

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“ANÁLISIS DE FALLA A TIERRA EN ALIMENTADORES DE UN SISTEMA  
DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON NEUTRO AISLADO EN 10KV”**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE**

**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**JOSÉ LUIS ARRIETA ARIZAGA**

**PROMOCIÓN 2007-II**

**LIMA – PERÚ**

**2011**

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mis padres y hermana por su apoyo constante durante mis estudios universitarios, y a mi esposa por motivarme a perseverar en la elaboración de este trabajo.

## CONTENIDO

<b>PRÓLOGO</b>	<b>6</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>8</b>
1.1. Antecedentes	8
1.2. Problemática	8
1.3. Objetivos	9
1.4. Alcance	9
1.5. Justificación	9
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>FUNDAMENTO TEÓRICO</b>	<b>10</b>
2.1 Sistema de distribución eléctrica	10
2.1.1. Descripción	10
2.1.2. Componentes	11
2.1.3. Configuración	16
2.2 Fallas en sistemas de distribución eléctrica	19
2.2.1. Descripción	19
2.2.2. Método de componentes simétricas	20
2.2.3. Cortocircuito	32
2.2.4. Falla a tierra	36
2.3 Protección en la salida de un alimentador	38
2.3.1. Descripción	38

2.3.2.	Equipos de protección en la salida de un alimentador	38
--------	--	----

### **CAPÍTULO III**

#### **ANÁLISIS DE FALLA A TIERRA EN ALIMENTADORES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON NEUTRO AISLADO EN 10 kV**

3.1.	Sistema de distribución eléctrica con neutro aislado en 10kV	43
3.1.1.	Características	43
3.1.2.	Ventajas y desventajas	44
3.2.	Análisis de falla a tierra en alimentadores de un sistema de distribución eléctrica con neutro aislado en 10 kV	45
3.2.1.	Cables y conductores de media tensión	45
3.2.2.	Consideraciones para el análisis de falla a tierra	47
3.2.3.	Análisis de falla a tierra	47

### **CAPÍTULO IV**

#### **AJUSTES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL RELÉ DE PROTECCIÓN**

4.1.	Funciones de falla a tierra del relé de protección	58
4.2.	Ajustes de las funciones de falla a tierra de los relés de protección en la salida de cada alimentador, según la cantidad de alimentadores existentes	59
4.2.1.	Criterios para determinar los ajustes de la protección	59
4.2.2.	Ajustes de la protección con cuatro alimentadores existentes	60
4.2.3.	Ajustes de la protección con dos alimentadores existentes	60
4.3.	Características técnicas del relé de protección	61
4.3.1.	Registros	61
4.3.2.	Comunicación	62

<b>CONCLUSIONES</b>	<b>64</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>66</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>67</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>69</b>
Anexo 1. Parámetros de cables y conductores de BT y MT	70
Anexo 2. Información técnica del relé de protección digital REF541	86

## **PRÓLOGO**

Este informe proporciona el método de cálculo de las corrientes y tensiones homopolares que aparecen en las salidas de alimentador de un sistema de distribución con neutro aislado en 10kV ante una condición de falla a tierra. Sus resultados brindan el sustento necesario para establecer valores adecuados en el ajuste de las funciones de protección de falla a tierra disponibles en los relés de protección.

La estructura del presente informe de ingeniería contempla cuatro (4) capítulos que a continuación se detallan:

El primer capítulo del informe incluye la descripción de los antecedentes, objetivos, alcance y justificación.

El segundo capítulo trata el fundamento teórico de un sistema de distribución eléctrica, los tipos de falla que se presentan en dicho sistema y la protección en la salida de un alimentador.

El tercer capítulo se refiere al análisis de falla a tierra en alimentadores con el tipo de sistema en estudio, el cual consta de la descripción del sistema neutro aislado en 10kV y el análisis correspondiente a este tipo de falla.

El cuarto capítulo describe las funciones de falla a tierra y los ajustes necesarios de los relés de protección en la salida de cada alimentador, según la

cantidad de alimentadores existentes. Además, trata las características técnicas de los relés de protección que deben ser consideradas para su aplicación.

Los anexos de este trabajo están conformados por parámetros eléctricos de cables y conductores de media tensión, así como por información técnica de un relé de protección digital.

## **CAPÍTULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

#### **1.1. ANTECEDENTES**

Las fallas en un sistema de distribución eléctrica ponen en riesgo sus instalaciones y la seguridad humana, así como afectan la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica.

La aplicación del relé de protección para ordenar la apertura de un interruptor con motivo de eliminar la condición de falla en un circuito, requiere que los valores de ajuste en sus funciones de protección tengan un análisis que los sustente.

#### **1.2. PROBLEMÁTICA**

Sin un adecuado análisis de falla no se puede realizar el ajuste correcto de los relés de protección y, por tanto, no se puede asegurar su actuación oportuna ante una falla o existe la posibilidad que provoque interrupciones innecesarias por su actuación incorrecta.



### **1.3. OBJETIVOS**

- Analizar la falla a tierra en alimentadores de un sistema de distribución eléctrica con neutro aislado en 10kV.
- Establecer los ajustes de las funciones de falla a tierra de los relés de protección en la salida de cada alimentador, según la cantidad de alimentadores existentes.

### **1.4. ALCANCE**

Este trabajo analiza el comportamiento del sistema de distribución eléctrica con neutro aislado en 10kV ante una falla a tierra en uno de los alimentadores. Así mismo, propone los ajustes de las funciones de falla a tierra de los relés de protección en la salida de cada alimentador, según la cantidad de alimentadores existentes.

### **1.5. JUSTIFICACIÓN**

El análisis de fallas sirve para prever el comportamiento del sistema ante algún tipo de condición no deseada y establecer el ajuste adecuado de los relés de protección. Dado que las fallas a tierra son las más frecuentes en un sistema de distribución eléctrica y atentan contra la integridad de las personas, es conveniente su estudio en particular.

## CAPÍTULO II

### FUNDAMENTO TEÓRICO

#### 2.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

##### 2.1.1. Descripción

El sector eléctrico se divide en generación, transmisión y distribución (ver figura 2.1).

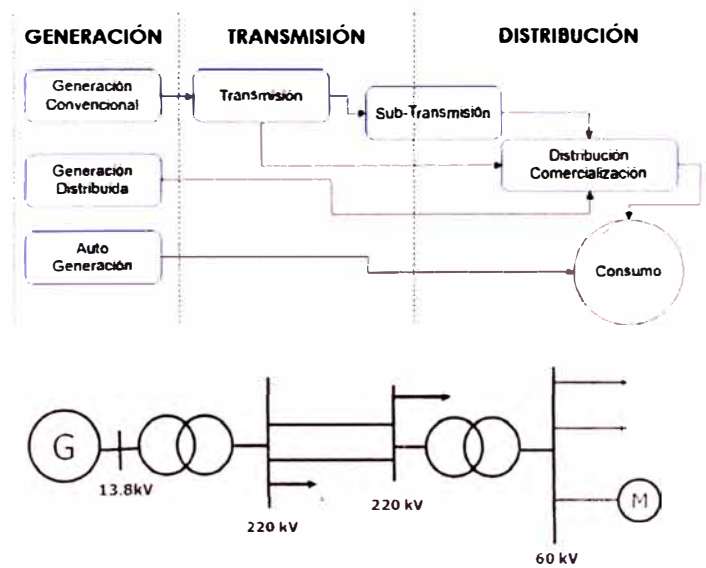


Figura 2.1. Sector eléctrico

El sistema de distribución eléctrica es aquel que tiene un nivel de tensión menor o igual a 60 kV, cuya misión es abastecer de energía eléctrica a consumidores (clientes) en alta, media o baja tensión.

### 2.1.2. **Componentes**

Está constituido por:

#### 2.1.2.1. **Red de alta tensión**

Es el conjunto de conductores eléctricos en el nivel de tensión de 60 kV que están dispuestos como líneas aéreas (ver figura 2.2). Su función es abastecer e interconectar a las subestaciones de transmisión (SETs). También sirven para entregar energía a clientes en alta tensión.



Figura 2.2. Red de alta tensión

### 2.1.2.2. Subestaciones de transmisión

También denominadas SETs, son instalaciones donde se reduce el nivel de alta tensión a media tensión (ver figura 2.3), mediante transformadores de potencia de dos devanados (60/10 kV) o tres devanados (60/22.9/10 kV).



Figura 2.3. Subestación de transmisión

### 2.1.2.3. Alimentadores.-

Son las redes de distribución en niveles de tensión de 22.9 ó 10 kV que suministran energía eléctrica a subestaciones de distribución (SEDs) y clientes en media tensión. Están conectadas a las barras de media tensión de una subestación de transmisión, en donde tienen celdas de salida (ver figura 2.4) con cables (ver figura 2.5) y equipos de protección asociados (ver figura 2.6). Sus troncales y derivaciones están constituidas por conductores aéreos (ver figura 2.7) como por cables subterráneos (ver figura 2.8).



Figura 2.4. Celdas de salida de alimentadores



Figura 2.5. Cables en la salida del alimentador



Figura 2.6. Equipos de protección



Figura 2.7. Conductores aéreos

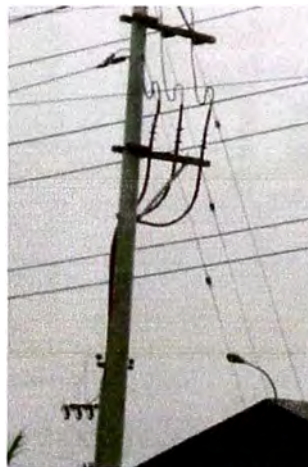


Figura 2.8. Cables subterráneos

#### 2.1.2.4. Subestaciones de distribución.-

También denominadas SEDs, son instalaciones que reducen la tensión de niveles de 22.9 ó 10 kV al nivel de utilización en 220 V para abastecer a las redes de utilización. Pueden ser de tipo convencional (ver figura 2.9), aérea (ver figura 2.10) o compacta (ver figura 2.11).



Figura 2.9. Subestación de distribución convencional



Figura 2.10. Subestación de distribución aérea (monoposte y biposte)

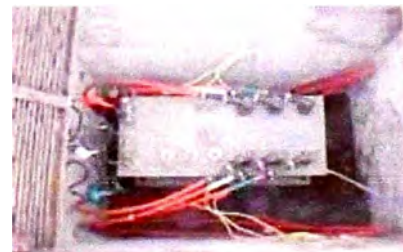


Figura 2.11. Subestación de distribución compacta (pedestal y bóveda)



#### 2.1.2.5. Red de utilización.-

Es el conjunto de cables y conductores eléctricos en el nivel de 220 V que sirve para suministrar energía a los clientes en baja tensión.

#### 2.1.2.6. Acometida.-

Es el cable o conductor eléctrico que enlaza las instalaciones propias del consumidor en baja tensión con la red de utilización. Comprende desde el empalme hasta la conexión al medidor.

### 2.1.3. Configuración

La configuración del sistema de distribución eléctrica puede ser:

#### 2.1.3.1. Radial

Es aquella en la que el flujo de energía eléctrica va en un solo sentido (ver figura 2.12), desde la subestación hacia los consumidores (clientes).

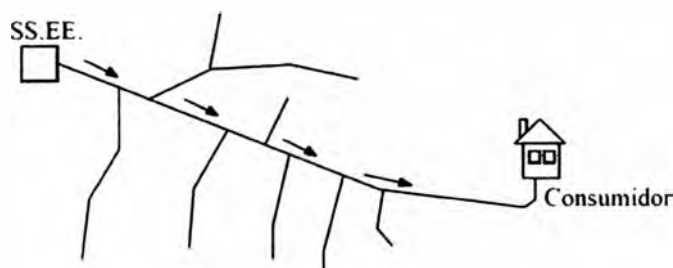


Figura 2.12. Configuración radial



En caso ocurra un cortocircuito, la corriente eléctrica siempre va en el sentido de la subestación hacia el punto de falla.

Cuando actúa la protección, las barras circuito abajo del punto de falla quedan desenergizadas y, por tanto, los clientes que se conectan a ellas también quedan desenergizados.

Dentro de sus ventajas se pueden resaltar su diseño sencillo y sistema de protección simple.

Sin embargo, tiene alta tasa de interrupciones y problemas de caída de tensión.

La configuración radial es la más utilizada para los alimentadores de sistemas de distribución eléctrica.

#### 2.1.3.2. En anillo

Es un tipo de sistema que involucra más de una ruta para la entrega de potencia hacia los clientes, donde la corriente siempre converge hacia el punto de falla (ver figura 2.13).

