9 [1]).

Estas redes tienen la desventaja (la cual no se presenta en la configuración en anillo) de que, si las subestaciones AT/MT están conectadas a distintos sistemas de subtransmisión, es decir, con distinto módulo y fase en la tensión, se debe interrumpir el servicio para poder vincular los alimentadores. En caso contrario, ambos sistemas de AT se pondrían en paralelo a través de la vinculación de los alimentadores en lazo, provocando la aparición de corrientes de circulación elevadas y la posible actuación indeseada de protecciones debido a esta corriente.

Por último, existe una configuración que combina las dos anteriormente descritas. Es una estructura de lazos entre anillos de distintas subestaciones (Figura 4.10 [1]), utilizándose la vinculación en lazo solo para reponer el servicio ante una falla en una de las subestaciones o en uno de los sistemas de AT. La ubicación del punto de vinculación en lazo será próxima al punto de vinculación en anillo, de manera de poder simplificar y acortar los tiempos de maniobra; ya que generalmente, estas vinculaciones se realizan manualmente en el lugar donde se encuentran los dispositivos para tal fin.

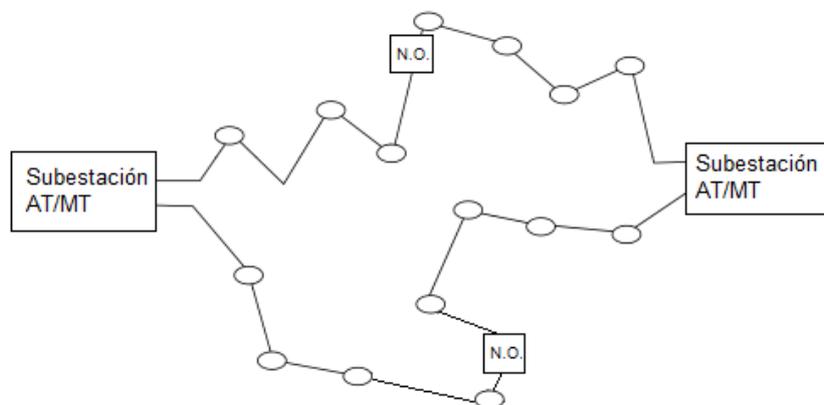


Figura 4.9. Esquema geográfico de una red subterránea con estructura en lazo

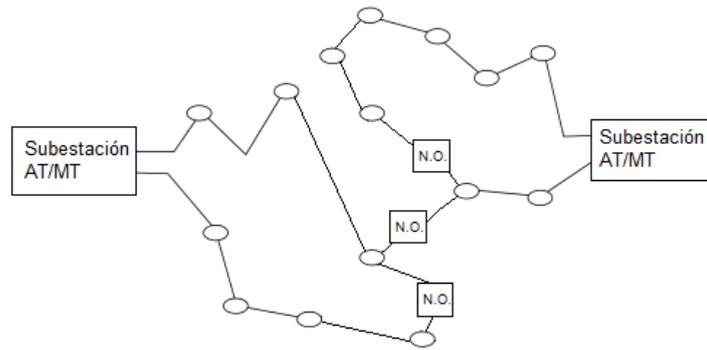


Figura 4.10. Esquema geográfico de una red subterránea con estructura anillo-lazo

#### 4.1.2.2 Estructuras en doble y múltiple derivación

En la *Figura 4.11* se presenta el esquema de una estructura en doble derivación. Como se muestra en el mismo, cada transformador de distribución secundaria puede conectarse a cualquiera de los dos alimentadores existentes, pero no simultáneamente a los dos ya que no se mantendría la operación radial del sistema y aumentaría la *Scc* en el primario del transformador al quedar los alimentadores en paralelo. La posibilidad de conexión a los distintos alimentadores permite, ante una falla en uno de ellos, conectarse al otro y mantener el servicio en los usuarios. Esta transferencia al otro alimentador puede realizarse tanto manualmente como automáticamente.

Las estructuras en doble derivación son utilizadas normalmente en zonas industriales y comerciales, donde se requiere la doble alimentación para tener una mayor confiabilidad.

Cuando se presenta una falla en alguno de los alimentadores, esta es despejada por el interruptor principal, e inmediatamente los relés asociados a los interruptores normalmente cerrados y conectados al alimentador en falla, identificados en la *Figura 4.11* como los dispositivos “Normalmente Cerrado”, N.C. (del inglés, *Normally Closed*), enviarán la orden de apertura a estos al detectar la ausencia de tensión. Estos interruptores no tienen capacidad de interrupción de sobrecorrientes, por lo que, si por ellos circula una corriente de falla, estos no abrirán hasta que el interruptor principal de la red despeje la falla.

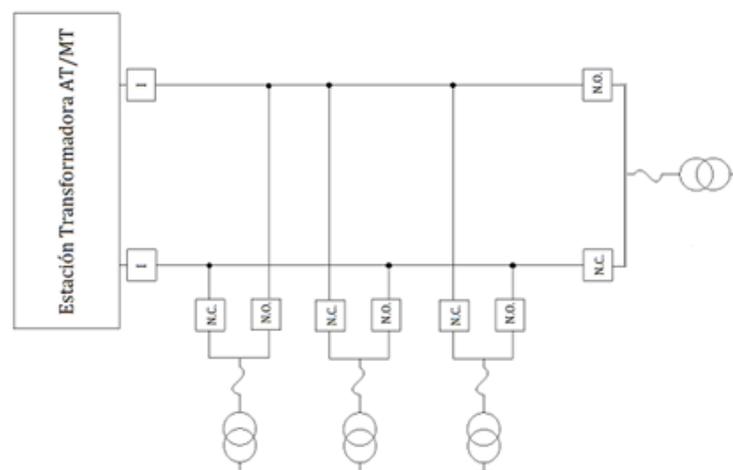


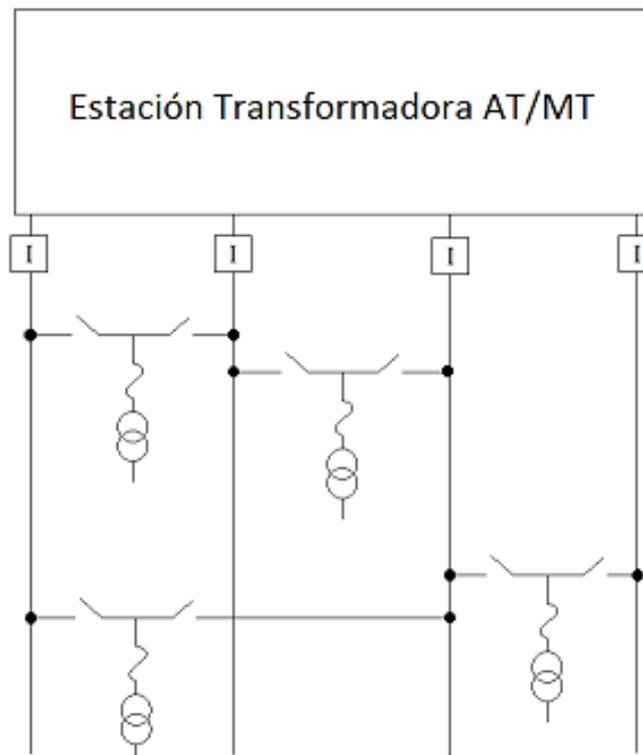
Figura 4.11. Red de distribución subterránea con estructura en doble derivación.

En caso de que se posean más de dos alimentadores troncales, las cargas se repartirán entre estos de tal modo que, si se llega a perder el servicio de alguno de ellos, toda su carga se pasará en partes más o menos iguales a los alimentadores restantes que continúen en servicio, siendo ahora esta configuración, la de múltiple derivación (*Figura 4.12 [9]*).

El modo de operación de la red con alguno de los alimentadores en falla es análogo al descrito para la estructura en doble derivación.

Estas redes se utilizan en zonas altamente urbanizadas, con una densidad de carga del orden de 30 MVA/km<sup>2</sup>, donde es necesaria la alta confiabilidad que brinda la posibilidad de conexión a más de un alimentador.

Generalmente utilizan transferencia automática, siendo esta, otra de las razones que le dan la característica de mayor confiabilidad, aunque esto implique mayores costos. La duración de la interrupción cuando se utiliza transferencia automática es de dos o tres segundos. Hoy en día existen también conmutadores automáticos que permiten hacer la transferencia en tiempos menores a medio ciclo, lo que permite reducir las interrupciones momentáneas y las caídas de tensión debidas a la transferencia.



*Figura 4.12. Red de distribución subterránea con estructura en múltiple derivación*

### 4.1.2.3 Spot Network

Este tipo de configuración es la que brinda mayor flexibilidad y confiabilidad. Las Spot Network permiten que los transformadores de distribución secundaria tengan conexión a dos alimentadores diferentes (similar a las estructuras de doble alimentación), pero en este caso, como se indica en la *Figura 4.13*, los transformadores están conectados a los dos alimentadores simultáneamente. Estas redes poseen protecciones direccionales en la conexión de los transformadores de distribución secundaria a los alimentadores, de manera que ante la presencia de una falla en un alimentador, las redes secundarias

conectadas al mismo aportarán energía a la falla, siendo el sentido del flujo de corriente contrario al flujo en condición de operación normal y contrario al configurado para el relé de protección direccional, es decir, desde la Estación Transformadora AT/MT hacia la red de distribución secundaria. El relé detectará este flujo inverso y enviará la orden de apertura al interruptor, aislando al transformador de la falla y manteniéndose el servicio desde el otro alimentador, sin que se produzca ninguna interrupción del mismo.

Si bien estas redes no son utilizadas en Argentina, debido a los altos costos que presentan estas protecciones, su uso es muy común en zonas céntricas de ciudades de otros países con muy alta densidad de carga, y en las periferias de las mismas donde existan grandes servicios comerciales, debido a que se necesita un alto grado de confiabilidad ya que, ante una contingencia en la red, la cantidad de usuarios que quedarían sin servicio (ya sean usuarios residenciales, comerciales, oficinas, empresas, etc.) es muy grande.

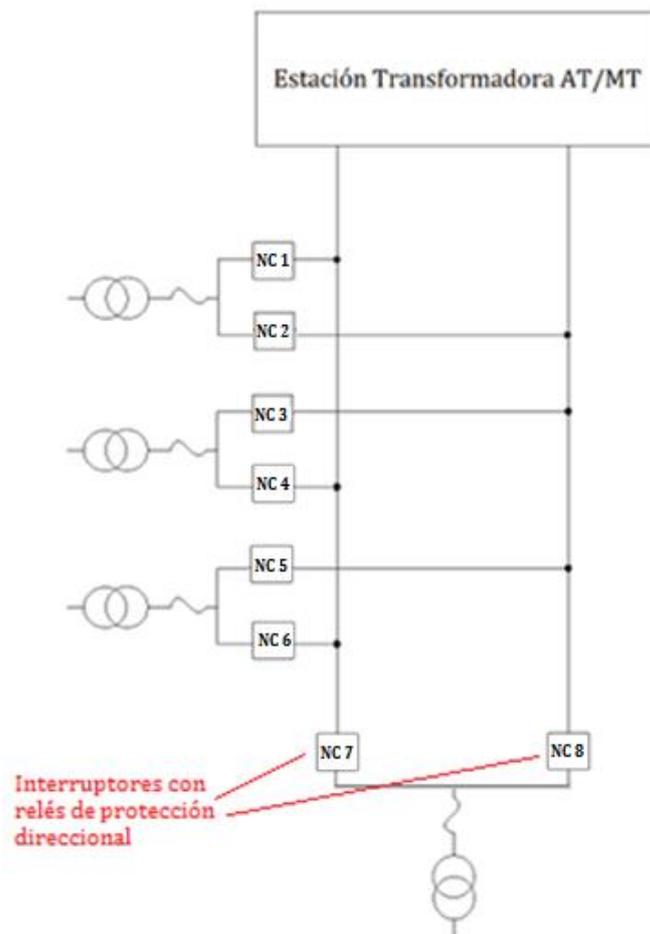


Figura 4.13. Red subterránea Spot Network

En la *Figura 4.14* se muestra el caso de una falla en el alimentador identificado como “alimentador b”. En este caso, las protecciones NC 2, NC 3, NC 5 y NC 8, conectadas a dicho alimentador, detectarán el flujo inverso de aporte de energía a la falla indicado con las flechas rojas, y abrirán sus contactos estableciéndose alimentación a los transformadores solo desde el alimentador sano, siendo este flujo de potencia el indicado con las flechas negras.

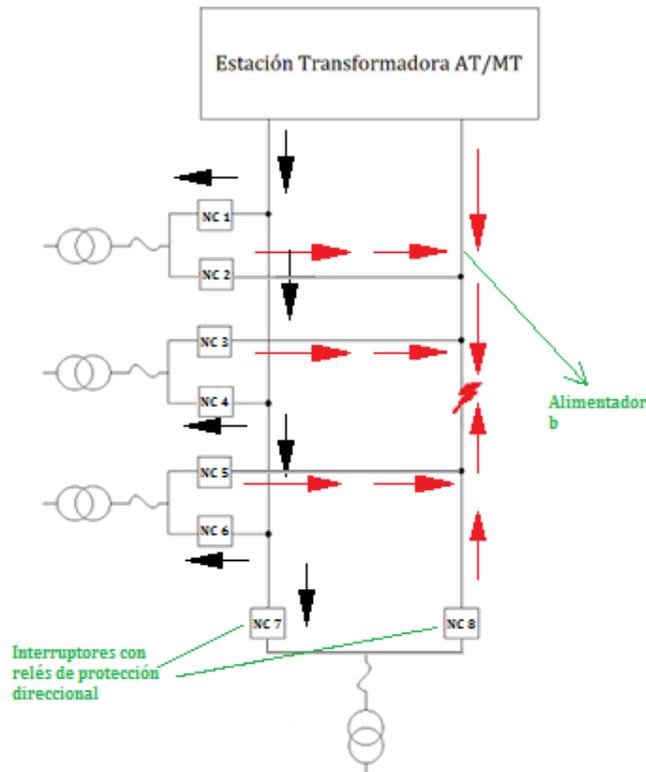


Figura 4.14. Flujo de potencia en la red Spot Network con un alimentador en falla

## 4.2 Redes aéreas

### 4.2.1 Características principales

Son utilizadas en zonas con baja densidad de carga (de 2 a 4MVA/km<sup>2</sup>), siendo estas usualmente zonas suburbanas o rurales. Los alimentadores primarios que salen de la subestación están constituidos por líneas aéreas sobre postes (Figura 4.15 [10] y Figura 4.16) que alimentan los transformadores de distribución secundaria, también instalados sobre postes.

En la Figura 4.17 se presenta un esquema típico de una red de distribución primaria aérea con relés de sobrecorriente como dispositivos de protección, asociados a interruptores, y seccionadores para aislar la falla una vez que la misma es despejada por la protección correspondiente.

Estos tipos de redes son mucho más económicas que las subterráneas, de fácil mantenimiento y fácil localización de fallas. Es por esto que, como muestra la Figura 4.17, solo hay interruptores en los alimentadores troncales, a la salida de la subestación. Sin embargo, presentan como desventaja un impacto visual (motivo por el que muchas veces, a pesar de su elevado costo, se construyen redes subterráneas), menor confiabilidad, menor seguridad para las personas en comparación con una red subterránea y son más susceptibles a fallas y cortes de energía que estas últimas, ya que se encuentran expuestas a descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, entre otros fenómenos naturales, contacto con objetos extraños y vandalismo.

En regiones rurales, donde la densidad de carga es muy baja, la red suele ser radial pura, no obstante, en zonas suburbanas con mayor densidad de carga, se utiliza también el sistema radial pero con puntos de interconexión abiertos, de

modo que, en caso de falla, esta se aísla y se cierran dichos puntos para transferir parte de la carga no afectada directamente por la contingencia, a otro alimentador. Esta posibilidad de vinculación de alimentadores se presenta en la *Figura 4.17* como los dispositivos N.O. (del inglés *Normally Open*), normalmente abierto.

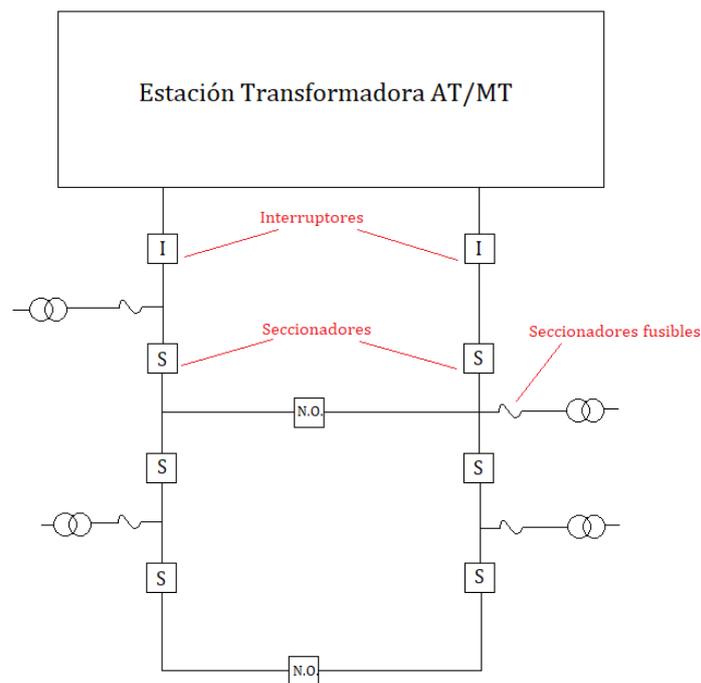
Las redes aéreas son las que suelen disponer (aunque no siempre) de reconectadores, seccionadores y fusibles. Es por esto que, como ya se mencionó previamente en el punto 4 del trabajo, en adelante se realizará un desarrollo más profundo que el realizado para redes subterráneas, ya que estas últimas no contienen reconectadores ni seccionadores.



*Figura 4.15. Línea aérea de MT tipo coplanar horizontal*



*Figura 4.16. Línea aérea de MT tipo Line Post*



*Figura 4.17. Red de distribución primaria aérea*

## 4.2.2 Características estructurales de las redes aéreas de MT

### 4.2.2.1 Niveles de tensión y tipos de postes

Los valores de tensión nominales previstos para estas redes se presentan en la Tabla 4-I [11], dependiendo los mismos del tipo de sistema de distribución (monofásico, bifásico o trifásico).

Tabla 4-I. Niveles de tensión para redes de distribución primaria aérea

Nivel	Tensión nominal del sistema		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Media Tensión	1x 19kV	2x 33kV	3x 33/19kV
	1x 7,62kV	2x 13,2kV	3x 13,2/7,62kV

Los postes o estructuras utilizadas para las redes aéreas de MT son de madera u hormigón armado ( $H^{\circ} A^{\circ}$ ), estos últimos pudiendo ser fabricados de acuerdo a alguno de los siguientes sistemas:

- Hormigón vibrado mecánicamente
- Hormigón centrifugado
- Hormigón al vacío
- Hormigón precomprimido

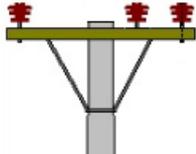
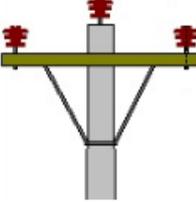
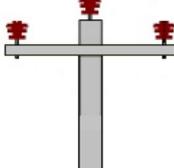
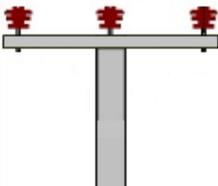
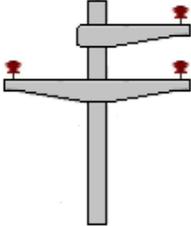
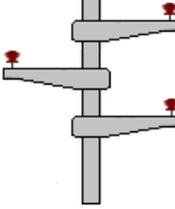
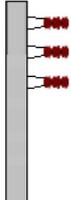
Los postes se seleccionan de acuerdo a la fuerza resultante que deben soportar, debida a los aisladores, morsetería, ménsulas, conductores y los esfuerzos de tiro que estos ejercen. Es así que, por ejemplo, un poste de quiebre de línea, en la que la misma cambia de dirección, debe tener una mayor resistencia mecánica que un poste que solo deba soportar los aisladores, herrajes y conductores, en una parte recta de la línea, ya que, en este caso, la fuerza de tiro que ejercen los conductores sobre la estructura es menor a la que ejercen cuando hay un quiebre de línea. La fuerza que ejerce el viento también debe tenerse en cuenta al momento de calcular la fuerza total equivalente que deben soportar.

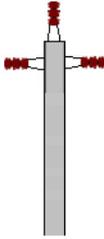
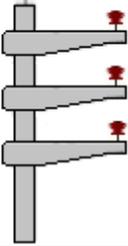
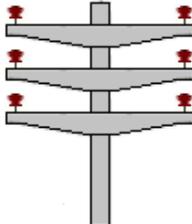
Relacionado a lo anteriormente dicho, existen distintos tipos de soportes que deben utilizarse en distintas partes de la traza, de acuerdo a las características de la misma:

- Soportes sostén: deben sujetar los conductores en tramos rectos de la línea.
- Soportes sostén angular: se utilizan en quiebres de la traza de la línea cuando el mismo sea de un ángulo menor a  $6^{\circ}$ .
- Soportes de retención angular: se utilizan en quiebres de la traza de la línea cuando el ángulo del mismo sea mayor a  $6^{\circ}$ .
- Soporte terminal: utilizado para retener los conductores de una línea terminal.
- Soporte sostén – sostén: soportan los conductores de dos líneas que se cruzan.
- Soporte retención o corta tramos: soportan mayores esfuerzos de tiro que un soporte sostén, reteniendo los conductores en puntos intermedios en tramos rectos de la línea.

Estas estructuras cuentan con diferentes disposiciones de cabezales presentadas en la Tabla 4-II, en los cuales se instalan los conductores, aisladores, y toda la morsetería asociada.

Tabla 4-II. Tipos de cabezales

Tipo de cabezal	Representación esquemática
Coplanar horizontal con cruceta de madera	
Triangular con cruceta de madera	
Triangular con cruceta de hormigón	
Coplanar horizontal con cruceta de hormigón	
Monofásico con Retorno por Tierra (MRT)	
Triangular dos niveles	
Triangular tres niveles	
Vertical Line Post	

Triangular Line Post	
Simple terna vertical	
Doble terna vertical	

En la Tabla 4-III se indican los tipos de cabezales más utilizados en zona rural y suburbana para los niveles de tensión de 13,2kV y 33kV.

Tabla 4-III. Cabezales comúnmente usados

Tensión	Zona	Disposición del cabezal
13,2kV	Suburbana	Simple terna vertical
		Simple terna line post
	Rural	Coplanar horizontal
		MRT (Monofásico con Retorno por Tierra)
33kV	Suburbana	Simple terna vertical
		Simple terna line post
	Rural	Doble terna vertical
		Triangular

Existen también líneas denominadas “compactas”, en la que la terna de conductores y el neutro se encuentran a una distancia muy reducida (de allí su nombre) separados por distanciadores, como se puede ver en la *Figura 4.18* [12]. Esto se logra debido a la utilización de conductores protegidos con una capa aislante, los cuales se presentan en el punto 4.2.2.2.

La compactación de la línea permite disponer de múltiples ternas por poste (ver *Figura 4.18*), además de permitir la reducción de las distancias a objetos externos, tratadas en el punto 4.2.2.4.



Figura 4.18. Línea compacta y distanciador de conductores

#### 4.2.2.2 Conductores

Los conductores de las redes aéreas suelen ser desnudos salvo casos particulares en los que, por las distancias reducidas entre estos debido al tipo de cabezal (principalmente los Line Post o líneas compactas) o las distancias que existan entre los conductores y objetos externos a la línea, se utilizan cables protegidos (Figura 4.19 [13]), los cuales poseen el conductor, conformado por hilos de cables conductores, una capa semiconductora rodeando al conductor, la capa de aislante que permite la reducción de la distancia entre conductores, y una cubierta protectora.

Los conductores se seleccionan de acuerdo a la caída de tensión (desarrollado en el punto 4.2.3) y a la corriente de carga que deben transportar en función de la demanda que abastecen, dada por la Ec. 3, limitada por su máxima corriente admisible.



Figura 4.19. Cable protegido utilizado en líneas compactas

$$I_c = \frac{S_{carga}}{\sqrt{3} * Ul} \quad [Ec. 3]$$

Donde:

- $I_c [A]$ : corriente que absorbe la carga, la cual debe transportar el conductor sin superar su máxima corriente admisible.
- $S_{carga} [kVA]$ : potencia de la demanda proyectada a futuro que debe abastecer el conductor.
- $Ul [kV]$ : tensión de línea del sistema.

Si el conductor es utilizado en un sistema monofásico bifilar (fase y neutro) o en un sistema MRT, la corriente de carga que debe transportar el conductor resulta de la Ec. 4.

$$I_c = \frac{S_{carga}}{Uf} \quad [Ec. 4]$$

Donde:

- $I_c [A]$ : corriente que absorbe la carga, la cual debe transportar el conductor sin superar su máxima corriente admisible.
- $S_{carga} [kVA]$ : potencia de la demanda proyectada a futuro que debe abastecer el conductor.
- $Uf [kV]$ : tensión de fase del sistema

La proyección de la demanda a futuro utilizada para el dimensionamiento del conductor se puede estimar con la Ec. 5.

$$S_n = S_0 * (1 + \alpha)^n \quad [Ec. 5]$$

Donde:

- $S_n [kVA]$ : demanda estimada para el año n.
- $S_0 [kVA]$ : demanda en el año actual.
- $n$ : número de años del período en estudio.
- $\alpha$  [%]: tasa de crecimiento anual de la demanda, siendo sus valores típicos de entre el 5 y 7%.

Como se mencionó en el punto 4.2.1, existen configuraciones de las redes aéreas para zonas suburbanas, con puntos de vinculación entre alimentadores para que, en caso de falla, se pueda transferir parte de la carga a otro alimentador en servicio. Teniendo en cuenta que los conductores deben ser capaces de soportar la carga transferida, surgen dos conceptos:

- Potencia térmica ( $S_{term}$ ): es la máxima potencia correspondiente al límite térmico del conductor.
- Potencia de régimen ( $S_{reg}$ ): es la potencia correspondiente al estado de operación normal.

Ambas potencias se relacionan con la Ec. 6, de la cual, despejando  $S_{reg}$ , se obtiene la Ec. 7.

$$S_{term} = S_{reg} + \frac{S_{reg}}{n} \quad [Ec. 6]$$

$$S_{reg} = \frac{n}{n+1} * S_{term} \quad [Ec. 7]$$

Donde:

- $n$ : número de circuitos a los cuales conectarse ante una contingencia.

De la Ec. 7 se deduce entonces que, a medida que aumenta n, es decir, la cantidad de alimentadores disponibles a los que conectarse ante una falla, se

aprovecha mejor la potencia que estos transmiten en condición de operación normal.

Para plasmar un ejemplo sencillo de esto último, si se tiene una red con dos alimentadores troncales y uno de ellos falla, solo se dispone del otro alimentador para conectarse a él ante esta contingencia, es decir,  $n=1$ . Reemplazando este último valor en la Ec. 7 se obtiene:

$$S_{reg} = \frac{1}{2} * S_{term}$$

Lo que significa que, en condición de operación normal, ambos alimentadores deberán transportar la mitad de su máxima potencia admisible correspondiente al límite térmico, manteniendo la capacidad de transporte restante como reserva ante la salida de servicio del otro alimentador.

Otra consideración para la selección del conductor es la carga mecánica a la cual se encuentra sometido para distintos estados climáticos dependiendo la zona climática según la AEA presentadas en la *Figura 4.20 [14]*. Dicha carga mecánica en el conductor corresponde a su propio peso, la fuerza que ejerce el viento sobre él y, eventualmente, la presencia de manguito de hielo sobre el conductor.

En la Tabla 4-IV se presentan como ejemplo los estados climáticos correspondientes a la Zona "C".

El cálculo mecánico del conductor para determinar la tensión mecánica que debe soportar en los distintos estados atmosféricos se realiza con la Ecuación de Cambio de Estados, presentada en la Ec. 8, teniendo en cuenta que la tensión mecánica a la cual se encuentra sometido el cable nunca debe sobrepasar el valor admisible del mismo establecido en las normas o dado por el fabricante.

Para resolver la Ec. 8, se toma un estado como Estado Básico adoptando, para este, la tensión máxima permitida por el conductor, y verificando luego con la Ec. 8 que para los demás estados tampoco se supere la tensión máxima permitida.

$$t_2^3 + t_2^2 * \left[ \frac{E a^2 p_1^2}{24 t_1^2} + E \alpha (\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] - \frac{E a^2 p_2^2}{24} = 0 \quad [Ec. 8]$$

Donde:

- $t_2 \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$ : tensión del estado que se quiere averiguar, referida a la sección del conductor.
- $t_1 \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$ : tensión máxima adoptada del Estado Básico, referida a la sección del conductor.
- $p_1 \left[ \frac{kg}{m * mm^2} \right]$ : carga en el conductor referida a la sección y a la longitud del vano, para el Estado Básico.
- $p_2 \left[ \frac{kg}{m * mm^2} \right]$ : carga en el conductor referida a la sección y a la longitud del vano, para el estado cuya tensión es incógnita.
- $a[m]$ : longitud del vano.
- $E \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$ : módulo de elasticidad del conductor.
- $\theta_1 [^{\circ}C]$ : temperatura en el Estado Básico.
- $\theta_2 [^{\circ}C]$ : temperatura en el estado cuya tensión es incógnita.
- $\alpha$ : coeficiente de dilatación térmica del conductor.

Una vez verificados todos los estados, se construyen las denominadas Tablas de Tendido, también utilizando la Ecuación de Cambio de Estados, las cuales indican la flecha que debe tener el conductor o la tensión mecánica que debe resistir el mismo para distintas temperaturas.

Tabla 4-IV. Estados climáticos zona "C"

Estado	Temperatura [°C]	Viento [m/s]	Espesor de hielo [mm]
1	45	0	0
2	-15	0	0
3	15	36	0
4	-5	16	0
5	16	0	0
6	Máxima del conductor	0	0

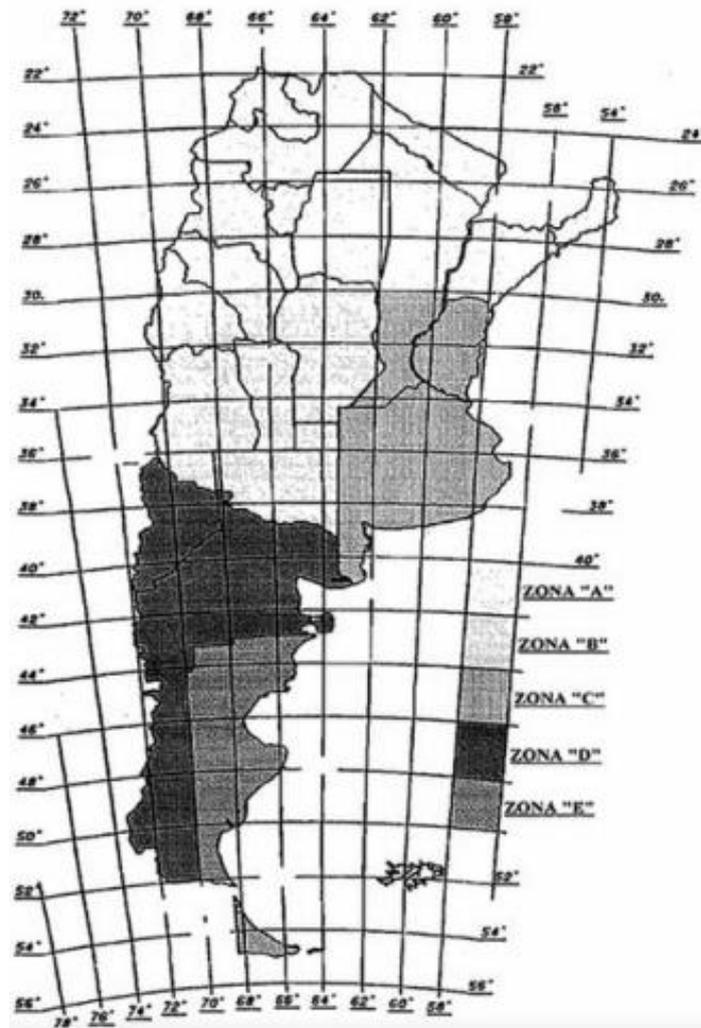


Figura 4.20. Zonas climáticas para el cálculo mecánico del conductor

A continuación, se exponen algunos conductores utilizados usualmente en redes de MT aéreas rurales, correspondiente a lo recomendado por la D.P.E. para electrificación rural aérea [15]:

- Aluminio con alma de acero, con una sección mínima de  $6,63\text{mm}^2$ , conformado por un único hilo conductor, utilizado principalmente en las líneas tipo MRT (Monofásicas con Retorno por Tierra).
- Aleaciones de aluminio, con sección mínima de  $25\text{mm}^2$  para líneas troncales y  $16\text{mm}^2$  para derivaciones. Estos están formados por hilos conductores dispuestos en forma helicoidal para aumentar su resistencia mecánica (*Figura 4.21 [16]*)
- Aleaciones de aluminio con alma de acero, análogos a los conductores de aleaciones de aluminio.
- Cobre, con una sección mínima de  $10\text{mm}^2$ , utilizados principalmente en zonas cercanas al mar debido a su alta resistencia a la corrosión. Están formados por hilos de conductores dispuestos en forma helicoidal (*Figura 4.22 [16]*).

En caso de que en la línea de 33kV exista hilo de guarda, el mismo será de acero galvanizado con una sección mínima de  $22\text{mm}^2$ .



*Figura 4.21. Conductor de aleación de aluminio conformado por hilos conductores*



*Figura 4.22. Conductor de cobre conformado por hilos conductores*

### 4.2.2.3 Aisladores

Los aisladores que se utilizan en las redes aéreas de distribución primaria, respecto a su material, son de porcelana, vidrio o poliméricos.

Para postes de tipo sostén de 13,2kV y 33kV, se utilizan aisladores rígidos a la cruceta (*Figura 4.23 [17]*), enroscados sobre pernos.

En estructuras de retención de 13,2kV, se utilizan aisladores del tipo rótula u horquilla, como el que se muestra en la *Figura 4.24 [18]*, mientras que, para postes de retención de 33kV, se utilizan aisladores de disco dispuestos en serie, formando una cadena de aisladores (*Figura 4.25 [19]*).

En las estructuras con cabezal Line Post se disponen aisladores como los presentados en la *Figura 4.26 [20]*, los cuales tienen su propio soporte para la instalación en los postes, sin necesidad de crucetas.



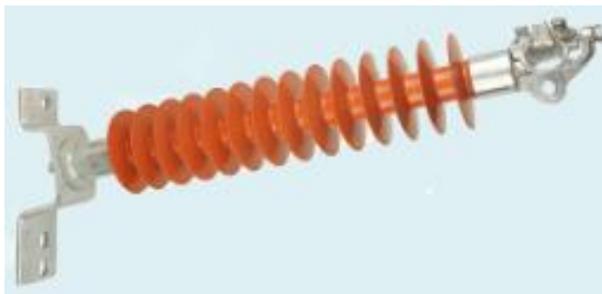
*Figura 4.23. Aisladores rígidos para postes tipo sostén*



*Figura 4.24. Aislador polimérico de retención*



*Figura 4.25. Cadenas de aisladores de disco para postes de retención 33kV*



*Figura 4.26. Aislador para poste con cabezal Line Post*

Todos los tipos de aisladores antes mencionados deben tener una elevada resistencia mecánica para soportar los esfuerzos que van a demandar los conductores y los cambios de temperatura. También, deben cumplir con la línea de fuga mínima para distintos niveles de contaminación en el ambiente, dada en la Tabla 4-V [21].

Se entiende por línea de fuga a la distancia mínima a lo largo de la superficie aislante, entre los dos extremos conductores del aislador donde normalmente tienen aplicada la tensión de operación. Si la línea de fuga del aislador es menor que la mínima establecida en la Tabla 4-V, existe la posibilidad de que se produzca

un contorno por el aire, esto es, la ruptura dieléctrica del aire circundante al aislador.

Tabla 4-V. Línea de fuga mínima

Nivel de contaminación	Entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima [mm/kV]
I (ligero)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción.</li> <li>- Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes.</li> <li>- Zonas agrícolas.</li> <li>- Zonas montañosas.</li> </ul>	16
II (medio)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante.</li> <li>- Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias, pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia.</li> <li>- Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa.</li> </ul>	25
III (fuerte)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación.</li> <li>- Zonas cercanas al mar o en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar.</li> </ul>	25
IV (muy fuerte)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos.</li> <li>- Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminados desde el mar.</li> <li>- Zonas desérticas, sin lluvias durante largos períodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular.</li> </ul>	31

#### 4.2.2.4 Alturas libres y distancias mínimas de los conductores

Las mínimas distancias de los conductores a otros elementos deben ser determinadas con la hipótesis de cálculo que dé como resultado la máxima flecha del conductor, respetando las distancias mínimas que se muestran en la Tabla 4-VI [14].

Tabla 4-VI. Distancias mínimas entre conductores y objetos externos.

Casos	Distancia [m]
Zonas accesibles solamente a pedestres o de tránsito restringido	4,7
Zonas con circulación de maquinaria agrícola, caminos rurales o secundarios	5,9
Zonas suburbanas (espacios y caminos para tránsito peatonal o vehicular)	5,5
Autopistas, rutas y caminos principales	7
Vías de FF.CC	8,5

Vías navegables	H+2 (ver nota <sup>1</sup> )
Distancia horizontal a balcones o áreas accesibles de edificios, sin desplazamiento del conductor por acción del viento	2,7
Distancia horizontal a chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques de agua y otras instalaciones al servicio del edificio, sin desplazamiento del conductor por acción del viento	2,7
Distancia vertical sobre techos, balcones, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques de agua y otras instalaciones al servicio del edificio	4,1
Distancia horizontal a edificios o sus partes con desplazamiento del conductor por acción del viento (estado climático de máximo viento)	1,9
Distancias a árboles próximos a la línea	3
Distancia horizontal a posiciones impracticables (ver nota <sup>2</sup> ) de puentes, señales de tránsito, carteles u otras obras	1,5 con desplazamiento por acción del viento; 1,9 sin desplazamiento por acción del viento
Distancia vertical a posiciones impracticables de puentes, señales de tránsito, carteles u otras obras	2,1
Distancia vertical a posiciones practicables de obras (no aplicado a edificios)	3
Distancia horizontal a partes de otra línea	0,6
Distancia vertical a riendas, vanos de cables, conductores de neutro y cables de protección de otras líneas	1,2
Distancia vertical a conductores o cables de comunicación de otra línea	1,8
Distancia vertical a conductores desnudos o protegidos con tensiones fase-tierra hasta 22kV	0,6

#### 4.2.2.5 Puesta a tierra

Los postes de hormigón, con o sin equipamiento de protección, se deben poner a tierra a través de un conductor, conectado por soldadura exotérmica o compresión irreversible, al dispensor (usualmente una jabalina) enterrado. Esta tierra de protección debe ser dimensionada para una resistencia de puesta a tierra  $R_t = 125 \cdot V / I_{cc}$  [14], siendo "V" la tensión de fase nominal del sistema, e  $I_{cc}$ :

- La corriente capacitiva de falla a tierra en redes con neutro aislado.
- La corriente de cortocircuito a tierra en redes con neutro rígido a tierra o puesta a tierra a través de una resistencia de bajo valor.