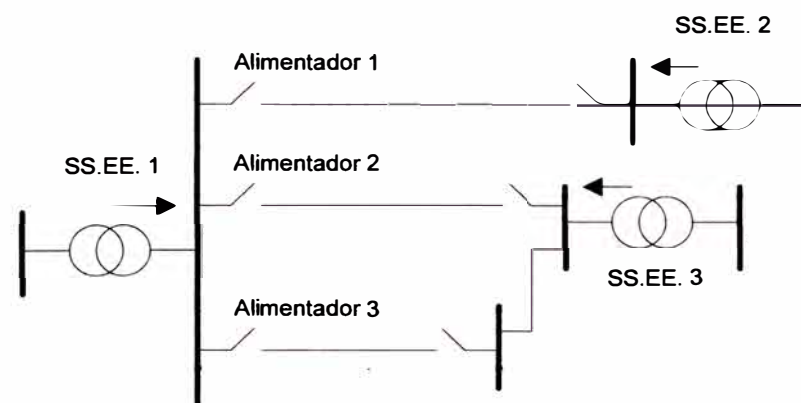


Figura 2.13. Configuración en anillo

La gran ventaja de este sistema es que cuando se producen fallas, la protección actúa desconectando la línea, pero las barras no quedan desenergizadas; por tanto, garantiza el suministro de energía a los clientes.

Dentro de sus ventajas se pueden resaltar su baja tasa de interrupciones y menor caída de tensión, respecto a la configuración radial.

Sin embargo, tiene un diseño y sistema de protección más complejos.

#### 2.1.3.3. En anillo abierto

Existen alimentadores que cuentan con zonas en configuración de anillo abierto (ver figuras 2.14, 2.15 y 2.16) con la finalidad de reducir la duración de las interrupciones, dado que permite la desconexión del tramo afectado por falla y la conexión a un circuito auxiliar para el suministro de los clientes desde otro alimentador.

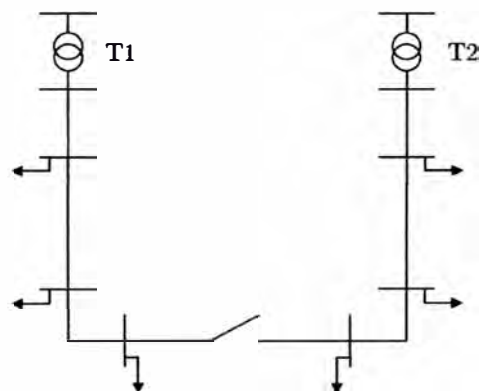


Figura 2.14. Configuración en anillo abierto

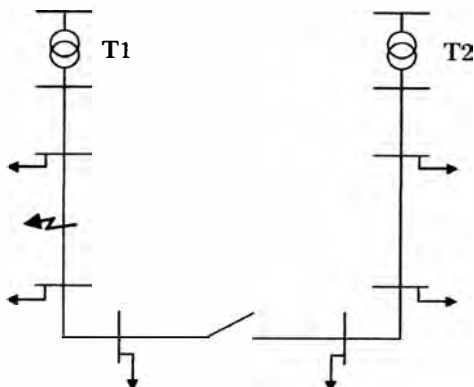


Figura 2.15. Condición de falla con una configuración en anillo abierto

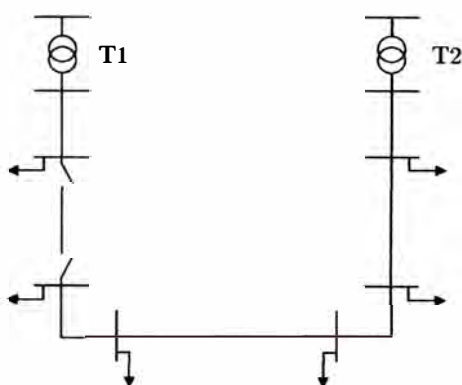


Figura 2.16. Conexión al circuito auxiliar luego de desconexión del tramo afectado

## 2.2. FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

### 2.2.1. Descripción

Se denominan fallas a aquellos incidentes que generan una condición no deseada de desbalance de tensión y corriente en un sistema eléctrico, dado que ponen en riesgo sus equipos, atentan contra la integridad de las personas y perjudican la calidad del servicio. Se deben, por lo general, a: intentos de robo; animales u objetos que hacen contacto

con los conductores de la red; defectos en las conexiones, en los conductores o en el aislamiento por envejecimiento del material; y excesiva suciedad acumulada en aisladores.

Las fallas pueden ser del tipo paralelo (cortocircuito y falla a tierra) o del tipo serie (circuito abierto).

### 2.2.2. Método de componentes simétricas

Este método, utilizado ampliamente para el análisis de fallas y ajuste de los relés de protección, consiste en descomponer las tensiones y corrientes de un sistema trifásico desbalanceado en tensiones y corrientes balanceadas (simétricas) correspondientes a tres sistemas denominados como secuencia positiva, negativa y cero (ver figura 2.17). Cada tipo de falla tiene una conexión determinada de las redes de secuencia.

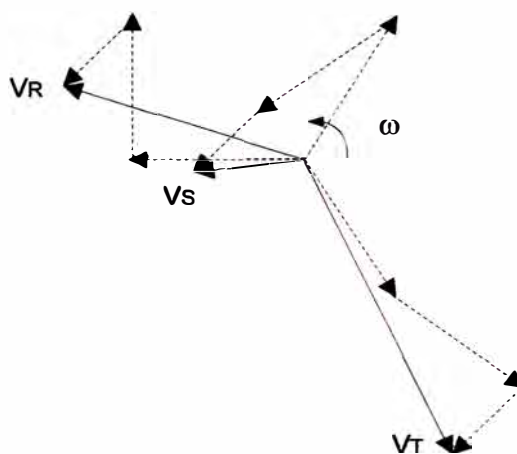


Figura 2.17. Descomposición de tensiones desbalanceadas en sus componentes simétricas

### 2.2.2.1. Secuencia positiva

Consta de tres fasores de la misma magnitud y desfasados en  $120^\circ$ , con sentido de rotación antihorario (ver figura 2.18). Se denota con el subíndice 1.

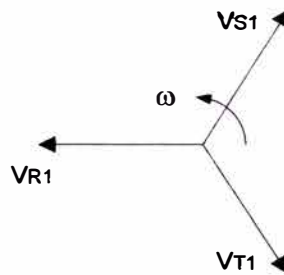


Figura 2.18. Secuencia positiva

### 2.2.2.2. Secuencia negativa

Consta de tres fasores de la misma magnitud y desfasados en  $120^\circ$ , con una secuencia de fases opuesta a la secuencia positiva y sentido de rotación antihorario (ver figura 2.19). Se denota con el subíndice 2.

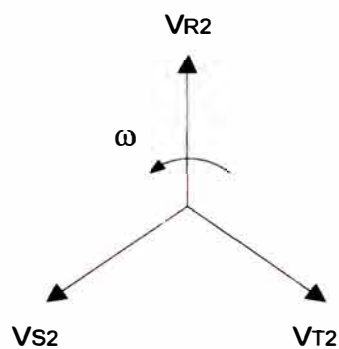
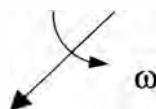


Figura 2.19. Secuencia negativa

### 2.2.2.3. Secuencia cero

Consta de tres fasores de la misma magnitud y en fase, con sentido de rotación antihorario (ver figura 2.20). Se denota con el subíndice 0.



$$V_{R0} = V_{S0} = V_{T0}$$

Figura 2.20. Secuencia cero

### 2.2.2.4. Equivalencia entre las tensiones y corrientes de fase con sus componentes simétricas

Dado que los tres fasores en cualquier secuencia son iguales en magnitud, los tres sistemas de secuencia pueden expresarse en términos de una sola fase, utilizando como referencia a la fase "R":

#### Ecuación 2.1

- Secuencia positiva

$$V_{R1} = V_{R1} ; V_{S1} = a^2 V_{R1} ; V_{T1} = a V_{R1}$$

- Secuencia negativa

$$V_{R2} = V_{R2} ; V_{S2} = a V_{R2} ; V_{T2} = a^2 V_{R2}$$

- Secuencia cero

$$V_{R0} = V_{R0} ; V_{S0} = V_{R0} ; V_{T0} = V_{R0}$$

Los coeficientes  $a$  y  $a^2$  son operadores, que al ser multiplicados a un fasor, originan su rotación en  $120^\circ$  ó  $240^\circ$ , respectivamente, sin alterar su magnitud:

Ecuación 2.2

$$a = 1\angle 120^\circ; \quad a^2 = 1\angle 240^\circ; \quad 1 + a + a^2 = 0$$

Es así que cualquier sistema trifásico puede expresarse como la suma de sus componentes simétricas, de la siguiente manera:

$$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0}$$

$$V_S = V_{S1} + V_{S2} + V_{S0} = a^2 V_{R1} + a V_{R2} + V_{R0}$$

$$V_T = V_{T1} + V_{T2} + V_{T0} = a V_{R1} + a^2 V_{R2} + V_{R0}$$

Puesto que se sabe que la fase "R" sirve de referencia, puede expresarse también:

Ecuación 2.3

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0$$

$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0$$

De la misma manera, se obtiene:

**Ecuación 2.4**

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0$$

De la ecuación 2.4:

$$I_R + I_S + I_T = (1 + a^2 + a)I_1 + (1 + a + a^2)I_2 + 3I_0$$

Luego, de la ecuación 2.2 se obtiene:

**Ecuación 2.5**

$$I_R + I_S + I_T = 3I_0$$

De la misma manera, se obtiene:

**Ecuación 2.6**

$$V_R + V_S + V_T = 3V_0$$

Se denomina a “3I<sub>0</sub>” y “3V<sub>0</sub>” como la corriente homopolar y tensión homopolar, respectivamente.



Utilizando las ecuaciones 2.3 y 2.4 , se obtienen:

Ecuación 2.7

$$V_{R1} = V_1 = \frac{1}{3}(V_R + aV_S + a^2V_T)$$

$$V_{R2} = V_2 = \frac{1}{3}(V_R + a^2V_S + aV_T)$$

$$V_{R0} = V_0 = \frac{1}{3}(V_R + V_S + V_T)$$

Ecuación 2.8

$$I_{R1} = I_1 = \frac{1}{3}(I_R + aI_S + a^2I_T)$$

$$I_{R2} = I_2 = \frac{1}{3}(I_R + a^2I_S + aI_T)$$

$$I_{R0} = I_0 = \frac{1}{3}(I_R + I_S + I_T)$$

Se aprecia que si cualquier componente de secuencia existe en una fase, también existe en las otras fases.

2.2.2.5. Neutro de un sistema trifásico

Se denomina como neutro de un sistema trifásico al punto de conexión común entre los mismos terminales de tres impedancias “Z” diferentes que se conectan, a su vez, a una fase diferente por su otro terminal (ver figura 2.21).

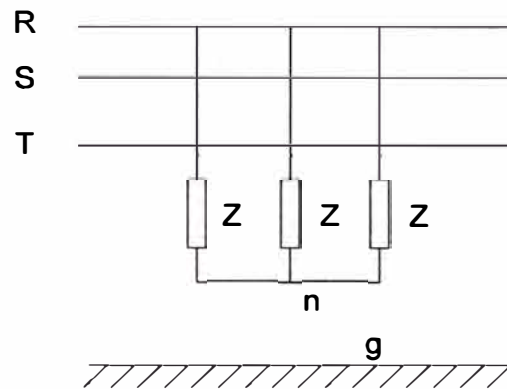


Figura 2.21. Neutro de un sistema trifásico

De las ecuaciones 2.5 y 2.6 se tiene que:

$$I_R + I_S + I_T = 3I_0$$

$$V_R + V_S + V_T = 3V_0$$

De la figura 2.21:

$$V_R = V_{Rn} + V_{ng}$$

$$V_S = V_{Sn} + V_{ng}$$

$$V_T = V_{Tn} + V_{ng}$$

Donde: n = neutro y g = tierra

Entonces:

$$(V_{Rn} + V_{ng}) + (V_{Sn} + V_{ng}) + (V_{Tn} + V_{ng}) = 3V_0$$

$$(I_{Rn} + I_{ng}) + (I_{Sn} + I_{ng}) + (I_{Tn} + I_{ng}) = 3I_0$$

Siendo el sistema balanceado, se cumple que:

$$V_{Rn} + V_{Sn} + V_{Tn} = 0$$

$$I_{Rn} + I_{Sn} + I_{Tn} = 0$$

Luego:

#### Ecuación 2.9

$$V_{ng} = V_0$$

$$I_{ng} = I_0$$

Es decir, el neutro y tierra en cualquier punto del sistema eléctrico difieren en tensión según el valor de la tensión de secuencia cero en dicho punto, que existe sólo cuando haya una conexión de retorno por tierra que permita el paso de la corriente de secuencia cero.

El tipo de conexión de los devanados de los transformadores de potencia sirve para caracterizar el neutro de un sistema de distribución, pudiéndose tener configuraciones con neutro sólidamente a tierra (ver figura 2.22), neutro a tierra mediante resistencia (ver figura 2.23), neutro a tierra mediante reactancia (ver figura 2.24), neutro aislado (ver figura 2.25) y neutro a tierra mediante reactancia sintonizada o bobina de Petersen (ver figura 2.26).

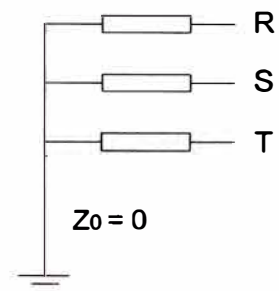


Figura 2.22. Configuración neutro sólidamente a tierra

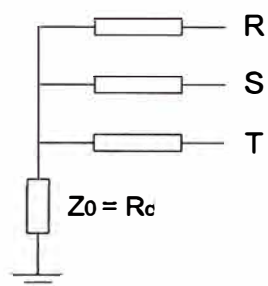


Figura 2.23. Configuración neutro a tierra mediante resistencia

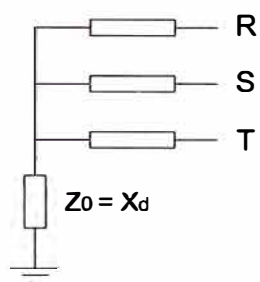


Figura 2.24. Configuración neutro a tierra mediante reactancia

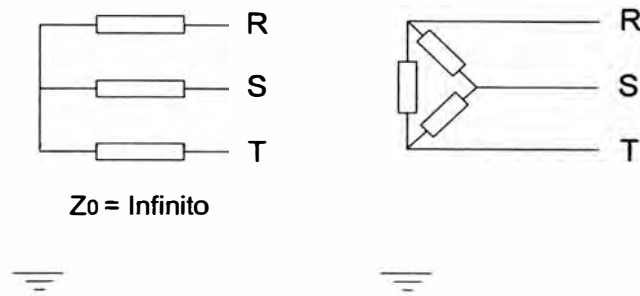


Figura 2.25. Configuración neutro aislado (en conexión estrella o delta)

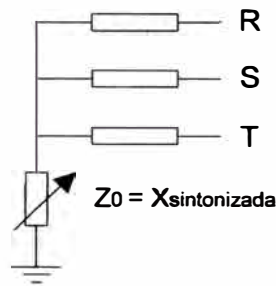


Figura 2.26. Configuración neutro a tierra mediante reactancia sintonizada (bobina de Petersen)

La elección de cualquier alternativa para la configuración del neutro tiene ciertas ventajas y desventajas en cuanto al nivel de la corriente de falla a tierra o sobretensiones en las fases no falladas, es decir, no hay una mejor solución sino que depende de las condiciones del sistema eléctrico existente (condiciones de aislamiento, requerimientos de calidad del servicio, características del sistema de protección, cambios en topología de la red, etc.).

### 2.2.2.6. Redes de secuencia

La condición de desbalance de un sistema trifásico impuesta por una falla en un punto "F" de la red, puede ser representada por la conexión del sistema trifásico balanceado original con dicho punto "F" mediante las redes de secuencia positiva, negativa y cero correspondientes al tipo de falla originada, tomando como referencia a la fase R (ver figura 2.27).

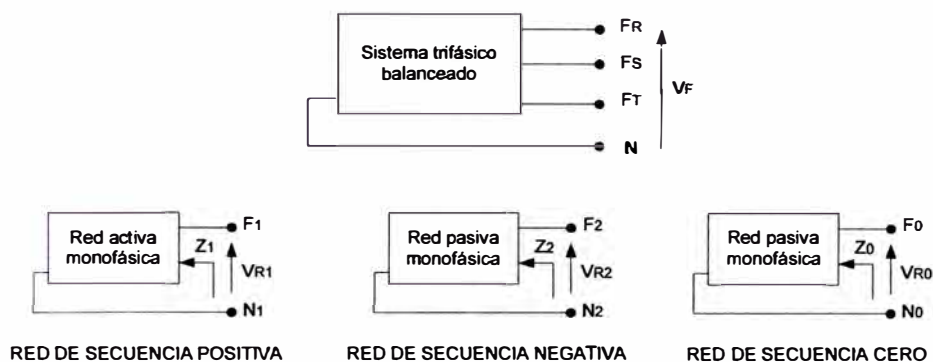


Figura 2.27. Redes de secuencia

Las redes de secuencia consisten en un circuito Thevenin equivalente entre la fase utilizada como referencia (fase R) y el neutro (N), donde se tienen tensiones y corrientes de la respectiva secuencia (ver figura 2.28).

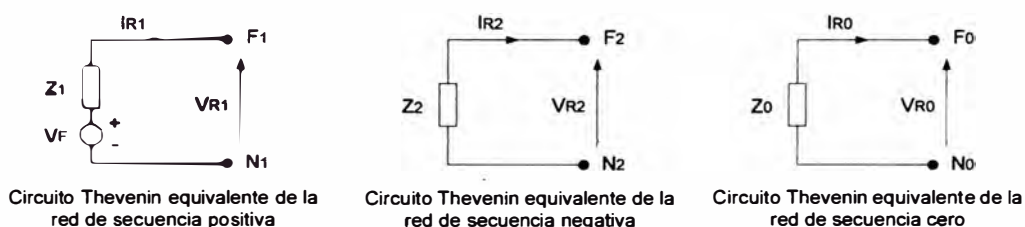


Figura 2.28. Circuitos Thevenin equivalente para las redes de secuencia

La independencia entre las redes de secuencia, es decir, que la corriente de secuencia positiva sólo genere tensión de secuencia positiva, la corriente de secuencia negativa sólo genere tensión de secuencia negativa y la corriente de secuencia cero sólo genere tensión de secuencia cero, se debe a que se asume al sistema trifásico como perfectamente balanceado antes de la falla.

Además, la red de secuencia positiva es activa como las redes de secuencia negativa y cero son pasivas. Esto se debe a que la tensión de la f.e.m. del circuito Thevenin para el caso de la secuencia positiva corresponde al valor de tensión del circuito monofásico equivalente de la red trifásica balanceada antes de la falla ( $V_F$ ); mas no así para las secuencias negativas o cero que sólo cuentan con caídas de tensión por el paso de la corriente a través de las impedancias de su respectiva red de secuencia.

Luego, se cumple:

Ecuación 2.10

$$V_{R1} = V_F - Z_1 I_{R1}$$

$$V_{R2} = -Z_2 I_{R2}$$

$$V_{R0} = -Z_0 I_{R0}$$

### 2.2.3. Cortocircuito

#### 2.2.3.1. Descripción

Se denomina así a la falla provocada por el contacto eléctrico entre dos o tres fases (bifásico o trifásico). Para sistemas de distribución, se suele despreciar el valor de la resistencia del arco eléctrico originado, considerándose la impedancia de falla sólo cuando se tenga adicionalmente contacto con tierra.

#### 2.2.3.2. Cálculo de la corriente de falla

##### – Cortocircuito bifásico

Un cortocircuito bifásico entre las fases S y T con contacto a tierra a través de la impedancia de falla  $Z_F$  se representa así:

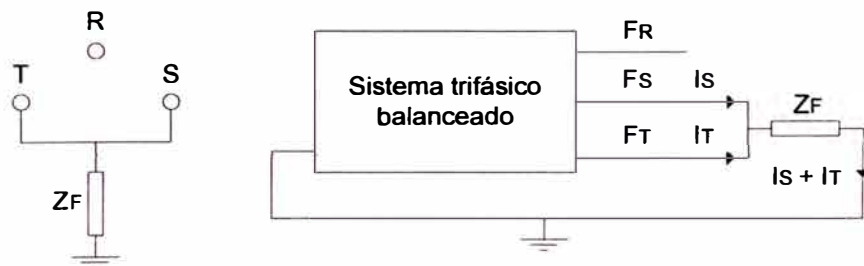


Figura 2.29. Cortocircuito bifásico con contacto a tierra



Las condiciones en el punto F de falla son:

$$I_R = 0 \quad ; \quad V_S = V_T = Z_F (I_S + I_T)$$

De las condiciones de falla y las ecuaciones 2.3, 2.4 y 2.10:

$$I_1 = -(I_2 + I_0)$$

$$V_F - Z_1 I_1 = -Z_2 I_2 = -(Z_0 + 3Z_F) I_0$$

La conexión correspondiente de las redes de secuencia es:

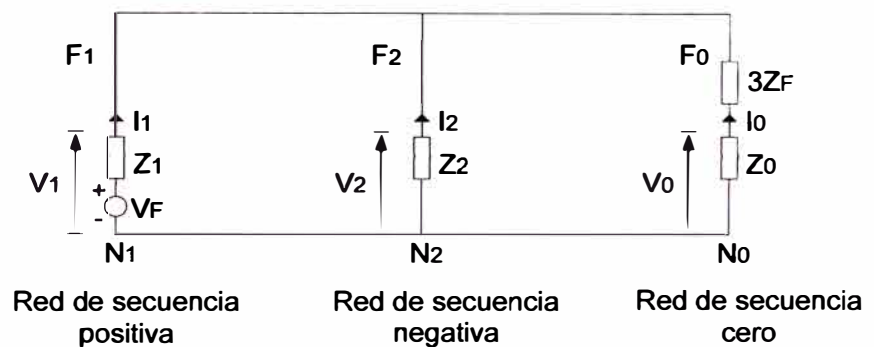


Figura 2.30. Conexión de las redes de secuencia para el cortocircuito bifásico con contacto a tierra

Luego, se deduce que:

$$I_S = I_T = \frac{\sqrt{3} V_F \sqrt{(Z_0 + 3Z_F Z_2)}}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_F)}$$

Cuando el cortocircuito bifásico entre las fases S y T no tiene contacto a tierra, se representa de la siguiente manera:

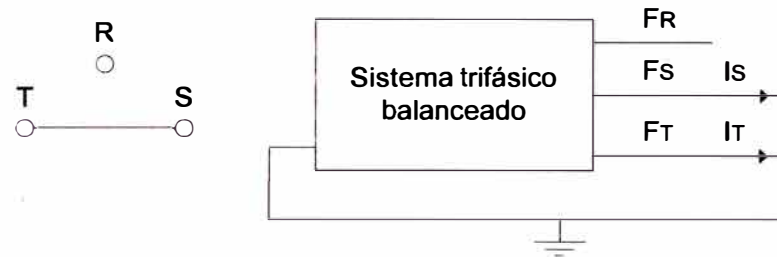


Figura 2.31. Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra

Las condiciones de falla serían:

$$I_R = 0 \quad ; \quad I_S = -I_T \quad ; \quad V_S = V_T$$

Como  $Z_F$  sería infinito, de la figura 2.30 se tendría que:

$$I_1 = -I_2 \quad ; \quad V_F = (Z_1 + Z_2)I_1$$

De la ecuación 2.4, la corriente de falla sería:

$$I_S = -I_T = \frac{-j\sqrt{3}V_F}{Z_1 + Z_2}$$

### Cortocircuito trifásico

Un cortocircuito trifásico con contacto a tierra a través de la impedancia de falla  $Z_F$  se representa de la siguiente manera:

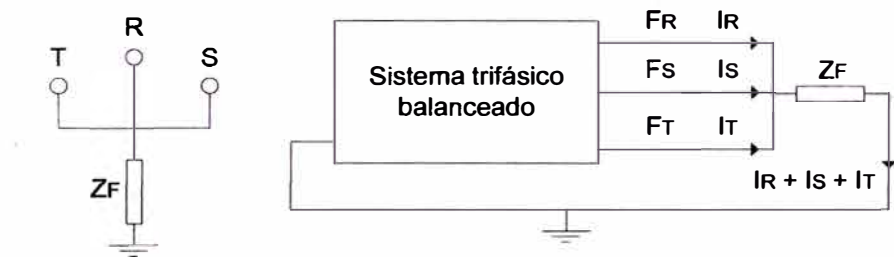
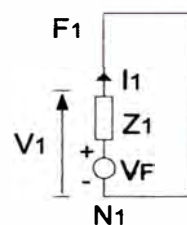


Figura 2.32. Cortocircuito trifásico con contacto a tierra

Esta falla es balanceada o simétrica, puesto que las impedancias de cada fase permanecen iguales, es así que:

$$V_R + V_S + V_T = 0 \quad ; \quad I_R + I_S + I_T = 0$$

Se tendría sólo la red de secuencia positiva ( $Z_F$  no influye):



Red de secuencia positiva

Figura 2.33. Red de secuencia positiva para el cortocircuito trifásico con o sin contacto a tierra

La corriente de falla, con o sin contacto a tierra, es igual a:

$$I_R = I_S = I_T = \frac{V_F}{Z_1}$$

## 2.2.4. Falla a tierra

### 2.2.4.1. Descripción

Se considera como tierra a los elementos que no están intencionalmente energizados en condición normal (estructuras, carcasas, suelo, etc).

La falla a tierra es la descarga eléctrica de una fase a tierra, generando tensiones de contacto y paso peligrosas para la seguridad humana.