En caso de existencia de hilo de guardia en redes de 33kV, el mismo debe estar conectado a tierra en cada poste.

En estructuras de hormigón con hilo de guardia, la conexión se realiza desde el punto de unión del hilo de guardia y desde el punto de unión de las cadenas de aisladores o aisladores fijos con el poste, al correspondiente dispensor de puesta a tierra de la estructura, a través de un conductor de cobre estañado, acero – cobre o acero galvanizado.

<sup>1</sup> H corresponde a la altura máxima de embarcaciones permitida.

<sup>2</sup> Se entiende como posición practicable a aquella a la cual una persona puede acceder normalmente y pararse.

### 4.2.3 Regulación de tensión

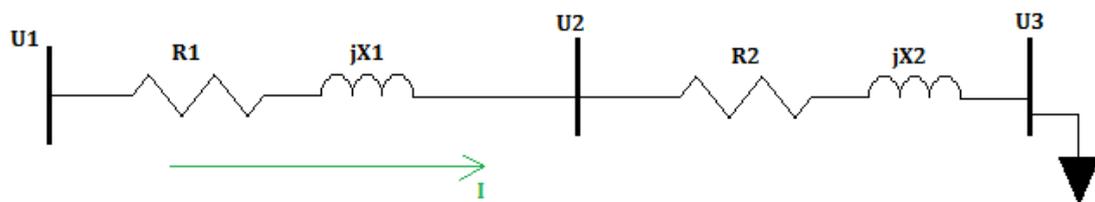
La energía eléctrica debe ser distribuida y suministrada a los usuarios con ciertos estándares de calidad, definidos en lo que es la Calidad de Servicio como:

- Calidad del producto técnico: corresponde a la calidad de la onda de tensión suministrada por la distribuidora, es decir, el nivel de tensión que tiene la misma en el punto de suministro y sus perturbaciones.
- Calidad del servicio técnico: evalúa la duración de las interrupciones del suministro de energía, así como la frecuencia con la que se producen las mismas.
- Calidad del servicio comercial: asegura el cumplimiento de reclamos por error de facturación, tiempos de respuesta adecuados para la conexión de nuevos usuarios a la red, restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago, etc.

Uno de los inconvenientes más comunes que afectan la calidad del producto técnico y, por lo tanto, la Calidad de Servicio, son las variaciones de tensión que se producen en la red debida principalmente a los cambios constantes que hay en la demanda, cambios en la configuración del sistema o el desbalance de cargas de distinto tipo (industriales, residenciales, comerciales, alumbrado público, etc.) que suele haber en los sistemas de distribución, pudiendo llegar hasta los usuarios valores de tensión no adecuados, produciendo la mala operación y funcionamiento de distintos equipos, electrodomésticos, maquinas, etc., que estos dispongan.

Las variaciones porcentuales de tensión admitidas en MT son del 8%, pudiéndose admitir en zonas rurales hasta un 12% de variación, según lo establecido por el OCEBA (Organismo de Control de Energía Eléctrica de la provincia de Buenos Aires).

En la *Figura 4.27* se presenta un esquema simple de dos tramos de línea con sus impedancias, en el cual se encuentra conectado a la barra 3, un usuario consumiendo una corriente de carga inductiva caracterizada en la imagen como "I". En la *Figura 4.28* se muestra el diagrama fasorial de las tensiones y corrientes presentes en la *Figura 4.27*, en donde se pone de manifiesto el efecto de la caída de tensión. La construcción de este diagrama fasorial se puede comenzar tomando como referencia la tensión  $U_3$  al final de la línea. El fasor I se encuentra retrasado un ángulo  $\varphi$  respecto a dicha tensión. Paralelo a este vector de corriente se traza el vector  $I \cdot R_2$  de caída de tensión en la resistencia del segundo tramo de línea y perpendicular a él, el vector  $jX_2 \cdot I$  de caída de tensión en el mismo tramo de línea, resultando el vector de tensión  $U_2$ . De igual manera, se obtiene  $U_1$ .



*Figura 4.27. Esquema simple de flujo de corriente en dos tramos de línea*

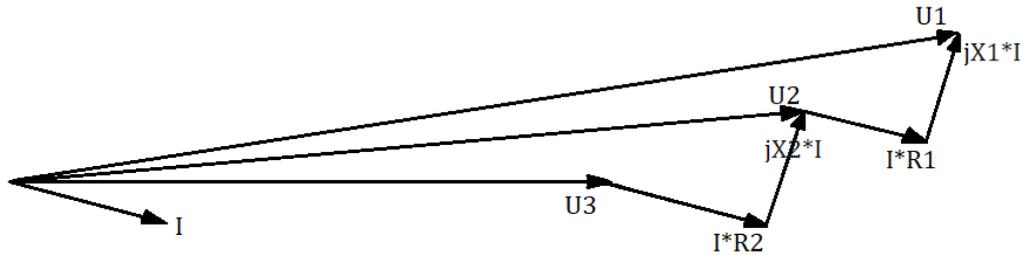


Figura 4.28. Diagrama fasorial de caída de tensión

Si se considera que el ángulo de desfase entre las tensiones es muy chico, de modo que el módulo de  $U_1$ , por ejemplo, sea aproximadamente igual a su proyección sobre el eje x, se puede obtener una expresión aproximada, pero que da muy buenos resultados para fines prácticos, de la caída de tensión, presentada en la Ec. 9.

Como se ve en dicha ecuación, la cual se utiliza particularmente para carga concentrada, la caída de tensión depende del módulo de la corriente de carga, del factor de potencia y de la impedancia del sistema aguas arriba del punto de interés.

$$\Delta U_f = I * l (r * \cos(\varphi) + x * \text{sen}(\varphi)) \quad [\text{Ec. 9}]$$

Donde:

- $U_f[V]$ : tensión de fase del sistema
- $I[A]$ : módulo de la corriente de carga
- $r \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$ : resistencia del sistema por unidad de longitud
- $x \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$ : reactancia del sistema por unidad de longitud
- $\varphi[^\circ]$ : ángulo de desfase entre la tensión y la corriente
- $l[m]$ : longitud de la línea

Expresando la corriente en función de la potencia aparente que consume la carga y la tensión de fase, se puede llegar a la Ec. 10 para la caída de tensión, expresada en función de la tensión de fase y de las potencias activa y reactiva.

También se puede obtener la caída de tensión en función de las potencias activa y reactiva, y de la tensión de línea del sistema (Ec. 11).

$$\Delta U_f = \frac{l}{3 U_f} (P_{3f} r + Q_{3f} x) \quad [\text{Ec. 10}]$$

Donde:

- $U_f[V]$ : tensión de fase del sistema
- $P_{3f}[W]$ : potencia activa trifásica que consume la carga
- $r \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$ : resistencia del sistema por unidad de longitud
- $x \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$ : reactancia del sistema por unidad de longitud
- $Q_{3f}[Var]$ : potencia reactiva trifásica que consume la carga
- $l[m]$ : longitud de la línea

$$\Delta Ul = \frac{l}{\sqrt{3} * Ul} (P_{3f} r + Q_{3f} x) \quad [Ec. 11]$$

Donde:

- $Ul[V]$ : tensión de línea del sistema
- $P_{3f}[W]$ : potencia activa trifásica que consume la carga
- $r \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$ : resistencia del sistema por unidad de longitud
- $x \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$ : reactancia del sistema por unidad de longitud
- $Q_{3f}[Var]$ : potencia reactiva trifásica que consume la carga
- $l[m]$ : longitud de la línea

Entonces, es debido a los problemas que causa la caída (o sobreelevación) de tensión y a los límites dictaminados por los distintos entes reguladores, que la misma debe regularse, manteniéndola dentro de los márgenes correspondientes, a través de los métodos que se nombran a continuación, los cuales modifican alguno de los parámetros que influyen en la caída de tensión, evidenciados en las ecuaciones previamente mencionadas:

- Cambio de TAPs de los transformadores de distribución secundaria.
- Reguladores de tensión.
- Compensación capacitiva del reactivo.

#### 4.2.3.1 Cambio de TAPs en transformadores de distribución secundaria

Los transformadores operan conectados a redes caracterizadas por tensiones que varían, ya sea por cambios en las configuraciones del sistema, o por las variaciones de la carga y su factor de potencia. Con el objetivo de mantener el valor de la tensión sobre la carga lo más próximo al nominal, de uno de los bobinados del transformador (generalmente el primario) se sacan derivaciones que permiten variar la relación de espiras entre el bobinado primario y secundario  $N_1/N_2$ , y así compensar la caída interna y/o las variaciones de tensión de la red de alimentación, según se requiera. Los bornes donde se conectan estas derivaciones se denominan “tomas” o “TAPs” de regulación, que pueden ser ajustadas sin carga y sin tensión, o en carga, dependiendo de las características del transformador.

En la *Figura 4.29* se encuentra representado un transformador elemental de dos bobinados, en el cual el bobinado primario posee tres derivaciones, denominadas p0, p1 y p2, y un selector que es el que permite elegir la toma sobre la cual se conectará la fuente de alimentación, en este caso representada por la tensión  $U_1$ .

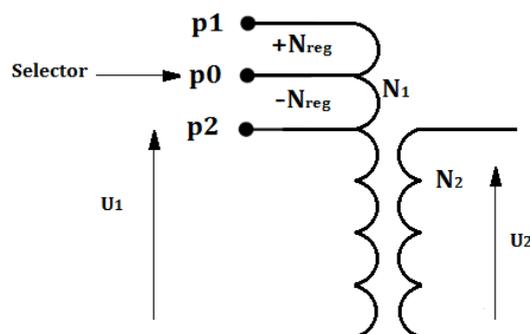


Figura 4.29. Transformador con tomas de regulación

Con el selector conectado a la toma central  $p_0$ , el número de espiras del primario resulta igual a  $N_1$  y la relación de transformación resulta  $a(p_0) = N_1/N_2$ , obteniéndose en el secundario una tensión igual a  $U_2 = U_1/a(p_0)$ .

Si ahora se lleva el selector a la toma “ $p_1$ ”, la relación de transformación  $a(p_1)$  quedará definida por la relación de espiras  $N_{p1}/N_2 = (N_1 + N_{reg})/N_2$ , donde  $N_{p1}$  tiene  $N_{reg}$  más espiras que  $N_1$ , es decir se habrá incrementado la relación de transformación. El valor de la tensión que se obtendrá en el secundario resultará igual a  $U_2 = U_1/a(p_1)$ , con lo cual se habrá disminuido la tensión obtenida en el secundario.

Colocando el selector a la toma “ $p_2$ ”, la relación de transformación  $a(p_2)$  quedará definida por la relación de espiras  $N_{p2}/N_2 = (N_1 - N_{reg})/N_2$ . Donde  $N_{p2}$  tiene  $N_{reg}$  menos espiras que  $N_1$ . Ahora se habrá reducido la relación de transformación, y la tensión  $U_2$  resultará igual a  $U_1/a(p_2)$ , por lo que se habrá aumentado la tensión obtenida en el secundario.

La cantidad de tomas y el número de espiras entre cada toma dependen de las características del transformador. Mientras que los transformadores de distribución con potencias de hasta 1000kVA pueden tener 5 tomas, los transformadores de potencia suelen tener del orden de +10 y -10 posiciones.

Los transformadores de potencia suelen tener cambiadores de TAPs automáticos y bajo carga, ya que estos alimentan una gran densidad de carga y no es admisible su salida de servicio para realizar el cambio de TAP; mientras que los transformadores de distribución poseen cambiadores de tomas manuales y no bajo carga, es decir, se requiere la desenergización del transformador para poder realizar el cambio del TAP, sin embargo, esto no supone un problema ya que la cantidad de usuarios sin servicio durante el cambio es baja, además de que, generalmente, las tomas ya son reguladas mediante un estudio de caída de tensión para la máxima y mínima demanda, previo a su instalación.

En la *Figura 4.30* [22] se muestra un conmutador de TAPs de un transformador de distribución MT/BT monofásico. Es de destacar que debajo del propio conmutador se encuentra inscrita la frase “*MANIOBRESE SIN TENSION*”, dado que se trata de un conmutador no bajo carga.



*Figura 4.30. Conmutador de tomas de transformador MT/BT monofásico*

#### **4.2.3.2 Reguladores de tensión**

Los reguladores de tensión son, básicamente, autotransformadores con TAPs en el bobinado serie y un controlador que detecta las variaciones de tensión

y envía la orden de cambio automático de vueltas (cambio de la posición del TAP) del devanado serie para ajustarla. Estos reguladores pueden ser monofásicos, utilizándose uno para cada fase, o trifásicos, con distintas formas de conexión. Cuando la tensión está fuera de los límites, el controlador realiza cambios en el TAP, los cuales varían según el controlador; en algunos, se hace un cambio de posición a la vez, mientras que, en otros, el controlador puede hacer la cantidad de cambios de posiciones que estime necesario para que la tensión entre en los límites.

Los reguladores más comunes tienen un interruptor para cambiar la posición del punto homólogo y convertir el regulador en elevador o reductor, pudiendo regular un  $\pm 10\%$  en 32 pasos, es decir que, cada vez que se cambia una posición, se cambia una tensión de  $\frac{0,2}{32} = 0,00625$  pu.

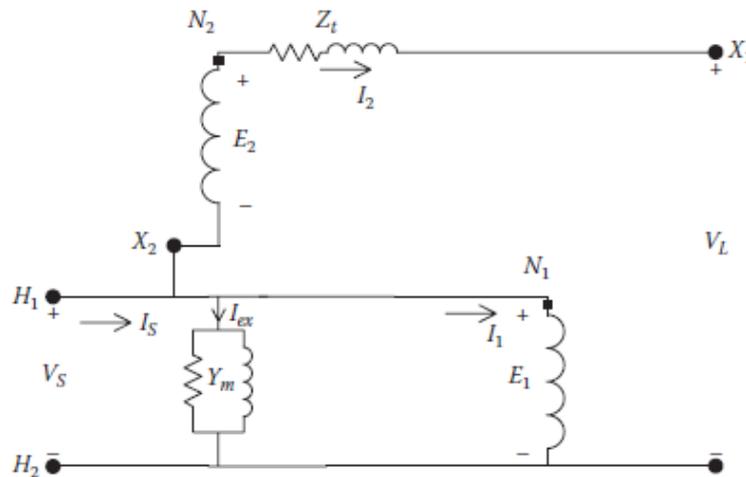


Figura 4.31. Modelo del autotransformador elevador

Teniendo en cuenta la Figura 4.31 [6], las ecuaciones para el autotransformador ideal son:

$$E_2 = \frac{N_2}{N_1} * E_1 = n_t * E_1 \quad [Ec. 12]$$

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} * I_2 = n_t * I_2 \quad [Ec. 13]$$

Donde:

- $E_1[V]$ : fem inducida en el devanado común
- $E_2[V]$ : fem inducida en el devanado serie
- $\frac{N_2}{N_1} = n_t$ : relación de vueltas de los devanados serie y común
- $I_1[A]$ : corriente por el devanado común
- $I_2[A]$ : corriente por el devanado serie, igual a la corriente de carga

Analizando el circuito por mallas, mediante la ley de Kirchoff se obtiene la Ec. 14, y reemplazando la relación ideal de la Ec. 12, en la Ec. 14, se obtiene la Ec. 15 en función de  $E_1$ ,  $V_L$  e  $I_2$ .

$$E_1 + E_2 = V_L + Z_t * I_2 \quad [Ec. 14]$$

$$E_1 + n_t * E_1 = (1 + n_t) * E_1 = V_L + Z_t * I_2 \quad [Ec. 15]$$

Donde:

- $V_L[V]$ : tensión en la “carga” del autotransformador.
- $Z_t[\Omega]$ : impedancia del autotransformador

Dado que la tensión  $V_s$  de entrada del autotransformador resulta igual a  $E_1$ , y que la corriente  $I_2$  resulta igual a la corriente de carga de la maquina  $I_L$ , se reemplazan estas igualdades en la Ec. 15 y, operando, se obtiene la Ec. 16.

$$V_s = \frac{1}{1 + n_t} * V_L + \frac{Z_t}{1 + n_t} * I_L = a * V_L + b * I_L \quad [Ec. 16]$$

Donde:

- $V_s[V]$ : tensión de entrada del autotransformador
- $a = \frac{1}{1+n_t}$
- $b = \frac{Z_t}{1+n_t}$

De manera análoga, aplicando la ley de nodos de Kirchoff y utilizando la relación obtenida en la Ec. 13, se obtiene la Ec. 17. Finalmente, sustituyendo el valor de  $V_s$  obtenido en la Ec. 16, dentro de la Ec. 17 y operando, se obtiene la Ec. 18.

$$I_s = (1 + n_t) * I_2 + Y_m * V_s \quad [Ec. 17]$$

Donde:

- $Y_m$ : admitancia de la rama de magnetización del autotransformador
- $I_s[A]$ : corriente de entrada al autotransformador

$$I_s = (1 + n_t) * I_2 + Y_m * \left( \frac{1}{1 + n_t} * V_L + \frac{Z_t}{1 + n_t} * I_L \right)$$

$$I_s = \frac{Y_m}{1 + n_t} * V_L + \left( \frac{Y_m * Z_t}{1 + n_t} + 1 + n_t \right) * I_2 = c * V_L + d * I_2 \quad [Ec. 18]$$

Donde:

- $c = \frac{Y_m}{1+n_t}$
- $d = \frac{Y_m * Z_t}{1+n_t} + 1 + n_t$

Las expresiones “a”, “b”, “c” y “d” definen las constantes que vinculan la tensión y corriente de entrada en función de la tensión y corriente de salida del autotransformador elevador de la *Figura 4.31* en las Ec. 16 y Ec. 18.

A continuación, se realiza el desarrollo análogo para obtener las constantes “a”, “b”, “c” y “d” del autotransformador reductor presentado en la *Figura 4.32* [6], en el cual se invirtió el punto homólogo del bobinado serie.

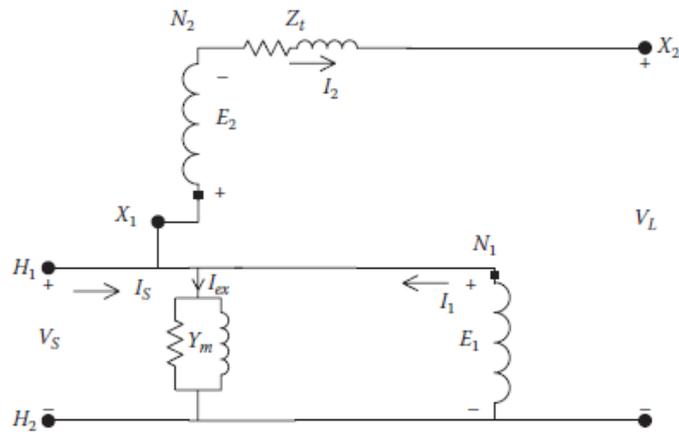


Figura 4.32. Modelo del autotransformador reductor

Aplicando la ley de Kirchoff de mallas en el circuito secundario se obtiene:

$$E_1 - E_2 = V_L + Z_t * I_2 \quad [Ec. 19]$$

Luego, se reemplaza la Ec. 12 en la Ec. 19, obteniendo la Ec. 20 y, teniendo en cuenta que  $V_s = E_1$  y que  $I_2 = I_L$ , se obtiene la Ec. 21 donde aparecen las constantes "a" y "b" que relacionan la tensión de entrada con la tensión y corriente de salida.

$$(1 - n_t) * E_1 = V_L + Z_t * I_2 \quad [Ec. 20]$$

$$V_s = \frac{1}{1 - n_t} * V_L + \frac{Z_t}{1 - n_t} * I_L = a * V_L + b * I_L \quad [Ec. 21]$$

Donde:

- $a = \frac{1}{1 - n_t}$
- $b = \frac{Z_t}{1 - n_t}$

Notar que la única diferencia entre estas dos constantes para autotransformador elevador y reductor es el signo delante de la relación de transformación  $n_t$ . Realizando el desarrollo para encontrar "c" y "d" ocurrirá lo mismo, siendo estas constantes para el autotransformador reductor:

- $c = \frac{Y_m}{1 - n_t}$
- $d = \frac{Y_m * Z_t}{1 - n_t} + 1 - n_t$

De este modo, se pueden escribir las constantes en forma general a través de las Ec. 22, Ec. 23, Ec. 24 y Ec. 25:

$$a = \frac{1}{1 \pm n_t} \quad [Ec. 22]$$

$$b = \frac{Z_t}{1 \pm n_t} \quad [Ec. 23]$$

$$c = \frac{Y_m}{1 \pm n_t} \quad [Ec. 24]$$

$$d = \frac{Y_m * Z_t}{1 \pm n_t} + 1 \pm n_t \quad [Ec. 25]$$

Como usualmente se conoce la corriente de salida del autotransformador correspondiente a la corriente de carga, y la tensión a la entrada del mismo, ya que por lo general estos están instalados a la salida de las Estaciones Transformadoras AT/MT, interesa expresar la Ec. 16 en función de estos dos parámetros. Por lo tanto, despejando  $V_L$  de dicha ecuación, se obtiene:

$$V_L = \frac{1}{a} * V_s - \frac{b}{a} * I_L = A * V_s - B * I_L \quad [Ec. 26]$$

Donde:

- $\frac{1}{a} = A = 1 \pm n_t$
- $\frac{b}{a} = B = Z_t$

En la *Figura 4.33 [6]* se muestra el tipo de regulador más usado, denominado Tipo B. Este va a funcionar como elevador o reductor dependiendo de la posición de la llave que se encuentra entre los puntos R y L.

Como se puede notar, en la *Figura 4.33* no aparece la impedancia del autotransformador  $Z_t$ , debido a que el valor de esta suele ser despreciable. Entonces, realizando un desarrollo análogo al efectuado para el autotransformador de la *Figura 4.31* sin tener en cuenta dicha impedancia, se tiene que:

Tipo B elevador:

$$V_s = V_L * (1 - n_t) \quad [Ec. 27]$$

$$I_L = I_s * (1 - n_t) \quad [Ec. 28]$$

Donde:

- $(1 - n_t) = a_r$ , relación efectiva de transformación

Tipo B reductor:

$$V_s = V_L * (1 + n_t) \quad [Ec. 29]$$

$$I_L = I_s * (1 + n_t) \quad [Ec. 30]$$

Donde:

- $(1 + n_t) = a_r$ , relación efectiva de transformación

La diferencia entre el regulador Tipo B reductor y elevador es el signo adelante de la relación  $\frac{N_2}{N_1} = n_t$ . El factor  $a_r$  puede reescribirse como la Ec. 31 para

obtener la relación de transformación efectiva en función de la posición del TAP necesaria para regular la tensión.

$$a_r = 1 \pm 0,00625 * (\text{posicion del TAP}) \quad [\text{Ec. 31}]$$

Como se mencionó al comienzo del desarrollo del punto 4.2.3.2, el valor 0,00625 es el valor de tensión en por unidad que aumenta o disminuye al cambiar una posición del TAP para el regulador estándar de 32 pasos.

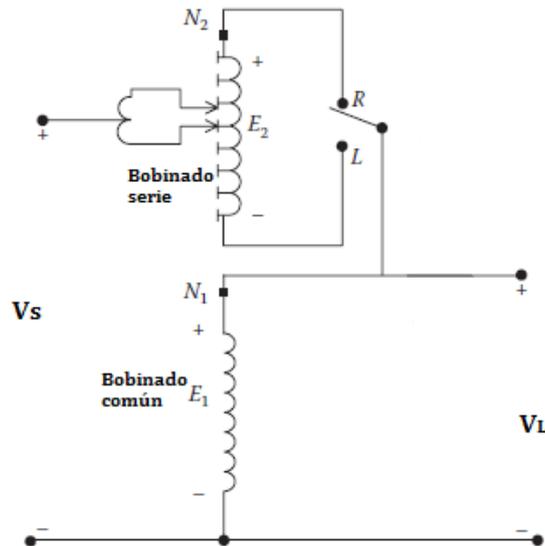


Figura 4.33. Regulador Tipo B

Por otro lado, de las Ec. 27, Ec. 28, Ec. 29 y Ec. 30 se deduce que las constantes que relacionan las tensiones y corrientes de entrada y salida son:

- $a = a_r$
- $b = 0$
- $c = 0$
- $d = \frac{1}{a_r}$
- $A = \frac{1}{a_r}$
- $B = 0$

Si bien, hoy en día existen muchos controladores de reguladores digitales, los ajustes que requieren los controladores analógicos y digitales son los mismos, por lo que, en la Figura 4.34 [6], se presenta un circuito analógico de un controlador y su conexión a la línea de distribución primaria, a través de un transformador de tensión (TV) y un transformador de corriente (TI), ya que estos son más fáciles de visualizar.

Brevemente, estos controladores funcionan tomando una señal de corriente de la línea a través del TI y una señal de tensión a través del TV y, en función del valor de referencia que esté ajustado en el controlador, va a analizar si la tensión en el punto que se quiere controlar coincide o no con el valor ajustado. En caso de que no coincida, el regulador envía la orden de conmutación automática del TAP.

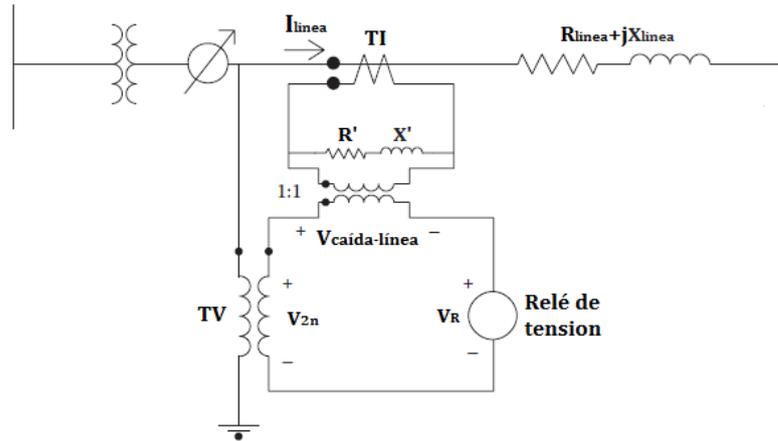


Figura 4.34. Circuito analógico del controlador de un regulador

### Parámetros de ajuste del regulador:

- El primer parámetro de ajuste es la tensión de referencia con la cual el regulador decide si enviar la orden o no de ajuste del TAP. Normalmente, este parámetro se ajusta en el valor del secundario del TV.
- El segundo parámetro es el ancho de banda. El mismo se utiliza para que el TAP no varíe constantemente por pequeños cambios admisibles en la carga. Por ejemplo, si se ajusta un ancho de banda  $\Delta B = 2V$  y una tensión de referencia de 120V, el regulador no enviará la orden de cambio de posición mientras la tensión no baje de 119V y no supere 121V.
- Otro parámetro de ajuste es el retardo de tiempo  $\Delta t$ . Su función es que el TAP no varíe durante el tiempo ajustado cuando se supera el ancho de banda ya que esta variación de tensión puede deberse a fenómenos que no justifican el cambio de posición del TAP, por ejemplo, una caída de tensión producida por el arranque de un motor la cual, una vez que el motor alcance su régimen permanente, volverá a un valor cercano al que tenía previo al arranque de este.
- El ultimo parámetro de ajuste son la resistencia y la reactancia  $R'$  y  $X'$  respectivamente, que se ven en la Figura 4.34 ubicadas en el secundario del TI. Este ajuste llamado “compensador de caída de línea” (del inglés, *line drop compensator*) modela la impedancia de la línea y la caída de tensión que se produce en la misma cuando se pretende regular un punto remoto.  $R'$  y  $X'$  se ajustan en Volts, entonces, conociendo la impedancia de la línea, los valores de  $R'$  y  $X'$  se pueden obtener mediante el siguiente desarrollo:

$$R_{pu} + jX_{pu} = \frac{R_{linea} + jX_{linea}}{Z_{base\ sistema}} \quad [Ec. 32]$$

Donde:

- $R_{linea}[\Omega]$ : resistencia de la línea hasta el punto donde se pretende regular la tensión
- $X_{linea}[\Omega]$ : reactancia de la línea hasta el punto donde se pretende regular la tensión
- $Z_{base\ sistema}[\Omega] = \frac{\text{tensión de fase del sistema}}{\text{corriente primaria del TI}}$
- $R_{pu}[pu]$ : resistencia de la línea en por unidad
- $X_{pu}[pu]$ : reactancia de la línea en por unidad

Luego,

$$R_{cont} + jX_{cont} = (R_{pu} + jX_{pu}) * Z_{base_{cont}} \quad [Ec. 33]$$

Donde:

- $R_{cont} [\Omega]$ : resistencia en el controlador, correspondiente a la resistencia de la línea
- $X_{cont} [\Omega]$ : reactancia en el controlador, correspondiente a la reactancia de la línea
- $Z_{base_{cont}} [\Omega] = \frac{\text{tension secundaria nominal del TV}}{\text{corriente secundaria nominal del TI}}$

Finalmente,

$$R' + jX' = (R_{cont} + jX_{cont}) * I_{2n} \quad [Ec. 34]$$

Donde:

- $R' [V]$ : resistencia de ajuste del controlador
- $X' [V]$ : reactancia de ajuste del controlador
- $I_{2n} [A]$ : corriente secundaria nominal del TI

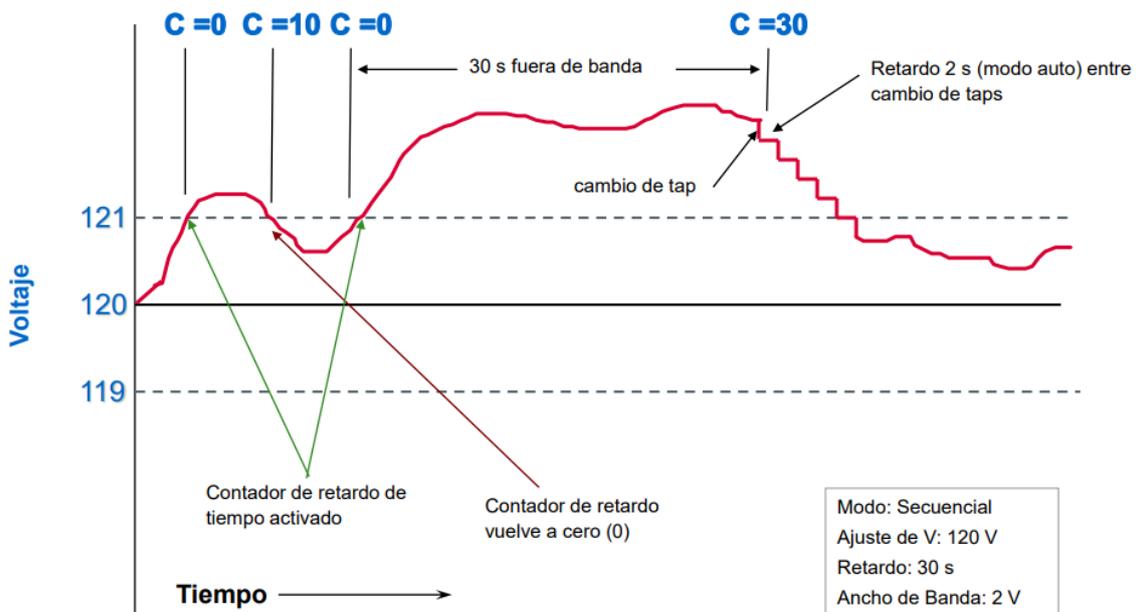


Figura 4.35. Variación de tensión y ajuste de esta por parte de un regulador de tensión [23]

En la Figura 4.36 [24] se pueden observar tres reguladores monofásicos instalados en una plataforma aérea de una red de distribución. En la Figura 4.37 [25] se muestra un regulador de tensión monofásico típico con sus principales partes identificadas, tales como el indicador de presión del aceite, los soportes para la instalación en postes, el panel de control local del regulador, sus bornes, etc. Finalmente, en la Figura 4.38 [25] se presenta una chapa de identificación típica de estos reguladores.



Figura 4.36. Reguladores monofásicos en plataforma aérea de sistema de distribución primaria

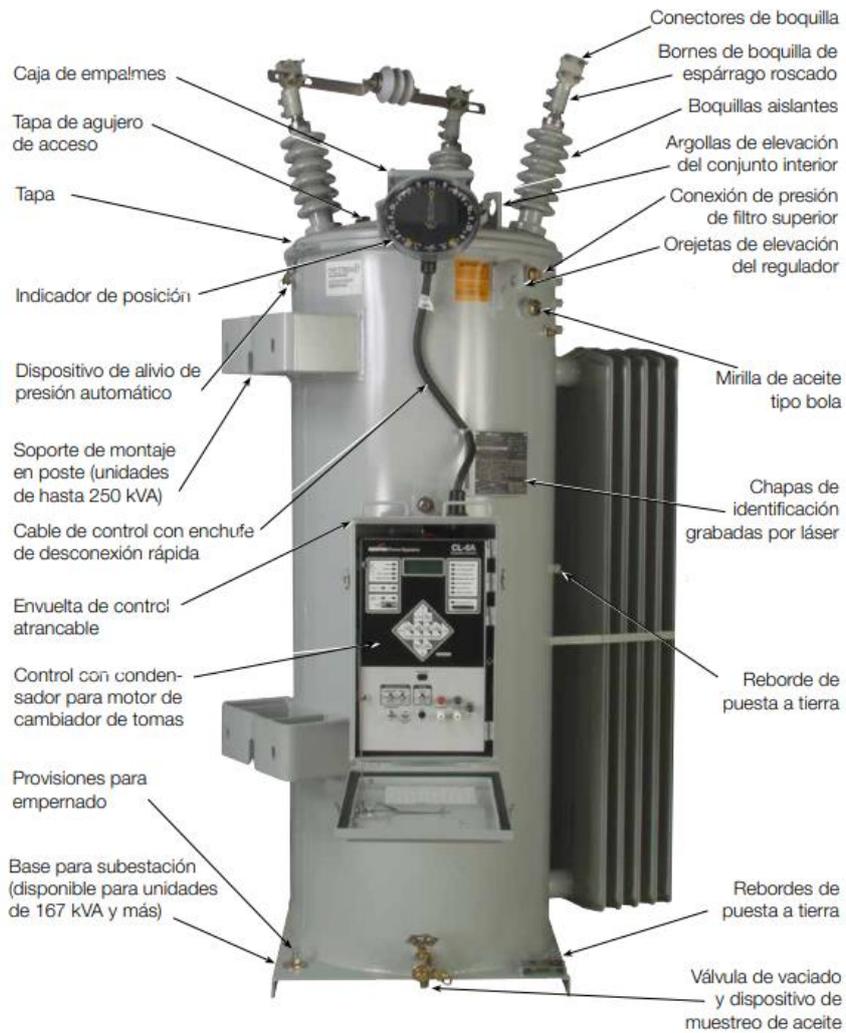


Figura 4.37. Regulador de tensión monofásico

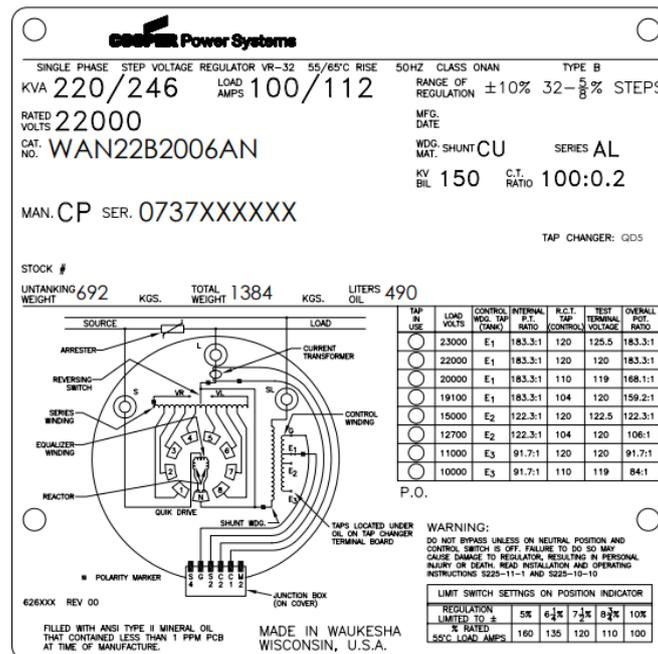


Figura 4.38. Chapa de identificación de regulador de tensión

#### 4.2.3.3 Compensación capacitiva del reactivo

Otro método para controlar la tensión, en conjunto con los anteriormente desarrollados, es la instalación de bancos de capacitores en paralelo con la línea, con el objetivo de compensar el reactivo inductivo que circula por esta.

Si bien, las cargas necesitan de corriente inductiva para funcionar, el exceso de circulación de esta produce efectos adversos en la red, afectando no solo a la calidad de la tensión, sino que también produce mayores pérdidas y limita la capacidad y el alcance del transporte de energía.

Analizando la Ec. 9, escrita nuevamente a continuación, resulta de interés notar que la caída de tensión depende tanto de la parte activa como de la parte reactiva de la corriente de carga y de la impedancia de la línea.

$$\Delta U_f = I * l (r * \cos(\varphi) + x * \text{sen}(\varphi)) \quad [Ec. 9]$$

Donde:

- $U_f[V]$ : tensión de fase del sistema
- $I[A]$ : módulo de la corriente de carga
- $r \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$ : resistencia del sistema por unidad de longitud
- $x \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$ : reactancia del sistema por unidad de longitud
- $\varphi[^\circ]$ : ángulo de desfase entre la tensión y la corriente
- $l[m]$ : longitud de la línea

Relacionado con esto último se encuentra el alcance del transporte de la energía, esto es, la distancia a la cual se puede transmitir cierta cantidad de potencia con una determinada calidad de servicio. Para mostrar esto con un ejemplo sencillo, se presentan en la Figura 4.39 dos alimentadores de iguales características: al final del primero de ellos se encuentra conectada una carga de 10MVA con factor de potencia 0,8 inductivo y, en el segundo alimentador, se

encuentra una carga de 10MVA con factor de potencia 0,95 inductivo. La tensión de línea del sistema es de 13,2kV y la impedancia del alimentador es  $0,2 + j0,4 \Omega/\text{km}$ .