### 2.2.4.2. Cálculo de la corriente de falla

La falla a tierra de la fase R a través de la impedancia de falla  $Z_F$  se representa de la siguiente manera:

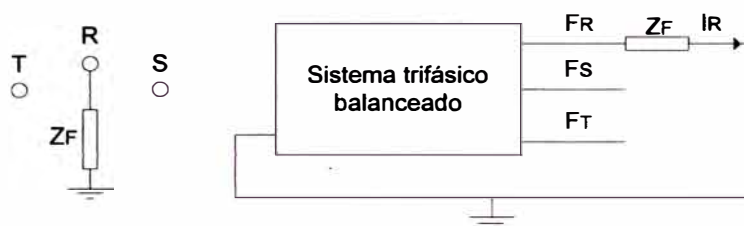


Figura 2.34. Falla a tierra

Las condiciones de falla serían:

$$V_R = Z_F I_R \quad ; \quad I_S = I_T = 0$$

De la ecuación 2.5, se obtiene:

$$V_R = 3Z_F I_0 \quad ; \quad I_R = 3I_0$$

Luego, la conexión correspondiente de las redes de secuencia es:

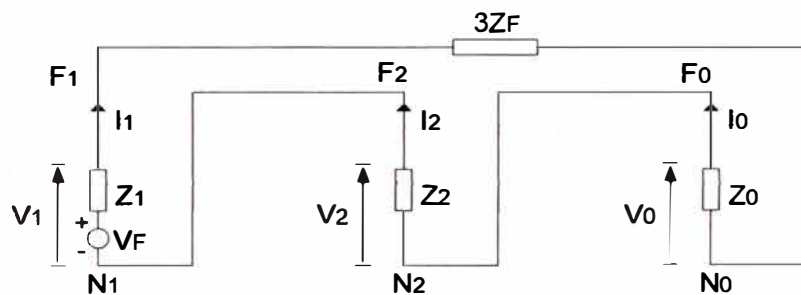


Figura 2.35. Conexión de las redes de secuencia para la falla a tierra

La corriente de falla (corriente homopolar) es igual a:

$$I_R = 3I_0 = \frac{3V_F}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_F}$$

## **2.3. PROTECCIÓN EN LA SALIDA DE UN ALIMENTADOR**

### **2.3.1. Descripción**

La protección de alimentadores sirve para reducir la influencia de una falla en la red de distribución, de modo que no se afecte su funcionamiento o se produzcan daños relativamente importantes en él, ni tampoco ponga en peligro la seguridad humana.

### **2.3.2. Equipos de protección en la salida de un alimentador**

#### **2.3.2.1. Relé de protección**

Es aquel equipo encargado de la supervisión permanente de la zona del sistema eléctrico circuito abajo del punto de conexión de los transformadores de corriente de fase y toroidal a los que está asociado, para ordenar la apertura del interruptor de potencia correspondiente ante la ocurrencia de una falla dentro de dicha zona.

Recibe señales analógicas de tensión y corriente, realizando el cierre del circuito de mando para la energización de la bobina de disparo del interruptor de potencia cuando los parámetros eléctricos alcanzan valores superiores o inferiores a ciertos límites prefijados, que son los ajustes establecidos para la protección.

Además, el relé de protección debe proveer la mayor información posible sobre el evento de falla: fecha y hora, función de protección que ordenó el disparo, valores de tensión y corriente de falla, y tiempo de operación de la protección. Dicha información sirve para determinar las

causas de la falla, es decir, establecer si existió la falla o se trató de un disparo incorrecto.

En la actualidad, se utilizan mayormente relés de protección digitales (ver figura 2.36), existiendo aún en servicio algunos del tipo electromecánico.

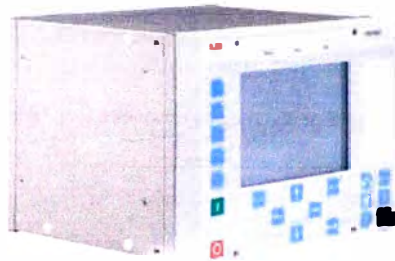


Figura 2.36. Relé de protección tipo digital

#### 2.3.2.2. Interruptor de potencia

Es un equipo de maniobra que permite realizar el cierre de un circuito (para su energización) o la apertura del mismo (para propósitos de mantenimiento, reparación o instalación sin tensión). Los tipos de interruptor de potencia que mayormente se utilizan son de vacío (ver figura 2.37) o de SF<sub>6</sub> (hexafluoruro de azufre).

Así mismo, en caso de ocurrencia de falla, tiene la capacidad de aperturar el circuito, previa orden de disparo del relé de protección.

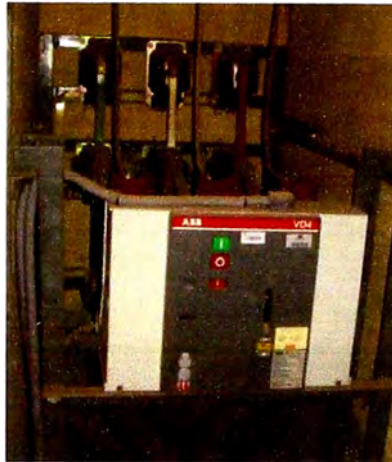


Figura 2.37. Interruptor de potencia de vacío

#### 2.3.2.3. Transformador de corriente de fases

Son aquellos equipos (ver figura 2.38) que permiten la detección de las corrientes de cada fase ( $I_R$ ,  $I_S$  e  $I_T$ ) y provee dichas señales de corriente, reducidas según su relación de transformación, al relé de protección.

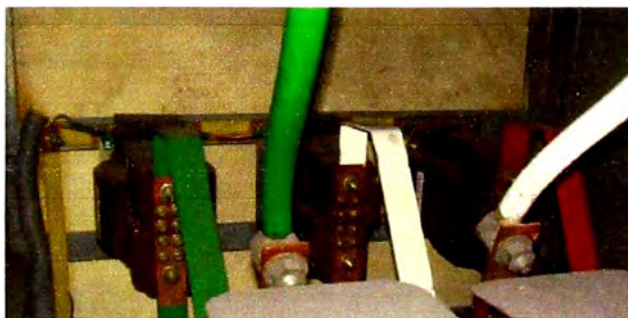


Figura 2.38. Transformadores de corriente de fases



#### 2.3.2.4. Transformador de corriente toroidal

Es aquel equipo (ver figura 2.39) que permite la detección de la corriente homopolar ( $3I_0$ ) y provee dicha señal de corriente, reducida según su relación de transformación, al relé de protección.

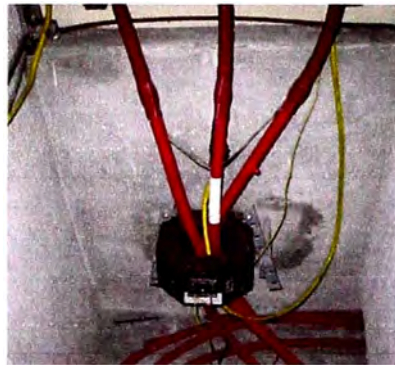


Figura 2.39. Transformador de corriente toroidal

#### 2.3.2.5. Transformador de tensión de dos devanados secundarios

Es aquel equipo (ver figura 2.40) que permite la detección de las tensiones de cada fase ( $V_R$ ,  $V_S$  y  $V_T$ ) como de la tensión homopolar ( $3V_0$ ). Provee dichas señales de tensión, reducidas según su relación de transformación para cada devanado, al relé de protección.

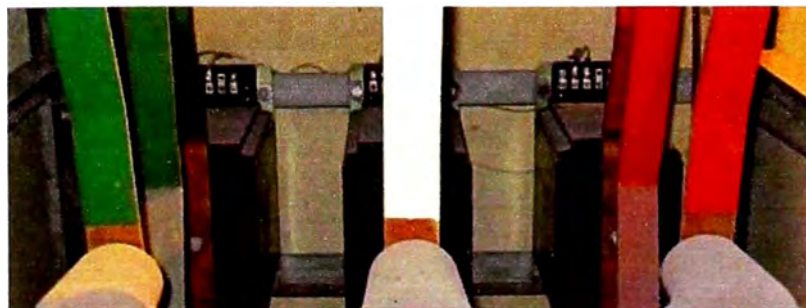


Figura 2.40. Transformador de tensión de dos devanados secundarios

### 2.3.2.6. Conexión de equipos de protección

Los equipos de protección en la salida del alimentador se conectan así:

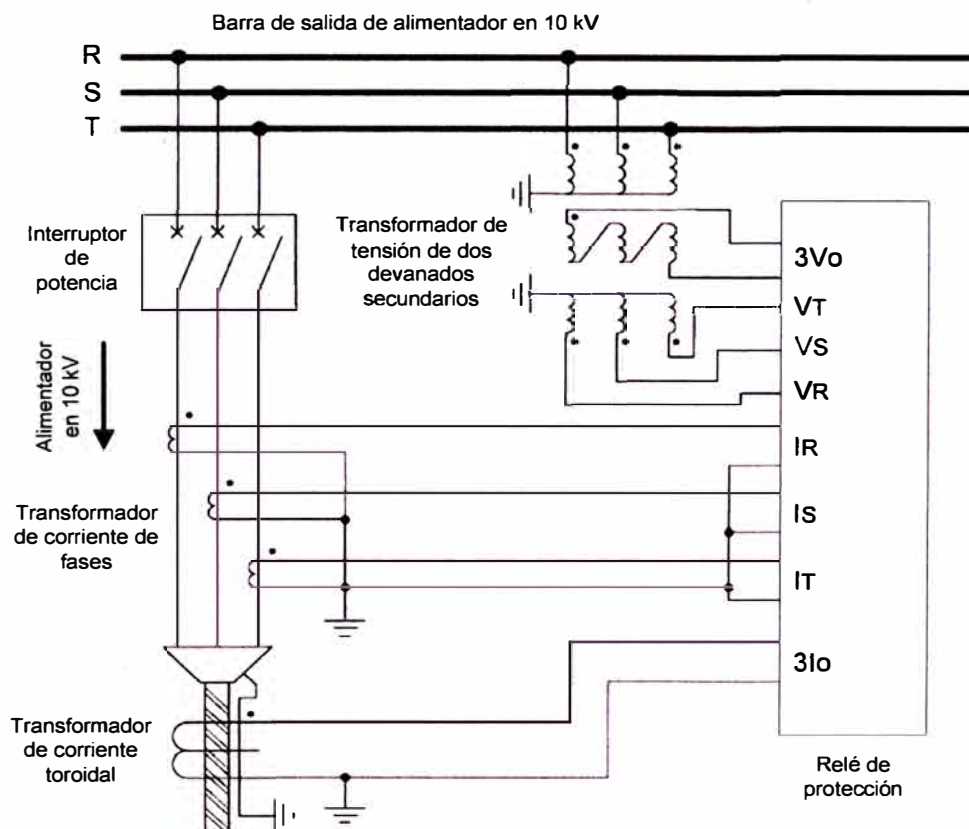


Figura 2.41.- Conexión de equipos de protección

## **CAPÍTULO III**

### **ANÁLISIS DE FALLA A TIERRA EN ALIMENTADORES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON NEUTRO AISLADO EN 10kV**

#### **3.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON NEUTRO AISLADO EN 10 kV**

##### **3.1.1. Características**

En este tipo de sistema, los alimentadores reciben la energía eléctrica de las subestaciones de transmisión de 60/22.9/10 kV (ver figura 3.1) ó 60/10 kV por el lado de 10 kV, el cual tiene su neutro aislado debido a tener las fases R, S y T en conexión delta. Los niveles de 60 y 22.9 kV tienen conexión estrella con neutro a tierra.



Figura 3.1. Subestación de transmisión de 60/22.9/10 kV

### 3.1.2. Ventajas y desventajas

Este tipo de sistema tiene como ventaja el limitar la corriente homopolar de falla a tierra a valores pequeños; sin embargo, bajo esta condición, las fases no falladas sufren sobretensiones que se mantendrán hasta que el relé de protección correspondiente actúe.

Los diagramas fasoriales de tensión antes y durante la falla a tierra (ver figura 3.2) muestran un desplazamiento del neutro, lo que origina valores de tensión más elevados en las fases sin defecto durante dicha falla.

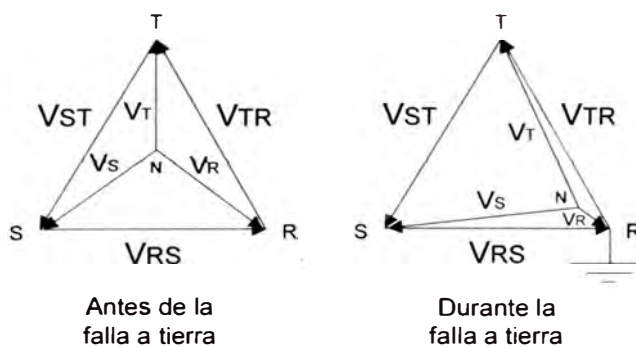


Figura 3.2 Diagrama fasorial de tensiones antes y durante la falla a tierra

Así mismo, se aprecia que el triángulo de tensiones se mantiene intacto, es decir, los valores de tensión entre fases no se alteran. Esto permite que se mantenga la calidad del servicio hasta que se elimine la falla.

### **3.2. ANÁLISIS DE FALLA A TIERRA EN ALIMENTADORES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON NEUTRO AISLADO EN 10 kV**

#### **3.2.1. Cables y conductores de media tensión**

Los cables y conductores utilizados en el nivel de tensión de 10 kV son:

NKY

Cable de energía tripolar de media tensión con conductores de cobre y aislamiento de papel.

NYSY

Cable de energía unipolar de media tensión con conductor de cobre y aislamiento de cloruro de polivinilo.

N2XSY

Cable de energía unipolar de media tensión con conductor de cobre y aislamiento de polietileno reticulado.

**NA2XSY**

Cable de energía unipolar de media tensión con conductor de aluminio y aislamiento de polietileno reticulado.

**AA**

Conductor cableado desnudo de media tensión de aleación de aluminio.

**CU**

Conductor cableado desnudo de media tensión de cobre.

**N2XS2Y-S**

Cable autoportante de media tensión con conductor de cobre y aislamiento de polietileno reticulado.

**NA2XSA2Y-S**

Cable autoportante de media tensión con conductor de aluminio y aislamiento de polietileno reticulado.

**SAX**

Conductor cableado de media tensión de aleación de aluminio protegido.

### **3.2.2. Consideraciones para el análisis de falla a tierra**

De acuerdo a los parámetros de los cables y conductores de media tensión (ver anexo 1), se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones para el análisis de falla a tierra:

El valor de la resistencia de los conductores se desprecia por tener un valor muy pequeño en comparación con las reactancias inductivas y capacitivas de los mismos.

Las reactancias inductivas de secuencia positiva y negativa de los conductores pueden despreciarse, dado que la reactancia capacitiva de secuencia cero tiene un valor relativamente mucho mayor.

La magnitud de la corriente de falla varía según la resistencia de contacto en el punto donde ocurre la falla a tierra.

### **3.2.3. Análisis de falla a tierra**

Dada una subestación de transmisión "A" con transformación de 60 a 10 kV, que cuenta con cuatro alimentadores "A-01", "A-02", "A-03" y "A-04" (ver figura 3.3), cuando ocurra una falla a tierra en algún alimentador, la corriente de falla será igual a la suma de las contribuciones de corriente capacitiva de los alimentadores no fallados conectados a la misma barra y está limitada por la resistencia de falla en el punto donde ésta ocurre.

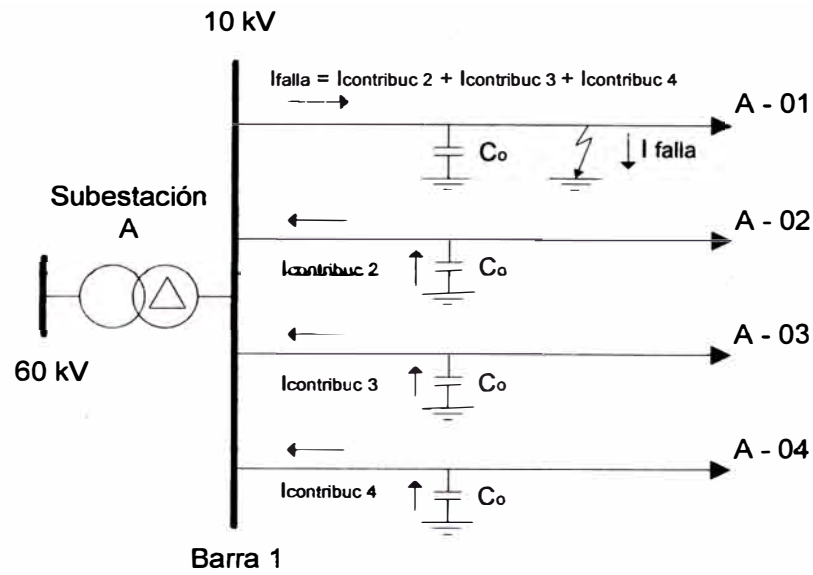


Figura 3.3. Falla a tierra en un sistema neutro aislado en 10 kV

Por tanto, el cálculo de la corriente de falla a tierra y las corrientes de contribución de cada alimentador sólo requiere tener en cuenta las capacitancias de secuencia cero de los conductores y la resistencia de falla.

De la figura 3.3, se obtiene:

$$C_{o\ alimentador} = \sum C_{o\ conductor} \times \frac{L_{conductor}}{1000}$$

$$C_{o\ barra} = \sum C_{o\ alimentador}$$

$$X_{oc} = \frac{1}{2\pi \times f (C_{o\ barra} - C_{o\ alimentador})} \times 10^6$$

$$I_{falla} = 3I_0 = \frac{3V}{\sqrt{3} \sqrt{X_{oc}^2 + R_{falla}^2}}$$

$$I_{contribucion} = 3V_0 \times 2\pi \times f \times C_{o\ alimentador} \times 10^{-6}$$

$$3V_0 = I_{falla} \times X_{oc}$$



Donde:

$I_{falla}$  = Corriente de falla a tierra (A)

$I_{contribución}$  = Corriente de contribución a la falla (A)

$3V_0$  = Tensión homopolar (V)

$X_{oc}$  = Reactancia de secuencia cero debido a la capacitancia ( $\Omega$ )

$R_{falla}$  = Resistencia de falla ( $\Omega$ )

$V$  = Tensión de la barra y alimentador = 10 000 V

$f$  = Frecuencia del sistema = 60 Hz

$C_{o\text{ barra}}$  = Capacitancia de secuencia cero de la barra ( $\mu\text{F}$ )

$C_{o\text{ alimentador}}$  = Capacitancia de secuencia cero del alimentador  
( $\mu\text{F}$ )

$C_{o\text{ conductor}}$  = Capacitancia de secuencia cero del conductor  
( $\mu\text{F} / \text{km}$ )

$L_{conductor}$  = Longitud del conductor (m)

Los valores de la capacitancia de secuencia cero, con su respectiva reactancia, para cada tipo de conductor aéreo y cable subterráneo son mostrados en las tablas 3.1 y 3.2.

Tabla 3.1. Capacitancia y reactancia de secuencia cero para conductores aéreos y cables subterráneos de 10 kV

Aéreo / Subterráneo	Simbolo	Tipo	Sección (mm <sup>2</sup> )	Xoc (Ohm/km)	Co (uF/km)
S	( )	NKY	16	17337.00	0.15300123
S	( )	NKY	25	18813.00	0.14099731
S	( )	NKY	35	14035.00	0.18899768
S	( )	NKY	70	11483.00	0.23100082
S	( )	NKY	95	10632.00	0.24949044
S	( )	NKY	120	9898.10	0.26798905
S	( )	NKY	240	8237.90	0.32199740
S	S	NYSY	16	18018.00	0.14721847
S	S	NYSY	35	14725.00	0.18014142
S	S	NYSY	70	12854.00	0.20636241
S	N	N2XSY	16	18018.00	0.14721847
S	N	N2XSY	25	18018.00	0.14721847
S	N	N2XSY	35	14725.00	0.18014142
S	N	N2XSY	50	14725.00	0.18014142
S	N	N2XSY	70	12854.00	0.20636241
S	N	N2XSY	120	10458.00	0.25364146
S	N	N2XSY	240	7880.10	0.33661786
S	N	N2XSY	300	7880.10	0.33661786
S	A	NA2XSY	50	14725.00	0.18014142
S	A	NA2XSY	95	12854.00	0.20636241
S	A	NA2XSY	120	10458.00	0.25364146
S	A	NA2XSY	185	7880.10	0.33661786
S	A	NA2XSY	400	7880.10	0.33661786
A	X	AA	33	270240.00	0.00981565
A	X	AA	35	270240.00	0.00981565
A	X	AA	67	254560.00	0.01042026
A	X	AA	70	254560.00	0.01042026
A	X	AA	120	240840.00	0.01101388
A	X	AA	125	235800.00	0.01124929
A	X	AA	185	229650.00	0.01155054
A	X	AA	240	223950.00	0.01184453
A	( )	CU	8	301000.00	0.00881257
A	( )	CU	13	294030.00	0.00902147
A	( )	CU	16	289010.00	0.00917817
A	( )	CU	21	282940.00	0.00937507
A	( )	CU	25	282940.00	0.00937507
A	( )	CU	33	271840.00	0.00975788
A	( )	CU	35	270240.00	0.00981565
A	( )	CU	42	274290.00	0.00967072
A	( )	CU	50	279070.00	0.00950508
A	( )	CU	67	253660.00	0.01045724
A	( )	CU	70	253660.00	0.01045724
A	( )	CU	120	203260.00	0.01305019

Tabla 3.1. Capacitancia y reactancia de secuencia cero para conductores aéreos y cables subterráneos de 10 kV (continuación)

Aéreo / Subterráneo	Símbolo	Tipo	Sección (mm <sup>2</sup> )	Xoc (Ohm/km)	Co (uF/km)
A	P	N2XS2Y-S	35	17769.00	0.14928147
A	P	N2XS2Y-S	50	15920.00	0.16661950
A	P	N2XS2Y-S	70	13980.00	0.18974123
A	L	NA2XSA2Y-S	35	17780.00	0.14918911
A	L	NA2XSA2Y-S	70	14043.00	0.18889001
A	L	NA2XSA2Y-S	120	11469.00	0.23128280
A	L	NA2XSA2Y-S	185	9797.10	0.27075179
A	F	SAX	70	7730.50	0.34313206
A	F	SAX	120	6342.70	0.41821029
A	F	SAX	185	5698.00	0.46552867

Tabla 3.2. Capacitancia y reactancia de secuencia cero para conductores aéreos y cables subterráneos de 22.9 kV operando en 10 kV

Aéreo / Subterráneo	Símbolo	Tipo	Sección (mm <sup>2</sup> )	Xoc (Ohm/km)	Co (uF/km)
S	N	N2XSY	50	20743.00	0.12787844
S	N	N2XSY	70	18403.00	0.14413859
S	N	N2XSY	120	15150.00	0.17508795
S	N	N2XSY	240	12035.00	0.22040568
S	N	N2XSY	300	11634.00	0.22800261
S	A	NA2XSY	50	21243.00	0.12486854
S	A	NA2XSY	95	17903.00	0.14816413
S	A	NA2XSY	120	16403.00	0.16171325
S	A	NA2XSY	185	11684.00	0.22702691
S	A	NA2XSY	400	15150.00	0.17508795
A	X	AA	35	285430.00	0.00929329
A	X	AA	70	269760.00	0.00983312
A	X	AA	120	256040.00	0.01036003
A	X	AA	185	244850.00	0.01083350
A	X	AA	240	239140.00	0.01109217
A	()	CU	16	304210.00	0.00871958
A	()	CU	35	285430.00	0.00929329
A	()	CU	70	268860.00	0.00986604









Los esquemas unifilares y simbología que serán considerados para cada alimentador son:

SIMBOLOGIA DEL ESQUEMA UNIFILAR

Subestaciones de Distribucion

	SED Convencional de Superficie
	SED Convencional Subterranea
	SED Compacta Pedestal
	SED Compacta Pedestal Subterraea
	SED Compacta Boveda
	SED Aerea Manoposte
	SED Aerea Biposte
	SED Aerea Tipo Silla

Red de Distribucion

	Red Aerea
	Red Subterranea
	Enlace Auxiliar
	Fin de Linea
	Derivacion
	Boveda de Derivacion
	Caja a nivel de Derivacion
	Celda de Derivacion

Red de Distribución

 Conductor o cable paro 22,9 operando en 10kV

Red de Distribución Aerea




( )	C.Cableado Desnudo Cobre - CU
( )*	C.Desnudo Aleacion Aluminio - AL
( )P	C.Autosoportado Cobre - CAC - N2SXSX
( )L	C.Autoportante Aluminio - CAA - NA2SXSAY
( )F	C.Aleacion Aluminio Protegido - SAX
( )C	C.Aereo Compactado - TPR AL

Red de Distribución Subterranea




















( )	Cable Tripolar NKY
( )N	Cable Seco N2XSX Unip.
( )S	Cable Seco NYSX Unip.
( )A	Cable Seco NA2XSX Unip.