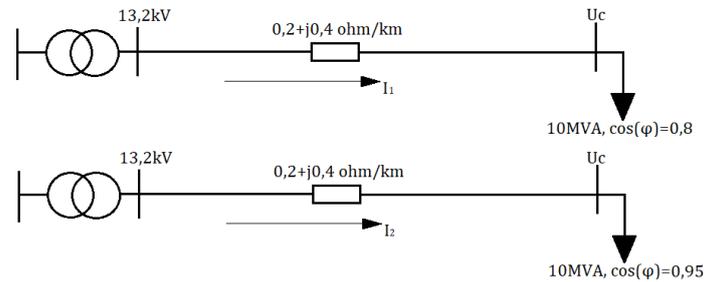


Figura 4.39. Cargas con distinto FP conectadas a alimentadores de iguales características

El módulo de la corriente de carga por ambos alimentadores resulta:

$$I_1 = I_2 = \frac{10MVA}{13,2kV * \sqrt{3}} = 437,38A$$

Utilizando la expresión para la caída de tensión de la Ec. 9 y refiriéndola a la tensión de fase se obtiene:

Alimentador 1:

$$\Delta U = \frac{437,38A}{7620V} \left( 0,2 \frac{\Omega}{km} * 0,8 + 0,4 \Omega/km * 0,6 \right) * 100 = 2,296 \%/km$$

Alimentador 2:

$$\Delta U = \frac{437,38A}{7620V} \left( 0,2 \frac{\Omega}{km} * 0,95 + 0,4 \Omega/km * 0,31 \right) * 100 = 1,8 \%/km$$

Considerando la máxima caída de tensión admitida por el OCEBA del 8%, el alcance de transporte en cada alimentador resulta:

Alimentador 1

$$\text{Alcance de transporte} = \frac{8\%}{2,296 \frac{\%}{km}} = 3,48km$$

Alimentador 2

$$\text{Alcance de transporte} = \frac{8\%}{1,8 \frac{\%}{km}} = 4,44km$$

Es de destacar que, para el ejemplo empleado, es posible transmitir potencia casi 1km más cuando se mejora el factor de potencia de 0,8 a 0,95.

Una forma más gráfica de ver la mejora en la tensión es a través del diagrama fasorial presentado en la Figura 4.41, el cual fue construido a partir del circuito de la Figura 4.40, presentándose dos casos: la alimentación a una carga inductiva concentrada al final del alimentador, previo a la adición de un banco de

capacitores (en este caso  $I_L=I$ ) y el suministro de energía a la misma carga con la instalación del banco (En este caso  $I_{comp}=I_L+I_c$ ).

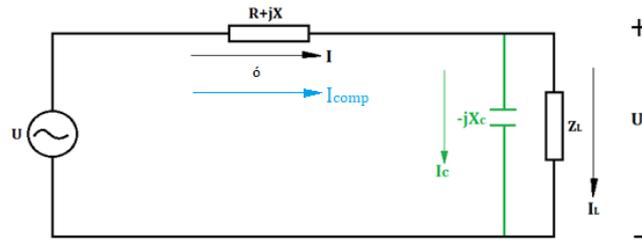


Figura 4.40. Alimentación a carga inductiva

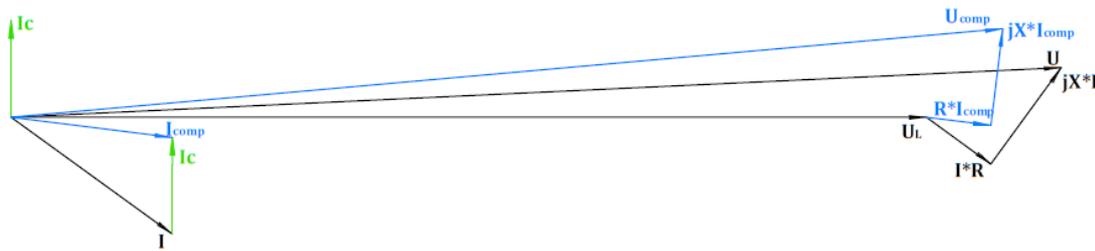


Figura 4.41. Diagrama fasorial

Por otro lado, las pérdidas por efecto Joule, mostradas en la Ec. 35, dependen tanto de la resistencia del sistema como del módulo de la corriente de carga. Dicho módulo se obtiene de la Ec. 36, en la que aparecen tanto la componente activa como reactiva de la corriente. De allí se ve claramente que mientras mayor circulación de corriente reactiva exista, mayor será el módulo de la corriente y mayores serán las pérdidas. También, en la Figura 4.42 [26] se muestra la reducción de pérdidas en por unidad para distintas ubicaciones del banco de capacitores, donde se ve notoriamente que la mayor reducción se da cuando el banco se encuentra ubicado al final del alimentador. Las distintas curvas C corresponden a la relación  $Q_C/Q_L$ , donde  $Q_C$  es la potencia reactiva capacitiva del banco a instalar y  $Q_L$  la potencia reactiva inductiva de la carga concentrada.

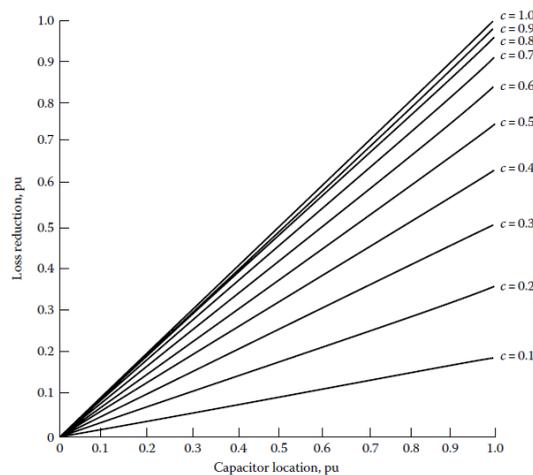


Figura 4.42. Reducción de pérdidas en función de la ubicación del banco de capacitores y la relación C

En lo que respecta a la capacidad de transporte, también está determinada por la Ec. 36. Si se disminuye la corriente reactiva, se puede aprovechar mejor la capacidad de transporte del conductor al tener ahora mayor capacidad para la

componente de la corriente activa, siendo esta la correspondiente a la potencia útil de los equipos. La *Figura 4.43* [27] muestra la capacidad de carga adicional obtenida cuando se mejora el factor de potencia, especialmente si este era bajo. La *Figura 4.44* [27] muestra otra forma de ver la capacidad de transporte extra, en función del tamaño del banco de capacitores instalado, en kVAR.

$$P = I^2 * R \quad [Ec. 35]$$

Donde:

- $P[W]$ : potencia de pérdidas en el sistema.
- $I[A]$ : módulo de la corriente de carga.
- $R[\Omega]$ : resistencia del sistema.

$$I = \sqrt{I_{activa}^2 + I_{reactiva}^2} \quad [Ec. 36]$$

Donde:

- $I[A]$ : módulo de la corriente de carga.
- $I_{activa}[A]$ : componente activa de la corriente de carga.
- $I_{reactiva}[A]$ : componente reactiva de la corriente de carga.

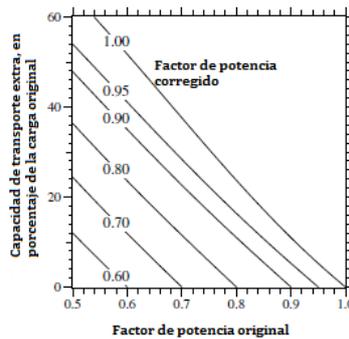


Figura 4.43. Incremento de la capacidad de transporte en función del factor de potencia

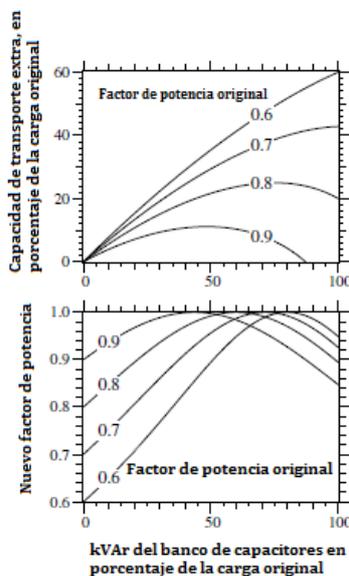


Figura 4.44. Capacidad de carga extra y nuevo factor de potencia en función del tamaño del banco de capacitores, en kVAR

Respecto de las cargas concentradas, debido a todos los problemas anteriores, es necesario generar la potencia reactiva que necesitan las cargas lo más cerca posible de estas, utilizando bancos de capacitores.

Instalar un banco de capacitores de una determinada potencia reactiva fija no resulta del todo práctico ya que la carga varía constantemente a lo largo del día, pudiendo en un determinado momento del mismo, existir una sobrecompensación, y, por lo tanto, un exceso de reactivo capacitivo, ocasionando nuevamente problemas con la tensión (al ser reactivo capacitivo ahora se producirían sobre elevaciones de tensión) y mayores valores de pérdidas. Es por esto que, usualmente, los bancos de capacitores que se instalan en los sistemas de distribución poseen controladores (locales o centralizados a través de un sistema de comunicación) que varían automáticamente la cantidad de capacitores conectados y, por lo tanto, la potencia reactiva que suministran, en función de la demanda a abastecer. De todos modos, por cuestiones de costo y complejidad de operación y diseño de los bancos variables, hay distribuidoras que instalan bancos de capacitores fijos.

Los bancos de capacitores que se utilizan, de manera similar a los reguladores de tensión, pueden ser trifásicos o monofásicos, utilizando uno para cada fase, y cada banco suele tener una, dos o (más raramente) tres unidades por fase.

La *Figura 4.45* [27] señala cómo cambia el perfil de tensión al instalar un banco de capacitores cuando hay carga conectada y cuando la línea está en vacío. A diferencia de los reguladores de tensión, los cuales podían modificar la tensión en un punto remoto aguas abajo, los capacitores cambian el perfil de tensión y mejoran las pérdidas aguas arriba del lugar donde se encuentran instalados los mismos, sin embargo, como muestra la *Figura 4.45*, modificar el perfil de tensión aguas arriba hace que también aumente la tensión aguas abajo, pero las pérdidas, aguas abajo, siguen siendo las mismas que antes de la instalación del banco.

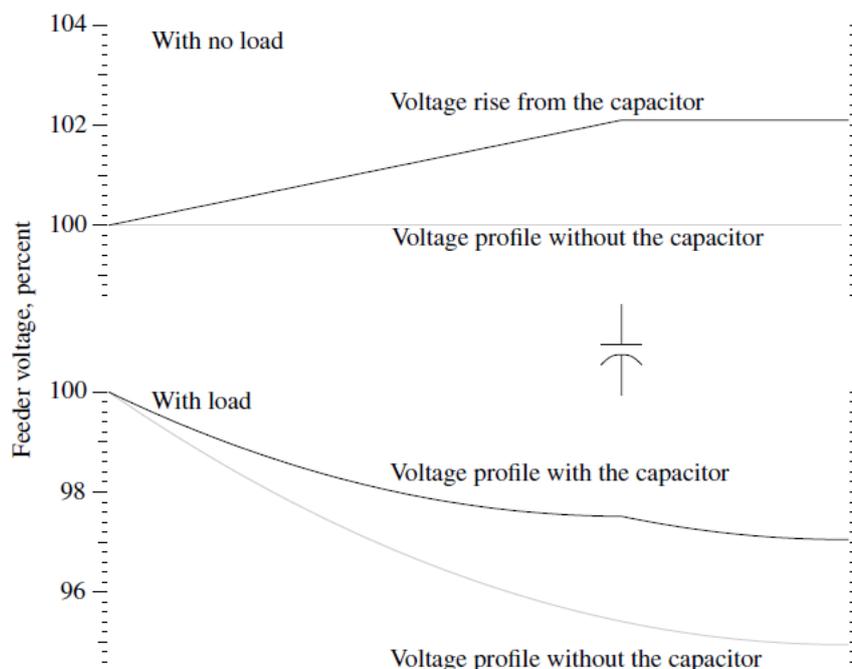


Figura 4.45. Perfil de tensión en la línea de distribución con y sin banco de capacitores

## Obtención del reactivo capacitivo necesario para carga concentrada

Analizando el triángulo de potencias presentado en la *Figura 4.46*, el cual corresponde al circuito de la *Figura 4.40*, se obtiene que:

$$\operatorname{tg}(\varphi_1) = \frac{Q_1}{P} \quad [\text{Ec. 37}]$$

$$\operatorname{tg}(\varphi_2) = \frac{Q_1 - Q_C}{P} \quad [\text{Ec. 38}]$$

Donde:

- $\varphi_1$ : ángulo correspondiente al factor de potencia previo a compensar
- $\varphi_2$ : ángulo correspondiente al factor de potencia después de compensar
- $Q_1$  [kVAr]: potencia reactiva por la línea previo a compensar
- $Q_C$ : [kVAr] potencia reactiva del banco de capacitores de compensación
- $P$  [kW]: potencia activa por la línea

De las Ec. 37 y Ec. 38 se obtiene que la potencia reactiva necesaria del banco de capacitores a instalar para obtener un determinado factor de potencia es:

$$Q_C = P * (\operatorname{tg}(\varphi_1) - \operatorname{tg}(\varphi_2)) \quad [\text{Ec. 39}]$$

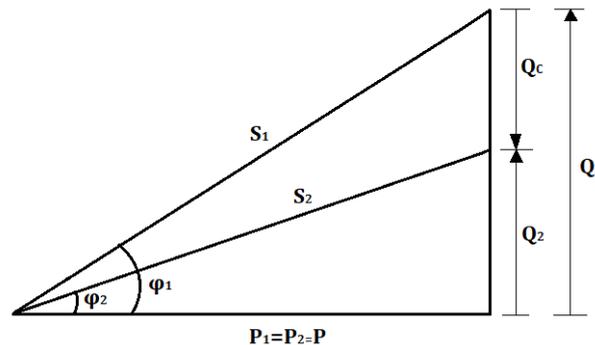


Figura 4.46. Triángulo de potencias con y sin compensación

## Reducción de pérdidas para carga concentrada

Las pérdidas antes y después de compensar están dadas por las Ec. 40 y Ec. 41 respectivamente:

$$\operatorname{Perd}_1 = I_1^2 * R \quad [\text{Ec. 40}]$$

$$\operatorname{Perd}_2 = I_{\text{comp}}^2 * R \quad [\text{Ec. 41}]$$

Donde:

- $\operatorname{Perd}_1$  [W]: pérdidas antes de compensar
- $\operatorname{Perd}_2$  [W]: pérdidas después de compensar
- $I_1$  [A]: corriente por la línea antes de compensar
- $I_{\text{comp}}$  [A]: corriente por la línea después de compensar
- $R$  [ $\Omega$ ]: resistencia de la línea

De las dos expresiones anteriores resulta,

$$\frac{Perd_1 - Perd_2}{Perd_1} * 100 = \frac{I_1^2 - I_{comp}^2}{I_1^2} * 100 = \left(1 - \frac{I_{comp}^2}{I_1^2}\right) * 100$$

y como,

$$P = U * I_1 * \cos(\varphi_1) = U * I_{comp} * \cos(\varphi_2)$$

la reducción porcentual de pérdidas se obtiene a partir de la Ec. 42:

$$\frac{\Delta Perd}{Perd_1} * 100 = \left(1 - \left(\frac{\cos(\varphi_1)}{\cos(\varphi_2)}\right)^2\right) * 100 \quad [Ec. 42]$$

### Reducción de la caída de tensión para carga concentrada

Como ya se indicó en el punto 4.2.3, la expresión de la caída de tensión es:

$$\Delta U = \frac{P * R + Q * X}{U_L * \sqrt{3}}$$

Refiriéndola a la tensión de fase resulta:

$$\frac{\Delta U}{U_f} = \frac{P * R + Q * X}{U_L^2}$$

Por lo tanto, la reducción porcentual de la caída de tensión se determina mediante la Ec. 43:

$$\frac{\Delta U_1 - \Delta U_2}{U_f} * 100 = \frac{P * R + Q_1 * X - P * R - (Q_1 - Q_C) * X}{U_L^2} * 100 = \frac{Q_C * X}{U_L^2} * 100 \quad [Ec. 43]$$

La misma depende de la reactancia del sistema aguas arriba, de la tensión de línea y, principalmente, de la potencia reactiva del banco de capacitores a colocar.

### Reducción de S e I para carga concentrada

$$\frac{S_1 - S_{comp}}{S_1} * 100 = \frac{U * I_1 - U * I_{comp}}{U * I_1} * 100 = \frac{I_1 - I_{comp}}{I_1} * 100$$

Dado que la reducción porcentual de la potencia aparente y de la corriente por la línea resultan iguales, y como,

$$P = U * I_1 * \cos(\varphi_1) = U * I_{comp} * \cos(\varphi_2)$$

se obtiene que la reducción porcentual de S e I es:

$$\frac{\Delta S}{S_1} * 100 = \frac{\Delta I}{I_1} * 100 = \left( 1 - \frac{\cos(\varphi_1)}{\cos(\varphi_2)} \right) * 100 \quad [Ec. 44]$$

### Compensación de carga uniformemente distribuida

Al tratarse de carga distribuida, para poder realizar la compensación capacitiva paralelo, se debe determinar cuál es la ubicación y la potencia reactiva optimas del banco o de los bancos de capacitores. Para esto, se recurre a la expresión de reducción de pérdidas para carga uniformemente distribuida y un solo banco de capacitores, dada por la Ec. 45.

$$\Delta Perd = \frac{P_{sin\ cap} - P_{con\ cap}}{P_{sin\ cap}} = 3 \alpha C x_1 [(2 - x_1) + x_1 \lambda - C] \quad [Ec. 45]$$

Donde:

- $x_1$ : ubicación del capacitor en la línea
- $C = \frac{Q_c}{Q_{L_{tot\ del\ alim}}} = \frac{I_c}{I_L}$ , siendo  $Q_c$  la potencia reactiva del banco y  $Q_{L_{tot\ del\ alim}}$  la potencia reactiva total de la carga distribuida a lo largo del alimentador
- $\lambda = \frac{I_2}{I_1}$ , siendo  $I_2$  la corriente reactiva al final del alimentador e  $I_1$  la total al inicio del mismo
- $\alpha = \frac{1}{1+\lambda+\lambda^2}$

Para obtener la ubicación óptima del banco de capacitores, se deriva la Ec. 45 respecto a  $x_1$  y se iguala a cero, obteniendo la Ec. 46. De allí, despejando  $x_1$ , se obtiene que la ubicación óptima es la presentada en la Ec. 47.

$$\frac{\delta(\Delta Perd)}{\delta x_1} = 3 \alpha C * [(2 - x_1) + x_1 \lambda - C] + 3 \alpha C x_1 * (-1 + \lambda) = 0 \quad [Ec. 46]$$

$$x_1 = \frac{2 - C}{2 * (1 - \lambda)} \quad [Ec. 47]$$

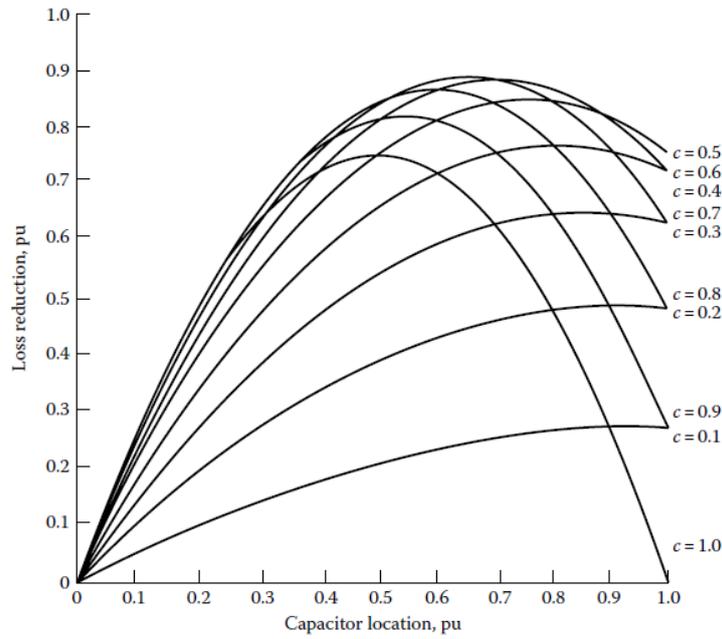
Ahora, para obtener el valor de potencia reactiva óptima se reemplaza la Ec. 47 en la Ec. 45, se deriva esta última respecto a  $C$  y se iguala a cero, obteniendo la Ec. 48. De allí, despejando  $C$ , se obtiene que el valor óptimo es  $C=2/3$ . Dado que  $C = Q_c/Q_{L_{tot\ del\ alim}}$ , la potencia reactiva del banco de capacitores óptima  $Q_c$ , será 2/3 de la potencia reactiva total del alimentador.

Finalmente, reemplazando el  $C$  óptimo en la Ec. 47, y teniendo en cuenta que, al tratarse de una carga uniformemente distribuida, la corriente al final del alimentador será nula, por lo que  $\lambda = \frac{I_2}{I_1} = \frac{0}{I_1} = 0$ , la ubicación óptima del banco de capacitores resulta  $x_{1\ óptimo} = 2/3$  de la longitud alimentador.

$$\Delta Perd_{x_1\ óptimo} = \frac{3 \alpha C * (2 - C)^2}{4 * (1 - \lambda)}$$

$$\frac{\delta(\Delta Perd)}{\delta C} = 12 \alpha C - 12 \alpha C^2 + 3 \alpha C^2 = 0 \quad [Ec. 48]$$

En la *Figura 4.47* [26] se presenta la reducción de pérdidas para carga uniformemente distribuida, en función de la ubicación del banco de capacitores y de la relación C.



*Figura 4.47. Reducción de pérdidas para carga uniformemente distribuida, en función de la ubicación del banco de capacitores y la relación C*

Considerando ahora “n” bancos de capacitores, la ecuación general para la reducción de pérdidas puede expresarse como:

$$\Delta Perd = 3 \alpha C * \sum_{i=1}^n x_i [(2 - x_i) + x_i \lambda - (2i - 1)C] \quad [Ec. 49]$$

Donde:

- $x_i$ : distancia desde la fuente del i-ésimo banco de capacitores
- $n$ : número total de bancos de capacitores

Realizando un desarrollo análogo al anterior, la ubicación y valor de potencia reactiva óptimos serán los correspondientes a las Ec. 50 y Ec. 51 respectivamente<sup>3</sup>.

$$x_{i\text{optimo}} = \frac{1}{1 - \lambda} - \frac{(2i - 1) * C}{2 * (1 - \lambda)} \quad [Ec. 50]$$

<sup>3</sup> En el Capítulo 8, Página 474, del libro “*Electric Power Distribution Engineering*”, Gönen, T. (2014), se encuentra desarrollada la obtención de las expresiones de compensación de carga distribuida para “n” bancos de capacitores.

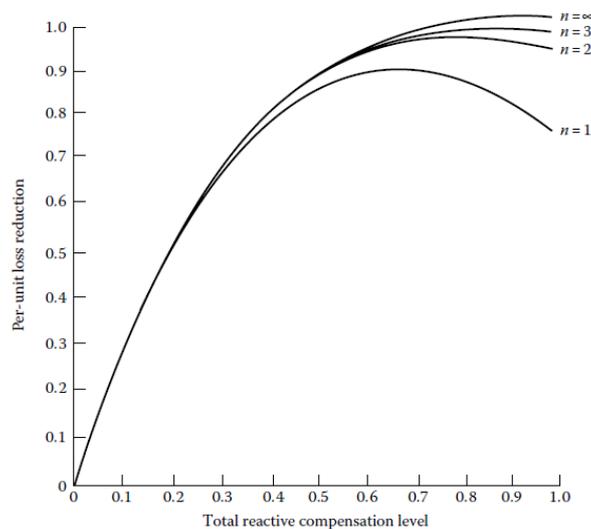
$$C_{optimo} = \frac{2}{2n + 1} \quad [Ec. 51]$$

Donde:

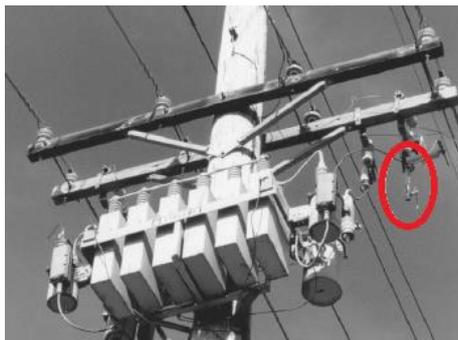
- $n$ : número total de bancos de capacitores
- $i$ : número de banco

La *Figura 4.48* [26] muestra la reducción de pérdidas para distinta cantidad de bancos de capacitores y carga uniformemente distribuida, de la cual se puede observar que a medida que aumenta la cantidad de bancos, la reducción de pérdidas comienza a mantenerse en un valor casi constante.

En la *Figura 4.49* [27] se presenta un banco de capacitores instalado en un poste de un sistema de distribución aéreo, con la particularidad de que uno de los fusibles que protege al mismo se encuentra quemado (marcado en rojo).



*Figura 4.48. Reducción de pérdidas para distinto número de bancos de capacitores*



*Figura 4.49. Banco de capacitores instalados sobre poste de un sistema de distribución aéreo*

#### 4.2.4 Protección contra sobretensiones

Unas de las perturbaciones que suelen presentarse en los sistemas de distribución es la aparición de elevadas sobretensiones de distinto tipo: sobretensiones de frecuencia industrial (50Hz en el caso de Argentina) y, principalmente, sobretensiones debidas a orígenes atmosféricos.

Estas últimas producen fácilmente la ruptura de la mayoría de los aislamientos de equipos y cables. Casi todos los rayos que caen directamente sobre

la red provocan descargas disruptivas y, los que caen en lugares cercanos, pueden inducir en la red tensiones elevadas dañinas para los equipos.

La Figura 4.50 [27] muestra las tasas de fallas reportadas por diferentes empresas distribuidoras en función de la densidad estimada de descargas a tierra. En la misma figura, la curva lineal presente fue realizada con algún método de regresión lineal<sup>4</sup>, de acuerdo a los datos de falla indicados con puntos negros. De la misma se destaca que los lugares con mayor actividad de rayos tienen mayores tasas de fallas en los circuitos aéreos.

Cuando los rayos impactan sobre la línea, producen una sobretensión que se propaga por la línea como una onda viajera a una velocidad determinada por la Ec. 52, suponiendo una línea ideal, sin pérdidas. Para el mismo modelo de línea, la sobretensión producirá una onda de sobrecorriente, relacionadas mediante la Ley de Ohm, a través de la impedancia característica de la línea  $Z_c$  (Ec. 53).

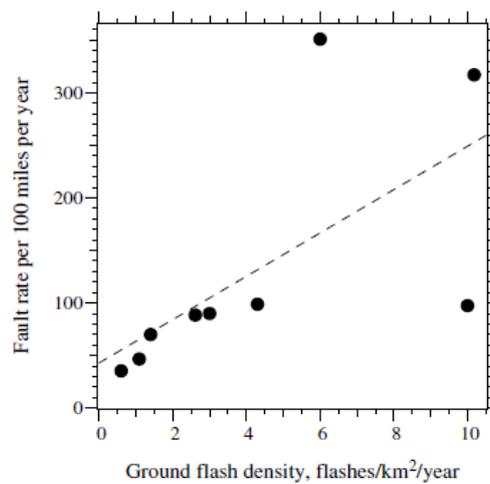


Figura 4.50. Tasa de falla en función de la densidad de descarga a tierra

$$v = \frac{1}{\sqrt{l * c}} \quad [Ec. 52]$$

Donde:

- $v \left[ \frac{m}{s} \right]$ : velocidad de la onda incidente
- $l \left[ \frac{H}{m} \right]$ : inductancia de la línea por unida de longitud
- $c \left[ \frac{F}{m} \right]$ : capacidad de la línea por unidad de longitud

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad [Ec. 53]$$

Donde:

- $Z_c [\Omega]$ : impedancia característica
- $L [H]$ : inductancia total de la línea
- $C [F]$ : capacidad total de la línea

<sup>4</sup> El libro "Electric Power Distribution, Handbook", Short, T.A. (2004), no especifica el método de regresión lineal utilizado.

Para poder seleccionar adecuadamente los equipos de protección, existen formas de onda y ensayos normalizados, presentándose a continuación una onda impulsiva típicamente utilizada para tal fin, denominada 1,2/50 $\mu$ s [28]:

### Sobretensión impulsiva 1,2/50 $\mu$ s

Esta onda impulsiva normalizada tiene la forma presentada en la *Figura 4.51* [29]. La misma está definida por tres parámetros, los cuales son: la tensión de cresta, el tiempo de frente definido en la *Figura 4.51* como  $T_1$ , y el tiempo de cola o de bajada definido en la misma figura como  $T_2$ . Como su nombre lo indica, esta onda impulsiva tiene un tiempo de frente de 1,2  $\mu$ s y un tiempo de bajada de 50  $\mu$ s.

Como se ve en la figura, para obtener el tiempo de frente se toma el 10% y el 90% del valor cresta de la onda y, con estos dos puntos, se traza una recta, siendo sus extremos el valor cresta y la intersección con el eje de abscisas; el tiempo de frente quedará definido por dichos extremos de la recta. El tiempo de cola o bajada se obtiene de la intersección de la recta con el eje de abscisas y el 50% del valor cresta en la bajada.

Las tolerancias especificadas para cada parámetro son:

- Tensión cresta:  $\pm 3\%$
- Tiempo de frente  $T_1$ :  $\pm 30\%$
- Tiempo de cola  $T_2$ :  $\pm 20\%$

Este tipo de sobretensión genera una onda de sobrecorriente impulsiva, también normalizada, denominada 8/20 $\mu$ s.

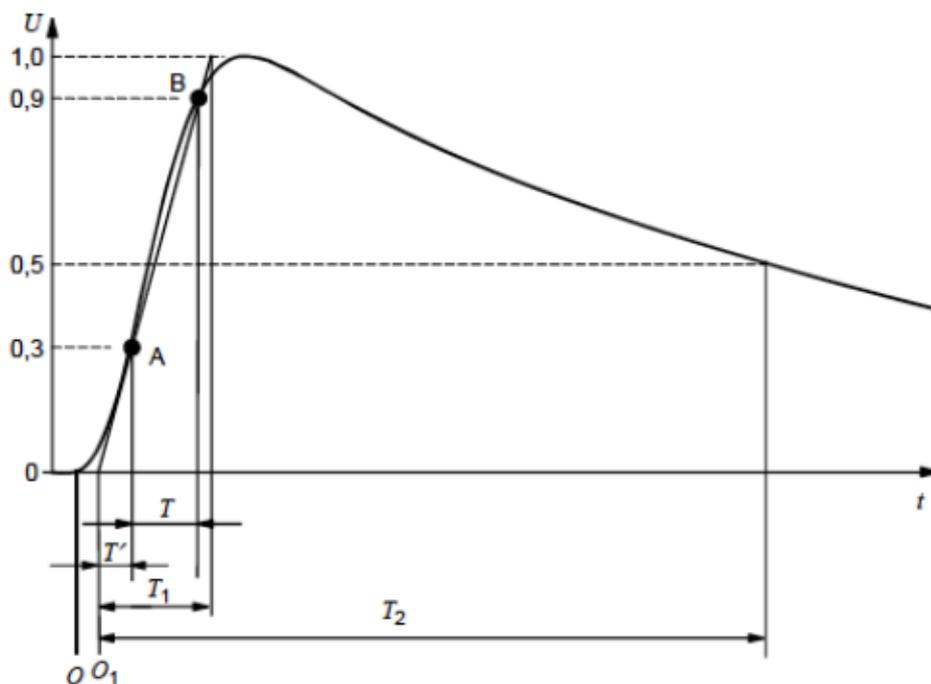


Figura 4.51. Impulso de sobretensión 1,2/50 $\mu$ s, normalizado

Como se mencionó anteriormente, estas ondas de tensión y corriente pueden producir, principalmente, la ruptura de los aislamientos de los equipos. Resulta entonces que, para poder protegerlos, se utilizan descargadores instalados usualmente junto a los transformadores MT/BT, banco de capacitores, y demás equipos presentes en la red de distribución aérea.

#### 4.2.4.1 Descargadores de MT

Los descargadores modernos son de Óxido de Zinc (OZn), formados por una resistencia altamente no lineal que, bajo tensiones normales, es casi un circuito abierto, consumiendo mucho menos de un miliamper. Ante una sobretensión, la resistencia alinear cae a unos pocos ohms o menos para sobretensiones más severas, como las de origen atmosférico. Una vez que finaliza la sobretensión, el descargador vuelve a su alta impedancia normal.

Los descargadores, en sistemas de distribución, son principalmente para protección contra sobretensiones de origen atmosférico, por lo que, en principio, en zonas con muy baja probabilidad de rayos no serían necesarios. Sin embargo, las empresas distribuidoras ubicadas en áreas con baja probabilidad de caídas de rayos utilizan, de todos modos, descargadores, incluso si el costo de los mismos excede el costo de las fallas ocasionales por tormentas. Por ejemplo, si una distribuidora se ve afectada por una tormenta en años, esta puede destruir los transformadores desprotegidos, entre otros equipos, de manera que la distribuidora no disponga de stock suficiente para reemplazarlos a todos, resultando en interrupciones del servicio muy largas para los usuarios.

Hay cuatro clases de descargadores para proteger los sistemas de distribución, en lo que respecta a la actividad de rayos, de acuerdo a las normas ANSI:

- Raiser pole: son usados en la unión entre una línea aérea y un cable subterráneo.
- Heavy duty: son usados en áreas con actividades de rayos promedio o mayor al promedio.
- Normal duty: se utilizan en áreas con actividad de rayos promedio o por debajo del promedio.
- Light duty: se utilizan para la protección de equipos subterráneos donde la mayor parte de la corriente impulsiva es descargada por otro descargador instalado en la unión entre la línea aérea y el cable subterráneo.

En la Tabla 4-VII [30] se presentan distintos descargadores y sus tensiones residuales para ondas de frente escarpado y ondas 8/20 $\mu$ s.

Tabla 4-VII. Tensiones residuales de descargadores

Tensión nominal [kVrms]	MCOV [kVrms]	Front-Of-Wave [kV]			Maximum Discharge Voltage [kV]		
		5 kA Normal Duty	10kA Heavy Duty	10kA Riser Pole	5kA Normal Duty	10kA Heavy Duty	10kA Riser Pole
3	2,55	11,2-17	13,5-17	10,4	10,2-16	9,1-16	8,2
6	5,1	22,3-25,5	26,5-35,3	17,4-18	20,3-24	18,2-25	16,2
9	7,65	33,5-36	26,5-35,3	22,5-36	30-33,5	21,7-31,5	20-24,9
10	8,4	36-37,2	29,4-39,2	26-36	31,5-33,8	24,5-35	22,5-26,6
12	10,2	44,7-50	35,3-50	34,8-37,5	40,6-44	32,1-44	30-32,4

15	12,7	54-58,5	42-59	39-54	50,7-52	35,9-53	33-40,2
18	15,3	63-67	51-68	47-63	58-60,9	43,3-61	40-48
21	17	71-80	57-81	52-63,1	64-75	47,8-75	44-56,1
24	19,5	89-92	68-93	63,72,5	81,1-83	57,6-83	53-64,7
27	22	94-100,5	77-102	71-81,9	87-91,1	65,1-91	60-72,1
30	24,4	107-180	85-109,5	78-85,1	94,5-99	71,8-99	66-79,5
36	29	125	99-136	91-102,8	116	83,7-125	77-96

Front-Of-Wave (FOW) es la tensión residual del descargador ante una onda de corriente de frente muy escarpado (por lo general de  $1\mu s$ ), situación que suele presentarse cuando la descarga atmosférica cae muy cerca del descargador o cuando la onda se corta.

Se entiende por tensión residual a la tensión que aparece en bornes del descargador, cuando este drena a tierra una corriente impulsiva, dado que este disminuye mucho su impedancia, pero no logra que la misma sea nula.

Maximum Discharge Voltage corresponde a las tensiones residuales en el descargador para la onda de sobrecorriente  $8/20\mu s$ .

Los descargadores se seleccionan teniendo en cuenta que la tensión máxima de operación continua (MCOV, del inglés Maximum Continuous Operating Voltage), la cual corresponde a aproximadamente el 85% de la tensión nominal del descargador, y debe ser mayor que la tensión nominal de fase del sistema.

En lo que respecta a los aislamientos de los equipos instalados en los sistemas de distribución, estos poseen un determinado valor de tensión máxima soportada para una onda de sobretensión  $1,2/50\mu s$ , denominado BIL (del inglés *Basic Impulse Insulation Level*). Algunos aislamientos también presentan un valor de tensión máxima para onda cortada, llamado CWW (del inglés *Chopped Wave Withstand*). La onda cortada tiene las mismas características que la onda  $1,2/50\mu s$ , pero la forma de onda se corta después de dos o tres milisegundos. En este último caso, dado que el estrés que debe soportar la aislación por la sobretensión dura menos, la CWW de los equipos resulta mayor que el BIL.

Si se presenta una onda impulsiva que supere los valores máximos anteriormente nombrados de los equipos, el descargador debe recortar la onda, de manera que la misma sea menor a dichos valores máximos, teniendo en cuenta un margen de protección. Este margen de protección corresponde al margen entre la tensión que limita el descargador y la tensión que soportan los aislamientos. Estos márgenes de protección se presentan en las Ec. 54 y Ec. 55 para onda cortada y onda completa respectivamente.

$$MP_{CWW} = \left( \frac{CWW}{FOW + \frac{L \delta i}{\delta t}} - 1 \right) * 100 \quad [Ec. 54]$$

$$MP_{BIL} = \left( \frac{BIL}{U_{res} + \frac{L \delta i}{\delta t}} - 1 \right) * 100 \quad [Ec. 55]$$

Donde:

- $MP_{CWW}$ : margen de protección para onda de descarga atmosférica cortada.
- $MP_{BIL}$ : margen de protección para onda de descarga atmosférica completa
- $CWW [kV]$ : tensión máxima resistida por el equipo a la onda cortada.
- $FOW [kV]$ : tensión residual del descargador ante la onda cortada.
- $BIL [kV]$ : tensión máxima resistida por el equipo a la onda  $1,2/50\mu s$ .
- $U_{res} [kV]$ : tensión residual del descargador al drenar una onda  $8/20\mu s$
- $\frac{L \delta i}{\delta t} [kV]$ : caída de tensión en el tramo de conductor entre el descargador y el equipo a proteger, y en los cables del descargador, debida a la inductancia de los conductores y cables, y a la variación de la corriente impulsiva con respecto al tiempo.

Ambos márgenes deben ser superiores al 20% según lo establecido en la norma IEEE C62.22-1997.

Como se puede observar, el término " $L \delta i / (\delta t)$ " presente en las expresiones de los márgenes de protección causa una disminución de los mismos, pudiendo provocar que el valor de estos no logre ser superior al 20% establecido por norma. Es por esto que los descargadores se suelen instalar en las cubas de los equipos o lo más cercano posible a estas, como se puede ver en la *Figura 4.52 [27]*, donde se muestra un transformador monofásico de distribución MT/BT rural con un descargador indicado en rojo.