SIMBOLOGIA DEL ESQUEMA UNIFILAR

Cientes de Media Tension

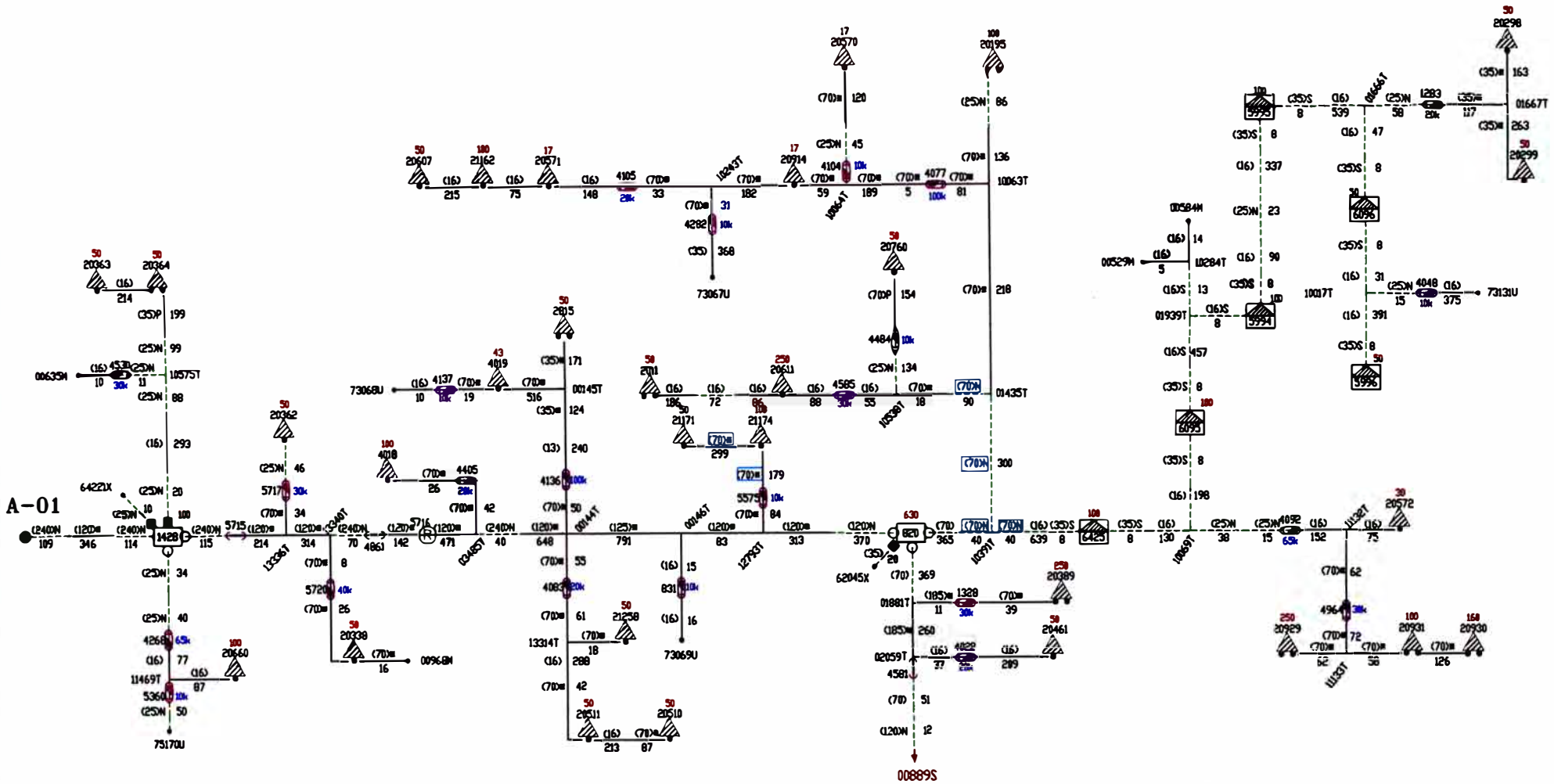
	Cliente Regulado
	Cliente libre
	Cliente libre con tarifa TD1

Equipos Electricos

	Recloser
	Regulador de Tension
	Banco de Condensadores
	Seccionador de Potencia Aereo
	Interruptor de Potencia Aereo
	Sec. Pot en caja de derivacion
	Int. Pot en caja de derivacion
	Cab. Exterior de Prot. y Secc.
	Seccionador de Potencia con fusibles
	Seccionador de Patencia sin fusible
	Seccionador con rele direccional de tierra
	Int. de potencia con rele directo - HB
	Int. sin rele
	Int. con rele de sobrecorriente de fases
	Int. con rele de sobrecorriente de fases y direccional de tierra
	Barra Directa
	Seccionador Fusible Aereo Cut-Out
	Seccionador de Linea Aereo Barras Rigidas
	Pararrayo

SUBESTACIÓN A - 10 KV

A-01



- LEYENDA**  
**EQUIPOS DE MANIOBRA**  
 [Symbol] SECC. POTENCIA CON FUSIBLE  
 [Symbol] INT. POT. RELE SOBREC. FASES  
 [Symbol] INT. DE POTENC. RELE SOBREC. Y DIRECT. A TIERRA  
 [Symbol] INT. POT. RELE SOBREC. O SIN RELE  
 [Symbol] INT. POT. RELE DIRECTO

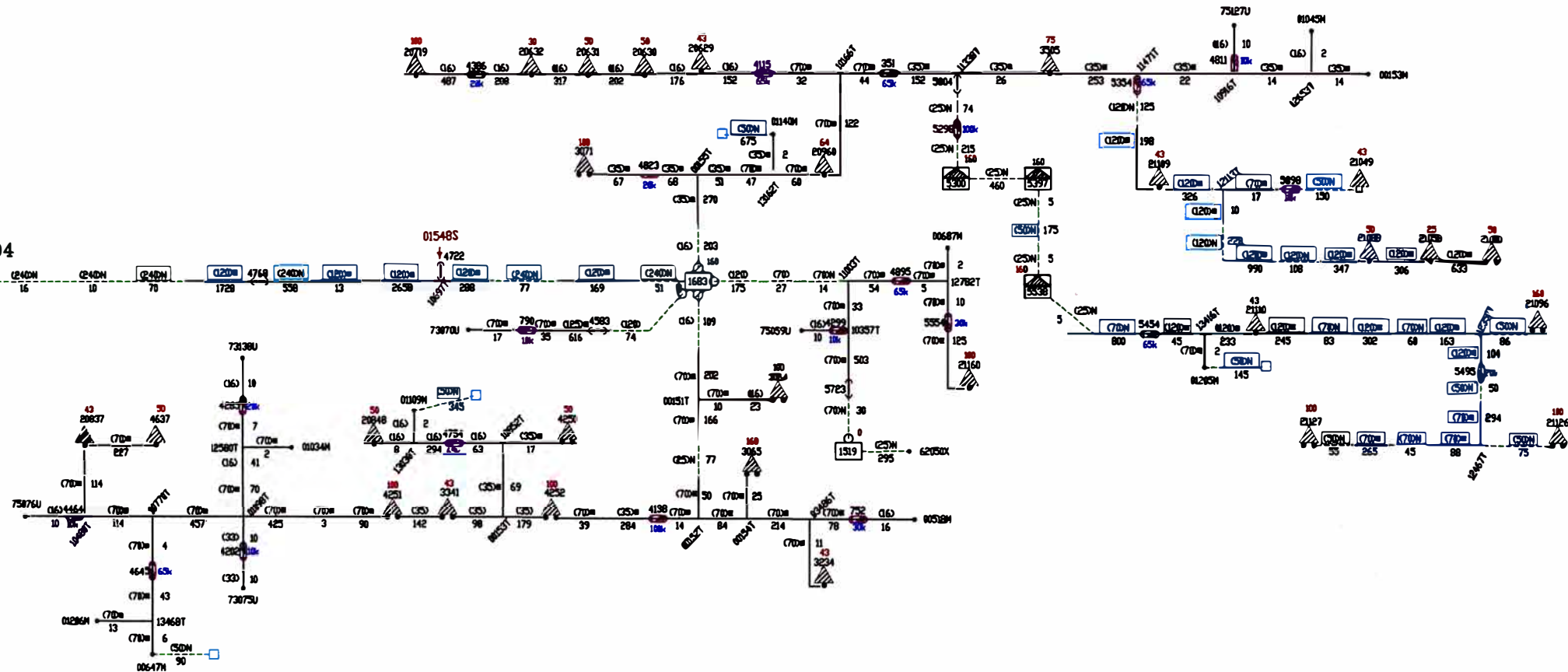
- LEYENDA**  
**TIPO DE CONDUCTOR**  
 Cu ABREO  
 \* ALEAC. DE AL  
 P AUTOPORTANTE Cu  
 L AUTOPORTANTE AL  
 NKY SUBTERRANEO  
 N N2XSy  
 S NYSy







A-04



- Cu **AEREO**
- \* ALEAC. DE AL
- P AUTOPORTANTE Cu
- L AUTOPORTANTE AL
- NKY **SUBTERRANEO**
- N N2XS
- S NYS

**LEYENDA EQUIPOS DE MANIOBRA**

- SECC. POTENCIA CON FUSIBLE
- (S) INT. POT. RELE SUBREC. FASES
- (O) INT. DE POTENC. RELE SUBREC Y DIRECT. A TIERRA
- (X) INT. POT. RELE INDEAD O SIN RELE
- (O) INT. POT. RELE DIRECTO



Resultados del cálculo de la corriente homopolar de falla a tierra y de las corrientes de contribución:

Con cuatro alimentadores existentes: A-01, A-02, A-03 y A-04

Alimentador	Capacitancia alimentador (uF)	Capacitancia barra (uF)	Reactancia (Ohm)	Corriente de falla (A)			Tensión homopolar (V)			Corriente de contribución a la falla (A)		
				Resist. falla 0 Ω	Resist. falla 120 Ω	Resist. falla 2800 Ω	Resist. falla 0 Ω	Resist. falla 120 Ω	Resist. falla 2800 Ω	Resist. falla 0 Ω	Resist. falla 120 Ω	Resist. falla 2800 Ω
A-01	1.2548	4.1541	914.89	18.932	17.617	2.050	17321	16118	1875	8.193	7.624	0.887
A-02	0.7919		788.93	21.954	19.973	2.053	17321	15758	1620	5.171	4.704	0.484
A-03	0.9834		836.58	20.704	19.018	2.052	17321	15910	1717	6.421	5.898	0.636
A-04	1.1241		875.43	19.785	18.298	2.051	17321	16019	1795	7.340	6.788	0.761

– Con dos alimentadores existentes: A-01 y A-02 (sin A-03 ni A-04)

Alimentador	Capacitancia alimentador (uF)	Capacitancia barra (uF)	Reactancia (Ohm)	Corriente de falla (A)			Tensión homopolar (V)			Corriente de contribución a la falla (A)		
				Resist. falla 0 Ω	Resist. falla 120 Ω	Resist. falla 2800 Ω	Resist. falla 0 Ω	Resist. falla 120 Ω	Resist. falla 2800 Ω	Resist. falla 0 Ω	Resist. falla 120 Ω	Resist. falla 2800 Ω
A-01	1.2548	2.0467	3349.75	5.171	5.141	1.915	17321	17221	6416	8.193	8.146	3.035
A-02	0.7919		2113.98	8.193	8.077	2.000	17321	17075	4227	5.171	5.097	1.262

## CAPÍTULO IV

### AJUSTES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL RELÉ DE PROTECCIÓN

#### 4.1. FUNCIONES DE FALLA A TIERRA DEL RELÉ DE PROTECCIÓN

##### 4.1.1. Protección de sobrecorriente no direccional de tierra

Es aquella que opera cuando la corriente homopolar ( $3I_0$ ) supera un valor determinado, ante la ocurrencia de una falla a tierra en su circuito protegido o en otro alimentador conectado a la misma barra. Su característica de actuación requerida para alimentadores es en tiempo definido. La nomenclatura, según ANSI, para esta función es "51N".

##### 4.1.2. Protección de sobrecorriente direccional de tierra

Es aquella que opera cuando la corriente homopolar ( $3I_0$ ) y la tensión homopolar ( $3V_0$ ) superan un valor determinado y tienen un desfase que corresponde a una corriente de falla a tierra en su circuito protegido. Su característica de actuación requerida para alimentadores es en tiempo definido. La nomenclatura, según ANSI, para esta función es "67N".

#### **4.1.3. Protección de sobretensión homopolar**

Es aquella que opera cuando la tensión homopolar ( $3V_0$ ) supera un valor determinado, ante la ocurrencia de una falla a tierra en cualquiera de los alimentadores conectados a la misma barra. Su característica de actuación es en tiempo definido. La nomenclatura, según ANSI, para esta función es "59N".

### **4.2. AJUSTES DE LAS FUNCIONES DE FALLA A TIERRA DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN EN LA SALIDA DE CADA ALIMENTADOR, SEGÚN LA CANTIDAD DE ALIMENTADORES EXISTENTES**

#### **4.2.1. Criterios para determinar los ajustes de la protección**

La corriente de arranque de la función de sobrecorriente no direccional de tierra debe ser mayor a la corriente de contribución del circuito a proteger, pero tal que detecte una corriente de falla con cierta resistencia de contacto.

La corriente de arranque de la función de sobrecorriente direccional de tierra debe permitir detectar una falla a tierra de alta impedancia.

La función de sobretensión homopolar se utiliza cuando es posible tener sólo un alimentador en funcionamiento. La tensión de arranque debe permitir detectar una falla a tierra de alta impedancia.

Los tiempos de actuación deben permitir la coordinación con los relés de protección ubicados en la red del alimentador.