*Figura 4.52. Descargador instalado junto a transformador monofásico MT/BT*

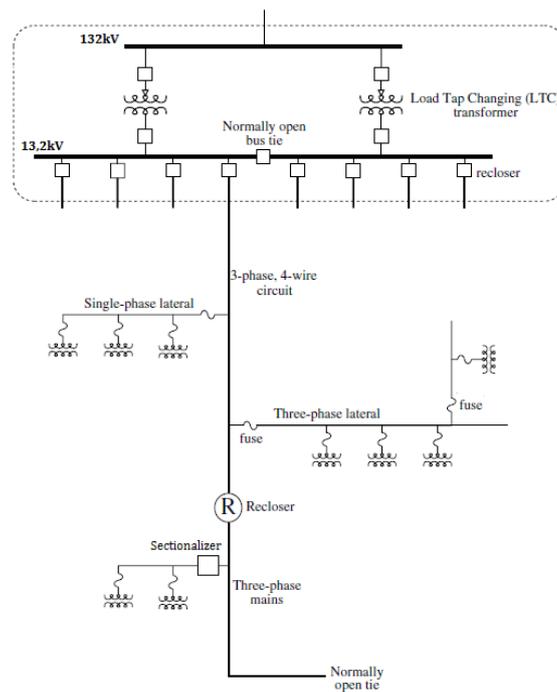
Por su parte, las propias líneas también tienen un valor de BIL, determinado por el BIL de los aisladores y del material de la estructura. Los aisladores rígidos para líneas de 13,2kV, por ejemplo, tienen un BIL de aproximadamente 100kV, sin embargo, es recomendado que la línea posea un BIL de 300kV o mayor, por lo que esto es un gran condicionante al momento de seleccionar el material a utilizar para las estructuras. En postes de madera, el último valor de BIL mencionado suele lograrse con el BIL del aislador y el de la propia madera, pero en postes de acero u hormigón, el BIL de la estructura será solamente el del aislador. Dado que los aisladores antes mencionados poseen un BIL de aproximadamente 100kV y el valor recomendado es de al menos 300kV, en postes de acero u hormigón se suelen usar aisladores de mayor tensión para lograr el valor recomendado.

## 4.2.5 Protecciones contra sobrecorrientes

Suelen utilizarse dos sistemas de protecciones contra sobrecorrientes, el mostrado en la *Figura 4.17* en el punto 4.2.1 del trabajo, y el presentado en la *Figura 4.53* [27]. En el primero la protección se tiene principalmente en el interruptor del alimentador troncal. Ante una falla en la red, el conjunto relé e interruptor que detectan la misma, actúa abriendo el circuito y la interrupción del servicio se mantiene hasta que se localice la falla. Una vez localizada, se abren los seccionadores correspondientes para aislarla, y se vinculan los alimentadores que correspondan para poder alimentar a los usuarios aguas abajo de la falla. Por último, se cierra nuevamente el interruptor, estableciendo el servicio. En caso de que la falla ocurra en alguno de los transformadores de distribución secundaria o en alguna zona cercana a los mismos, es decir, aguas abajo de los seccionadores fusibles, quienes deben despejar la falla son estos últimos y no el interruptor, permitiendo que haya selectividad entre las protecciones.

Si se puede tolerar una interrupción del servicio prolongada en los transformadores de distribución secundaria, o en algunos de ellos, siempre cumpliendo con los criterios de Calidad de Servicio, se pueden reducir los costos de la red aérea utilizando una estructura como la que se muestra en la *Figura 4.54*. En ella, se utiliza solo un seccionador por derivación del alimentador troncal. En presencia de una falla como la que se muestra en la *Figura 4.55*, el interruptor correspondiente abre el circuito, se abren los seccionadores adyacentes a la falla para aislarla, se vinculan los alimentadores mediante el dispositivo *N.O.* y se cierra nuevamente el interruptor.

El esquema de la *Figura 4.53* posee, como protección contra sobrecorrientes, reconectadores, fusibles y seccionalizadores, instalados y configurados de manera tal de que exista una adecuada coordinación entre ellos y se aisle solo la parte de la red que se encuentra en falla. El funcionamiento de estos tres equipos en conjunto se abordará más adelante en el presente trabajo.



*Figura 4.53. Estructura típica de un sistema de distribución primaria*

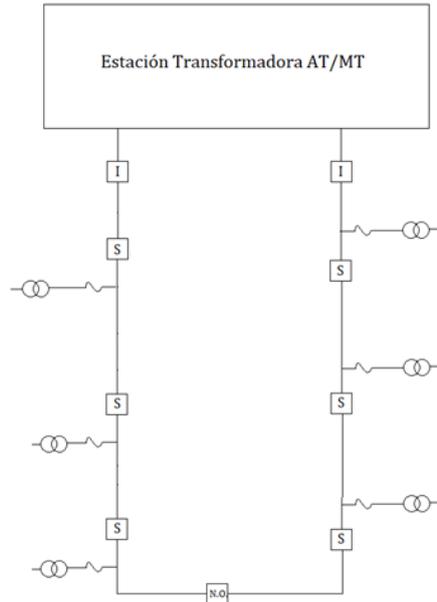


Figura 4.54. Red aérea con un seccionador por derivación

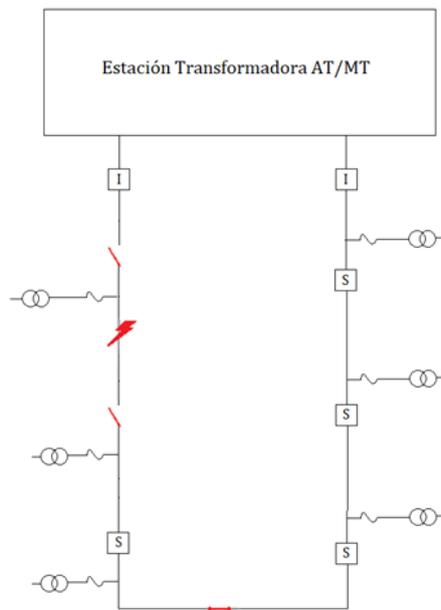


Figura 4.55. Operación en falla en red aérea con un seccionador por derivación

## 5 RECONECTADORES

---

En los sistemas de distribución aéreos, entre el 80 y el 95% de las fallas de cortocircuitos son temporales, esto es, que las mismas se extinguen solas luego de entre unos pocos ciclos hasta algunos segundos, sin la necesidad de intervenir mediante algún sistema de protección. Las fallas temporales son debidas típicamente al contacto entre conductores desplazados por el viento, ramas de árboles que tocan líneas energizadas, y aves o pequeños animales que provocan un cortocircuito en una línea con una parte de la misma conectada a tierra.

El problema es que las protecciones habituales, como los interruptores asociados a relés o los fusibles, no son capaces de diferenciar una falla temporal de una permanente, es decir que, ante la aparición de una falla temporal, el sistema de protección extinguirá la misma, interrumpiendo el servicio a los usuarios durante el tiempo que dure el restablecimiento del mismo. Si se utilizara una protección capaz de diferenciar ambos tipos de fallas, se lograría reducir mucho el tiempo de interrupción del servicio.

Siguiendo la definición de reconectador, de acuerdo al libro *Electric Power Distribution, Handbook*, el mismo lo define como “Un dispositivo autocontrolado para interrumpir y volver a cerrar automáticamente un circuito de corriente alterna, con una secuencia predeterminada de apertura y recierre seguida de reinicio, mantenido cerrado o bloqueado.” (Short, T.A. 2004).

La definición anterior puntualiza concretamente que el reconectador es un dispositivo capaz de abrir un circuito y realizar automáticamente un recierre, con una determinada secuencia. De esta manera, si la falla resulta permanente, el reconectador abre de forma definitiva luego de cierto número programado de operaciones.

Entonces, resumiendo lo anterior, la principal tarea del reconectador es diferenciar una falla temporal de una permanente, dándole tiempo a la primera de que se extinga sola mediante sucesivas reconexiones o, si es permanente, que la misma sea despejada por el reconectador.

Si bien, los reconectores cumplen la función de interrumpir una corriente de falla de la misma manera que un interruptor, la diferencia se manifiesta en el hecho de que los primeros poseen un poder de corte menor que el interruptor, por lo que su uso suele estar limitado a redes rurales o suburbanas, donde la densidad de demanda no es tan alta y las corrientes de fallas a despejar son menores.

### 5.1 Especificaciones del reconectador

Los reconectores, al igual que todos los equipos y dispositivos eléctricos, poseen ciertas especificaciones y características generales dadas por los fabricantes y adecuadas a lo determinado por las normas, las cuales se deben considerar para la elección del reconectador más adecuado a instalar en la red aérea de distribución. Algunas de estas especificaciones a considerar se describen a continuación:

- Tensión máxima del equipo y tensión nominal de su controlador.
- Corriente nominal.
- Frecuencia de funcionamiento (50Hz en Argentina).

- Corriente mínima de disparo en reconectores con control hidráulico. Esta corresponde a la mínima corriente de falla que provocará la operación del reconnector.
- Poder de corte. Corresponde al máximo valor de corriente de cortocircuito en estado permanente que el reconnector es capaz de interrumpir sin sufrir daños.
- Poder de cierre. Corresponde al valor cresta de la corriente transitoria de cortocircuito que el reconnector es capaz de establecer sin sufrir daños.
- Tensión máxima resistida al impulso (BIL).
- Cantidad máxima de operaciones mecánicas, asociadas al accionamiento de los contactos de potencia.
- El grado de protección IP de las carcasas y gabinetes donde se encuentran tanto el reconnector como su controlador. La protección IP hace referencia a la norma IEC 60529, la cual especifica diferentes grados de protección de los contenedores que contienen a los componentes que constituyen el equipo, contra la entrada de materiales extraños como polvo o líquidos.

## 5.2 Ensayos tipo

Conjuntamente con las especificaciones antes mencionadas, el fabricante debe presentar al comprador los Ensayos Tipo realizados a los reconectores, siguiendo lo establecido por la normativa vigente. Así mismo, el comprador puede realizar también ensayos de recepción a los reconectores adquiridos o a una muestra representativa de los mismos si la cantidad comprada es grande, de acuerdo a lo establecido por las normas.

Los principales ensayos tipo se describen a continuación [31].

### 5.2.1 Aislación (ensayo dieléctrico)

El reconnector debe ser capaz de resistir, sin daños a él o a los dispositivos de control asociados, las siguientes tensiones de ensayo:

- a) Tensión impulsiva 1,2/50 $\mu$ s. El reconnector debe soportar este tipo de onda con los valores cresta indicados en la Tabla 5-I [32].

Tabla 5-I. Tensión resistida para onda impulsiva según IEC 62271-1

Tensión máxima del sistema [kV]	Tensión resistida a la onda impulsiva 1,2/50 $\mu$ s [kV cresta]
12	75
17,5	95
24	125
36	150
36	170

Si ocurre una descarga disruptiva en la aislación durante el ensayo, se debe repetir el mismo. Si durante la reiteración de este, ocurre otra descarga disruptiva, se considera que el reconnector no pasó la prueba. En caso contrario, se considera que la primera ruptura de la aislación

fue aleatoria, asumiendo que el reconectador pasó satisfactoriamente la prueba.

- b) Sobretensión de frecuencia industrial. El equipo debe resistir, sin ruptura de la aislación, los valores presentados en la Tabla 5-II [32].

Tabla 5-II. Tensión resistida a sobretensión de frecuencia industrial según IEC 62271-1

Tensión máxima del sistema [kV]	Tensión resistida a sobretensión de frecuencia industrial [kV cresta]	
	Durante 1 minuto en seco	Durante 1 minuto húmedo
12	28	28
17,5	38	38
24	50	50
36	70	70

## 5.2.2 Ensayos de interrupción

En esta prueba<sup>5</sup>, se debe determinar si el reconectador es capaz de interrumpir, automáticamente, todas las corrientes desde un valor igual a la mínima corriente de actuación ajustable hasta, e incluyendo, las corrientes nominales de interrupción mostradas en la Tabla 5-III [33], soportando los valores de corriente pico,  $I_p$ , que correspondan, de acuerdo a los valores X/R dados en la Tabla 5-IV [33].

Tabla 5-III. Corrientes nominales y de interrupción simétricas nominales según IEEE C37.60

Tensión nominal del sistema [kV]	Tensión máxima del sistema [kV]	Corriente nominal [A]	Corriente nominal de interrupción simétrica [A]
14,4	15,5	200	2000
14,4	15,5	400	6000
14,4	15,5	560	12000
14,4	15,5	800	12000
14,4	15,5	560	16000
14,4	15,5	800	16000
14,4	15,5	1120	16000
24,9	27	560	10000
34,5	38	560	12000

También, se debe especificar que el reconectador sea capaz de interrumpir todas las corrientes de carga hasta los valores nominales presentados en la Tabla 5-III de manera no automática, energizando el reconectador con los contactos cerrados y realizando la apertura con la palanca de actuación manual.

Por último, se debe realizar un ensayo que consiste en energizar el equipo y realizar la apertura y cierre del reconectador hasta su apertura permanente con al menos una apertura rápida y una retardada (estos dos tipos de apertura se aplicarán en el punto 5.3), repitiendo el proceso hasta obtener un número de aperturas igual a los indicados en la Tabla 5-IV, para un determinado X/R mínimo

<sup>5</sup> Se tomó como referencia para este ensayo la norma IEEE C47.60.

y un porcentaje de la corriente de interrupción simétrica nominal. Finalizado este ensayo, el reconectador debe quedar en las siguientes condiciones:

- Estado mecánico del reconectador: el equipo debe encontrarse esencialmente en las mismas condiciones que al comienzo del ensayo. Debe ser capaz de realizar operaciones tanto manuales como automáticas.
- Estado eléctrico del reconectador: deberá ser capaz de soportar permanentemente la tensión máxima del sistema con sus contactos abiertos, y transportar de manera continua la corriente nominal presente en la Tabla 5-III.

Tabla 5-IV. Número de operaciones a realizar, en función del X/R y un porcentaje de la corriente de interrupción simétrica nominal

Tensión nominal del sistema [kV]	Tensión máxima del sistema [kV]	Corriente nominal [A]	Corriente nominal de interrupción simétrica [A]	Porcentaje de corriente de interrupción simétrica					
				15-20		45-55		90-100	
				X/R mínimo	Número de operaciones	X/R mínimo	Número de operaciones	X/R mínimo	Número de operaciones
14,4	15,5	200	2000	2	52	5	68	10	18
14,4	15,5	400	6000	3	48	7	60	14	16
14,4	15,5	560	12000	4	44	8	66	15	16
14,4	15,5	800	12000	4	44	8	56	15	16
14,4	15,5	560	16000	4	44	8	52	16	16
14,4	15,5	800	16000	4	44	8	52	16	16
14,4	15,5	1120	16000	4	44	8	52	16	16
24,9	27	560	10000	3	44	7	56	14	16
34,5	38	560	12000	4	44	8	56	15	16

### 5.2.3 Ensayo de corriente de establecimiento simétrica

El último ensayo mencionado en el punto 5.2.2 debe demostrar también la capacidad del reconectador de establecer la corriente de cortocircuito simétrica nominal.

### 5.2.4 Ensayo de corriente mínima de actuación

En esta prueba<sup>6</sup>, el reconectador debe cumplir con el valor de corriente mínima de actuación ajustada dentro de los límites de  $\pm 10\%$  cuando se realiza el ensayo. El mismo consiste en configurar una curva de actuación instantánea al reconectador (desarrollada en el punto 5.5) y aplicar una tensión que provoque la circulación de una corriente de aproximadamente el 80% del valor definido como mínimo de actuación. Luego, se debe aumentar lentamente la corriente a una velocidad que requiera al menos 10 segundos alcanzar el valor mínimo de operación. Una vez obtenido dicho valor, se debe seguir aumentando la corriente al mismo ritmo hasta que se produzca la apertura del reconectador, verificando que la corriente que lo hizo actuar cumpla con los límites antes mencionados.

### 5.2.5 Ensayo de sobreelevación de temperatura

Para realizar este ensayo, el equipo debe instalarse en una habitación libre de circulación de aire a una temperatura ambiente de entre 10°C y 40°C. La norma indica<sup>7</sup> que el ensayo puede ser realizado a otra temperatura ambiente en caso de que se posean los factores de corrección correspondientes. Se deben conectar en

<sup>6</sup> Se tomó como referencia para este ensayo la norma IEEE C47.60.

<sup>7</sup> Se tomó como referencia para este ensayo la norma IEC 62271-111

cada terminal del reconectador, conductores desnudos de una longitud mínima de 1,2 metros y con una sección correspondiente al valor de corriente nominal del reconectador (Tabla 5-V [32] y Tabla 5-VI [32]).

El procedimiento consiste en hacer circular por el reconectador su corriente nominal de manera continua hasta que la temperatura alcance un valor constante. Según la norma, se considera que este valor es constante cuando tres valores consecutivos medidos de aumento de temperatura, tomados en intervalos de media hora en todas las partes del equipo donde se realizan las mediciones, muestren una variación máxima de 1°C. Una vez alcanzado el valor de temperatura constante, se debe verificar que el mismo sea menor o igual a los dados en la Tabla 5-VII [32].

Tabla 5-V. Tamaño de conductores desnudos de aluminio

Corriente nominal [A]	Sección del conductor de aluminio [mm <sup>2</sup> ]
200	81
500	500
630	625

Tabla 5-VI. Tamaños de conductores desnudos de cobre

Corriente nominal [A]	Sección del conductor de cobre [mm <sup>2</sup> ]
Hasta 50	14
70-100	61
140-200	81
250-315	200
400	250
500	300

Tabla 5-VII. Temperaturas máximas admisibles IEC 62271-1

Parte del reconectador	Material	Temperatura límite [°C]
Contactos	Bañados en plata o níquel, en aire	105
	Bañados en plata o níquel, en aceite	90
	Bañados en plata o níquel, en SF <sub>6</sub>	105
	Cobre en aire	75
	Cobre en aceite	70
	Cobre en SF <sub>6</sub>	105
	Estañados, en aire	105
	Estañados, en aceite	90
Conexiones terminales	Estañados, en SF <sub>6</sub>	105
	Cobre	90
	Recubiertas de plata, níquel o estaño	105
Otros contactos o conexiones existentes	Otros revestimientos	Ver nota <sup>8</sup>
	Metales desnudos o recubiertos con otros materiales	Ver nota <sup>9</sup>
Piezas metálicas que actúan como resortes	-	Ver nota <sup>10</sup>

<sup>8</sup> Si el reconectador utiliza materiales metálicos distintos a los mencionados en la Tabla 5-VII, se deben tener en cuenta sus propiedades para determinar la temperatura máxima admisible.

<sup>9</sup> Ídem Nota 8.

<sup>10</sup> La temperatura no debe alcanzar un valor que dañe la elasticidad del material.

## 5.2.6 Ensayo de Radiointerferencia (RI)

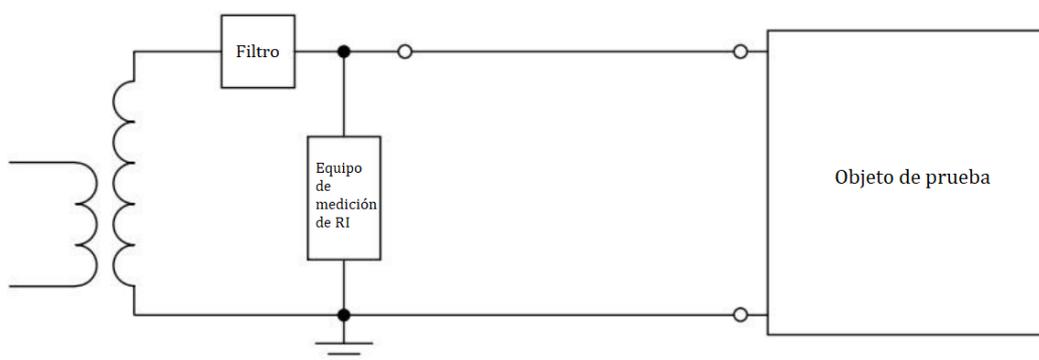
Dado que las emisiones de radiointerferencia provocadas por equipos de MT no resultan significativas, la norma no dispone ningún tipo de ensayo en lo que respecta al módulo de potencia del reconectador.

En cuanto al módulo de control, este puede producir RI radiada por lo que es necesario realizar mediciones y verificar que el valor medido cumpla con un determinado valor límite.

En la *Figura 5.1 [32]* se representa de manera simple, el circuito de ensayo a utilizar<sup>11</sup>. El instrumento de medición de RI se debe sintonizar a una frecuencia entre 0,5MHz y 2MHz.

El procedimiento consiste en aplicar una tensión de  $1,1 \cdot U_n / \sqrt{3}$  al controlador durante al menos 5 minutos, siendo “ $U_n$ ” la tensión nominal del controlador. Luego, se debe reducir la tensión de manera discreta en pasos de  $0,3 \cdot U_n / \sqrt{3}$ , aumentarla con los mismos pasos y reducirla nuevamente en pasos de  $0,3 \cdot U_n / \sqrt{3}$ . Durante esta última reducción, se deben realizar medidas de RI para cada valor de tensión y, finalmente, realizar un gráfico de las mediciones realizadas en función de la tensión.

Se considera que los niveles de RI son adecuados si el valor de RI para  $1,1 \cdot U_n / \sqrt{3}$  es menor a  $2500 \mu V$ .



*Figura 5.1. Circuito de ensayo para medición de RI*

## 5.3 Secuencias de operación

Estos equipos pueden ser programados para tener hasta un máximo de tres recierres y cuatro aperturas, siendo la cuarta en la que el reconectador se bloquea de forma permanente (conocida como *lockout*) al no haberse extinguido la falla luego de los recierres; y cada apertura puede ajustarse con distintos tiempos de acuerdo a diversas curvas de actuación tiempo-corriente (*Figura 5.2 [34]*), análogas a las utilizadas para un interruptor.

<sup>11</sup> El circuito de ensayo debe cumplir con lo establecido por el CISPR 18-2, siendo este ente el “Comité Especial Internacional de Perturbaciones Radioeléctricas”, CISPR (del francés *Comité International Spécial des Perturbations Radioélectriques*).

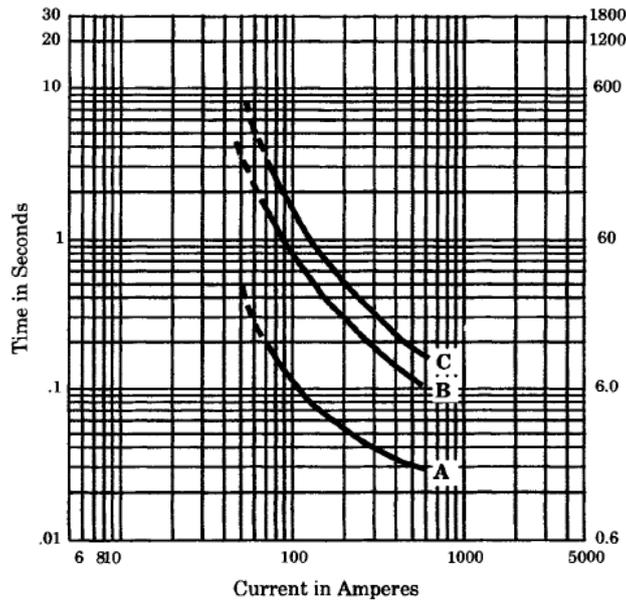


Figura 5.2. Curvas de actuación típicas de un reconectador

Como se ve en la *Figura 5.2*, hay tres características tiempo-corriente: la curva A, la curva B y la curva C. La curva A corresponde a una apertura rápida del reconectador, mientras que las otras dos corresponden a una apertura más retardada. Usualmente, los reconectadores son programados para que sus dos primeras aperturas sean rápidas (curva A) y las dos últimas aperturas sean más lentas (curva B o C), con el objetivo de poder realizar una óptima coordinación con el resto de los dispositivos de protección. Más adelante, en el presente trabajo, se realizará una descripción de dicha coordinación.

Además de poder ajustar los tiempos de apertura del reconectador, también es posible determinar los intervalos de tiempo durante los cuales los contactos del mismo permanecen abiertos entre una apertura y una orden de recierre.

En la *Figura 5.3* se presentan las cuatro aperturas del reconectador ante una corriente de falla, donde se identifican los intervalos de recierre y los tiempos de apertura del equipo, siendo los dos primeros correspondientes a la curva A de interrupción rápida ( $t_{\text{curvaA}}$ ), y los dos últimos a la curva C de interrupción más retardada ( $t_{\text{curvaC}}$ ). Los tiempos involucrados dependen del diseño del reconectador y se obtienen del fabricante.

En caso de que el reconectador no complete la secuencia de operación debido a que la falla sea temporal, después de transcurrido un tiempo, reinicia el ajuste que tenía antes de esta última falla, quedando en condiciones de ejecutar nuevamente la secuencia de operación ante una nueva contingencia.

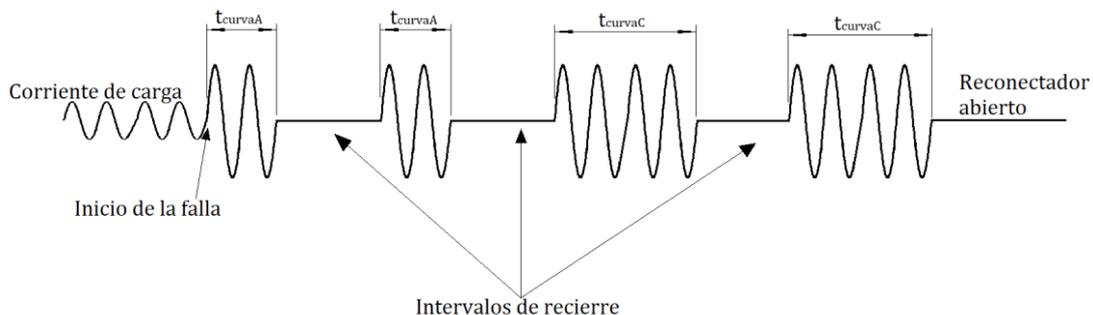


Figura 5.3. Secuencia típica de operación de un reconectador

## 5.4 Clasificación de los reconectadores

Los reconectadores pueden ser clasificados de diversas maneras: monofásicos o trifásicos, de acuerdo a la tecnología de operación y control, según su medio de interrupción de la corriente de cortocircuito y según su medio de aislación.

### 5.4.1 Reconectadores monofásicos y trifásicos

En la *Figura 5.4 [35]* se muestran un reconectador monofásico y otro trifásico de la marca Rockwill respectivamente. El equipo monofásico se utiliza para la protección de líneas monofásicas, tales como derivaciones o ramales monofásicos. También pueden ser utilizados en líneas trifásicas, donde las cargas monofásicas estén distribuidas entre las fases de tal forma que predomine una de ellas; de esta forma, ante una falla monofásica en dicha fase predominante, esta se aísla mientras el sistema sigue funcionando con las otras dos fases.

Por su parte, los reconectadores trifásicos son usados en líneas trifásicas para aislar las tres fases ante cualquier tipo de fallas (monofásica, bifásica o trifásica).



*Figura 5.4. Reconectadores monofásico y trifásico Rockwill respectivamente*

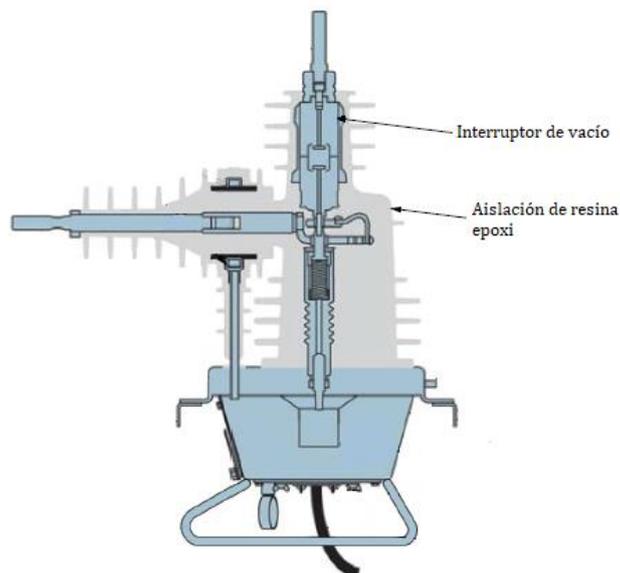
### 5.4.2 Medio de extinción del arco eléctrico

- Aceite: el mismo aceite suele ser utilizado tanto para la interrupción del arco como para el aislamiento. En reconectadores con control hidráulico, mencionados más adelante, también se usa el aceite para las funciones de temporización y secuencias de operación. Posee una alta rigidez dieléctrica pero, luego de la interrupción del cortocircuito, se generan partículas de carbono que contaminan el aceite reduciendo su resistencia dieléctrica, lo que implica que el mantenimiento del reconectador es esencial para reemplazar dicho aceite.
- Vacío: los reconectadores más modernos utilizan principalmente el vacío como medio de extinción, tales como la serie Nulec de Schneider Electric, el reconectador 3AD de Siemens o la serie OSM de NOJA Power. Con este tipo de medio, los reconectadores consiguen ser menos voluminosos, menos costosos en cuanto a su fabricación ya que no hace falta la utilización de

ningún gas ni aceite, y la cámara de extinción casi no requiere mantenimiento.

### 5.4.3 Medio de aislación

- Aceite: como se mencionó en el punto anterior, el aceite es utilizado no solo como medio de extinción del arco sino también como aislante en los reconectores con control hidráulico. En adición a lo mencionado en el punto anterior, si bien el mismo posee una alta resistencia dieléctrica, al ser inflamable existe riesgo de incendio.
- Hexafloruro de azufre (SF<sub>6</sub>): es un tipo de gas inerte el cual, en condiciones normales de presión y temperatura, resulta no inflamable. El mismo posee a presión atmosférica una rigidez dieléctrica 2 a 3 veces mayor a la del aire y el reconector requiere mucho menos mantenimiento que en el caso del uso de aceite. Sin embargo, este gas presenta el gran inconveniente de ser uno de los causantes del efecto invernadero.
- Dieléctricos sólidos: son utilizados en los reconectores más modernos debido al problema anteriormente mencionado que genera el SF<sub>6</sub>. Permiten una construcción compacta del reconector y una mayor resistencia a impactos medioambientales. En la *Figura 5.5 [36]* se muestra una representación esquemática de un reconector de Schneider Electric con cámara de interrupción de vacío y dieléctrico sólido como aislación, en particular, aislación de resina epoxi.



*Figura 5.5. Reconector Schneider Electric Serie-U*

### 5.4.4 Tecnología de control y operación

#### 5.4.4.1 Control hidráulico

El control hidráulico fue el primer método de actuación de estos equipos hace más de 30 años. El controlador de actuación se encuentra dentro del propio módulo de potencia y el mismo no posee servicios auxiliares, a diferencia de los

reconectores con controlador electrónico que sí los necesitan. Este tipo de control es muy poco versátil ya que poseen las mismas curvas de actuación para fallas de fase y fallas a tierra, además de que, para cambiar algún ajuste de actuación, se debe retirar el reconector de la cuba, por lo que estos tipos de reconectores son obsoletos. Además, la característica tiempo-corriente y las secuencias de operación son dependientes del flujo de aceite a través de diferentes cámaras del reconector, lo que resulta problemático cuando la viscosidad del aceite cambia debido a fenómenos externos como el cambio de temperatura. Otros inconvenientes que presentan, es que no es posible saber el tipo de falla que lo hace actuar, y una vez que cumplen su secuencia de operación y quedan definitivamente abiertos ante una falla permanente, se deben cerrar manualmente mediante una palanca que estos poseen.

En este tipo de control, la sobrecorriente es detectada por una bobina que se conecta en serie con los contactos principales del reconector. Cuando la sobrecorriente fluye a través de esta bobina, un émbolo ubicado dentro de la bobina de apertura y conectado directamente a los contactos principales, abre a estos produciendo la apertura del reconector. En los reconectores pequeños, la energía necesaria para la reconexión se obtiene de resortes que son cargados por la bobina serie durante la operación de apertura. En los de tamaño mayor, el recierre también se realiza con otra bobina distinta. La corriente mínima de operación en estos reconectores es de un 200% la nominal de la bobina de disparo.

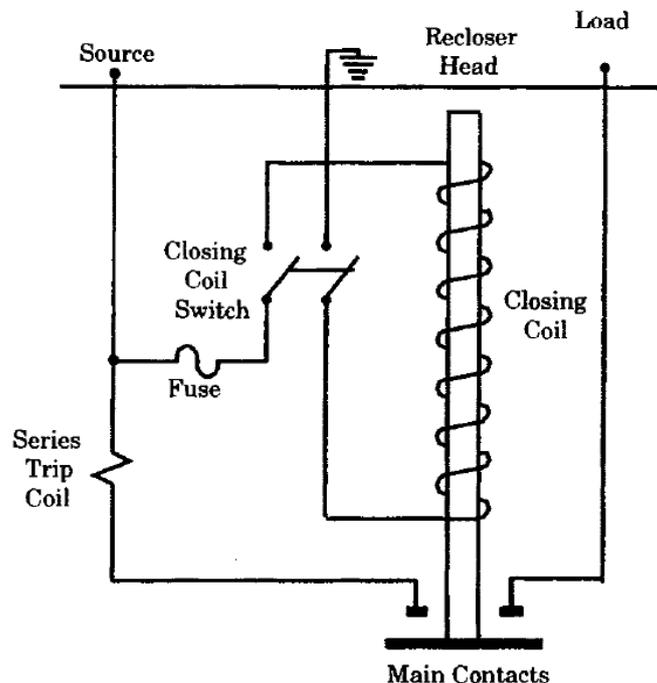


Figura 5.6. Mecanismo de actuación de un reanclador con control hidráulico [34]

#### 5.4.4.2 Control electrónico analógico

Es más versátil que el control hidráulico. En este caso, el controlador se encuentra en un gabinete separado del módulo de potencia, adherido en la parte exterior de la cuba. A diferencia del control hidráulico, este tipo de control posee curvas de actuación diferenciadas para fallas de fase y fallas a tierra, pero tampoco

se puede saber el tipo de falla que lo hace actuar. El ajuste de los parámetros de dichas curvas de actuación se realiza en campo, modificando el circuito electrónico analógico ubicado dentro del gabinete, pero sin necesidad de desenergizar el reconectador o retirarlo del sistema. De igual manera que los reconectores con control hidráulico, el cierre del equipo luego de la apertura definitiva debe realizarse en el lugar mediante una palanca de cierre.

La corriente de línea es sensada por un transformador de corriente (o tres en caso de que el reconectador sea trifásico), TI, y desde el secundario de este es enviada al controlador. Si la corriente secundaria del TI supera el valor mínimo de apertura definido, el controlador envía la orden de apertura al reconectador luego de un tiempo de retardo determinado por la característica tiempo-corriente ajustada. Luego de esto, un relé ordena el recierre del equipo y vuelve a repetirse el proceso hasta completar la secuencia de operación programada.

La apertura de los contactos se realiza con resortes luego de la orden de apertura del sistema de control, los cuales se cargan cuando se produce el cierre del equipo; y el recierre se realiza a través de una bobina de cierre.

El control electrónico analógico está presente en equipos de más de 20 años y la fabricación de estos está discontinuada, por lo que ya no es muy común su uso en redes aéreas de distribución.

#### **5.4.4.3 Control a través de microprocesadores**

Este tipo de control está presente en reconectores modernos, siendo los más utilizados hoy en día y los disponibles al momento de instalar un nuevo reconectador en una red aérea.

A diferencia de las tecnologías anteriores, estos poseen, además del control local, la posibilidad de control del reconectador a distancia y en tiempo real, a través de un software para computadora que permite la programación, el monitoreo y el control del equipo. Asimismo, esta tecnología de control tiene la posibilidad de interconectar varios reconectores y seccionalizadores a través de un sistema SCADA para el monitoreo, recopilación y análisis de datos, entre otras funciones en tiempo real, a través de un modem y una radio, que se indican en el diagrama en bloques de la *Figura 5.7 [37]*.

La unidad posee transformadores de corriente y de tensión incorporados para protección y medición, de los cuales se obtendrán, luego de un proceso de conversión A/D, los correspondientes valores de tensión, corriente, factor de potencia, frecuencia y potencia (activa, reactiva y aparente), siendo estos utilizados en el Módulo de Control y Protección o bloque CAPM (del inglés *Control And Protection Module*) del diagrama de la *Figura 5.7*, o pudiendo ser visualizados por el operador en la interfaz digital local o de manera remota a través de una PC (*Figura 5.8 [38]*).

Todos los ajustes necesarios del reconectador pueden ser logrados también tanto de manera remota en el mencionado software para computadora, como local. Además, cuentan con la posibilidad de almacenar un registro de eventos (visible local y remotamente) en el cual figuran todas las acciones realizadas por el reconectador y el controlador, ya sea detección de una falla, aperturas, recierres, indicación del cambio de algún ajuste en el reconectador, modo de operación local, modo de operación remoto, etc. En la Tabla 5-VIII se muestran como ejemplo algunos datos obtenidos del registro de eventos de uno de los reconectores

instalado en la red de distribución primaria aérea de la empresa CEDEL del día 17/1/2022, destacando en color amarillo el tipo de falla detectada, en naranja el número de apertura y en rojo el lockout del reconectador debido al carácter permanente que presentó la falla. Se advierte que el registro comienza en la última fila de la tabla y finaliza en la primera fila.

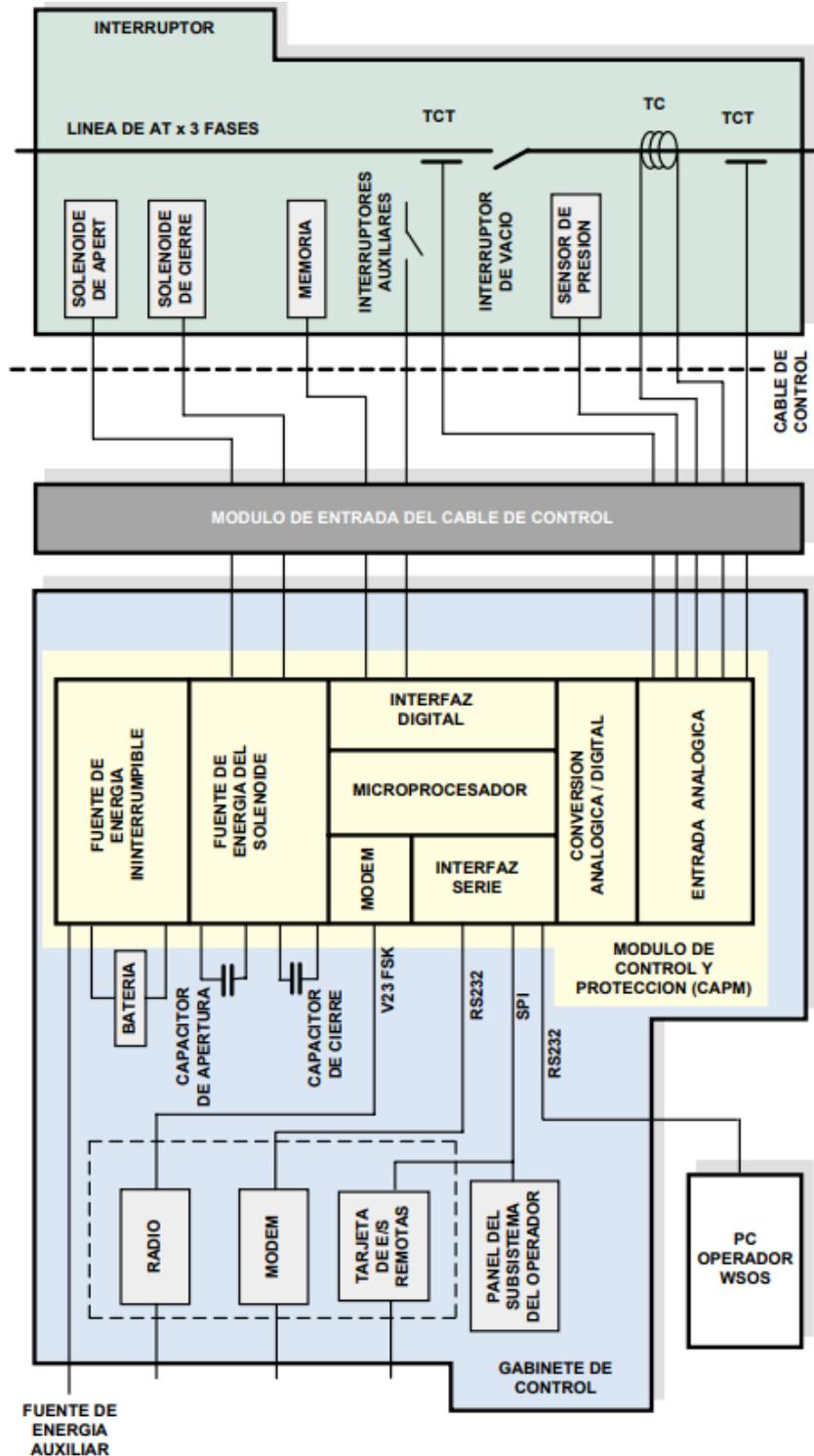


Figura 5.7. Diagrama en bloques de un reconectador típico



Figura 5.8. Mediciones de parámetros eléctricos, visualizadas a distancia en computadora

Tabla 5-VIII. Falla bifásica almacenada en el registro de eventos de un reconector de CEDEL

17/01/2022	20:27:17.280	Lockout
17/01/2022	20:27:17.280	Current at trip C phase 10 A at the time of trip
17/01/2022	20:27:17.280	Current at trip B phase 231 A at the time of trip
17/01/2022	20:27:17.280	Current at trip A phase 225 A at the time of trip
17/01/2022	20:27:17.237	Protection Trip 4
17/01/2022	20:27:17.237	Phase Protection Trip
17/01/2022	20:27:17.237	Protection Group A Active
17/01/2022	20:27:17.237	Protection Trip Request
17/01/2022	20:27:17.237	Fault Type: A-B
17/01/2022	20:27:13.405	Pickup Earth
17/01/2022	20:27:13.401	Pickup Phase C
17/01/2022	20:27:13.401	Pickup Phase B
17/01/2022	20:27:13.368	Pickup Phase A
17/01/2022	20:27:13.368	Pickup
17/01/2022	20:27:13.332	Automatic Reclose
17/01/2022	20:26:43.457	Protection Disk Reset
17/01/2022	20:26:43.409	All protection elements resetting
17/01/2022	20:26:43.369	Current at trip C phase 17 A at the time of trip
17/01/2022	20:26:43.369	Current at trip B phase 242 A at the time of trip
17/01/2022	20:26:43.369	Current at trip A phase 235 A at the time of trip
17/01/2022	20:26:43.332	Protection Trip 3
17/01/2022	20:26:43.332	Phase Protection Trip
17/01/2022	20:26:43.332	Protection Group A Active
17/01/2022	20:26:43.332	Protection Trip Request
17/01/2022	20:26:43.332	Fault Type: A-B
17/01/2022	20:26:43.202	Pickup Earth
17/01/2022	20:26:43.190	Pickup Phase C

17/01/2022	20:26:43.164	Pickup Phase B
17/01/2022	20:26:43.164	Pickup Phase A
17/01/2022	20:26:43.164	Pickup
17/01/2022	20:26:43.132	Automatic Reclose
17/01/2022	20:26:13.607	Protection Disk Reset
17/01/2022	20:26:13.558	All protection elements resetting
17/01/2022	20:26:13.518	Current at trip C phase 12 A at the time of trip
17/01/2022	20:26:13.518	Current at trip B phase 241 A at the time of trip
17/01/2022	20:26:13.518	Current at trip A phase 234 A at the time of trip
17/01/2022	20:26:13.472	Protection Trip 2
17/01/2022	20:26:13.472	Phase Protection Trip
17/01/2022	20:26:13.472	Protection Group A Active
17/01/2022	20:26:13.472	Protection Trip Request
17/01/2022	20:26:13.472	Fault Type: A-B
17/01/2022	20:26:11.279	Pickup Phase A
17/01/2022	20:26:11.237	Pickup Phase C
17/01/2022	20:26:11.237	Pickup Phase B
17/01/2022	20:26:11.237	Pickup
17/01/2022	20:26:11.207	Automatic Reclose
17/01/2022	20:25:39.742	Protection Disk Reset
17/01/2022	20:25:39.693	All protection elements resetting
17/01/2022	20:25:39.656	Current at trip C phase 8 A at the time of trip
17/01/2022	20:25:39.656	Current at trip B phase 250 A at the time of trip
17/01/2022	20:25:39.656	Current at trip A phase 239 A at the time of trip
17/01/2022	20:25:39.607	Protection Trip 1
17/01/2022	20:25:39.607	Phase Protection Trip
17/01/2022	20:25:39.607	Protection Group A Active
17/01/2022	20:25:39.607	Protection Trip Request
17/01/2022	20:25:39.607	Fault Type: A-B
17/01/2022	20:25:39.562	Pickup Phase B
17/01/2022	20:25:39.562	Protection Group A Active

El controlador se alimenta a través de una fuente de energía auxiliar de 110, 220, 240 o 415V CA, o en caso de que esto no sea posible, se puede alimentar a través de la propia red de distribución a través de un transformador de tensión interno. Ante la pérdida de la alimentación principal, estos reconectores poseen baterías como alimentación de respaldo, tal y como indica el diagrama de bloques de la *Figura 5.7*.

En cuanto a la apertura y cierre de los contactos, estos reconectores poseen un actuador magnético el cual es operado por medio del envío de un pulso de corriente desde un capacitor de almacenamiento para la apertura y otro para el cierre, ubicados en el gabinete de control.

En la *Figura 5.9 [37]* se presenta un reconector con control a través de microprocesadores, pero el mismo corresponde a un modelo de la marca Schneider Electric discontinuado, sin embargo, esto no significa que el mismo no se encuentre instalado actualmente en redes aéreas ya que, de hecho, es uno de los

reconectador utilizados por CEDEL. Siguiendo la numeración de dicha figura, el cierre de los contactos del dispositivo se produce cuando el capacitor envía el pulso de corriente a la bobina de cierre (20), la cual atrae la placa del mecanismo (18), cerrando los contactos de potencia. Los contactos se mantienen cerrados por una traba (11) ubicada sobre la barra de apertura (13). La apertura de los contactos se produce a través del pulso de corriente enviado por el capacitor a la bobina de apertura (14). Esta atrae la armadura de la barra (12), desplazándola hacia abajo y liberando la traba. Conjuntamente a esto, el resorte de apertura (19) y el resorte de los contactos (10) aceleran la apertura de los mismos.

Al igual que en los controles mencionados en los puntos 5.4.4.1 y 5.4.4.2, también existe la posibilidad de realizar la apertura y cierre de los contactos de forma manual (*Figura 5.10 [39]*), además de que en la cuba se visualiza claramente la posición de los contactos a través de los indicadores ON/OFF (*Figura 5.11 [36]*).

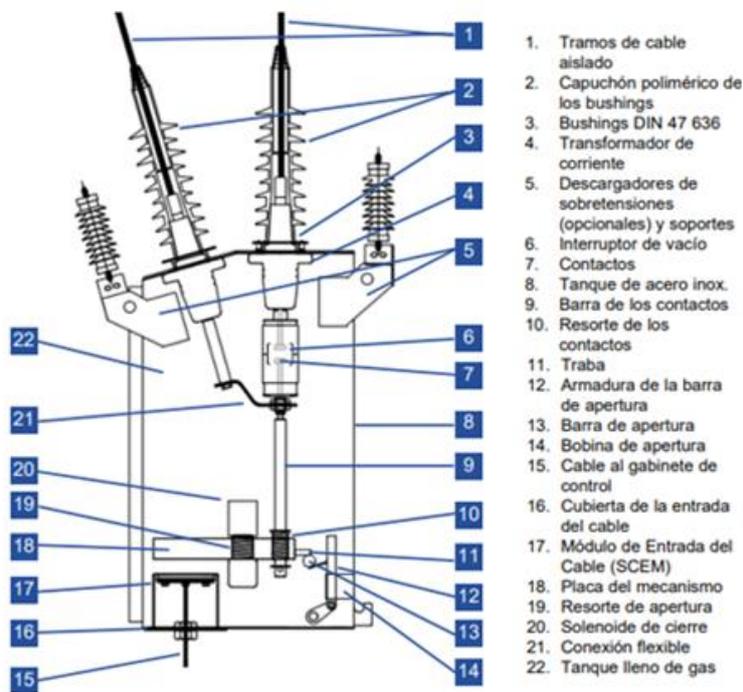


Figura 5.9. Partes del reconectador Nulec Serie-N



Figura 5.10. Actuación manual del reconectador Siemens 3AD extraída (contactos abiertos)

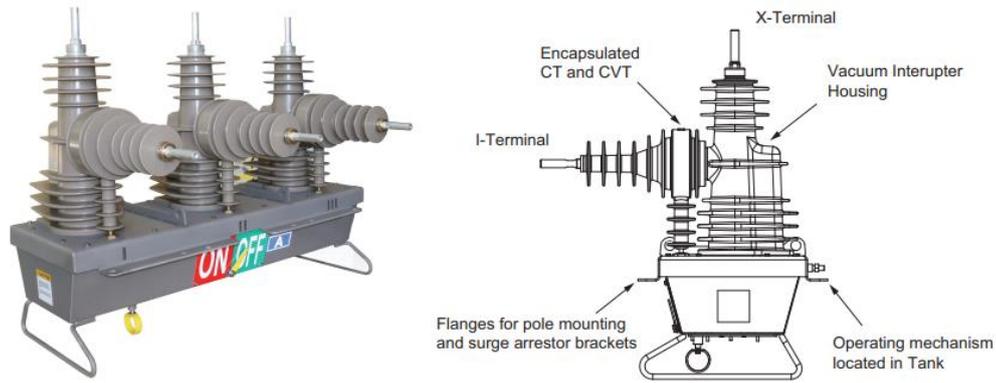


Figura 5.11. Reconector Nulec Serie-U

Como se indica también en la *Figura 5.9*, estos equipos por lo general requieren el uso de descargadores ante la posibilidad de la aparición de una descarga impulsiva que supere su valor de BIL. Es por esto que los mismos poseen soportes para descargadores incorporados a la propia cuba, convergiendo con lo dicho en el punto 4.2.4.1 del presente trabajo sobre la necesidad de instalar los descargadores lo más cerca posible del equipo a proteger.

En la *Figura 5.12* [37] se muestra el gabinete de control típico de los reconectores Nulec de Schneider Electric, con el panel del controlador en su interior, debajo de este las baterías de suministro auxiliar y, encima del panel, interruptores termomagnéticos para conectar las fuentes de alimentación principal y auxiliar, y proteger el módulo de control. Finalmente, en la *Figura 5.13* [40], se muestra un reconector instalado en una red de distribución primaria aérea.



Figura 5.12. Gabinete de control típico de los reconectores serie Nulec



Figura 5.13. Reconectador instalado en red de distribución primaria aérea

## 5.5 Curvas de actuación tiempo-corriente

Las curvas A, B y C mencionadas en el punto 5.3 se ajustan de acuerdo a cinco tipos de curvas de actuación, de las cuales 3 se encuentran definidas por la norma IEC 60255, o por la IEEE C37.112, de acuerdo a la norma seguida por el fabricante del equipo.

La primera característica tiempo-corriente ajustable es la curva de “corriente definida”, en la cual existe la posibilidad de regular el mínimo valor de corriente partir del cual se produce la apertura de los contactos, para el mínimo tiempo posible, idealmente instantáneo (Figura 5.14).

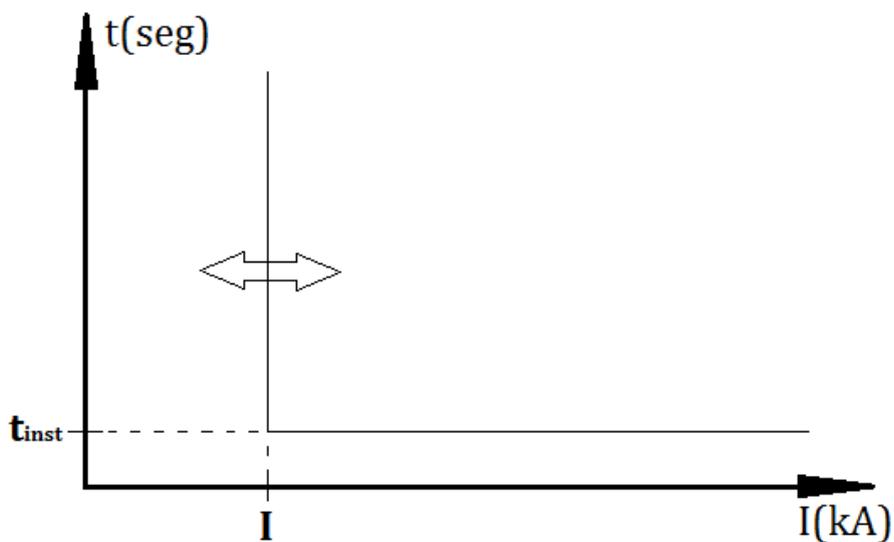
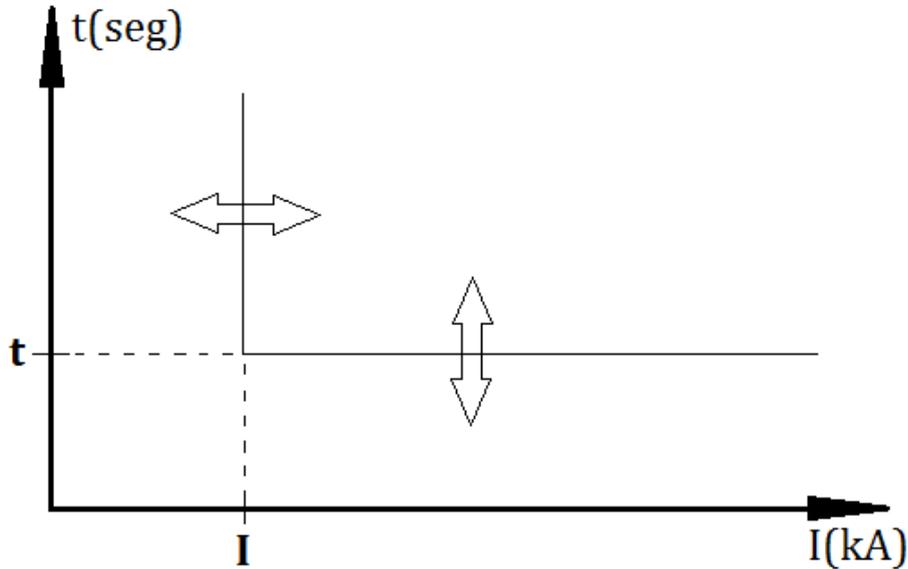


Figura 5.14. Característica de actuación tiempo-corriente de corriente definida

Otra característica de actuación programable es la de “tiempo definido” en la cual además de definir la mínima corriente de actuación, también es posible definir el tiempo de retardo de la apertura de los contactos para los distintos valores de corriente mayores al mínimo definido (*Figura 5.15*).



*Figura 5.15. Característica de actuación tiempo-corriente de tiempo definido*

Las siguientes curvas posibles de ajustar están determinadas de acuerdo a la norma seguida por el fabricante del reconfigurador.

### 5.5.1 Curvas IEC 60255

Estas curvas están determinadas a través la Ec. 56, en la cual, reemplazando los valores dados en la Tabla 5-IX, se obtienen las tres curvas características denominadas “inversa”, “muy inversa” y “extremadamente inversa”. Como se puede notar en la *Figura 5.16 [41]*, estas curvas se caracterizan por disminuir el tiempo de actuación a medida que aumenta el valor de la corriente de sobrecarga o cortocircuito, permitiendo una mayor posibilidad de coordinación y selectividad entre protecciones.

$$t(I) = dial * \left( \frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \right) \quad [Ec. 56]$$

Donde:

- $t(seg)$ : tiempo de actuación para la corriente  $I$ .
- $dial$ : multiplicador de tiempo que permite seleccionar distintas curvas de la misma característica (*Figura 5.17 [34]*).
- $I_s(A)$ : corriente de mínima actuación regulable.
- $I(A)$ : corriente de falla que hará actuar el reconfigurador en el tiempo  $t$ .
- $\alpha$  y  $\beta$ : determinan el grado de característica inversa de la curva.

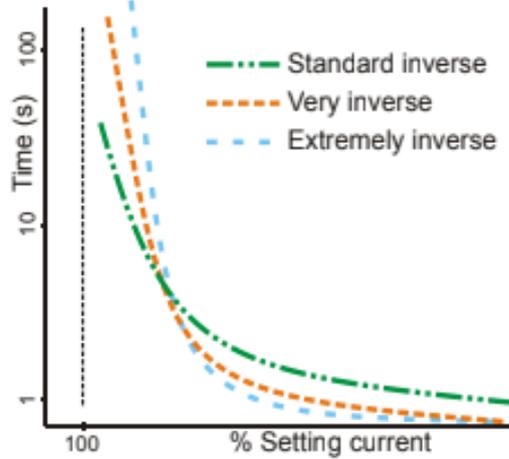


Figura 5.16. Curvas IEC 60255 inversa, muy inversa y extremadamente inversa

Tabla 5-IX. Valores de  $\alpha$  y  $\beta$  aplicables a la Ec. 55 para obtener las curvas IEC 60255

Tipo de curva	$\alpha$	$\beta$
Inversa	0,02	0,14
Muy inversa	1	13,5
Extremadamente inversa	2	80

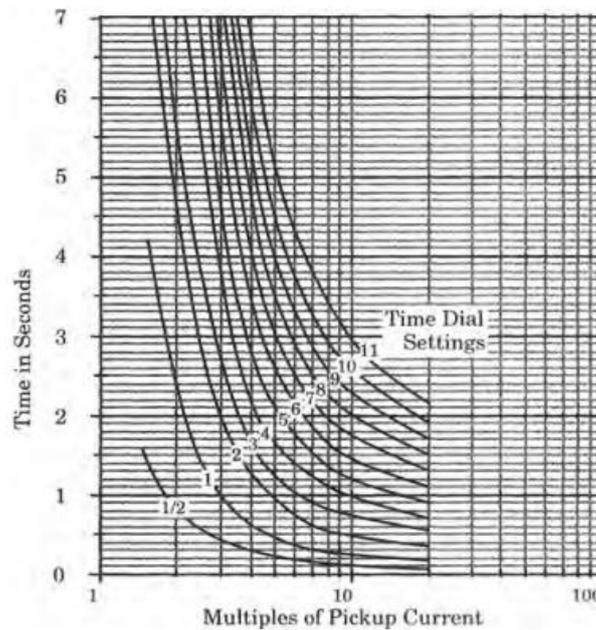


Figura 5.17. Distintas curvas inversas de acuerdo al dial regulado

A continuación, se muestra en la *Figura 5.18* la configuración de uno de los reconectores instalados en la red de distribución primaria aérea de CEDEL para la segunda apertura del reconector luego del primer recierre, donde es de interés notar que se encuentra seleccionada una característica IEC extremadamente inversa y que uno de los parámetros regulables por el usuario es el dial (indicado como *time multiplier* en la *Figura 5.18*), siendo el otro la corriente mínima de actuación.

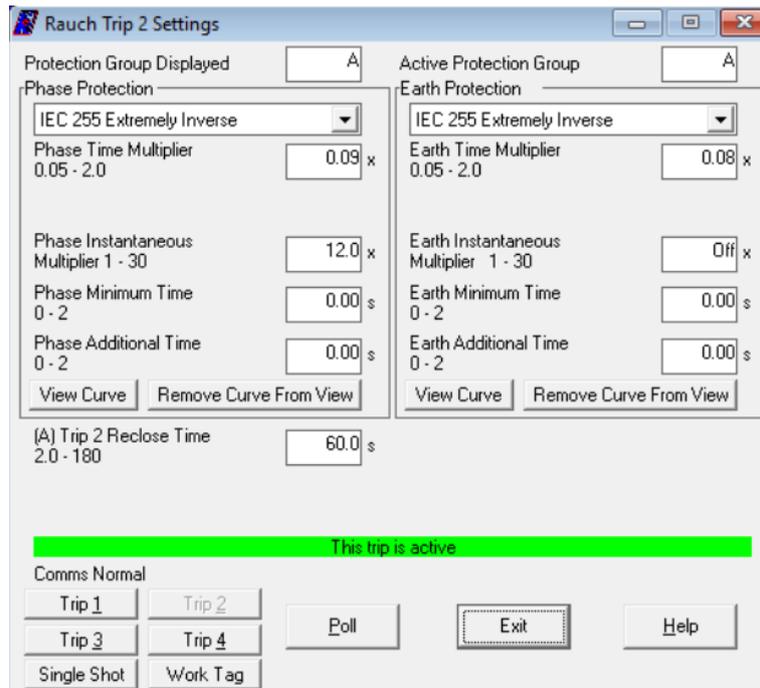


Figura 5.18. Parámetros ajustados en uno de los reconectores de CEDEL para la segunda apertura del equipo

### 5.5.2 Curvas IEEE C37.112

De igual manera que las indicadas por la norma IEC, estas curvas están definidas por la Ec. 57, presentándose los valores que caracterizan a estas, en la Tabla 5-X. En este caso, esta norma llama a las curvas “moderadamente inversa”, “muy inversa” y “extremadamente inversa”.

$$t(I) = dia * \left( \frac{A}{\left(\frac{I}{Is}\right)^p - 1} + B \right) \quad [Ec. 57]$$

Donde:

- $t(seg)$ : tiempo de actuación para la corriente  $I$ .
- $dial$ : multiplicador de tiempo que permite seleccionar distintas curvas de la misma característica.
- $Is(A)$ : corriente de mínima actuación regulable.
- $I(A)$ : corriente de falla que hará actuar el reconector en el tiempo  $t$ .
- $A, B$  y  $p$ : determinan el grado de característica inversa de la curva.

Tabla 5-X. Valores de A, B y p aplicables a la Ec. 56 para obtener las curvas IEEE C37.112

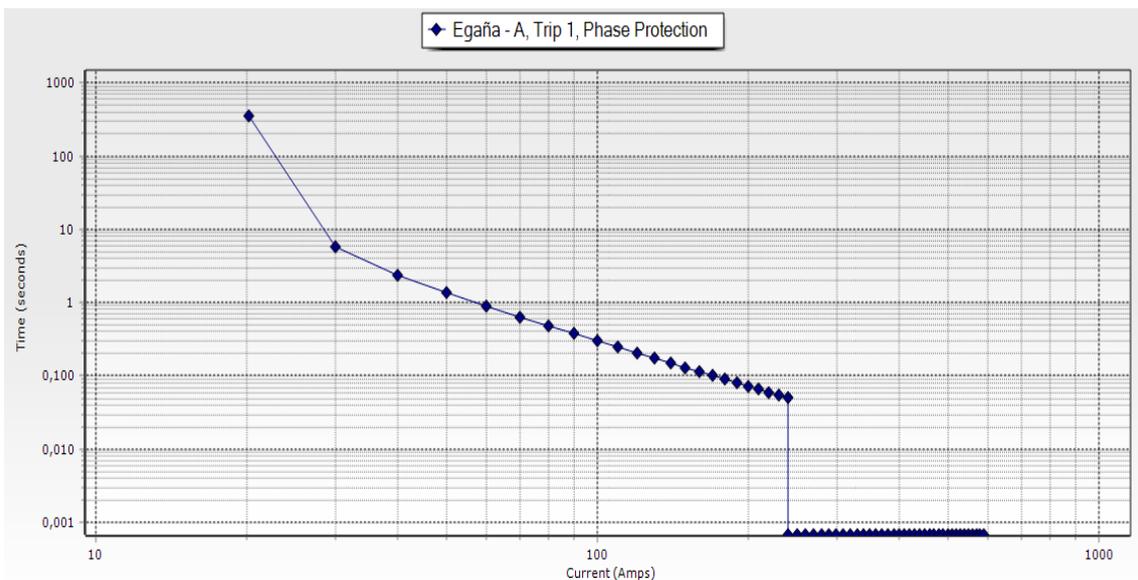
Tipo de curva	A	B	p
Moderadamente inversa	0,0515	0,114	0,02
Muy inversa	19,61	0,491	2
Extremadamente inversa	28,2	0,1217	2

Resulta importante señalar que es posible combinar las curvas de corriente definida, tiempo definido y las de característica inversa, de tal modo de lograr una

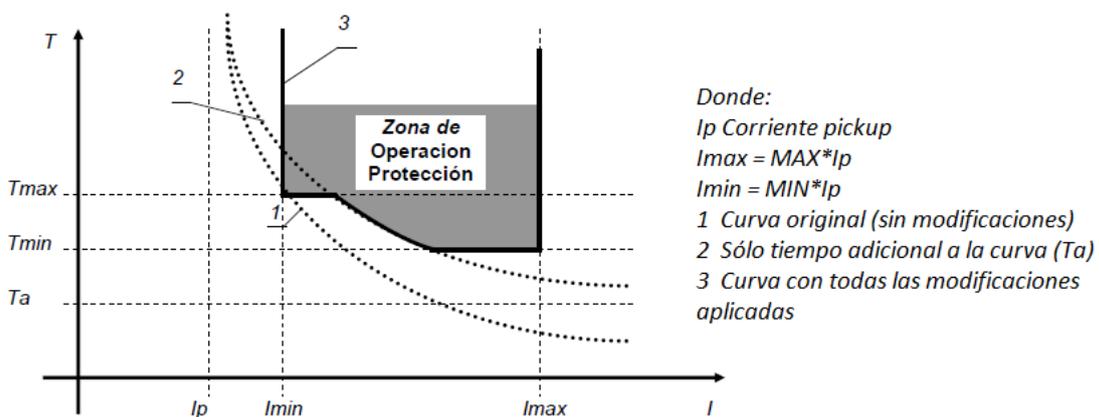
mejor coordinación y una mayor selectividad entre equipos de protección. Como ejemplo a esto, se muestra en la *Figura 5.19* la curva ajustada en un reconector de CEDEL, el cual posee una combinación de una característica tiempo-corriente IEC extremadamente inversa y una característica de corriente definida.

También es posible modificar las curvas para lograr dichos beneficios a través de los siguientes ajustes (*Figura 5.20 [42]*):

- Tiempo mínimo definido ( $T_{min}$ ).
- Tiempo de disparo máximo ( $T_{max}$ ) (solo en algunos modelos).
- Multiplicador de corriente mínima (MIN).
- Multiplicador de corriente máxima (MAX) (solo en algunos modelos).
- Tiempo adicional ( $T_a$ ).



*Figura 5.19. Curva de actuación de uno de los reanectores de CEDEL*



*Figura 5.20. Curva de actuación de reconector con y sin modificaciones*

## 5.6 Otras funciones del reconector

Además de disponer de protección contra sobrecorrientes, los reanectores modernos con control a través de microprocesadores también poseen otros tipos de protecciones y funciones:

### 5.6.1 Bloqueo direccional

Esta característica de protección adicional bloquea la apertura del reconectador ante una falla con un flujo de corriente contrario al especificado, normalmente bloqueando la apertura ante fallas en dirección a la fuente.

### 5.6.2 Pérdida de fase

Esta protección abre el reconectador si la tensión de fase a tierra en una o dos fases cae por debajo de un umbral establecido durante un tiempo determinado (ajustable de 0,1 a 100 segundos). Normalmente, dicho valor es de aproximadamente 2kV.

### 5.6.3 Sobretensión

Produce la actuación del reconectador si se detecta una tensión superior a un valor determinado, normalmente 15kV para reconectadores instalados en redes de 13,2kV, durante un tiempo determinado (ajustable de 0,1 a 100 segundos).

### 5.6.4 Detección de arranque en frío

Cuando se pierde la alimentación de una red y, luego de un tiempo, la misma es energizada nuevamente, se produce una pérdida de diversidad que provoca una sobre elevación de la corriente al momento de la reenergización. Este ajuste del reconectador evita la apertura del mismo ante esta sobrecorriente agregando un multiplicador a la corriente de actuación durante un tiempo determinado.

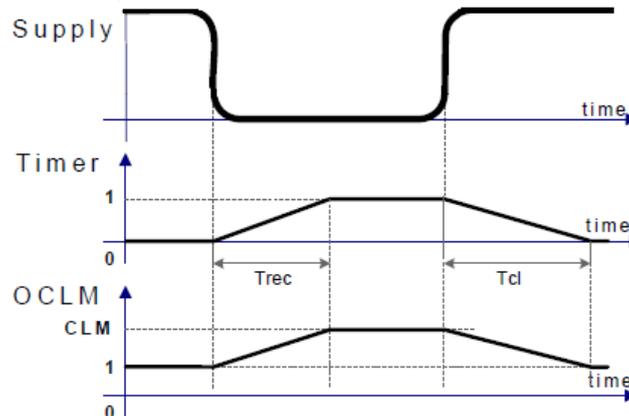


Figura 5.21. Gráfico del ajuste de un reconectador para el arranque en frío del sistema

Al desenergizarse el sistema (gráfico Supply-time de la Figura 5.21 [42]) comienza un tiempo de reconocimiento,  $T_{rec}$ , el cual, cuando llega al valor 1pu del gráfico Timer-time, siendo este valor el correspondiente al tiempo definido previamente por el usuario, se considera que la energización de la red será la correspondiente a un arranque frío, por lo que en ese instante se activará el Multiplicador de Carga Fría, CLM (del inglés *Cold Load Multiplier*), definido por el usuario, y estando el mismo activo hasta que se energiza nuevamente el sistema y se normaliza el servicio (tiempo  $T_{cl}$ ).

### 5.6.5 Restrictor de corrientes de inrush

Este ajuste evita la actuación del recontactador durante un corto tiempo cuando este cierra y energiza una red o sistema, presentándose corrientes elevadas de inrush procedentes de transformadores, bancos de capacitores, arranque de motores, entre otros equipos.

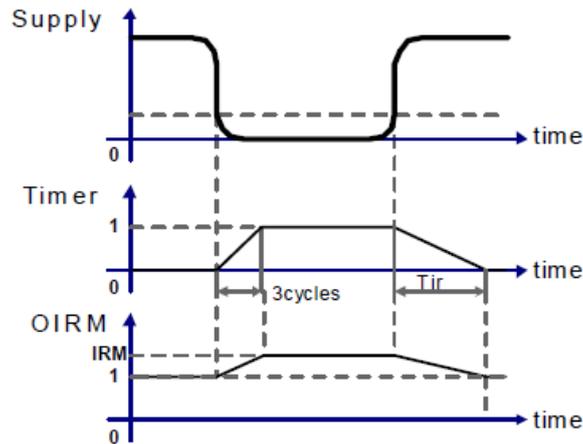


Figura 5.22. Gráfico del ajuste de un recontactador para la corriente de inrush

De manera análoga al arranque en frío, cuando se produce la desenergización del sistema, el recontactador prepara luego de aproximadamente tres ciclos, un multiplicador para la corriente de actuación, IRM (del inglés *Inrush Multiplier*), definido por el usuario y activo durante el tiempo Tir de la Figura 5.22 [42].

### 5.6.6 Protección por sobrefrecuencia o baja frecuencia

Cuando la frecuencia medida supera los valores límites establecidos de la misma (normalmente 45-65Hz), comienza una temporización luego de la cual se produce la apertura de los contactos.

## **6 SECCIONALIZADORES Y FUSIBLES**

---

### **6.1 Seccionalizadores**

El seccionalizador es un dispositivo de protección que aísla automáticamente las fallas que se presentan en una línea de distribución aérea, sin embargo, su operación se encuentra vinculada a la operación de un reconectador instalado aguas arriba él. La idea de funcionamiento es la siguiente: cuando circula una corriente, ya sea de sobrecarga o cortocircuito, mayor a un cierto valor mínimo de operación configurado en el seccionalizador, el dispositivo comienza a contar la cantidad de aperturas del reconectador aguas arriba asociado. Si la falla no logra extinguirse antes de la cantidad de aperturas del reconectador configuradas en el seccionalizador, este último abrirá, interrumpiendo la falla. Cabe señalar que los seccionalizadores no operan las corrientes de falla, por lo que la apertura del mismo se produce mientras los contactos del reconectador asociado se encuentran abiertos, y lo que implica que los seccionalizadores posean un diseño simple y económico. De todo lo anterior se puede deducir que los seccionalizadores no poseen curvas de actuación tiempo-corriente y los mismos se coordinan con los reconectores, como se verá más adelante, simplemente por sus corrientes nominales y sus secuencias de operación.

El uso de seccionalizadores supone dos grandes ventajas: por un lado, el uso de un reconectador y un seccionalizador en serie, en lugar de dos reconectores en serie, significa una disminución de los costos iniciales de inversión ya que, como se mencionó en el párrafo anterior, los seccionalizadores resultan más económicos al no tener que estar expuestos a los esfuerzos térmicos y dinámicos que se producen en la interrupción de una corriente de falla, y a causa de esto poder presentar un diseño más simple que un reconectador. Por otro lado, al no contar con curvas de actuación tiempo-corriente, su coordinación con el reconectador asociado resulta mucho más simple que la coordinación que debería realizarse entre el reconectador y un fusible aguas abajo, instalado en lugar del seccionalizador; no obstante, en este último caso, el costo inicial de inversión del seccionalizador resulta mayor que el de un fusible típico para líneas de distribución primaria aéreas.

#### **6.1.1 Clasificación de los seccionalizadores**

Esencialmente, estos equipos se pueden clasificar de acuerdo a su tecnología de control, siendo estas las que se describen a continuación.

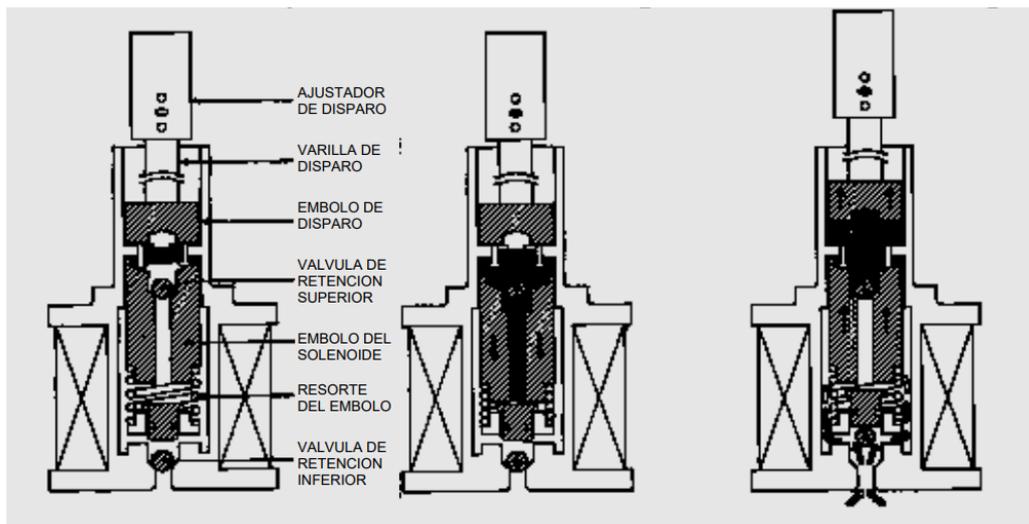
##### **6.1.1.1 Seccionalizadores con control hidráulico**

Para este tipo de equipos, el mecanismo está formado por una bobina solenoide, émbolo de solenoide, resorte, émbolo de disparo y dos válvulas de retención. Cuando la corriente que fluye a través del seccionalizador excede normalmente en estos equipos con control hidráulico, el 160% de la capacidad de corriente nominal de la bobina, el émbolo del solenoide es atraído hacia abajo y el resorte es comprimido. Al mismo tiempo el aceite pasa hacia arriba al espacio dejado vacío por el émbolo. Cuando el reconectador aguas arriba interrumpe la corriente de falla, la corriente a través de la bobina del seccionalizador es

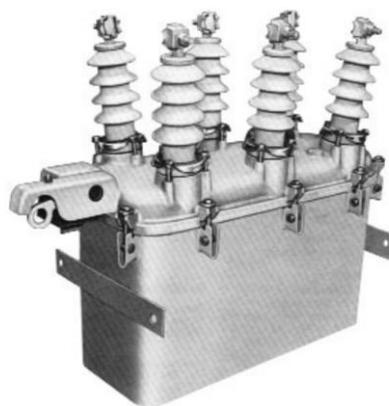
interrumpida y el resorte empuja el émbolo del solenoide hacía arriba a su posición original. El aceite no puede pasar hacía abajo debido a las dos válvulas de retención, esta cantidad de aceite eleva un paso el émbolo de disparo. De esta manera el mecanismo hidráulico ha contado la primera interrupción de corriente. Si la falla persiste, el reconectador cierra nuevamente y el émbolo del solenoide es tirado hacia abajo otra vez, repitiéndose el proceso anterior y contando la segunda interrupción por parte del émbolo de apertura. Si la falla no se extingue, y se repite el proceso por tercera vez, el émbolo de apertura producirá la apertura de los contactos del seccionalizador. El mecanismo descrito anteriormente se puede visualizar gráficamente en la *Figura 6.1* [43].

Cada vez que aumenta la cuenta del émbolo de disparo, este empieza a bajar lentamente hacia su posición original. El lapso durante el cual el émbolo de disparo mantiene un registro de interrupciones previas se conoce como el período de memoria del seccionalizador. Si la falla es temporal y se extingue antes de que el seccionalizador registre el número límite de interrupciones, el émbolo bajará completamente y la unidad quedará lista para contar una nueva secuencia de operaciones. Si el número de interrupciones llega a ser igual al límite programado durante el período de memoria, el seccionalizador se disparará. En este caso, la unidad deberá cerrarse manualmente accionando la palanca de actuación manual.

En la *Figura 6.2* [43] se muestra un seccionalizador con control hidráulico.