**4.2.2. Ajustes de la protección con cuatro alimentadores existentes: A-01, A-02, A-03 y A-04**

Alimentador	Función de Sobrecorriente No Direccional de Tierra (51N)		Función de Sobrecorriente Direccional de Tierra (67N)		
	Corriente de Arranque (A)	Tiempo de actuación (s)	Corriente de Arranque (A)	Tiempo de actuación (s)	Tensión de polarización (V)
A-01	15	1.2	2	3.0	314
A-02	10	1.2	2	3.0	314
A-03	10	1.2	2	3.0	314
A-04	15	1.2	2	3.0	314

**4.2.3. Ajustes de la protección con dos alimentadores existentes: A-01 y A-02 (sin A-03 ni A-04)**

Alimentador	Función de Sobrecorriente No Direccional de Tierra (51N)		Función de Sobrecorriente Direccional de Tierra (67N)			Función de Sobretensión Homopolar (59N)	
	Corriente de Arranque (A)	Tiempo de actuación (s)	Corriente de Arranque (A)	Tiempo de actuación (s)	Tensión de polarización (V)	Tensión de arranque (V)	Tiempo de actuación (s)
A-01	15	1.2	2	3.0	314	6500	6.0
A-02	10	1.2	2	3.0	314	6500	6.0

### **4.3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL RELÉ DE PROTECCIÓN**

#### **4.3.1. Registros**

##### Oscilografías

Deben registrar las señales analógicas de corriente y tensión, las señales digitales de estados de las entradas/salidas del equipo y las señales de activación de las funciones de protección. El arranque de los registros deben ser programados por el usuario. Los registros de pre-falla, post-falla y tiempo de operación deben ser seleccionados por el usuario. El formato del registro oscilográfico debe ser "comtrade". Además, deben incluir los ajustes activos en el momento del registro, el evento que generó el registro, como la fecha y hora correspondiente.

##### Registro de eventos

Debe ser almacenado secuencialmente, con indicación de fecha, hora, segundos y milisegundos, para facilitar el diagnóstico de la operación del relé como de las señales de arranque y disparo de las funciones de protección.

##### Registro de fallas

Cada reporte de falla debe incluir valores de pre-falla y falla, tiempo de operación, fecha y hora (con precisión de minutos,

segundos y milisegundos), detalles de la fase fallada y la función de protección que disparó. Esta información debe visualizarse a través del HMI.

#### **4.3.2. Comunicación**

Deben considerarse los siguientes aspectos:

Por seguridad, el acceso a los puertos seriales de comunicación, es restringido mediante claves (password) con varios niveles de acceso.

La interfase serial de comunicación tiene que contar con los siguientes puertos:

- 01 puerto frontal, que puede ser óptico, RJ45 ó RS232, para el acceso con una computadora que cuente con el software del relé de protección.
  
- 02 puertos posteriores, del tipo óptico para la conexión a una red local y/o remota o del tipo RS485.

El relé tiene que contar con un display digital (HMI), el cual estará compuesto por un teclado pequeño con una pantalla de cristal líquido (LCD), que permitirá realizar las siguientes

funciones: realizar operaciones de apertura y cierre, visualizar y modificar ajustes, visualizar los valores de tensión y corriente, visualizar los estados de los contactos, visualizar los registros de eventos y fallas, así como visualizar indicaciones de alarmas.

El relé debe tener indicadores luminosos (LED's de señalización) que indiquen claramente el estado del equipo y la actuación correspondiente de una función de protección.

El protocolo de comunicaciones debe ser DNP 3.0 e IEC61850, para que se puedan enlazar fácilmente con otras tecnologías.

La sincronización de tiempo deberá realizarse mediante un reloj interno que puede ser sincronizado por medio de un pulso a través de una entrada binaria o IRIG-B.

## CONCLUSIONES

1. El análisis de falla a tierra en alimentadores de un sistema de distribución eléctrica con neutro aislado en 10 kV, establece que el valor de la corriente de falla a tierra en cada alimentador equivale a la suma de las corrientes capacitivas de contribución de cada uno de los alimentadores no fallados.
2. Las funciones de protección de falla a tierra que se requiere habilitar en las salidas de alimentador de un sistema de distribución eléctrica con neutro aislado en 10 kV depende de la cantidad de alimentadores existentes. Cuando se tenga más de dos alimentadores, se habilita la función de sobrecorriente direccional de tierra "67N" y la función de sobrecorriente no direccional de tierra "51N". De tratarse de sólo dos alimentadores, se habilita adicionalmente la función de sobretensión homopolar "59N"; puesto que, si uno de los dos alimentadores queda fuera de servicio y se presenta una falla a tierra, no habrían corrientes de contribución a la falla que permitan la operación de las funciones de sobrecorriente de tierra, pero sí se detectaría una sobretensión homopolar por motivo de dicha falla.



3. El ajuste de la protección no direccional de tierra "51N" debe ser mayor que el valor de la corriente homopolar de contribución del alimentador a proteger, de modo tal que permita detectar una corriente de falla con resistencia de contacto.
  
4. Las características técnicas del relé de protección para la salida de un alimentador no consiste sólo en las funciones de protección, sino que también se deben considerar los registros de oscilografía, eventos y fallas; así como, la comunicación para supervisión y mando a distancia.

## **RECOMENDACIONES**

1. Para obtener selectividad ante las fallas a tierra y evitar que una interrupción afecte a todo un alimentador, es recomendable contar en la red de dicho alimentador con relés que tengan protección a tierra y coordinen con el relé ubicado en la salida del alimentador.
2. Cuando se presente una falla múltiple, es decir, un evento en que ocurran fallas a tierra simultáneas en dos ó más alimentadores, se debe realizar una prueba de verificación del sensor sensitivo de corriente de la función de sobrecorriente direccional de tierra en los relés de protección involucrados.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Libro: "Power Systems Modelling and Fault Analysis"  
Autor: Nasser Tleis  
Año de publicación: 2008  
Editorial: Elsevier Ltd.
2. Libro: "Power Distribution Planning Reference Book"  
Autor: H. Lee Willis  
Año de publicación: 2004  
Editorial: Marcel Dekker, Inc.
3. Libro: "Understanding Electric Utilities and De-Regulation"  
Autor: Lorrin Philipson - H. Lee Willis  
Año de publicación: 2006  
Editorial: Taylor & Francis Group.

4. Libro: "Protective Relaying Theory and Applications"

Autor: Walter Elmore

Año de publicación: 2003

Editorial: Marcel Dekker, Inc.

5. Libro: "Power System Relaying"

Autor: Stanley H. Horowitz – Arun G. Phadke

Año de publicación: 2008

Editorial: Research Studies Press Ltd.

## **ANEXOS**

**Anexo 1. PARÁMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT**

6					
5					
4	ABRIL 2010				
3	JUNIO 2009				
2	ABRIL 2009				
1	ENERO 2008				
0	JUNIO-2001				

## APLICACION

LA PRESENTE NORMA SE APLICA EN EL DISEÑO DE REDES AEREAS Y SUBTERRANEAS DEL SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA DE MEDIA TENSION Y BAJA TENSION EN EL AREA DE CONCESION DE LUZ DEL SUR S.A.A.

## TIPOS DE CABLES Y CONDUCTORES

LOS TIPOS DE CABLES Y CONDUCTORES CONSIDERADOS EN LA PRESENTE NORMA SON LOS SIGUIENTES:

- NYY : CABLE DE ENERGIA TIPO NYY DE BAJA TENSION (COBRE).
- NAYY : CABLE DE ENERGIA TIPO NAYY DE BAJA TENSION. (ALUMINIO)
- NKY : CABLE DE ENERGIA TRIPOLAR TIPO NKY DE BAJA TENSION.
- CAI-S : CABLE AUTOPORTANTE DE COBRE DE B.T. CON MENSAJERO DE ACERO.
- CAAI-S : CABLE AUTOPORTANTE DE ALUMINIO DE B.T. CON MENSAJERO DE ACERO.
- CPI : CONDUCTOR CABLEADO PROTEGIDO A LA INTEMPERIE DE BAJA TENSION.
- AL : CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DESNUDO DE BAJA TENSION.
- NKY : CABLE DE ENERGIA TRIPOLAR TIPO NKY DE MEDIA TENSION.
- NYSY : CABLE DE ENERGIA TIPO NYSY UNIPOLAR DE MEDIA TENSION.
- N2XSY : CABLE DE ENERGIA TIPO N2XSY UNIPOLAR DE COBRE MEDIA TENSION.
- NA2XSY : CABLE DE ENERGIA TIPO NA2XSY UNIPOLAR DE ALUMINIO MEDIA TENSION.
- N2XS2Y-S : CABLE AUTOPORTANTE DE COBRE DE MEDIA TENSION.
- NA2XS2Y-S : CABLE AUTOPORTANTE DE ALUMINIO DE MEDIA TENSION.
- AA : CONDUCTOR CABLEADO DESNUDO DE ALEACION DE ALUMINIO DE M.T.
- CU : CONDUCTOR CABLEADO DESNUDO DE COBRE DE M.T.
- SAX : CONDUCTOR CABLEADO DE ALEACION DE ALUMINIO PROTEGIDO DE M.T.

## PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES

LOS PARAMETROS CONSIDERADOS EN LA PRESENTE NORMA SON LOS SIGUIENTES:

### PARAMETROS ELECTRICOS

- RESISTENCIA ELECTRICA A 20°C (  $R_{20}$  ).
- RESISTENCIA ELECTRICA A LA TEMPERATURA DE TRABAJO DEL CONDUCTOR ( R ).
- REACTANCIA INDUCTIVA ( X ).
- REACTANCIA CAPACITIVA (  $X_c$  ).
- FACTOR DE CAIDA DE TENSION ( F.C.T.)

### CAPACIDAD DE CORRIENTE

- CAPACIDAD DE CORRIENTE A LA TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION.
- CAPACIDAD DE CORRIENTE A LA TEMPERATURA DE EMERGENCIA.

### PARAMETROS MECANICOS

- PESO.
- CARGA DE ROTURA.
- COEFICIENTE DE DILATACION LINEAL A 20°C.
- MODULO DE ELASTICIDAD LINEAL.

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT

Modif:  
Fech:  
V. B. Rev.



LUZ DEL SUR S.A.

NORMA DE DISTRIBUCION

RD-3-010

1 DE 15

# PARAMETROS ELECTRICOS Y CAPACIDAD DE CORRIENTE

## 1) BAJA TENSION – 0.22 KV.

### CABLES SUBTERRANEOS

#### CONDICIONES DE INSTALACION:

- TEMPERATURA AMBIENTE (SUELO) : 25 °C.
- TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION : 80 °C NYY Y NKY  
70 °C, NAYY
- TEMPERATURA DE EMERGENCIA : 90 °C, NYY, NAYY  
100 °C, NKY.
- RESISTIVIDAD TERMICA DEL TERRENO : 200 °C-cm/W.
- PROFUNDIDAD DE INSTALACION : 0.60 m.
- CANTIDAD DE CABLES EN UNA MISMA ZANJA : 3 UNIPOLARES EN PARALELO, NYY, NAYY  
1 TRIPOLAR, NKY.
- TIPO DE INSTALACION : DIRECTAMENTE ENTERRADOS.
- SEPARACION ENTRE CABLES : JUNTOS EN PARALELO, NYY, NAYY

TABLA N.º1

PARAMETROS ELECTRICOS DE CABLES SUBTERRANEOS DE B.T.

TIPO	SECCION (mm <sup>2</sup> )	NUM. FASES	R <sub>20</sub> (Ohm/Km)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	F.C.T.
NYY	6	3	3.0800	3.8060	0.1640	5.444
	10	3	1.8300	2.2620	0.1520	3.291
	16	3	1.1500	1.4210	0.1430	2.118
	35	3	0.5240	0.6480	0.1320	1.037
	70	3	0.2680	0.3310	0.1240	0.592
	120	3	0.1530	0.1890	0.1190	0.391
	185	3	0.0991	0.1220	0.1180	0.298
	300	3	0.0601	0.0743	0.1160	0.230
NKY	6	3	3.0800	3.8060	0.1020	5.380
	10	3	1.8300	2.2620	0.0960	3.234
	16	3	1.1500	1.4210	0.0920	2.065
	25	3	0.7270	0.8984	0.0896	1.338
	35	3	0.5240	0.6480	0.0870	0.988
	50	3	0.3870	0.4782	0.0853	0.751
	70	3	0.2680	0.3310	0.0830	0.545
	95	3	0.1930	0.2385	0.0821	0.416
	120	3	0.1530	0.1890	0.0800	0.345
	150	3	0.1240	0.1532	0.0800	0.295
	185	3	0.0991	0.1220	0.0800	0.252
	240	3	0.0754	0.0932	0.0795	0.212
300	3	0.0601	0.0743	0.0790	0.185	

NOTA :

- R : RESISTENCIA ELECTRICA A 80°C NYY y NKY
- X : REACTANCIA INDUCTIVA TRIFASICA.
- EL FACTOR DE CAIDA DE TENSION SE CALCULA A TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION
- F.C.T.: FACTOR DE CAIDA DE TENSION

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT

Modif. JUNIO-2001  
 Fecha: ENERO 2008  
 V. B. Rev. ABRIL 2009  
 JUNIO 2009  
 ABRIL 2010



**LUZ DEL SUR S.A.**

NORMA DE DISTRIBUCION

RD-3-010

2 DE 15



6

5

4

3

2

1

0

Modifi:  
Fecha:

JUNIO-2001

ENERO 2008

ABRIL 2009

JUNIO 2009

ABRIL 2010

V. B. Rev.

10201125-0104

CABLES ENTERRADOS

CABLES ENTERRADOS

CABLES ENTERRADOS

TABLA N°1

PARAMETROS ELECTRICOS DE CABLES SUBTERRANEOS DE B.T. ( NAYY )

TIPO	SECCION (mm2)	NUM. FASES	R <sub>20</sub> (Ohm/Km)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	F.C.T.
NAYY	10	3	3,08	3,82	0,147	5.450
	16	3	1,91	2,37	0,145	3.434
	25	3	1,2	1,49	0,142	2.212
	70	3	0,443	0,551	0,128	0.897
	95	3	0,32	0,398	0,126	0,662
	120	3	0,253	0,315	0,123	0,564
	185	3	0,164	0,204	0,121	0,408
	300	3	0,10	0,125	0,120	0,297
	500	3	0,0605	0,0771	0,116	0,229

NOTA :

- R : RESISTENCIA ELECTRICA A 70°C NAYY      - F.C.T.: FACTOR DE CAIDA DE TENSION
- X : REACTANCIA INDUCTIVA TRIFASICA.
- EL FACTOR DE CAIDA DE TENSION SE CALCULA A TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT



LUZ DEL SUR S.A.