*Figura 6.1. Mecanismo de apertura y cierre de un seccionalizador hidráulico*



*Figura 6.2. Seccionalizador con control hidráulico de la marca Cooper Power Systems*

Al igual que los reconectores con control hidráulico, la fabricación de este tipo de seccionadores se encuentra discontinuada, utilizándose actualmente seccionadores con control electrónico.

### 6.1.1.2 Seccionadores con control electrónico

Estos dispositivos consisten en una base portafusible idéntica a la que se utiliza para los fusibles de expulsión (tratados más adelante). Esta base posee un tubo (tres, en el caso de la versión trifásica) dentro del cual se aloja un circuito electrónico alimentado por dos bobinas toroidales; una de ellas sensa la corriente de circuito para ser analizada por el circuito electrónico y la otra carga un capacitor que proporciona la energía de actuación. El circuito electrónico analiza la corriente de falla de la red de media tensión (siendo la misma disminuida a través de la bobina toroidal) y cuenta las operaciones de apertura del reconector aguas arriba, realizando la apertura mecánica del seccionador si las realizadas por el reconector llegan al valor configurado para el seccionador. Si el seccionador es trifásico, al producirse la apertura de uno de los tubos, los otros dos abren inmediatamente debido a la vinculación mecánica que existe entre los mismos. Una vez producida la apertura, el circuito debe ser reestablecido reponiendo manualmente el tubo del seccionador, o los tres tubos si se trata de la versión trifásica.

El módulo de control electrónico es configurable debajo del contacto superior de cada tubo. Desde ahí, el operador puede ajustar la corriente de actuación del seccionador y la cantidad de conteos del mismo.

En la *Figura 6.3 [44]* y en la *Figura 6.4 [45]* se muestran los seccionadores Autolink de la marca ABB tanto monofásico como trifásico respectivamente, siendo estos, de los más típicamente utilizados con control electrónico. En la *Figura 6.5 [45]* se muestran las partes de este tipo de seccionador y en la *Figura 6.6 [45]* se muestra un ejemplo de las especificaciones técnicas de un Autolink de ABB.



*Figura 6.3. Seccionador monofásico Autolink de ABB*



Figura 6.4. Seccionalizador trifásico Autolink de ABB



Figura 6.5. Partes de un seccionalizador Autolink de ABB

Especificaciones Técnicas			
Modelo		AL32	AL34
Tensión Nominal	kV	27	27
Tensión resistida frec ind 10 seg húmedo	kV	50	60
Tensión resistida frec ind 1 min seco	kV	60	70
Nivel de Aislación	kV BIL	125	150
Frecuencia	Hz	50 / 60	50 / 60
Corriente Nominal	A	200	200
Corriente de Actuación	A	6 - 215	6 - 215
Número de conteos previo a la operación	No.	1 - 4	1 - 4
Corriente de Cortocircuito, 1 s (eficaz)	kA	4	4
Corriente de cortocircuito asimétrica (valor pico)	kA	10	10
Detección de Línea Muerta	mA	< 200	< 200
Reseteo de Memoria en condiciones nominales	seg	30	30
Tiempo máximo de mantenimiento de memoria	min	3,5	3,5

Figura 6.6. Especificaciones técnicas de seccionalizador Autolink de ABB

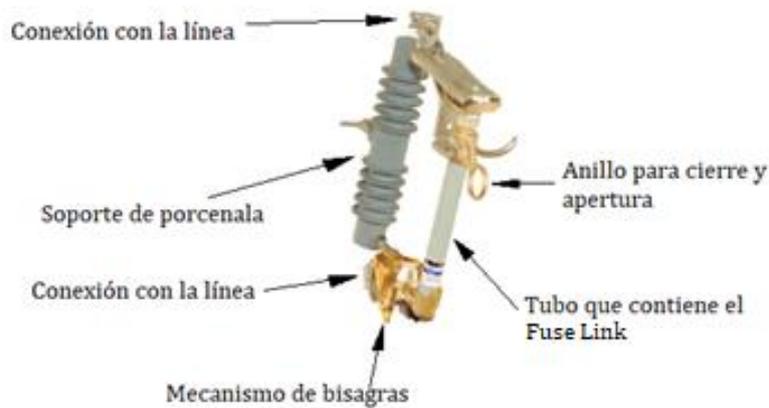
## 6.2 Fusibles de expulsión

Los fusibles son los dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos más simples. Esencialmente, un fusible es un material conductor (llamado elemento fusible) el cual transporta normalmente la corriente de carga y, cuando circula una corriente elevada, se funde produciendo un arco eléctrico,

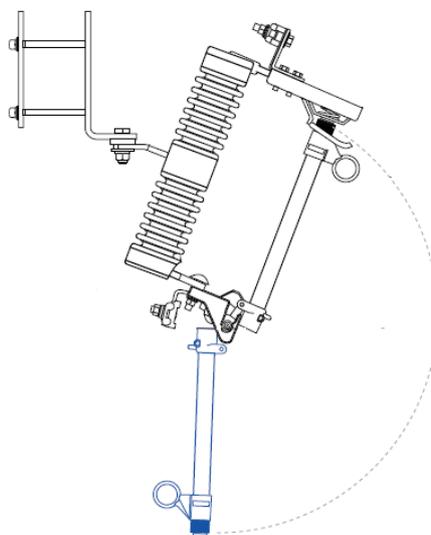
siendo este posteriormente extinguido por el material de relleno del fusible, y abriendo el circuito e interrumpiendo la falla.

Si bien existe una amplia variedad de fusibles, ya sean para media o baja tensión, de gran o baja capacidad de ruptura, etc., en esta parte del trabajo se hará un enfoque en los fusibles denominados de expulsión o tipo Kearney, ya que estos son los que se utilizan en las redes aéreas de distribución primaria.

En la *Figura 6.7* [46] se muestra un fusible de expulsión típico. El elemento fusible está contenido dentro de lo que se denomina Fuse Link (o Eslabón Fusible en algunos catálogos de fabricantes), siendo esta la parte que está pensada para ser reemplazada y la cual libera durante la presencia del arco eléctrico, un gas que ayuda a la extinción de este. A su vez, el eslabón fusible está contenido en el tubo portafusible que se indica en la *Figura 6.7*. Cuando el elemento fusible se funde, este tubo cae como se ve en la *Figura 6.8* [47], abriendo el circuito e indicando visiblemente para el operador la apertura del mismo. Luego de la operación del dispositivo, el operario reemplaza el eslabón fusible quemado por uno nuevo y conecta nuevamente el circuito a una distancia prudente utilizando una pértiga e insertando su extremo en el anillo que se ve en la parte superior del tubo de la *Figura 6.7* (*Figura 6.9* [26]).



*Figura 6.7. Fusible de expulsión*



*Figura 6.8. Esquema de fusible de expulsión*

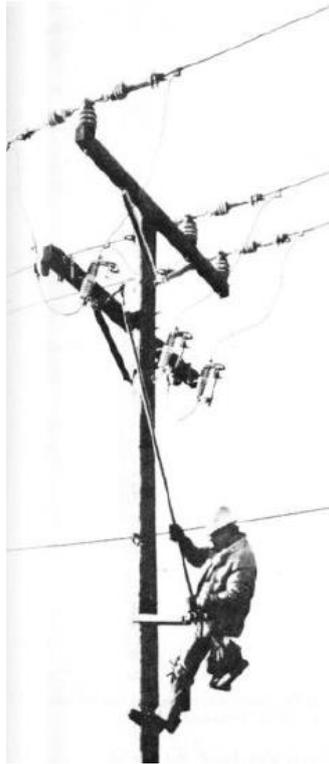


Figura 6.9. Operario produciendo el cierre de un fusible de expulsión

En la *Figura 6.10 [34]* se muestra un esquema de un eslabón fusible con un corte en la parte del elemento fusible para poder visualizar el mismo. Por otro lado, en la *Figura 6.11 [48]* se presentan tres eslabones fusibles y en la *Figura 6.12 [49]* un elemento fusible, ambos correspondientes a un fusible de expulsión tipo K, del cual se hablará más adelante.

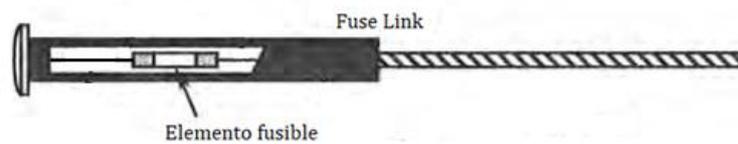


Figura 6.10. Esquema de Fuse Link y elemento fusible



Figura 6.11. Eslabones fusibles de fusible de expulsión tipo K



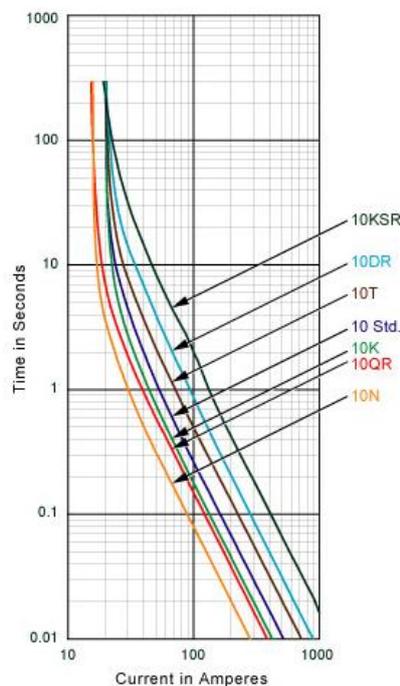
Figura 6.12. Elemento fusible de fusible de expulsión tipo K

## 6.2.1 Tipos de fusibles de expulsión y sus características tiempo-corriente

Los eslabones fusibles se fabrican con dimensiones y curvas de actuación estandarizadas [50] para facilitar su intercambiabilidad entre distintos fabricantes.

Para todos los tipos de fusibles, los fabricantes presentan dos curvas de actuación para cada uno de acuerdo a las normas. Una de ellas, llamada “curva de mínima fusión”, indica el tiempo de fusión del elemento fusible para un determinado valor de corriente, mientras que la otra, llamada “curva de máxima actuación” refleja el tiempo de extinción de la corriente de falla para un determinado valor de la misma, donde además de tener en cuenta la fusión del fusible, se contempla también el tiempo de extinción del arco eléctrico. Como resulta intuitivo, la curva de máxima actuación estará por encima de la curva de mínima fusión.

La norma indica dos tipos de fusibles en cuanto a su velocidad de actuación, los cuales son los Tipo K de actuación rápida y los Tipo T de actuación lenta, sin embargo, también sugiere que los fabricantes podrán proponer otros tipos de fusibles distintos con el objetivo de mejorar la selectividad del sistema de protecciones. Es así que, por ejemplo, la marca S&C Electric Company, además de fabricar fusibles tipo K y T, también ofrece al comprador fusibles tipo “KSR”, “QR”, “DR”, “N” y “velocidad estándar de S&C”, mostrándose en la *Figura 6.13* [51] un ejemplo de la comparación de las velocidades de todos estos tipos de fusibles de expulsión.



*Figura 6.13. Gráfico comparativo de las distintas velocidades de fusibles de S&C Electric Company*

Los fabricantes, comúnmente, presentan en los catálogos las características tiempo-corriente del fusible de dos maneras distintas: a través de las propias curvas de mínima fusión y máxima actuación, o a través de tres puntos característicos de estas curvas, los cuales son la corriente de fusión a los 300 segundos, a los 10 segundos y a los 0,1 segundos, como se muestra en la

Figura 6.14 [48] para fusibles tipo K de distintos valores de corriente nominal, o como usualmente se dice, distintos calibres del fusible.

Si bien, los fusibles están dados en un determinado calibre, los mismos soportan la circulación continua sin deterioro de una corriente de aproximadamente 1,5 veces su valor nominal.

In	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo
(Amp)	300 seg.	300 seg.	10 seg.	10 seg.	0,1 seg.	0,1 seg.
1	2	2.4	-	10	-	58
2	4	4.8	-	10	-	58
3	6	7.2	-	10	-	58
6	12	14.4	13.5	20.5	72	86
8	15	18	18	27	97	116
10	19.5	23.4	22.5	34	128	154
12	25	30	29.5	44	166	199
15	31	37.2	37	55	215	258
20	39	47	48	71	273	328
25	50	60	60	90	350	420
30	63	76	77.5	115	4447	546
40	80	96	98	146	565	680
50	101	121	126	188	719	862
65	128	153	159	237	918	1100
80	160	192	205	307	1180	1420
100	200	240	258	388	1520	1820
140	310	372	430	650	2470	2970
200	480	576	760	1150	3880	4650

Figura 6.14. Valores de fusión y de extinción del arco eléctrico para fusible tipo K

Las curvas de tiempo-corriente antes mencionadas están basadas en pruebas efectuadas con fusibles a una temperatura ambiente de entre 25°C y 30°C. Cuando la temperatura ambiente aumenta, disminuye el tiempo de fusión, por lo que se deben utilizar factores o curvas de corrección como la mostrada en la Figura 6.15 [52] para un fusible tipo K. Lo mismo ocurre cuando circula constantemente por el fusible un determinado valor de corriente menor a  $1,5 \cdot I_n$  que provocará una elevación de la temperatura del fusible, modificando su curva de actuación (en particular, provocará una reducción del tiempo de actuación) y necesitando utilizar un factor de corrección denominado “de precarga”, dado por el fabricante, para ajustar su característica ante esta situación.

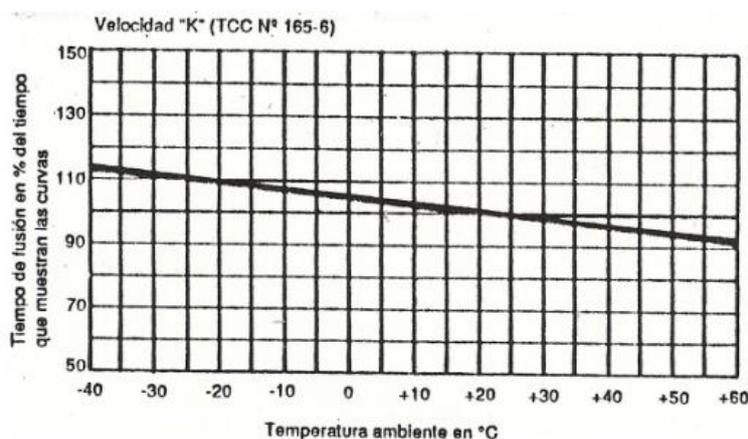


Figura 6.15. Curva de corrección por cambio en la temperatura ambiente para fusible tipo K

## 6.2.2 Protección de transformadores MT/BT con fusibles

El fusible se instala del lado primario del transformador. Se deben conocer las curvas de actuación del fusible y la curva de calentamiento del transformador, suministrada por el fabricante, la cual determina los límites de destrucción del mismo por sobretensión, de acuerdo al valor de corriente que circula.

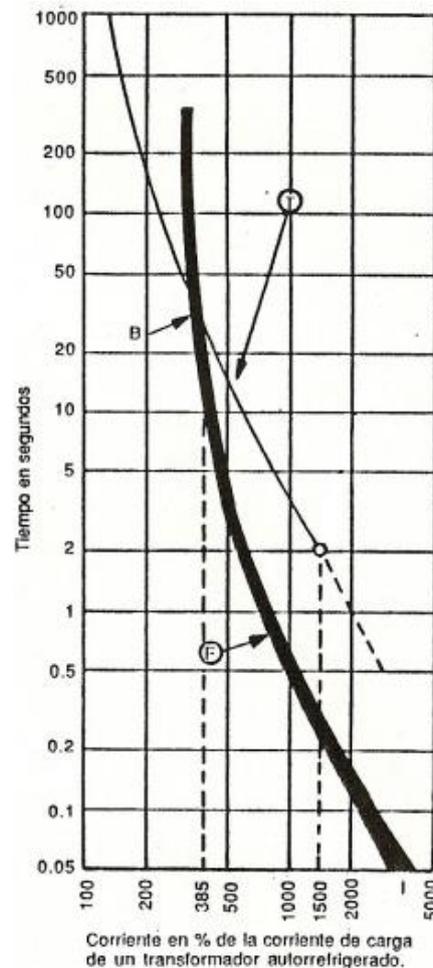


Figura 6.16. Curva de actuación de fusible y curva límite de calentamiento de transformador

Como es de suponer, la característica del fusible deberá encontrarse por debajo de la curva límite del transformador.

La corriente de inrush que aparece durante la conexión del transformador no logra dañar al mismo debido a la breve duración que presenta (aproximadamente 0,1 segundos) por lo que se debe considerar que el fusible no actúe durante la corriente de conexión del transformador y, no obstante, que proteja al mismo para un valor de sobrecorriente igual al de inrush pero que comprende otro origen y con una duración que pueda comprometer la integridad de la máquina.

Como ejemplo a lo mencionado anteriormente, se presenta la Figura 6.16 [52], donde se tomó como valor pico de corriente de conexión un 1500% de la corriente nominal del transformador.

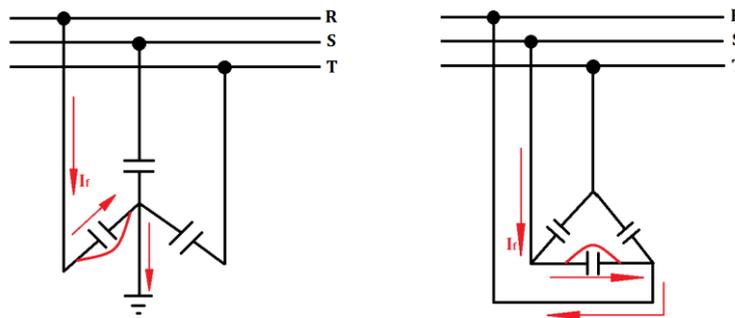
La curva "F", correspondiente a la del fusible, se encuentra por debajo de la curva "T" de calentamiento del transformador. Para el valor de corriente de inrush

de 1500%, la curva F se encuentra por debajo de la curva T para proteger al transformador de dicho valor debido a alguna sobrecarga, pero, a su vez, no interrumpe la conexión de la máquina, encontrándose la curva de actuación del fusible por encima del tiempo de conexión (como se dijo anteriormente, cerca de 0,1 segundos) para el valor de corriente de 1500% respecto al valor nominal. Como se ve también en la *Figura 6.16*, en el punto "B" ambas curvas se cortan, provocando que, para valores de corriente menores a dicho punto, el fusible ya no proteja al transformador. Por esta razón, este cruce entre ambas curvas debe ser lo más bajo posible. Si por algún motivo se debe elegir un calibre de fusible mayor, el punto de cruce también será mayor, dando una menor protección al transformador.

### 6.2.3 Protección de bancos de capacitores con fusibles

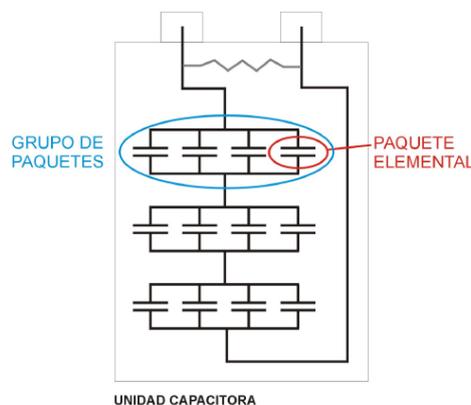
La conexión de estos normalmente es en estrella con neutro a tierra o triángulo.

Si la conexión es en estrella con neutro a tierra, ante un cortocircuito en las unidades de una fase se producirá una falla monofásica a tierra, como muestra la *Figura 6.17*. Por otro lado, si la conexión es en triángulo, ante un cortocircuito como el de la misma figura, se producirá una falla bifásica. Por lo tanto, la protección óptima consiste en desconectar la fase fallada lo antes posible.



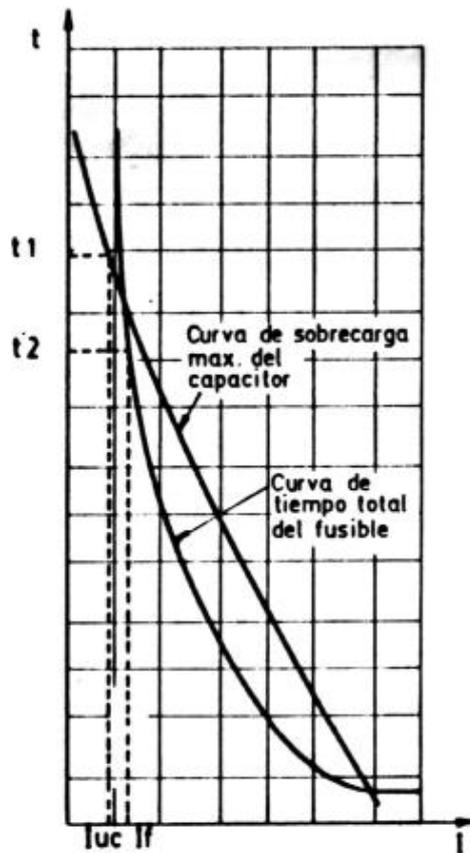
*Figura 6.17. Fallas en bancos de capacitores*

Las unidades de capacitores por fase se encuentran dispuestas en paralelo y cada unidad está formada por conjuntos de paquetes elementales en paralelo, los cuales, a su vez, se disponen en serie como indica la *Figura 6.18* [52].



*Figura 6.18. Conformación de una unidad capacitadora de un banco de capacitores*

Por lo general, las fallas esquematizadas en la *Figura 6.17*, comienzan en un paquete elemental a partir del cual comienzan a fallar los demás, terminando en un cortocircuito de la unidad capacitadora. La corriente inicial de falla en un paquete corresponde a una sobrecarga del 10 al 20% de la corriente de fase del banco. Dicho lo anterior, el fusible de protección debe despejar esta sobrecarga lo más rápido posible para evitar que la misma se termine propagando al banco provocando una posible explosión del mismo, lo cual supone un importante riesgo para los equipos y dispositivos cercanos, como para la vida de las personas que puedan encontrarse cerca del banco de capacitores en falla. Por este motivo, los fabricantes dan curvas tiempo-corriente de tiempos máximos de corrientes de falla sin daños a la unidad capacitadora, por lo tanto, las curvas de los fusibles deberán encontrarse por debajo de dichas curvas de daño (*Figura 6.19 [52]*).



*Figura 6.19. Curva de la unidad capacitadora y curva de actuación de fusible*

Otra exigencia que debe cumplir el fusible es evitar su operación ante la corriente de inrush del banco de capacitores y resistir la corriente nominal del mismo teniendo en cuenta un porcentaje adicional debido a la presencia de armónicos.

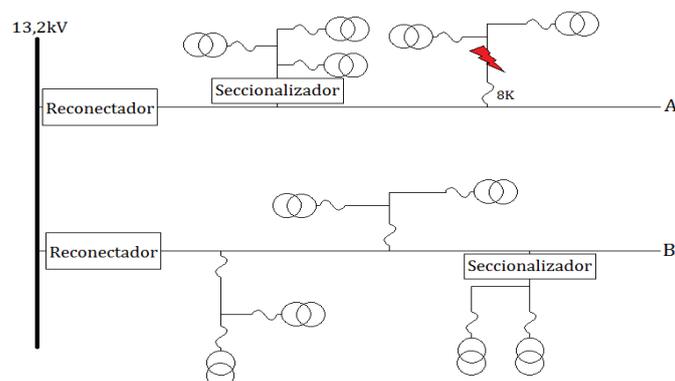
## 7 COORDINACIÓN ENTRE RECONECTADORES, SECCIONALIZADORES Y FUSIBLES DE EXPULSIÓN

Una característica importante del sistema de protecciones en sistemas de distribución es que no siempre es posible coordinar completamente todos los dispositivos. En los casos en que, por ejemplo, dos fusibles no se coordinan, se podría pensar, en principio, que no tiene sentido utilizar el segundo fusible, sin embargo, la presencia de este agrega otro punto de seccionamiento en la red y, para una falla aguas abajo, permite limitar la ubicación de la falla en un área más pequeña al momento de la detección de su ubicación. Esto también podría implementarse con indicadores de cortocircuito y seccionadores, lo que evitaría la utilización de fusibles que no coordinan.

El hecho de no siempre poder coordinar todas las protecciones no supone un problema tan significativo como en un sistema de transmisión, donde el número de usuarios afectados es mucho mayor que en el caso de un sistema de distribución, pero esto no significa que no resulte problemático. De hecho, el objetivo principal de los sistemas de protección es minimizar la duración de la falla y el número de usuarios afectados por la misma. Esto último implica la desconexión del segmento más pequeño posible del sistema, obteniendo como beneficio, además, el hecho de que no se destruya u operen incorrectamente otros equipos o máquinas de la red.

Para lograr lo anterior, las protecciones instaladas deben estar debidamente coordinadas. Esto significa que, ante una falla, debe actuar la protección inmediatamente aguas arriba de la misma. Lo anterior se conoce como “selectividad” del sistema de protecciones.

En la *Figura 7.1*, donde se ve una red aérea de distribución primaria, se presenta una falla en la última derivación del alimentador “A”. De acuerdo a lo dicho en el párrafo anterior, la protección que debería actuar para aislar la falla y lograr una adecuada selectividad es el fusible de expulsión 8K, donde el número indica la corriente nominal del dispositivo y la letra el tipo de fusible, en este caso, fusible tipo K de 8A nominales. Sin embargo, como se ve en la *Figura 7.2*, las curvas de actuación de dicho fusible y del reconectador instalado en el alimentador “A” se encuentran casi superpuestas, interrumpiendo ambos dispositivos la corriente de falla. Esto provocará la desenergización por parte del reconectador, de todos los usuarios conectados al alimentador “A”, cuando, de hecho, solo deberían aislarse los usuarios aguas abajo del fusible 8K. En este ejemplo se evidencia una mala coordinación entre ambas protecciones.



*Figura 7.1. Esquema de falla en red de distribución primaria aérea*

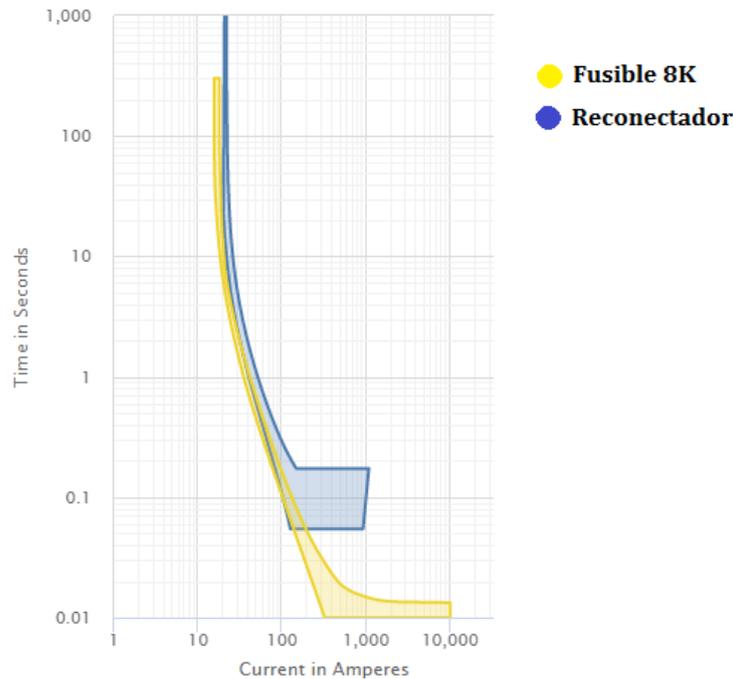


Figura 7.2. Curvas de actuación de fusible 8K y reconnector del alimentador "A"

Para poder realizar una buena coordinación, se debe obtener un esquema de la red, la ubicación de los dispositivos de protección existentes, las curvas tiempo-corriente de las protecciones, realizar un estudio previo de cortocircuito y considerar la corriente de carga del sistema. Por lo general, estos datos no están fácilmente disponibles y, por lo tanto, deben intentar recopilarse de distintas formas. Por ejemplo, las curvas tiempo-corriente de los dispositivos de protección se obtienen de los fabricantes; los valores de las corrientes de carga y las corrientes de cortocircuito generalmente se toman de estudios de flujo de carga y estudios de fallas, respectivamente. Obtenidos los datos de los dos estudios previamente mencionados y seleccionados los equipos de protección, se deben coordinar estos mediante sus curvas de actuación, describiéndose en los puntos siguientes del trabajo, la coordinación entre reconectores, seccionadores y fusibles, y sus distintas variantes de instalación en cuanto a su ubicación.

## 7.1 Coordinación de fusible de expulsión con fusible de expulsión

Existen principalmente dos métodos para coordinar dos fusibles instalados en serie. En el primer método, la coordinación de los dos dispositivos se logra comparando la curva de máxima actuación del fusible aguas abajo, o fusible principal, y la curva de mínima fusión del fusible aguas arriba, o fusible de respaldo, como muestra la Figura 7.3 [26]. De acuerdo a la nomenclatura de dicha figura, el fusible de respaldo se encuentra representado como "Protected fuse A"<sup>12</sup> y el fusible principal como "Protecting fuse B"<sup>13</sup>, siendo este el que debe actuar ante la falla. La condición que debe cumplirse es que la curva de máxima actuación del fusible B no supere el 75% de la curva de mínima fusión del fusible A. Este margen del 25% asegura que el fusible principal actúe lo suficientemente rápido

<sup>12</sup> "Protected fuse" se traduce como "Fusible protegido".

<sup>13</sup> "Protecting fuse" se traduce como "Fusible protector".

para evitar una fusión parcial del fusible de respaldo debido a algún cambio en algunas de las curvas por distintos motivos, como cambios de temperatura o precarga.

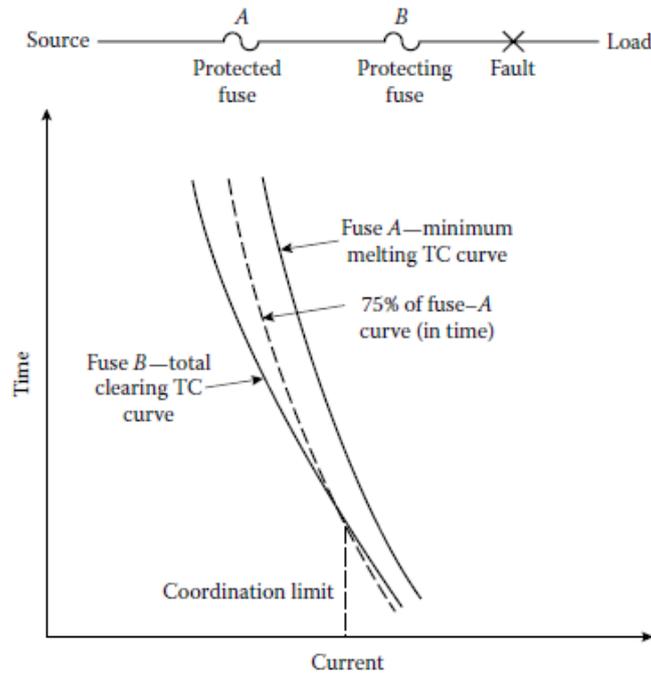


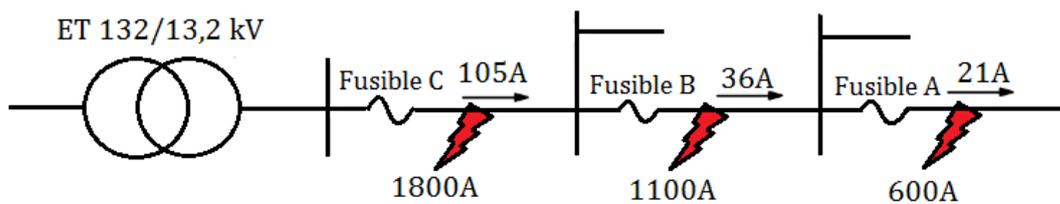
Figura 7.3. Coordinación de fusible principal y fusible de respaldo

El segundo método para lograr la coordinación de fusibles es utilizar tablas dadas, a veces, por los fabricantes, como la que se muestra de ejemplo en la Figura 7.4 [34]. Estas tablas, basadas en el margen del 25% mencionado en el primer método, indican el calibre del fusible principal en la columna del extremo izquierdo de la tabla, el calibre del fusible de respaldo en la fila superior, y la máxima corriente de cortocircuito para la cual se asegura una coordinación adecuada entre ambos fusibles. Para orientar al lector, en la tabla dada de ejemplo en la Figura 7.4, se utiliza la misma nomenclatura que la empleada en la Figura 7.3.

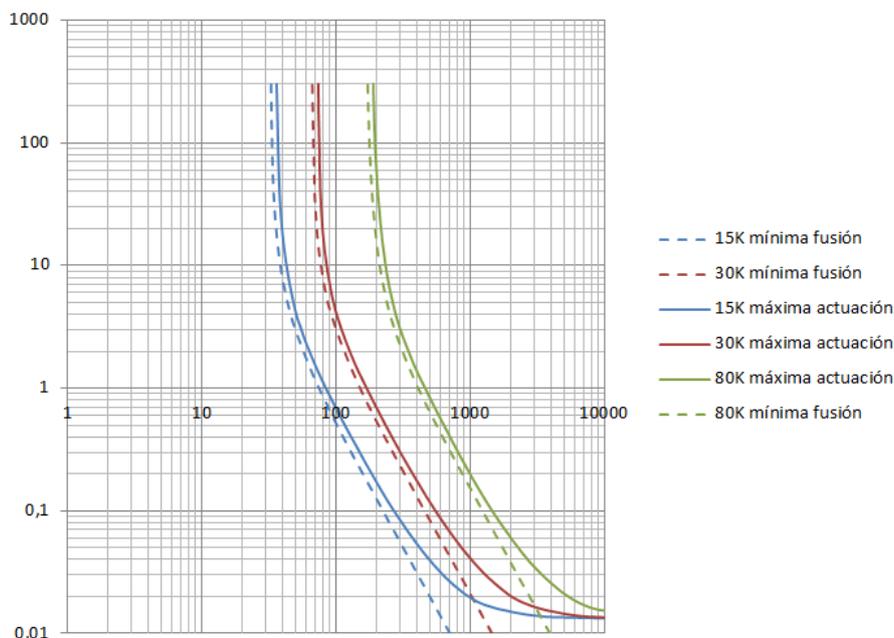
Protecting Fuse Link	Protected link rating (amperes)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100	140	200
Rating, A	Maximum fault current at which B will protect A (amperes)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Figura 7.4. Tabla para coordinación entre fusible principal y fusible de respaldo

Considerando a manera de ejemplo sencillo el sistema de la *Figura 7.5*, en el mismo se indican las corrientes de carga en cada alimentador y el valor de cortocircuito en la ubicación del fusible. Utilizando fusibles tipo K, se puede elegir para el fusible "A" un 15K, el cual soporta continuamente hasta  $15A \cdot 1,5 = 22,5A$ , mayor que la corriente de carga de ese tramo. De la misma manera, para el fusible "B" se puede elegir un 25K que soporta hasta 37,5A, y para el fusible C puede elegirse un 80K, que soporta hasta 120A. Según la *Figura 7.4* los fusibles 15K y 25K coordinan adecuadamente hasta una corriente de falla de 430A, la cual resulta menor que los 600A de falla, por lo tanto, el fusible "B" debe ser reemplazado por un calibre mayor, el cual resulta ser un 30K, que coordina con el 15K hasta una corriente de cortocircuito de 870A (mayor que los 600A de falla). Los fusibles 30K y 80K coordinan hasta una corriente de 2800A, mayor que la corriente de cortocircuito de 1100A, por lo tanto, no hace falta cambiar ninguno de los dos. El resultado gráfico de esta coordinación se muestra en la *Figura 7.6*, donde las curvas en línea continua corresponden a las curvas de máxima actuación y las conformadas por líneas en trazos corresponden a las curvas de mínima fusión. Analizando dicha figura, se puede observar que se cumple el margen de 25% entre las curvas de los fusibles para las corrientes dadas.



*Figura 7.5. Coordinación de fusibles en sistema radial*

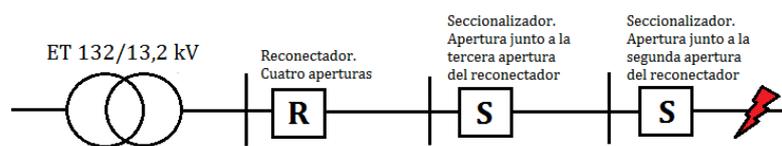


*Figura 7.6. Curvas de actuación de fusibles 15K, 30K y 80K*

## 7.2 Coordinación de reconectador con seccionalizador

Para este caso de coordinación, la corriente de disparo del reconectador debe ser menor que la corriente de falla mínima.

Suponiendo que ocurre una falla donde muestra la *Figura 7.7* y que ambos seccionalizadores están configurados para actuar en la cuarta apertura del reconectador, los tres dispositivos interrumpirán la falla al mismo tiempo, perdiendo la selectividad de las protecciones y desenergizando innecesariamente a los usuarios aguas arriba del último seccionalizador. Como los seccionalizadores cuentan las aperturas del reconectador, la coordinación entre ellos debe realizarse ajustando la apertura del seccionalizador a  $n-1$  actuaciones del reconectador. Por ejemplo, si el reconectador se configura para cuatro aperturas, el seccionalizador debe operar a la tercera actuación del reconectador. Si se instala otro seccionalizador más, aguas abajo del ya instalado, debe configurarse para que actúe con una apertura menos que el seccionalizador aguas arriba de él, resultando una adecuada coordinación entre los tres equipos (*Figura 7.7*).

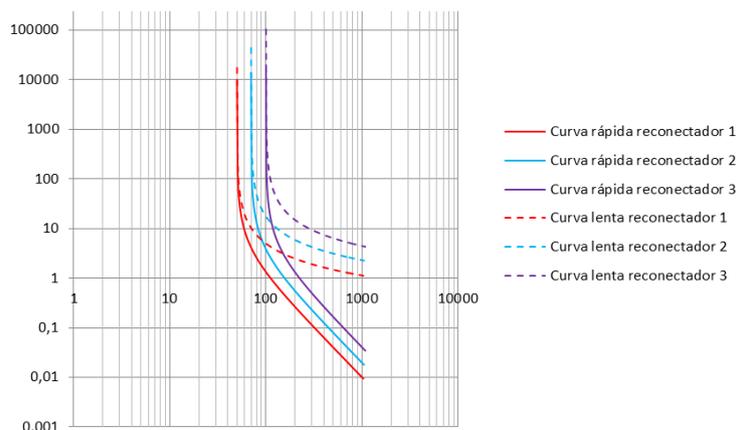


*Figura 7.7. Coordinación entre reconectador y seccionalizadores*

## 7.3 Coordinación de reconectador con reconectador

### 7.3.1 Por corriente de mínima actuación y/o multiplicador de tiempo

Ajustando la corriente mínima de actuación, las curvas se desplazan horizontalmente, mientras que, con el multiplicador de tiempo, se desplazan verticalmente. A través de estos ajustes puede lograrse coordinación aun cuando los reconectadores tengan la misma configuración de operaciones, que normalmente corresponde a dos rápidas y dos retardadas (*Figura 7.8*). Para lograr una buena coordinación, debe respetarse el margen de 25% (de igual manera que para la coordinación entre fusibles) ya sea entre curvas rápidas o lentas.

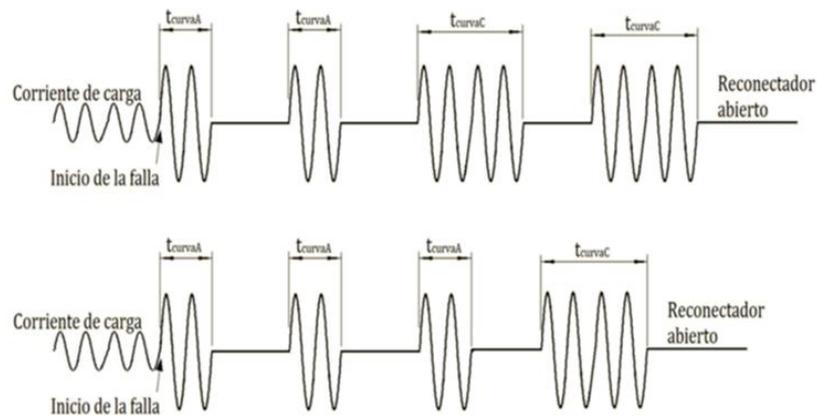


*Figura 7.8. Coordinación entre reconectadores*

### 7.3.2 Por secuencia de operación

Suponiendo que dos reconectadores en serie tienen ajustada la misma corriente de actuación mínima y mismo multiplicador de tiempo, es posible

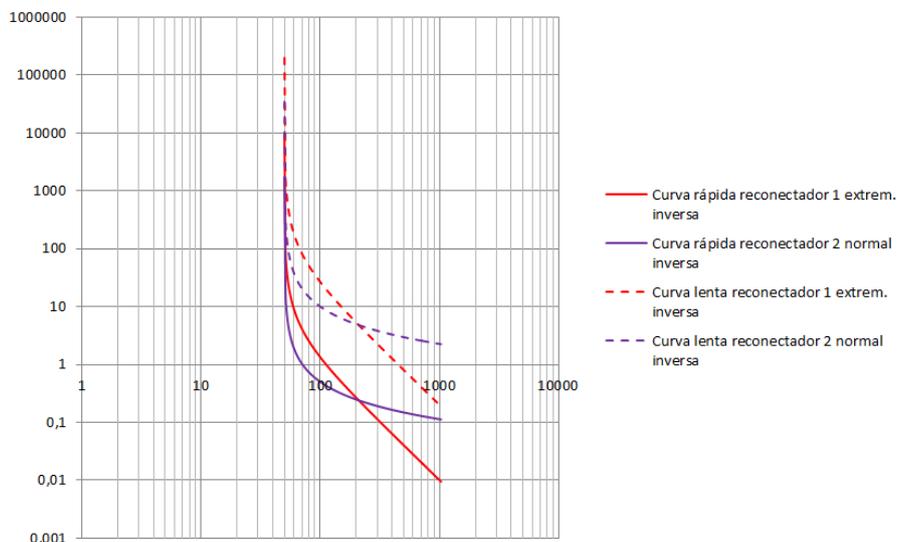
coordinarlos ajustándoles secuencias de operación diferentes, de tal manera que el reconector ubicado más cercano a la falla tenga una operación menos en curva lenta que el reconector ubicado aguas arriba; por ejemplo, y siguiendo la *Figura 7.9*, dos operaciones rápidas y dos lentas ajustadas al reconector aguas arriba y, tres actuaciones rápidas y una lenta en el reconector aguas abajo. Con esto se logra que ambos operen simultáneamente para las dos primeras aperturas, pero, a partir de la tercera, operará el reconector aguas abajo, y luego de esto, ese mismo reconector cumplirá su ciclo de secuencias antes que el equipo aguas arriba, quedando este último con una operación más. Además, al producir la tercera apertura el reconector aguas abajo, el equipo aguas arriba no verá la falla pudiendo incluso llegar a resetear su ciclo de operaciones.



*Figura 7.9. Coordinación de reconectores con dos y tres aperturas rápidas respectivamente*

### 7.3.3 Por configuración de distintas curvas IEC 60255 o IEEE C37.112

En este caso, se puede lograr la coordinación de los equipos utilizando las distintas curvas mencionadas en los puntos 5.5.1 y 5.5.2 para un mismo tipo de operación (rápida o lenta). Si bien, como se ve en la *Figura 7.10*, no se logra una buena coordinación para un amplio rango de corrientes con este método, lo adecuado es utilizar en conjunto los tres métodos mencionados para lograr una correcta coordinación de los reconectores.



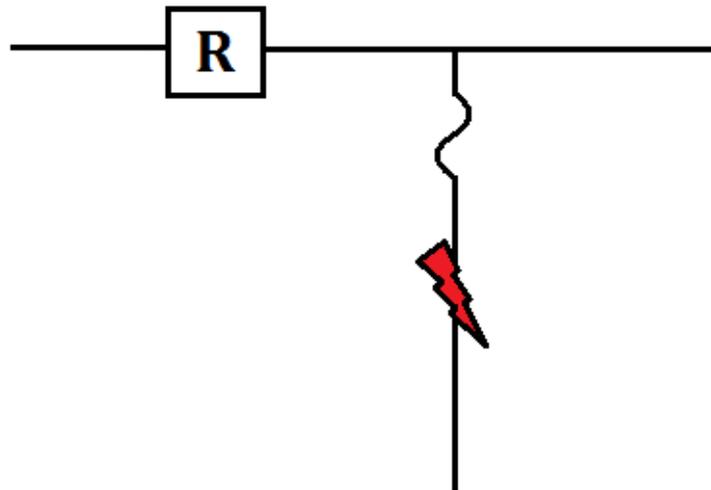
*Figura 7.10. Coordinación de reconectores mediante curvas IEC 60255 o IEEE C37.112*

## 7.4 Coordinación de reconectador con fusible de expulsión

Se analizan dos casos, según la ubicación relativa entre el reconectador y el fusible, en el tramo de red a proteger.

### 7.4.1 Reconectador – fusible de expulsión

En la *Figura 7.11* se muestra una parte de una red de distribución primaria aérea, donde el reconectador se encuentra instalado aguas arriba del fusible, y donde se produjo una falla aguas abajo de este último dispositivo.



*Figura 7.11. Parte de una red de distribución primaria aérea*

En principio, se podría pensar en coordinar las curvas de los dispositivos siguiendo la lógica de que la característica del dispositivo aguas abajo se encuentre por debajo de las curvas del dispositivo aguas arriba. De acuerdo a lo anterior, el fusible interrumpiría la corriente de falla antes del reconectador, sin importar si la misma es temporal o permanente. Esto provocaría la interrupción innecesaria de la alimentación a los usuarios aguas abajo de la falla en caso de que esta sea temporal. Por lo tanto, la regla para una buena coordinación consiste en que, primero, el reconectador opere con sus curvas rápidas, permitiendo que la falla se extinga en caso de que la misma sea temporal. Si luego de las aperturas rápidas del reconectador, la falla persiste, es probable que esta resulte ser permanente, ubicando ahora la curva del fusible por encima de las rápidas del reconectador, para que la falla sea extinguida por el dispositivo simple. Luego, se ajustan las curvas retardadas del reconectador por encima de la característica del fusible para que el primero despeje la falla con sus cuatro operaciones, en caso de que esta sea permanente y se produzca entre el reconectador y el fusible.

Resulta necesario manifestar nuevamente que, para una buena coordinación, las curvas rápidas del reconectador se deben encontrar debajo de 0,75 veces la curva de mínima fusión del fusible. De igual manera, la curva de máxima actuación del fusible debe encontrarse debajo de 0,75 veces las curvas de actuación lentas del reconectador.

Todo lo anterior se muestra como ejemplo en la *Figura 7.12*.

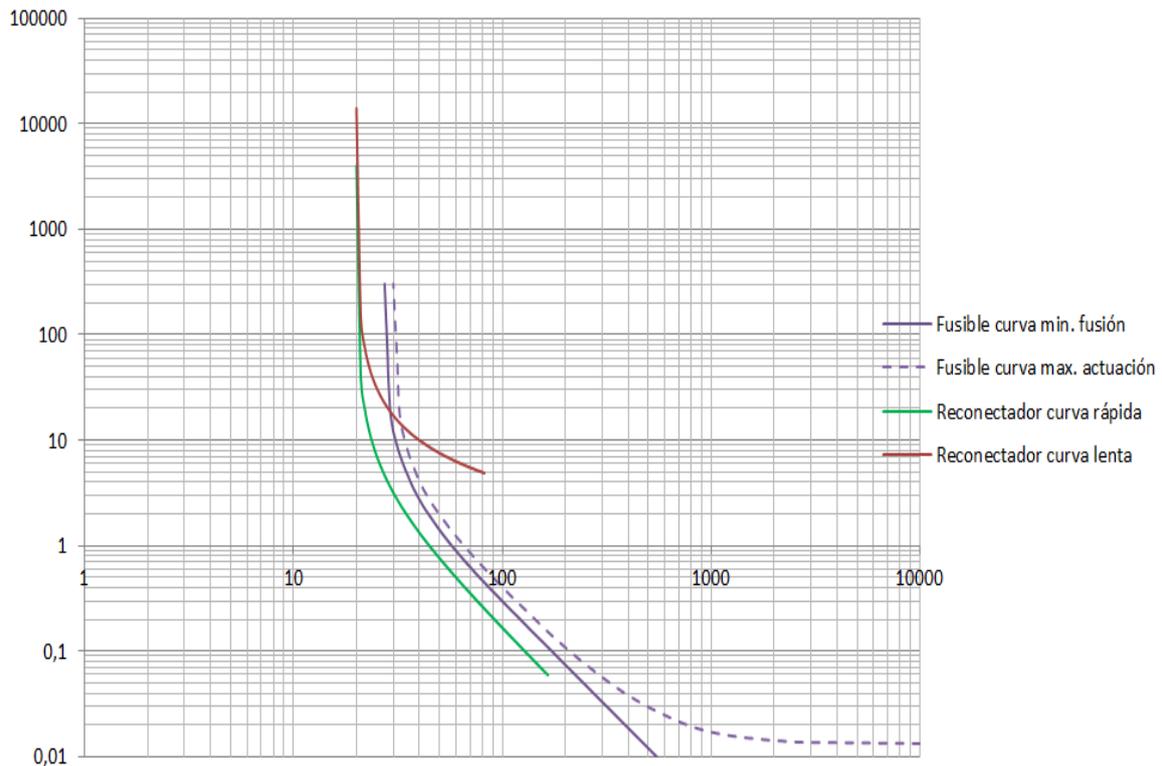


Figura 7.12. Coordinación entre reconector y fusible de expulsión

Un aspecto importante que se debe tener en cuenta para este caso de coordinación es el aumento de temperatura que sufre el fusible por la corriente de falla, durante las aperturas rápidas del reconector y el enfriamiento del mismo durante el tiempo de las reconexiones. Por lo tanto, el método de coordinación mostrado en la Figura 7.12 no es completo, ya que no tiene en cuenta el efecto del calentamiento y enfriamiento del fusible durante las operaciones del reconector.

El aumento de temperatura en el fusible, en pu, se puede aproximar con la Ec. 58, mientras que el enfriamiento en pu del mismo puede aproximarse a través de la Ec. 59.

$$\frac{\theta}{\theta_f} = 1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \quad [Ec. 58]$$

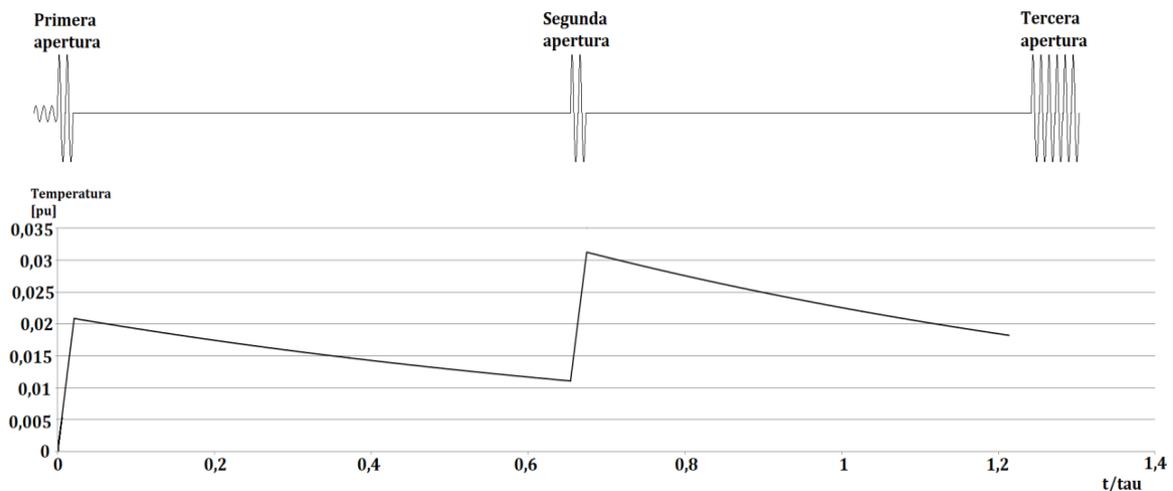
$$\frac{\theta}{\theta_f} = e^{-\frac{t}{\tau}} \quad [Ec. 59]$$

Donde:

- $\theta$  [°C]: temperatura que alcanza el fusible.
- $\theta_f$  [°C]: temperatura del fusible en el estado final asumiendo que este no se funde.
- $t$  [s]: tiempo instantáneo de calentamiento o enfriamiento del fusible.
- $\tau$ : constante de tiempo térmica del fusible =  $0,1 * \left(\frac{I_{0,1s}}{I_{falla}}\right)^2$ , siendo  $I_{0,1s}$  la corriente de fusión del fusible a los 0,1 segundos, e  $I_{falla}$  la corriente de falla que producirá los cambios de temperatura en el fusible.

En base a las expresiones anteriores, en la *Figura 7.13* se muestra el ciclo de temperatura de un fusible 12K durante las operaciones rápidas del reconectador para una corriente de sobrecarga de 40A, habiendo seleccionado para dicha figura de ejemplo, aperturas rápidas de 40ms (momentos durante los cuales aumenta la temperatura del fusible) y tiempos de recierre de 1,2 segundos (momentos donde se produce el enfriamiento del fusible). Como se puede ver en la *Figura 7.13*, durante las reconexiones, el fusible no logra volver a la temperatura que tenía previo a la falla, resultando en un aumento de temperatura del dispositivo luego de los recierres rápidos, lo que provocará un desplazamiento de sus curvas características, en particular, una disminución del tiempo de actuación. Esta reducción del tiempo puede hacer que no se cumpla el margen del 25% entre la curva de mínima fusión del fusible y las curvas rápidas del reconectador, provocando una mala coordinación entre estas. Por este motivo, se debe considerar el desplazamiento de las características del fusible debido a los cambios de temperatura durante las operaciones del reconectador para la coordinación de estos dispositivos.

El efecto antes mencionado sobre el fusible se tiene en cuenta utilizando los factores dados en la Tabla 7-I, de acuerdo a la cantidad aperturas rápidas que tenga ajustadas el reconectador y su tiempo de reconexión. Estos factores se aplican sobre la curva de actuación rápida del reconectador, ocasionando un aumento en su tiempo de actuación, equivalente a la disminución del fusible debido al aumento de temperatura.



*Figura 7.13. Ciclo de temperatura de fusible durante las aperturas rápidas del reconectador*

Tabla 7-I. Factores a aplicar a las curvas rápidas del reconectador

Tiempo de recierre, en ciclos de 60Hz	Factor	
	1 apertura rápida y 3 lentas	2 aperturas rápidas y 2 lentas
25-30	1,25	1,8
60	1,25	1,35
90	1,25	1,35
120	1,25	1,35

En la *Figura 7.14 [1]*, se muestra como ejemplo lo expuesto anteriormente, donde A' representa la curva de actuación rápida del reconectador, modificada por su respectivo factor.

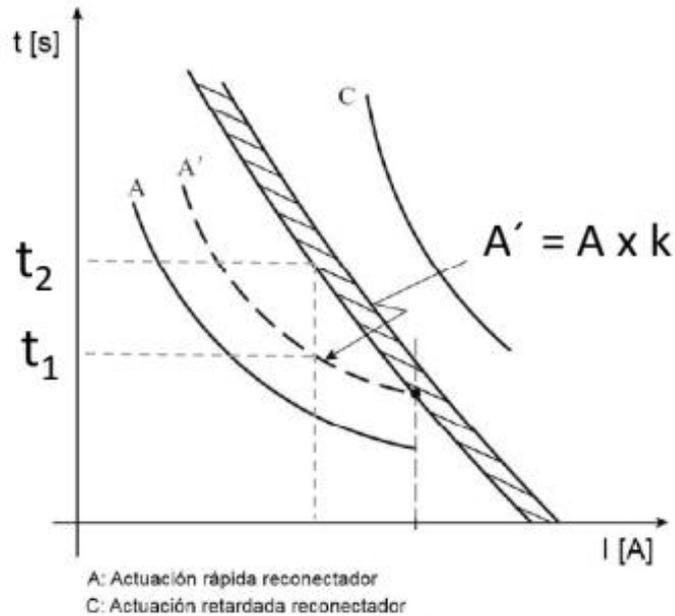


Figura 7.14. Coordinación entre reconectador aguas arriba y fusible aguas abajo

#### 7.4.2 Fusible de expulsión - reconectador

En la *Figura 7.15* se muestra una parte de una red de distribución primaria aérea similar a la de la *Figura 7.11*, pero en este caso, el reconectador está instalado aguas abajo del fusible, y la falla se produjo aguas abajo del reconectador.

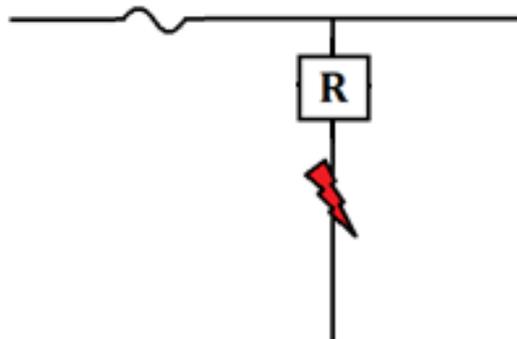


Figura 7.15. Parte de un sistema aéreo de distribución primaria

La coordinación para este caso resulta más sencilla que la descrita en el punto 7.4.1 ya que, al producirse la falla aguas abajo del reconectador, es este equipo quien debe despejarla primero, por lo tanto, las curvas de sus cuatro operaciones deberán encontrarse debajo de 0,75 veces la curva de mínima fusión del fusible.

Por su parte, también deberá tenerse en cuenta las variaciones de temperatura del fusible durante las aperturas y recierres del reconectador, en este caso ahora, para las cuatro aperturas, como indica la *Figura 7.16*. Para esto también se utilizan factores aplicables a la curva retardada del reconectador, presentándose los mismos en la *Tabla 7-II*.

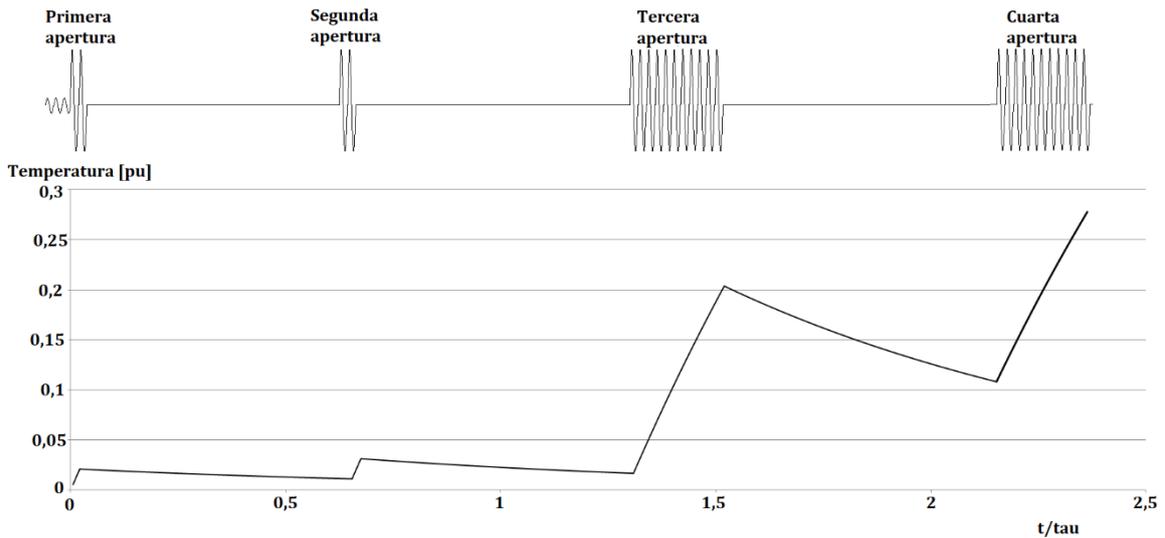


Figura 7.16. Ciclo de temperatura de fusible durante las cuatro operaciones del reconectador

Tabla 7-II. Factores a aplicar a las curvas lentas del reconectador

Tiempo de recierre, en ciclos de 60Hz	Factor		
	1 apertura rápida y 3 lentas	2 aperturas rápidas y 2 lentas	4 aperturas lentas
25	2,7	3,2	3,7
30	2,6	3,1	3,5
50	2,1	2,5	2,7
90	1,85	2,1	2,2

En la Figura 7.17 [1], se muestra como ejemplo lo expuesto anteriormente, donde  $C'$  representa la curva de actuación retardada del reconectador, modificada por su respectivo factor.

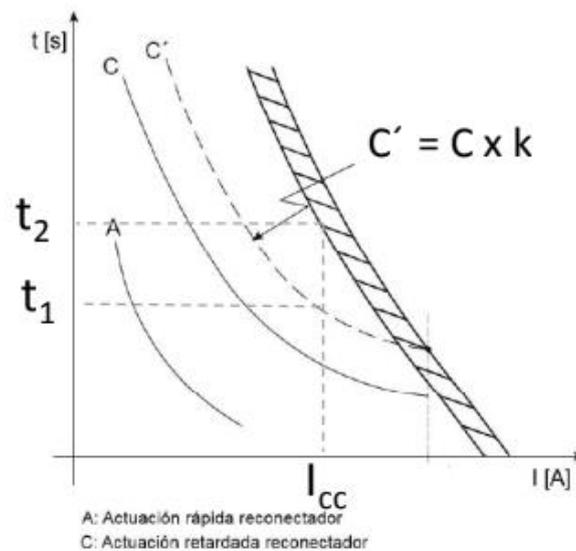


Figura 7.17. Coordinación entre fusible aguas arriba y reconectador aguas abajo

## 8 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA RURAL, “CEDEL”

---

### 8.1 Breve descripción de las redes

CEDEL (Cooperativa Eléctrica de Egaña Ltda.) es una distribuidora de energía eléctrica rural ubicada en la localidad de Rauch, Provincia de Buenos Aires. La misma posee dos redes aéreas de distribución primaria rural en 13,2kV, mostrándose ambas en la *Figura 8.1* donde los triángulos naranjas representan los puestos de transformación MT/BT de los usuarios abastecidos por las redes. Una de estas, conocida en la empresa como red “Rauch”, se muestra en la *Figura 8.2*, donde la misma comienza en el triángulo verde de la nombrada figura, el cual representa uno de sus reconectores. Aguas arriba de este equipo se encuentra una subestación 33/13,2kV que vincula dos redes de 33kV (una que llega desde la ciudad de Tandil y la otra desde la ciudad de Ayacucho) de la distribuidora EDEA (Empresa Distribuidora de Energía Atlántica) con la red de distribución de 13,2kV de CEDEL.

Por otra parte, en la *Figura 8.3* se muestra la otra red conocida en la cooperativa como red “Egaña”. Esta también comienza en el triángulo verde de dicha figura, el cual también representa el otro reconector que posee la empresa. De igual manera que la red Rauch, aguas arriba de este equipo se encuentra una subestación que vincula una red de 33kV de EDEA proveniente desde Tandil, y la red Egaña en 13,2kV de CEDEL.

Resulta de interés notar que en la *Figura 8.2* se lee “*Posible vinculación con red Egaña*”, mientras que en la *Figura 8.3* se lee “*Posible vinculación con red Rauch*”. Esto se debe a que en ese punto existe la posibilidad de vinculación de ambas redes, principalmente para poder alimentar a las dos desde una sola subestación 33/13,2kV cuando ocurre un problema en la otra ET y queda fuera de servicio, o, cuando ocurre una falla en la salida de una de ellas e involucra un gran tiempo de reparación.

Otra característica interesante de visualizar en la *Figura 8.1* es el hecho de que se encuentran representados tramos de línea en negro, rojo y azul. Las líneas esquematizadas en negro representan líneas trifásicas; las azules, muy pocas existentes, representan líneas bifásicas, y las rojas, correspondientes principalmente a derivaciones, representan líneas monofásicas con estructuras tipo MRT.

Tanto la red Rauch como la red Egaña poseen como elementos de protección y maniobra, a lo largo de las mismas, los reconectores mencionados, seccionadores y fusibles de expulsión. En las próximas páginas se hará un análisis simple de cortocircuito y un análisis de la coordinación de las protecciones, en ambos casos para una parte de la red Rauch.

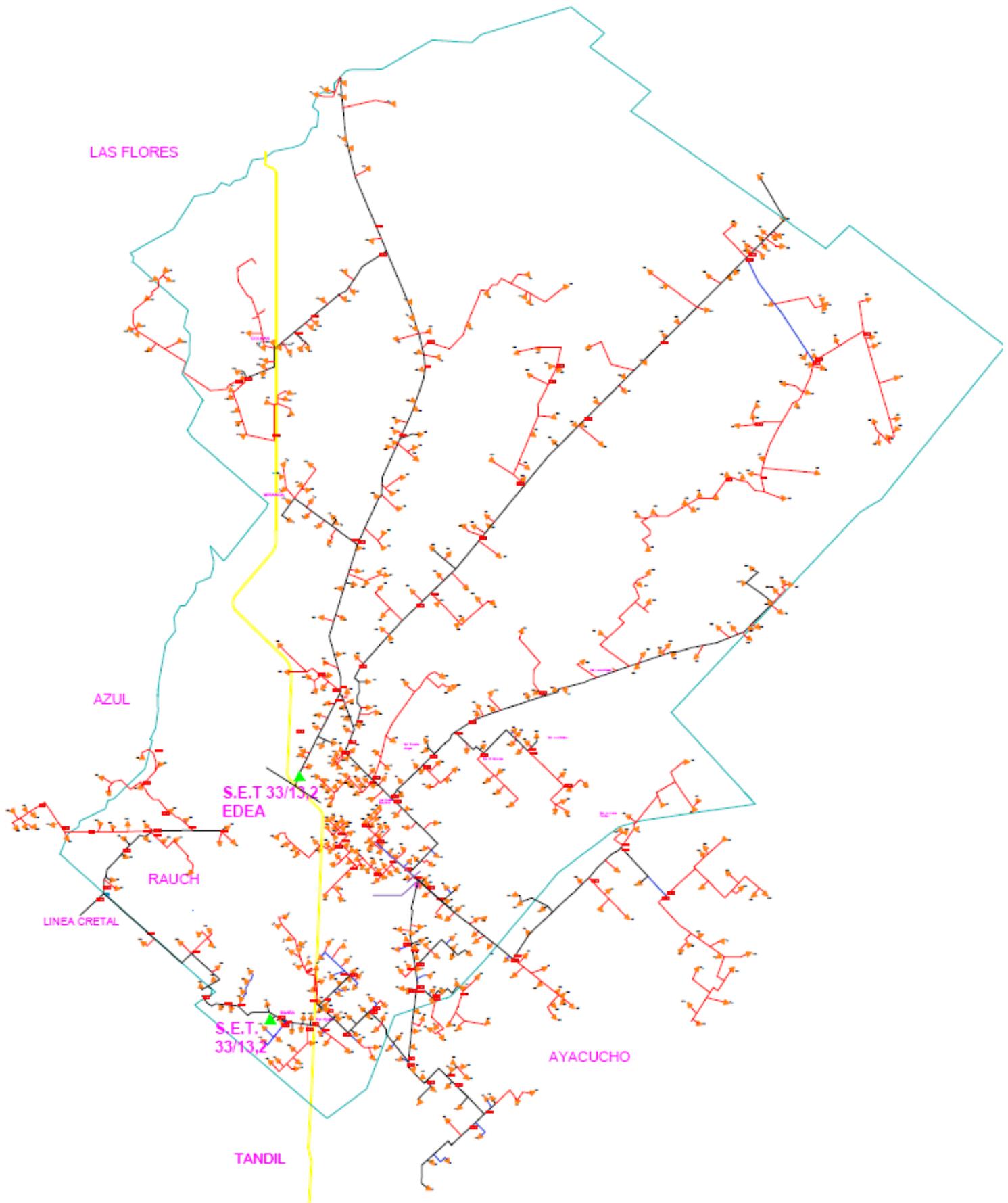


Figura 8.1. Esquema geográfico de las redes de CEDEL

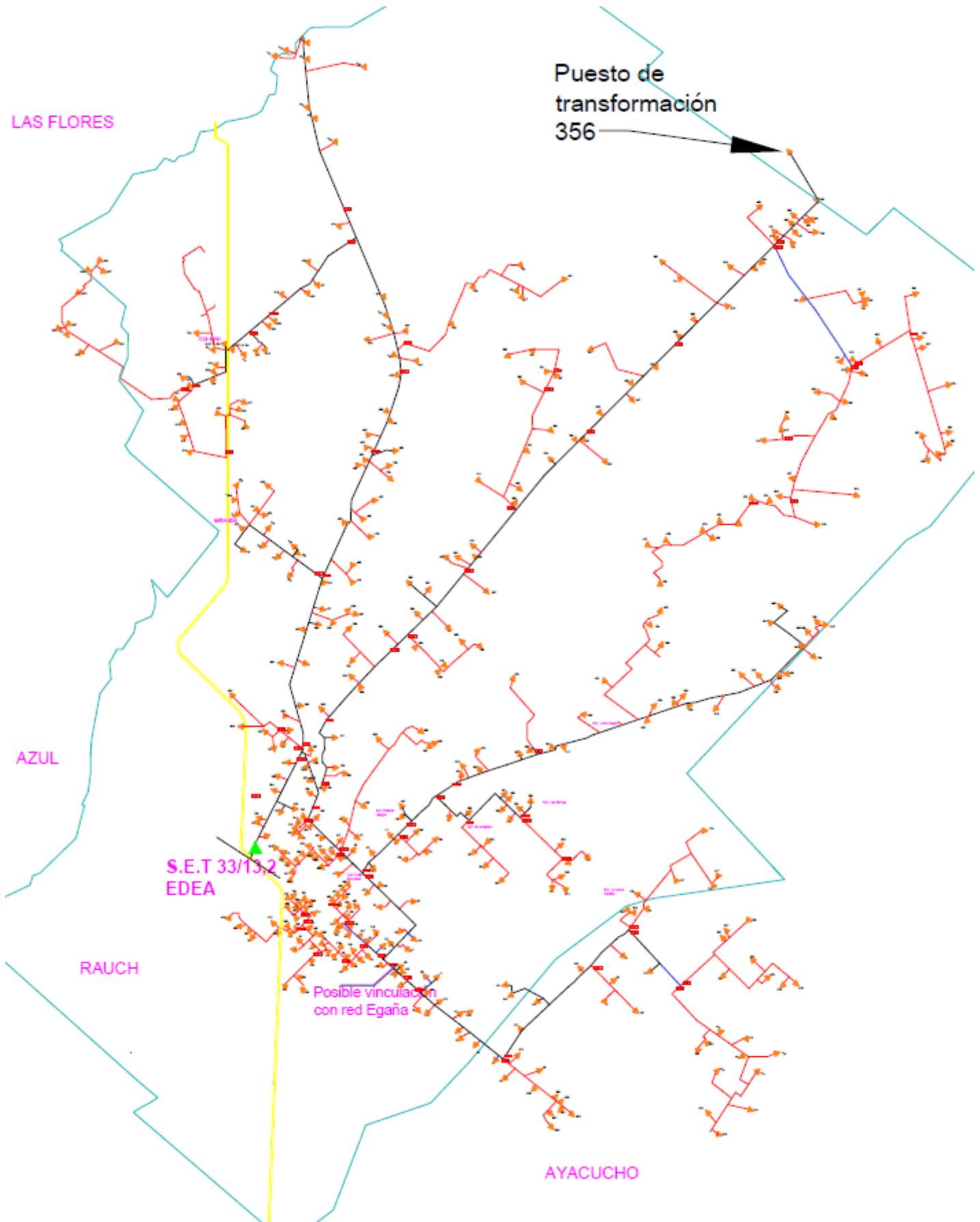


Figura 8.2. Esquema geográfico de la red Rauch de CEDEL

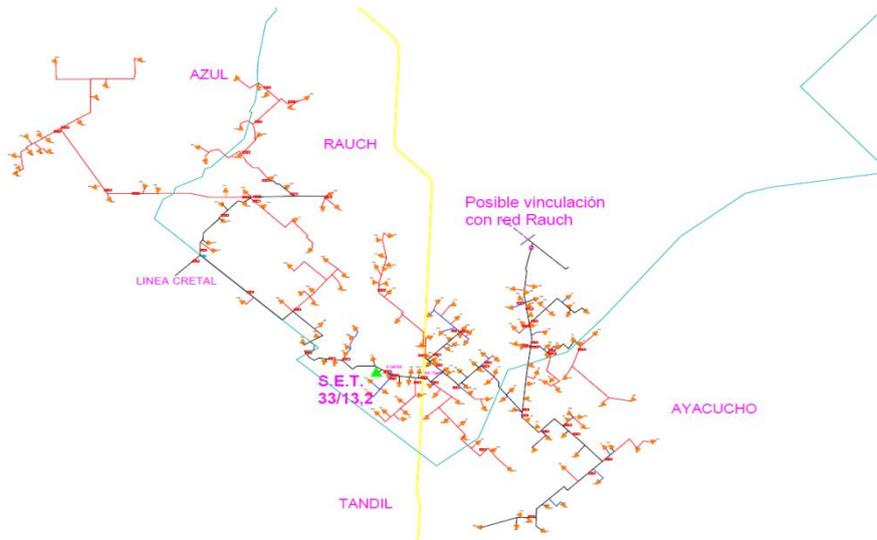


Figura 8.3. Esquema geográfico de la red Egaña de CEDEL

## 8.2 Cálculo de las corrientes de cortocircuito

En la *Figura 8.4* se presenta un diagrama unifilar de una parte de la red Rauch, el cual servirá para los análisis mencionados en el punto 8.1.

Resulta necesario señalar que el tramo seleccionado consta solo del uso de conductores de aluminio de 25mm<sup>2</sup>, comenzando el mismo desde el reconector de la red Rauch hasta la carga señalada en la *Figura 8.2* como “Puesto de transformación 356”, siendo utilizados este tipo de conductores por la Cooperativa para líneas trifásicas.

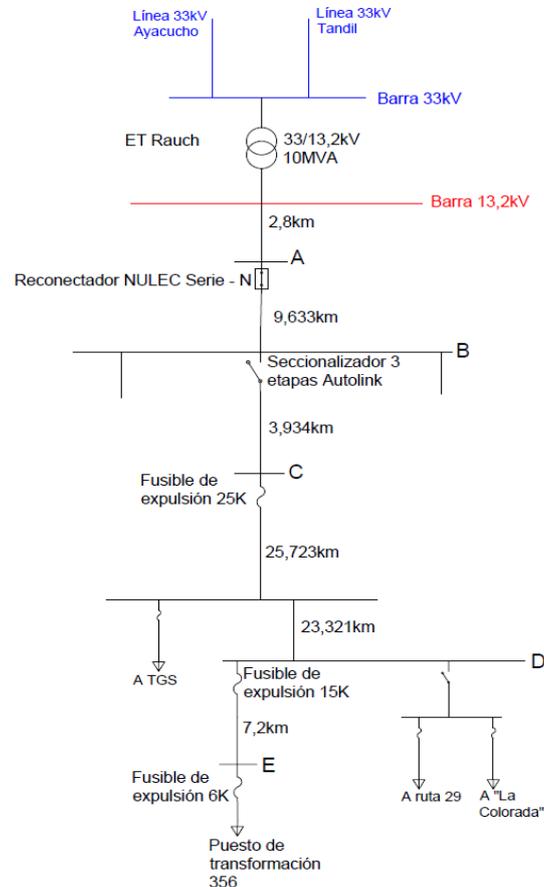


Figura 8.4. Diagrama unifilar de parte de la red Rauch de CEDEL

### 8.2.1 Corriente de cortocircuito trifásica en el punto A

Considerando que la impedancia de cortocircuito aguas arriba de la ET 33/13,2kV es infinita, la corriente de cortocircuito trifásica en el punto de instalación del reconectador se obtiene en función de la impedancia del transformador de potencia de 10MVA y de la impedancia del tramo de línea aérea entre la ET y el reconectador para una disposición coplanar horizontal de la terna, la cual posee una longitud de 2,8km.

En la Tabla 8-I se presentan los valores de impedancia de dicha línea aérea, y en la Tabla 8-II se dan los datos del transformador de potencia de la ET

Tabla 8-I. Impedancia de la línea aérea

Conductor de aluminio de 25mm <sup>2</sup>	r <sub>L</sub>	x <sub>L</sub>	R <sub>L</sub>	X <sub>L</sub>	Z <sub>L</sub>
2,8km	1,272 Ω/km	0,401 Ω/km	3,56Ω	1,12 Ω	(3,56+j 1,12) Ω

Tabla 8-II. Datos del transformador de potencia 33/13,2kV

Transformador de potencia de ET 33/13,2kV				
U <sub>1</sub>	U <sub>2</sub>	U <sub>cc</sub>	S <sub>n</sub>	X/R
33kV	13,2kV	6%	10MVA	5

En base a los datos de la Tabla 8-II, se obtiene la impedancia del transformador para el lado de 13,2kV, mediante la Ec. 60. Luego, conociendo la relación X/R, es posible obtener la parte resistiva (Ec. 61) y la parte reactiva (Ec. 62).

$$Z_T = \frac{U_L^2 * U_{cc}}{S_n} = \frac{13,2kV^2 * 0,06}{10MVA} = 1,04\Omega \quad [Ec. 60]$$

$$Z_T = \sqrt{R^2 + (5 * R)^2}$$

$$R = \frac{Z_T}{\sqrt{26}} = \frac{1,04}{\sqrt{26}} = 0,2 \Omega \quad [Ec. 61]$$

$$X = 5 * R = 5 * 0,2 = 1 \Omega \quad [Ec. 62]$$

Donde:

- Z<sub>T</sub> [Ω]: Módulo de la impedancia del transformador 33/13,2kV.
- U<sub>L</sub> [kV]: Tensión de línea del sistema (13,2kV).
- U<sub>cc</sub> [pu]: Tensión de cortocircuito del transformador 33/13,2kV.
- S<sub>n</sub> [MVA]: Potencia nominal de transformador 33/13,2kV.
- R [Ω]: Parte resistiva de la impedancia del transformador 33/13,2kV.
- X [Ω]: Parte reactiva de la impedancia del transformador 33/13,2kV.

A través de la Ec. 63 se obtiene la corriente de cortocircuito trifásica en el punto deseado:

$$I_{ccA} = \frac{\frac{U_L}{\sqrt{3}}}{Z_L + Z_T} = \frac{13,2kV/\sqrt{3}}{3,56 + 0,2 + (1,12 + 1) * j} = 1761,5 A [-29,64^\circ] \quad [Ec. 63]$$

Donde:

- $I_{ccA}$  [A]: Corriente de cortocircuito trifásica en el punto A del diagrama unifilar.
- $U_L$  [kV]: Tensión de línea del sistema (13,2kV).
- $Z_L$  [ $\Omega$ ]: Impedancia del tramo de línea de aluminio de 25mm<sup>2</sup>.
- $Z_T$  [ $\Omega$ ]: Impedancia del transformador 33/13,2kV

### 8.2.2 Corriente de cortocircuito trifásica en el punto B

En este caso se debe tener en cuenta también el tramo de línea de 9,633km, presentándose la impedancia de la misma, desde la ET de 33/13,2kV hasta el punto B, en la Tabla 8-III.

Tabla 8-III. Impedancia de línea para 12,433km de línea

Conductor de aluminio de 25mm <sup>2</sup>	$r_L$	$x_L$	$R_L$	$X_L$	$Z_L$
12,433km	1,272 $\Omega$ /km	0,401 $\Omega$ /km	15,81 $\Omega$	4,98 $\Omega$	(15,81+j 4,98) $\Omega$

La corriente de cortocircuito en el punto B resulta:

$$I_{ccB} = \frac{\frac{U_L}{\sqrt{3}}}{Z_L + Z_T} = \frac{13,2kV/\sqrt{3}}{15,81 + 0,2 + (4,98 + 1) * j} = 445,74 A [-20,54^\circ] \quad [Ec. 64]$$

Donde:

- $I_{ccB}$  [A]: Corriente de cortocircuito trifásica en el punto B del diagrama unifilar.
- $U_L$  [kV]: Tensión de línea del sistema (13,2kV).
- $Z_L$  [ $\Omega$ ]: Impedancia de la línea de conductor de aluminio de 25mm<sup>2</sup>.
- $Z_T$  [ $\Omega$ ]: Impedancia del transformador 33/13,2kV

### 8.2.3 Corriente de cortocircuito trifásica en el punto C

De manera análoga a los cálculos anteriores, en la Tabla 8-IV se presenta la impedancia de la línea teniendo en cuenta el tramo de 3,934km hasta el punto C.

Tabla 8-IV. Impedancia de línea para 16,36km de línea

Conductor de aluminio de 25mm <sup>2</sup>	$r_L$	$x_L$	$R_L$	$X_L$	$Z_L$
16,36km	1,272 $\Omega$ /km	0,401 $\Omega$ /km	20,81 $\Omega$	6,56 $\Omega$	(20,81+j 6,56) $\Omega$

La corriente de cortocircuito en el punto C resulta:

$$I_{ccC} = \frac{\frac{U_L}{\sqrt{3}}}{Z_L + Z_T} = \frac{\frac{13,2kV}{\sqrt{3}}}{20,81 + 0,2 + (6,56 + 1) * j} = 341,2 A [-19,83^\circ] \quad [Ec. 65]$$

Donde:

- $I_{ccC}$  [A]: Corriente de cortocircuito trifásica en el punto C del diagrama unifilar.
- $U_L$  [kV]: Tensión de línea del sistema (13,2kV).
- $Z_L$  [ $\Omega$ ]: Impedancia del tramo de línea de aluminio de 25mm<sup>2</sup>.
- $Z_T$  [ $\Omega$ ]: Impedancia del transformador 33/13,2kV

### 8.2.4 Corriente de cortocircuito trifásica en el punto D

Teniendo en cuenta los tramos de 25,723km y 23,321km, la impedancia de la línea se presenta en la Tabla 8-V.

Tabla 8-V. Impedancia de la línea para 65,4km de línea

Conductor de aluminio de 25mm <sup>2</sup>	$r_L$	$x_L$	$R_L$	$X_L$	$Z_L$
65,4km	1,272 $\Omega$ /km	0,401 $\Omega$ /km	83,19 $\Omega$	26,22 $\Omega$	(83,19+j 26,22) $\Omega$

La corriente de cortocircuito en el punto D resulta:

$$I_{ccD} = \frac{\frac{U_L}{\sqrt{3}}}{Z_L + Z_T} = \frac{\frac{13,2kV}{\sqrt{3}}}{83,19 + 0,2 + (26,22 + 1) * j} = 86,87 A [-18,09^\circ] \quad [Ec. 66]$$

Donde:

- $I_{ccD}$  [A]: Corriente de cortocircuito trifásica en el punto D del diagrama unifilar.
- $U_L$  [kV]: Tensión de línea del sistema (13,2kV).
- $Z_L$  [ $\Omega$ ]: Impedancia de la línea de conductor de aluminio de 25mm<sup>2</sup>.
- $Z_T$  [ $\Omega$ ]: Impedancia del transformador 33/13,2kV

### 8.2.5 Corriente de cortocircuito trifásica en el punto E

Teniendo en cuenta el tramo de 7,2km, la impedancia de la línea se presenta en la Tabla 8-VI.

Tabla 8-VI. Impedancia de la línea para 72,6km de línea

Conductor de aluminio de 25mm <sup>2</sup>	$r_L$	$x_L$	$R_L$	$X_L$	$Z_L$
72,6km	1,272 $\Omega$ /km	0,401 $\Omega$ /km	92,34 $\Omega$	29,11 $\Omega$	(92,34+j 29,11) $\Omega$

La corriente de cortocircuito en el punto E resulta:

$$I_{ccE} = \frac{U_L}{\sqrt{3} Z_L + Z_T} = \frac{13,2kV/\sqrt{3}}{92,34 + 0,2 + (29,11 + 1) * j} = 78,3 A \angle -18,03^\circ \quad [Ec. 67]$$

Donde:

- $I_{ccE}$  [A]: Corriente de cortocircuito trifásica en el punto E del diagrama unifilar.
- $U_L$  [kV]: Tensión de línea del sistema (13,2kV).
- $Z_L$  [ $\Omega$ ]: Impedancia de la línea de conductor de aluminio de 25mm<sup>2</sup>.
- $Z_T$  [ $\Omega$ ]: Impedancia del transformador 33/13,2kV

### 8.3 Ajustes del reconectador y coordinación de las protecciones

El reconectador del diagrama unifilar, instalado en la red Rauch, es un NULEC Serie N de Schneider Electric con control microprocesado, mostrándose sus especificaciones técnicas en la *Figura 8.5 [37]*. Por otra parte, en la *Figura 8.6 [37]* se presenta una imagen del mismo junto a su módulo de control, para el cual se explicó su mecanismo de operación en el punto 5.4.4.3 del presente trabajo.

Especificaciones	12/15kV 12,5kA
Tensión Máxima del Sistema.....	12/15,5kV
Corriente Nominal.....	630A
Poder de Cierre sobre Falla (Vef) .....	12,5kA
Poder de Cierre sobre Falla (Pico) .....	31,5kA
Tiempo de Operación .....	0,1 / 0,05s
(Cierre/Apertura)	
Operaciones Mecánicas.....	10.000
Operaciones a Plena Carga .....	10.000
Corriente de Corta Duración.....	12,5kA
(1 y 3 seg. Vef)	
Capacidad de Interrupción	
Principalmente Activa.....	630A
(factor de potencia 0,7)	
Interrupción de Falla .....	12,5kA
Carga en la Línea .....	25A
Magnetización del Transformador .....	22A
Corriente Capacitiva.....	250A
Nivel de Aislación al Impulso	
Fase a Tierra.....	110kV
A Través del Interruptor .....	110kV
En Pérdida de Gas SF6 .....	60kV
Nivel de Aislación a Frecuencia Industrial	
Fase a Tierra.....	50kV
A Través del Interruptor .....	50kV
Ambiental	
Temperatura Ambiente <sup>(1)</sup> .....	-30 a 50°C
Radiación (Max) .....	1,1kW/m <sup>2</sup>
Humedad.....	0 a 100%
Altitud (Max) <sup>(2)</sup> .....	3.000m
Pesos Netos <sup>(3)</sup>	
Modelo Estándar.....	327kg
con Transformador.....	380kg
de Tensión Externo	

Figura 8.5. Especificaciones técnicas del reconectador NULEC Serie – N



Figura 8.6. Reconectador NULEC Serie - N

En las Figuras 8.7 a 8.11 se presentan los ajustes que posee el reconectador en cuestión, mientras que, en la Figura 8.12, se presenta la coordinación de las curvas de las protecciones del diagrama unifilar, habiéndose realizado específicamente para el presente trabajo en base a los ajustes del reconectador y los calibres de los fusibles instalados.

Realizando una breve descripción de los ajustes de las curvas para fallas de fase, las dos primeras operaciones, correspondientes a operaciones rápidas, se encuentran definidas como curvas IEC 60255 extremadamente inversas con un multiplicador de tiempo de 0,09 y un multiplicador de actuación instantánea de 12; esto significa que, para 12 veces la corriente de mínima actuación configurada, la curva pasará de tener una característica extremadamente inversa a una característica instantánea, como se ve en la Figura 8.12. Notar que, con este ajuste, para la corriente de falla  $I_{CCA}$  calculada a través de la Ec. 62 y correspondiente a la mayor corriente de cortocircuito que puede presentarse, el reconectador actuará en el menor tiempo posible. Por otro lado, las operaciones retardadas número tres y cuatro poseen ambas los mismos ajustes, los cuales corresponden a una curva IEC 60255 muy inversa con un multiplicador de tiempo de 2 veces. Las mismas también se encuentran graficadas en la Figura 8.12.

Es necesario aclarar que ambos reconectadores de la empresa se encuentran ajustados con un tiempo de recierre mayor a 30 segundos dependiendo la operación, como se puede ver en la Figura 8.8, Figura 8.9 y Figura 8.10 correspondientes a los ajustes del reconectador. Esta información resulta esencial ya que en los puntos 7.4.1 y 7.4.2 del trabajo se explicó que se debe tener en cuenta el desplazamiento de las curvas de los fusibles debido al calentamiento de los mismos durante las operaciones del reconectador; no obstante, el excesivo tiempo ajustado en los reconectadores de CEDEL permite que los fusibles alcancen una temperatura estable con el ambiente durante el tiempo de recierre de los reconectadores, por lo que no debería tenerse en cuenta dicho desplazamiento de las curvas. Si bien, los tiempos normales de recierre son de aproximadamente un segundo, en adelante se respetarán los valores presentes en las mencionadas figuras, ya que los reconectadores se encuentran con estos tiempos configurados, a pesar de que esto pueda tratarse de un ajuste inadecuado de los mismos.

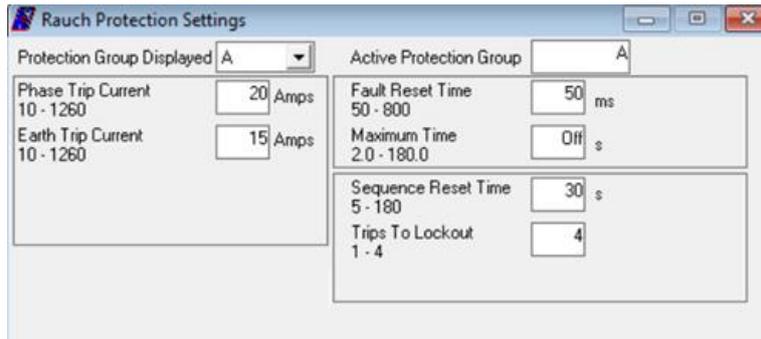


Figura 8.7. Ajuste de la corriente mínima de actuación del reconector de la red Rauch

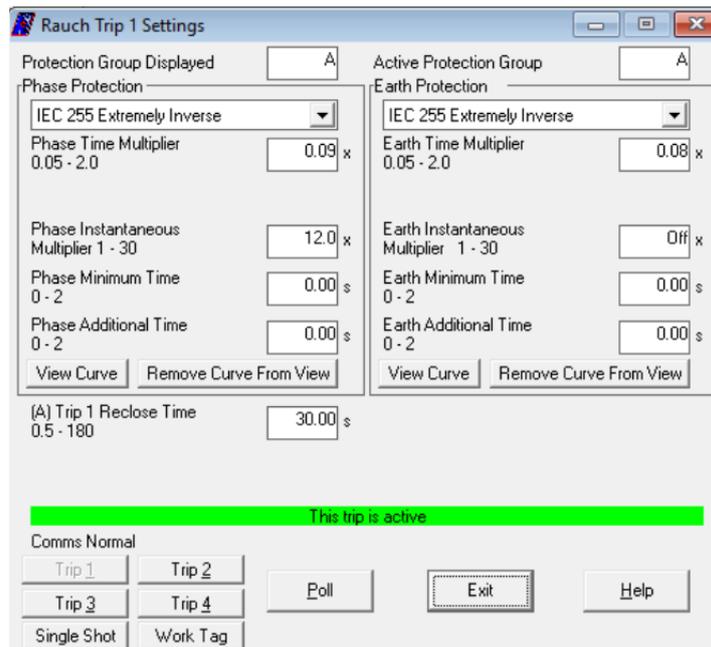


Figura 8.8. Ajuste de la primera operación del reconector de la red Rauch

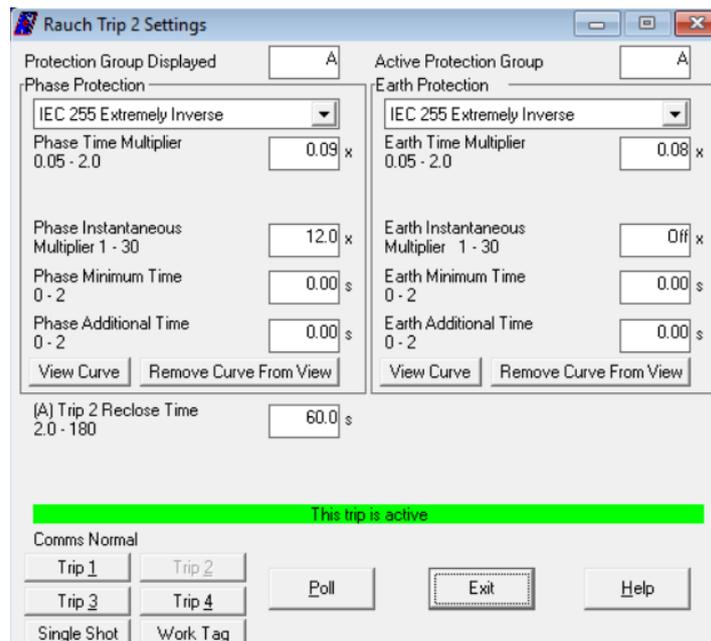


Figura 8.9. Ajuste de la segunda operación del reconector de la red Rauch

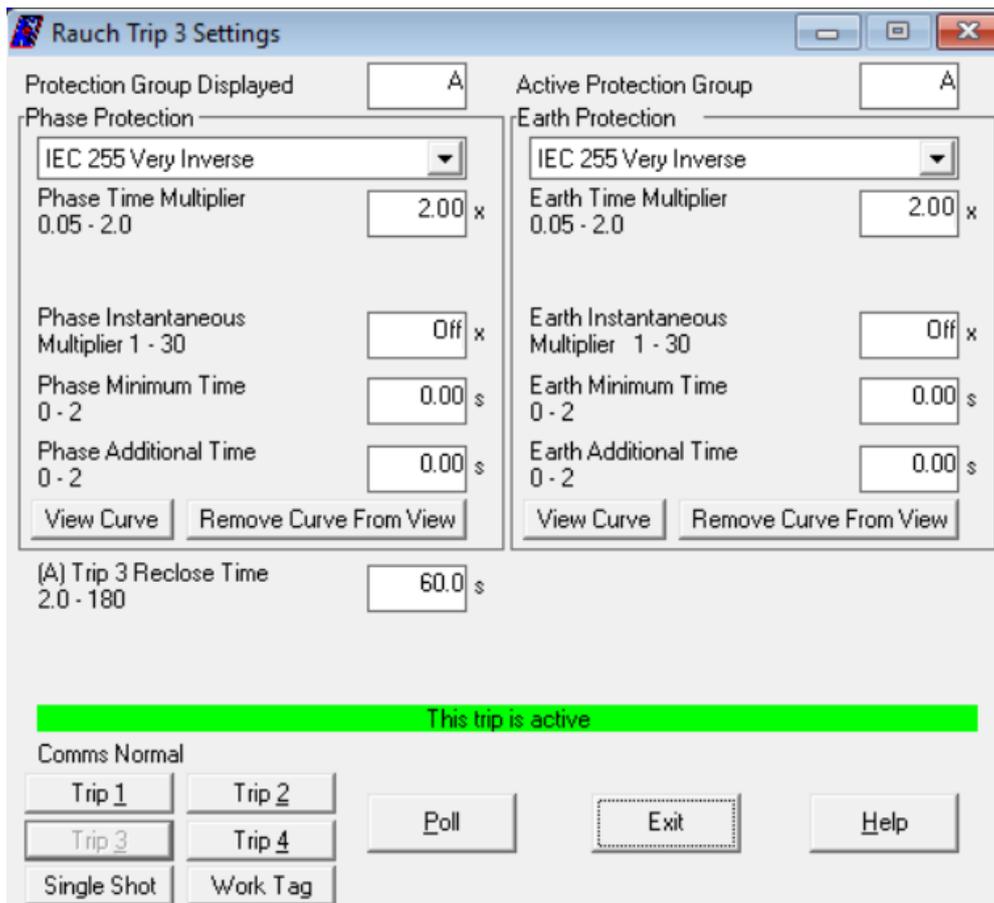


Figura 8.10. Ajuste de la tercera operación del reconectador de la red Rauch

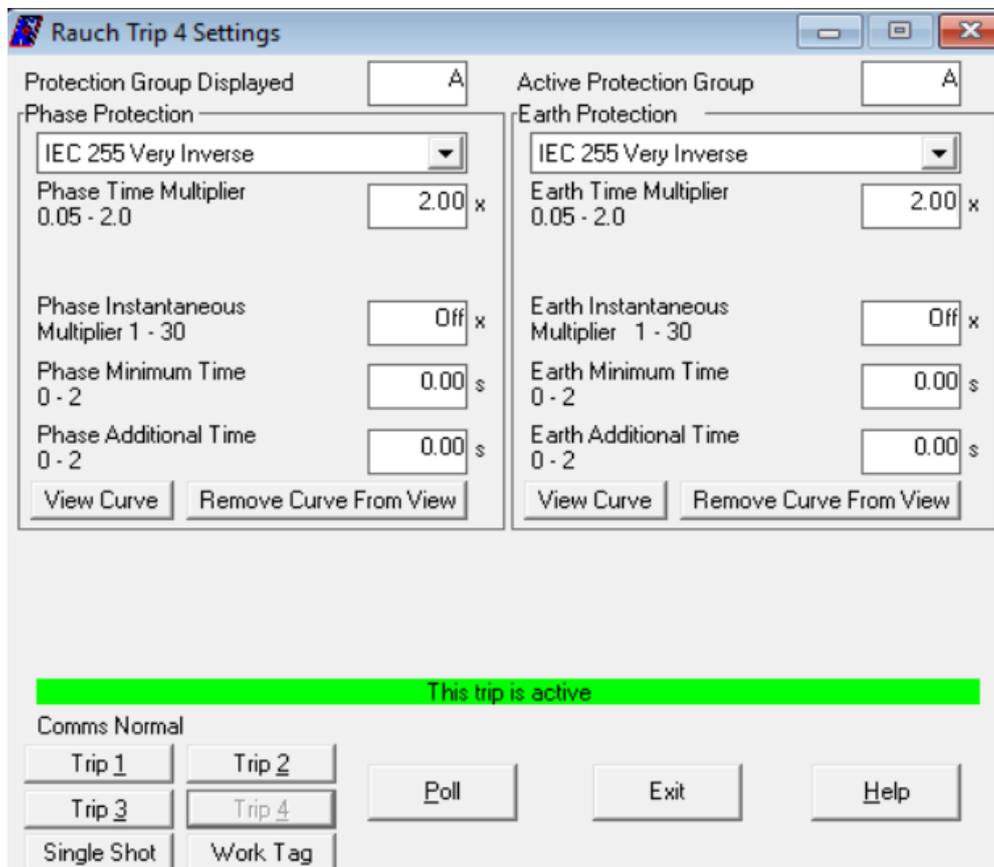


Figura 8.11. Ajuste de la cuarta operación del reconectador de la red Rauch

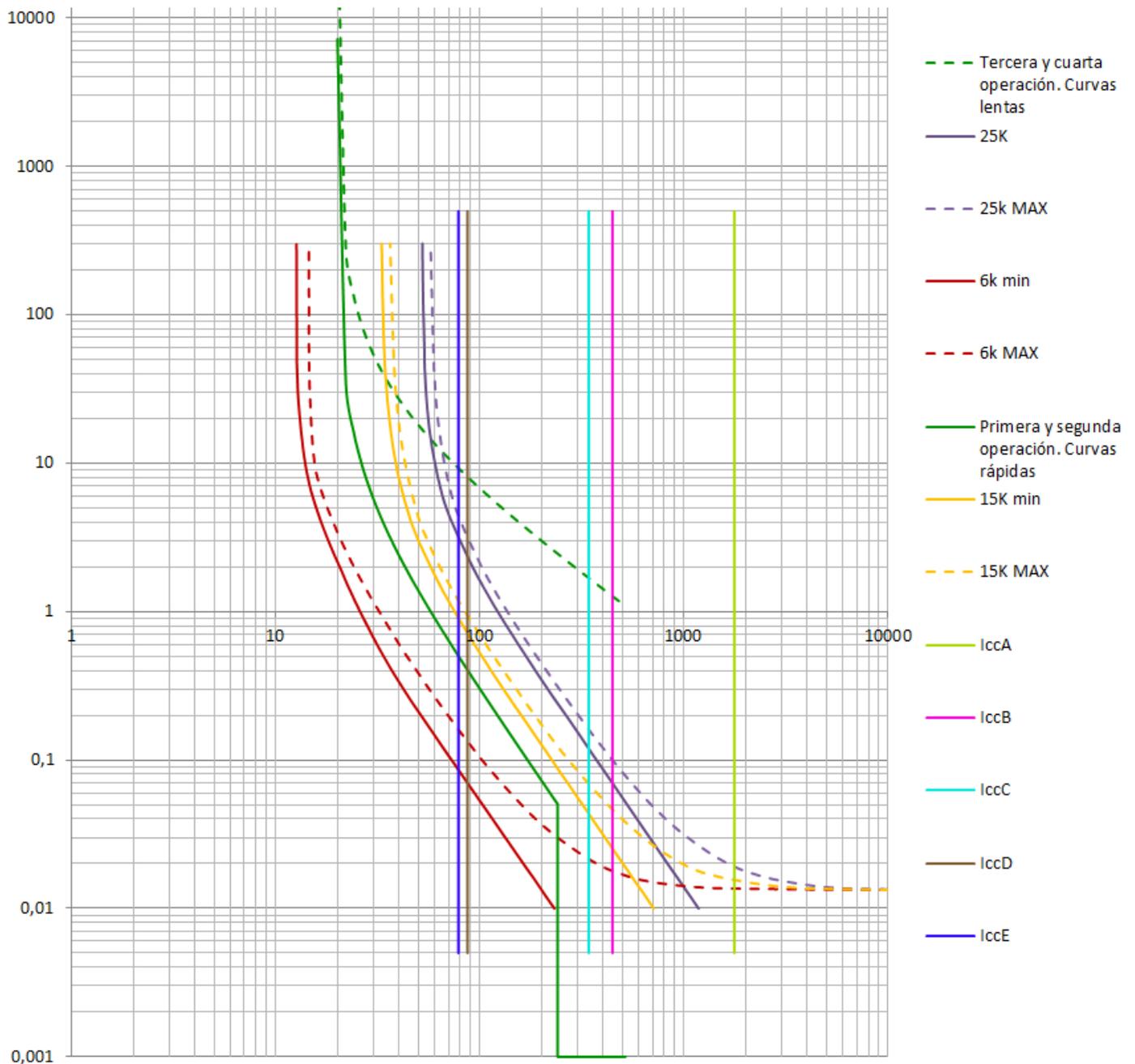


Figura 8.12. Coordinación de las curvas de actuación de las protecciones del diagrama unifilar

En principio se supone que la elección y coordinación de las protecciones presentes en el diagrama unifilar de la *Figura 8.4* es adecuada, desde el análisis de las corrientes de carga reales por cada rama de dicho unifilar, ya que no se dispone de los mencionados valores de corrientes. Sin embargo, se determinará que al menos dichas protecciones permitan la circulación de la corriente nominal correspondiente a la potencia de los transformadores de MT/BT instalados en cada usuario, y del conductor de aluminio de 25mm<sup>2</sup>.

En la Tabla 8-VII, la cual contiene datos obtenidos de la empresa CEDEL, se presentan las derivaciones del diagrama unifilar, junto a sus potencias instaladas y la corriente nominal correspondiente a estas, las cuales no son las mismas que el consumo real.

En la Tabla 8-VIII se muestra la corriente que circularía por cada rama hasta el punto C, en base a lo presentado en la Tabla 8-VII, indicándose, además, si los fusibles instalados permitirían la circulación de la corriente nominal.

Tabla 8-VII. Potencia nominal instalada y corriente nominal en cada derivación

Derivación	Cant. De usuarios	Pot. Nominal [kVA]	I nominal [A]
Puesto de Transformación 356	1	45	5,9
TGS	10	65	2,84
La Colorada	36	205	8,97
Ruta 29	8	55	7,2

Tabla 8-VIII. Comparación de la corriente nominal de circulación y el calibre del fusible instalado

Punto del unifilar	Protección instalada	Corriente nominal [A]	Corriente a la cual comienza a fundir el fusible [A]	¿Permite el fusible la circulación de la corriente nominal?
E	Fusible 6K	5,9	9	Sí
D	Fusible 15K	5,9	22,5	Sí
C	Fusible 25K	24,91	29,52	Sí

Por otro lado, de acuerdo a datos obtenidos de CEDEL, la corriente de demanda real en toda la red, es decir, la que circula por el reconectador, es de aproximadamente 16A, motivo por el cual este equipo se encuentra configurado con una corriente mínima de actuación de 20A. Dado que el transformador de la ET de 33/13,2kV es de 10MVA, su corriente nominal, que resulta ser la misma que la que podría circular por el reconectador, es

$$I_{TRn} = \frac{10MVA}{13,2kV * \sqrt{3}} = 437,38A$$

Esto implica que el transformador de potencia de 10MVA se encuentra cargado a aproximadamente un 4 % de su capacidad nominal, lo que evidencia que el mismo se encuentra muy sobredimensionado.

También se puede agregar como comentario que, siendo la corriente de aproximadamente 16A la mayor presente en la red, el conductor de aluminio de 25mm<sup>2</sup> podrá transportarla sin problemas ya que su corriente nominal es de 125A.

Comenzando el análisis de coordinación desde el punto de vista de las corrientes de cortocircuito de fase del tipo balanceadas (trifásicas) calculadas en el punto 8.2, aguas abajo del punto E la protección que debe actuar es el fusible 6K del unifilar. El mismo actuará para la corriente de 78,3A en aproximadamente 0,2 segundos. Si bien se dijo en el punto 7.4.1 que las curvas de actuación del fusible debían estar por encima de las curvas de operación rápida del reconectador para lograr una buena coordinación, en este caso no resulta posible debido a que el calibre del fusible es muy chico. Sin embargo, esto no resulta un problema grave ya que, en caso de que la falla resulte ser temporal y el fusible actúe, solo resulta afectado el usuario representado a través del Puesto de Transformación 356.

En el punto D del unifilar se encuentra instalado un fusible 15K, el cual debe actuar entre dicho punto y el punto E. En este caso, y como se ve en la *Figura 8.12*, este fusible coordina adecuadamente con el reconectador, encontrándose sus curvas por encima de las rápidas de este último y respetando el margen de 25% de separación entre la curva de mínima fusión del fusible y las de operación rápida del reconectador.

En el punto C se encuentra un fusible 25K, debiendo actuar el mismo ante corrientes de fallas presentes entre dicho punto y el punto D. Para la máxima corriente que deberá interrumpir, la cual corresponde a 341,2A calculada en la Ec. 64, el mismo tardará aproximadamente 0,16 segundos en interrumpir dicha corriente, de acuerdo a lo que muestra la *Figura 8.12*. En lo que respecta a la coordinación, se debe notar de la misma figura mencionada anteriormente que las curvas del fusible 25K se encuentran por encima de las curvas de operación rápida del reconectador y por debajo de las de operación lenta del mismo equipo, mientras que, con el fusible de 15K, mantienen una separación mayor a 25% entre la curva de máxima actuación del fusible 15K y la curva de mínima fusión del fusible 25K.

En cuanto al seccionalizador ubicado en el punto B, el mismo posee ajustado para su apertura tres operaciones del reconectador aguas arriba, pero no se pudo obtener la corriente mínima de operación ajustada por la cooperativa, por lo que se considerará que la misma corresponde a  $I_{cCE} = 78,3A$ , de manera que, para fallas entre los puntos B y C, el encargado de producir la apertura del circuito es el seccionalizador cuando el reconectador se encuentre abierto, y, para fallas aguas abajo del punto C, deberán actuar los fusibles correspondientes, quedando como elemento de respaldo el seccionalizador operando en forma conjunta con el reconectador. Esto se logra de la siguiente manera: al presentarse una falla en un punto de la red aguas abajo de C, el seccionalizador y los fusibles aguas abajo de dicho punto la detectarán, pero los que la despejarán serán los fusibles correspondientes, ya que los mismos deben esperar las dos operaciones rápidas del reconectador para poder actuar, mientras que el seccionalizador debe esperar tres operaciones del reconectador, quedando como protección de respaldo ante la posible no apertura de alguno de los fusibles.

Finalmente, en el punto A, se encuentra instalado el único reconectador de la red Rauch, el cual posee un valor de corriente mínima de actuación ajustada de 20A para fallas de fase. En base a las curvas configuradas, se graficaron las cuatro operaciones del reconectador en la *Figura 8.12*, donde se puede ver la adecuada coordinación con los demás dispositivos aguas abajo.

## 9 CONCLUSIÓN GENERAL

---

La primera mitad de este trabajo permitió la interiorización con redes de distribución primaria aéreas, principalmente de tipo rural, las cuales en su mayoría son propiedad de cooperativas y operadas por las mismas. Un claro ejemplo de esto es la empresa CEDEL, desarrollada en el punto 8 del trabajo, de la cual se pudo obtener también información enriquecedora durante la realización de la Práctica Profesional Supervisada en la misma, además de ser la inspiración para la elección del tema del presente Trabajo Final.

Por otro lado, dado que la gravedad de la falla que se presente depende de la carga abastecida por la red y de la cantidad de usuarios, resulta fundamental contar con los dispositivos de protección adecuados, disminuir los tiempos de reposición y evitar la desconexión innecesaria de usuarios, logrando esto último a través de una adecuada coordinación de los equipos de protección existentes, en la medida de lo posible. Aunque en este trabajo se realizó un simple estudio de las protecciones de una parte de una de las redes de CEDEL a modo de ejemplo, realizar la coordinación de las mismas en toda una red requiere en principio un exhaustivo estudio tanto de cortocircuito como de flujo de carga, utilizando algún programa de simulación de los mismos, y luego, mediante el mismo u otro programa, realizar la coordinación de las curvas de los dispositivos. Esto no resulta sencillo ya que este tipo de redes aéreas suelen ser muy extensas. Para tener una idea de la dimensión de las mismas, se puede tomar como ejemplo los esquemas geográficos mostrados en el trabajo, de las redes de CEDEL.

Como conclusión final, se puede mencionar el hecho de que las protecciones de la red Rauch de CEDEL, instaladas en el tramo de línea seleccionado para el análisis, se encuentran adecuadamente coordinadas, tanto desde el punto de vista de las corrientes nominales como de las corrientes de cortocircuito trifásicas; y que los criterios de coordinación y ajustes mencionados en el punto 7 del presente trabajo se cumplen, a excepción de los tiempos de recierre del reconector, ya que el mismo posee los mencionados tiempos con un valor muy elevado, provocando además, que no se deba tener en cuenta el desplazamiento de las curvas de los fusibles debido al calentamiento que experimentarían por la circulación de la corriente de falla.

## 10 REFERENCIAS

---

- [1] Figura recuperada de los apuntes de la cátedra “*Distribución de la Energía Eléctrica*”, Facultad de Ingeniería, UNLP.
- [2] Recuperado de <https://www.edelap.com.ar/>
- [3] Transba S.A. (2020). *Guía de referencia del sistema de transporte de energía eléctrica por distribución troncal de Buenos Aires*.
- [4] Figuras recuperadas de los apuntes de la cátedra “*Diseño de Líneas de Transmisión y Estaciones Transformadoras*”, Facultad de Ingeniería, UNLP.
- [5] Burke, J. (1994). *Power Distribution Engineering, Fundamentals and Applications*.
- [6] Kersting, W.H. (2012). *Distribution System Modeling and Analysis*.
- [7] Recuperado de <https://e-management.mx/2015/10/09/recomendaciones-para-la-instalacion-de-cables-de-energia/>
- [8] Cables de Energía y Telecomunicaciones S.A (2008). *Cables y Tecnología, Boletín Técnico*.
- [9] Cervantes, J (1995). *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*.
- [10] [https://editores-srl.com.ar/sites/default/files/ie333\\_aea\\_repotenciacion.pdf](https://editores-srl.com.ar/sites/default/files/ie333_aea_repotenciacion.pdf)
- [11] Asociación Electrotécnica Argentina (2006). *Reglamento Sobre Centros de Transformación y Suministro en Media Tensión*.
- [12] [coideasa.com/red\\_aerea\\_compacta\\_files/CATALOGO%20REDES%20COMPACTAS.pdf](http://coideasa.com/red_aerea_compacta_files/CATALOGO%20REDES%20COMPACTAS.pdf)
- [13] Recuperado de <https://www.coideasa.com/cables-y-conductores-para-mt.php>
- [14] Asociación Electrotécnica Argentina (2003). *Reglamento Para la Ejecución de Líneas Aéreas Exteriores*.
- [15] Dirección Provincial de Energía (1978). *Reglamento Técnico y Normas Generales*.
- [16] Recuperado de <https://incable.com/>
- [17] Recuperado de <https://electromisiones.com.ar> y <https://materialesapruebadeexplosion.com.ar>
- [18] Recuperado de <https://www.coideasa.com/>
- [19] Recuperado de <https://www.epen.gov.ar/>
- [20] Recuperado de [https://es.tciinsulator.com/home/product\\_100\\_1.htm](https://es.tciinsulator.com/home/product_100_1.htm)
- [21] Norma IEC 60071-1 (1993). *Isulation co-ordination*.
- [22] Torres Yeimi, Pineda Karen (2017). Trabajo de Grado “*Seguimiento a los Factores Incidentes en la Vida Útil de Transformadores de Distribución Tipo Poste en la Ciudad de Barranquilla*”, Universidad de La Costa, Colombia.

- [23] EATON, Powering Business Worldwide (2018). *Calidad de Energía en Media Tensión para Sistemas de Distribución*.
- [24] Recuperado de <https://www.industriaminera.cl/producto/h-briones-sistemas-electricos-sa-reguladores-de-voltaje-monofasicos/>
- [25] Cooper Power Systems (2012). *Instrucciones de instalación, funcionamiento y mantenimiento del regulador de voltaje VR-32 con cambiador de tomas Quik-Drive*.
- [26] Gönen, T. (2014). *Electric Power Distribution Engineering*.
- [27] Short, T.A. (2004). *Electric Power Distribution, Handbook*.
- [28] IEC 60060-1 "High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements".
- [29] Recuperado de <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/61445>
- [30] IEEE C62.22-1997, *Guide for Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems*.
- [31] Ensayos tipo a realizar, de acuerdo a lo establecido por las normas IEC 62271-111 e IEEE C47.60.
- [32] Norma IEC 62271-111 (2012). *High-voltage switchgear and controlgear - Part 111: Automatic circuit reclosers and fault interrupters for alternating current systems up to 38 kV*.
- [33] Norma IEEE C37.60 (1993). *Standard Requirements for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Reclosers and Fault Interrupters for AC Systems*.
- [34] Anderson, P.M. (1999). *Power System Protection*.
- [35] Recuperado de <https://es.cnrockwill.com/>
- [36] Schneider Electric (2021). *U-Series Three-Phase Recloser/W-Series Single-Phase Recloser*.
- [37] NULEC Industries (2001). *Reconectador automático Serie-N*.
- [38] Schneider Electric (2017). *Windows Switchgear Operating System 5*.
- [39] Siemens (2016). *Reconectador al vacío 3AD de Siemens*.
- [40] Schneider Electric (2020). *Automatic Circuit Recloser/Sectionalisers*.
- [41] Schneider Electric (2017). *ADVC Controller Range*.
- [42] NOJA Power (2011). *OSM, Manual Del Usuario*.
- [43] Cooper Power Systems (1976). *Seccionadores tipo GN3 (forma 2), instrucciones de mantenimiento*.
- [44] Catálogo ABB. *Autolink, seccionalizador automático electrónico seteable*.
- [45] ABB (2010). *ABB AutoLink, Seccionalizador Electrónico Trifásico*.

- [46] S&C Electric Company (2013). *Cortacircuitos Fusible de Simple Expulsión Tipo XS*.
- [47] METAL-Ce S.R.L (2013). *Seccionadores de Baja y Media tensión, descargadores de sobretensión poliméricos para Media tensión de óxido de zinc, aisladores poliméricos de retención-suspensión y de perno rígido para Media tensión, fusibles para Baja y Media tensión*.
- [48] FUSELCO Ltda. (2015). *Catálogo Delta M.R., Fusibles de expulsión 2015*.
- [49] LUHFSEER. *Fusibles de Expulsión Para Desconectores Aéreos*.
- [50] IEEE C 37.42-2016- "*IEEE Standard Specifications for High-Voltage (>1000 V) Fuses and Accessories*". IEEE C 37.47-2011- "*IEEE Standard Specifications for High-Voltage (>1000 V) Distribution Class Current-Limiting Type Fuses and Fuse Disconnecting Switches*".
- [51] Recuperado de [sandc.com/es/productos-y-servicios/productos/eslabones-fusibles-positrol2/](http://sandc.com/es/productos-y-servicios/productos/eslabones-fusibles-positrol2/)
- [52] Fammie Fami S.A. *Elementos Fusibles Positrol: Manual de Coordinación, Métodos de Cálculo y Tablas de Selección*.