NORMA DE DISTRIBUCION

RD-3-010<sub>3</sub> DE 15

**TABLA N°2**  
CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CABLES SUBTERRANEOS DE B.T.

TIPO	SECCION (mm2)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)	
		NOMINAL (*)	EMERGENCIA
NYY	6	55	60
	10	74	81
	16	96	105
	35	145	158
	70	211	230
	120	286	312
	185	363	396
	300	471	513
	500	594	647
NAYY	10	63	65
	16	80	83
	25	103	107
	70	178	185
	95	213	222
	120	243	252
	185	304	321
	300	405	420
	500	526	547
NKY	6	47	55
	10	63	74
	16	83	97
	25	108	126
	35	133	156
	50	158	185
	70	194	227
	95	229	268
	120	260	304
	150	291	340
	185	328	384
	240	378	442
	300	430	503

(\*) CAPACIDAD DE CORRIENTE NOMINAL A LA TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION.  
- F.C.T.: FACTOR DE CAIDA DE TENSION

NOTA :

- LOS VALORES CORRESPONDEN A TIPOS DE CARGA CON FACTOR DE CARGA  $\leq$  0.75.

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT



**LUZ DEL SUR S.A.**

NORMA DE DISTRIBUCION

RD-3-010

4 DE 15

Modif: 0 JUNIO-2001  
Fecha: JUNIO-2001  
V. B. Rev. 1 ENERO 2008  
2 ABRIL 2009  
3 JUNIO 2009  
4 ABRIL 2010  
5  
6

# CONDUCTORES Y CABLES AEREOS

## CONDICIONES DE INSTALACION:

- TEMPERATURA AMBIENTE : 30 °C.
- TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION : 60 °C, CPI Y AL.  
90 °C, CAI-S Y CAAI-S.
- TEMPERATURA DE EMERGENCIA : 75 °C, CPI Y AL.  
130 °C, CAI-S Y CAAI-S.
- VELOCIDAD DEL VIENTO : 2 km/h.
- SEPARACION ENTRE CONDUCTORES : 0.30 m. VERTICAL, CPI Y AL.  
CONDUCTORES TRENZADOS, CAI-S Y CAAI-S.

**TABLA N°3**

PARAMETROS ELECTRICOS DE CABLES Y CONDUCTORES AEREOS DE B.T.

TIPO	SECCION (mm <sup>2</sup> )	NUM. FASES	R <sub>20</sub> (Ohm/Km)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	F.C.T.
CAI-S	6	3	3,0800	3.9272	0.1315	5.578
	10	3	1.8300	2.3333	0.1235	3.362
	16	3	1.1500	1.4663	0.1165	2.153
	25	3	0.7270	0.9270	0.1147	1.404
	35	3	0.5240	0.6681	0.1129	1.043
	50	3	0.3870	0.4934	0.1092	0.797
	70	3	0.2680	0.3417	0.1060	0.584
CAAI-S	16	3	1.9100	2.4353	0.1150	3.494
	25	3	1.2000	1.5301	0.1096	2.234
	35	3	0.8680	1.1067	0.1058	1.643
	50	3	0.6410	0.8173	0.1052	1.242
	70	3	0.4430	0.5648	0.1014	0.888
	95	3	0.3200	0.4080	0.1065	0.676
CPI	120	3	0.2530	0.3226	0.1067	0.558
	8	3	2.2300	2.5805	0.4269	4,019
	10	3	1.8700	2.1557	0.4185	3.422
	13	3	1.4000	1.6200	0.4086	2.669
	16	3	1.1700	1.3487	0.4008	2.285
	21	3	0.8820	1.0206	0.3905	1.820
	25	3	0.7410	0.8542	0.3839	1.583
	35	3	0.5340	0.6156	0.3713	1.239
	50	3	0.3950	0.4571	0.3537	1.001
	70	3	0.2730	0.3159	0.3399	0.791
	95	3	0.1950	0.2256	0.3275	0.653
	120	3	0.1560	0.1805	0.3185	0.581
AL	150	3	0.1260	0.1458	0.3105	0.525
	185	3	0.1010	0.1169	0.3023	0.476
	16	3	2.0900	2.3910	0.3769	3.743
	35	3	0.9760	1.1160	0.3472	1.926
	70	3	0.5100	0.5834	0.3224	1.153
120	3	0.2820	0.3226	0.2994	0.763	
240	3	0.1420	0.1620	0.2727	0.511	

- R : RESISTENCIA ELECTRICA A 90°C, CAI-S Y CAAI-S. RESISTENCIA ELECTRICA A 60°C, CPI Y AL.
- X : REACTANCIA INDUCTIVA TRIFASICA.
- ESTOS PARÁMETROS FUERON CALCULADOS CON EL MÉTODO CONVENCIONAL CONSIDERANDO UN SISTEMA BALANCEADO DE 3 HILOS. PARA UN SISTEMA DE 4 HILOS CONSIDERAR DE 5% A 10% MÁS DICHS PARÁMETROS.
- EL FACTOR DE CAIDA DE TENSION SE CALCULA A TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT

Modif. JUNIO-2001  
 Fecha:  
 V. B. Rev.



**LUZ DEL SUR S.A.**

NORMA DE DISTRIBUCION

RD-3-010

5 DE 15

**TABLA N°4**  
CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CABLES Y CONDUCTORES AEREOS DE B.T.

TIPO	SECCION (mm2)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)	
		NOMINAL (*)	EMERGENCIA
CAI-S	6	57	68
	10	90	107
	16	130	155
	25	165	196
	35	196	233
	50	238	283
	70	307	365
CAAI-S	16	89	106
	25	117	139
	35	141	168
	50	171	203
	70	215	256
	95	262	312
	120	303	361
CPI	8	73	91
	10	80	100
	13	105	131
	16	110	137
	21	136	169
	25	145	181
	35	180	225
	50	235	292
	70	296	367
	95	362	449
	120	422	523
	150	478	592
AL	16	87	108
	35	134	168
	70	201	250
	120	284	355
	240	442	559

(\*) CAPACIDAD DE CORRIENTE NOMINAL A LA TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION.

Modif: 0 JUNIO-2001  
 Fecha: JUNIO-2001  
 V. B. Rev. 1 ENERO 2008  
 2 ABRIL 2009  
 3 JUNIO 2009  
 4 ABRIL 2010  
 5  
 6

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT



**LUZ DEL SUR S.A.**

NORMA DE DISTRIBUCION

RD-3-010

6 DE 15



2) MEDIA TENSION - 10 KV.

CABLES SUBTERRANEOS

CONDICIONES DE INSTALACION:

- TEMPERATURA AMBIENTE (SUELO) : 25 °C.
- TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION : 70 °C, NKY.  
90 °C, NYSY, N2XSY y NA2XSY
- TEMPERATURA DE EMERGENCIA : 90 °C, NKY.  
130 °C, NYSY, N2XSY y NA2XSY
- RESISTIVIDAD TERMICA DEL TERRENO : 150 °C-cm/W.
- PROFUNDIDAD DE INSTALACION : 1.00 m.
- CANTIDAD DE CABLES EN UNA MISMA ZANJA : 3 UNIPOLARES EN PARALELO, NYSY, N2XSY y NA2XSY  
1 TRIPOLAR, NKY.
- TIPO DE INSTALACION : DIRECTAMENTE ENTERRADOS.
- SEPARACION ENTRE CABLES : 70 mm. EN PARALELO, NYSY, N2XSY y NA2XSY

**TABLA N°5**

PARAMETROS ELECTRICOS DE CABLES SUBTERRANEOS DE M.T. - 10 KV.

TIPO	SECCION (mm <sup>2</sup> )	NUM. FASES	R <sub>20</sub> (Ohm/Km)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	X <sub>c</sub> (Ohm/Km)	F.C.T.
NKY	16	3	1.1500	1.3770	0.1360	1.7337E+04	2.049
	25	3	0.7270	0.8699	0.1277	1.8813E+04	1.338
	35	3	0.5240	0.6300	0.1200	1.4035E+04	0.998
	70	3	0.2680	0.3230	0.1090	1.1483E+04	0.561
	95	3	0.1930	0.2309	0.1084	1.0632E+04	0.433
	120	3	0.1530	0.1860	0.1010	9.8981E+03	0.363
	240	3	0.0754	0.0950	0.0930	8.2379E+03	0.228
NYSY	16	3	1.1500	1.4664	0.2436	1.8018E+04	2.285
	35	3	0.5240	0.6682	0.2088	1.4725E+04	1.143
	70	3	0.2680	0.3417	0.1889	1.2854E+04	0.670
N2XSY	16	3	1.1500	1.4664	0.2436	1.8018E+04	2.203
	25	3	0,734	0.936	0.2160	1.8018E+04	1.521
	35	3	0.529	0.675	0.2088	1.4725E+04	1.152
	50	3	0,391	0.498	0.1990	1.4725E+04	0.891
	70	3	0,270	0.344	0.1880	1.2854E+04	0.669
	120	3	0,154	0.196	0.1750	1.0458E+04	0.464
	240	3	0,0762	0.1000	0.1587	7.8801E+03	0.298
	300	3	0.0601	0.0766	0.1479	7.8801E+03	0.260

NOTA :

- R : RESISTENCIA ELECTRICA A 70°C, NKY.  
RESISTENCIA ELECTRICA A 90°C, NYSY, N2XSY
- EL FACTOR DE CAIDA DE TENSION SE CACULA A TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT

Modif: JUNIO-2001  
 Fecha: ENERO 2008  
 V. B. Rev.  
 0  
 1  
 2  
 3  
 4  
 5  
 6  
 ABRIL 2010  
 JUNIO 2009  
 ABRIL 2009  
 ABRIL 2008

6

5

4

3

2

1

0

Modifi.  
Fecha:

JUNIO-2001

ENERO 2008

ABRIL 2009

JUNIO 2009

ABRIL 2010

V. B. Rev.

16/04/2009

16/04/2009

16/04/2009

16/04/2010

TABLA N°5

PARAMETROS ELECTRICOS DE CABLES SUBTERRANEOS DE M.T. - 10 KV.

TIPO	SECCION (mm <sup>2</sup> )	NUM. FASES	R <sub>20</sub> (Ohm/Km)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	X <sub>c</sub> (Ohm/Km)	F.C.T.
NA2XSY	50	3	0,641	0,822	0,199	1.4725E+04	1,346
	95		0,320	0,410	0,182	1.2854E+04	0,757
	120		0,253	0,324	0,176	1.0458E+04	0,632
	185		0,164	0,210	0,165	7.8801E+03	0,462
	400		0,078	0,100	0,151	7.8801E+03	0,295

NOTA :

- R : RESISTENCIA ELECTRICA A 90°C, NA2XSY.
- EL FACTOR DE CAIDA DE TENSION SE CACULA A TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION

TABLA N°6

CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CABLES SUBTERRANEOS DE M.T. - 10 KV.

TIPO	SECCION (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)	
		NOMINAL (*)	EMERGENCIA
NKY	16	79	95
	25	104	124
	35	130	156
	70	189	227
	95	223	268
	120	252	302
	240	375	450
NYSY	16	87	104
	35	140	168
	70	200	240
N2XSY	16	110	131
	25	142	169
	35	169	202
	50	198	236
	70	245	292
	120	331	394
	240	490	583
NA2XSY	300	531	632
	50	160	174
	95	231	252
	120	264	288
	185	334	364
	400	500	546

(\*) CAPACIDAD DE CORRIENTE NOMINAL A LA TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION.

NOTA :

- LOS VALORES CORRESPONDEN A TIPOS DE CARGA CON FACTOR DE CARGA  $\leq 0.75$ .

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT



LUZ DEL SUR S.A.

NORMA DE DISTRIBUCION

RD-3-010

8 DE 15

# CONDUCTORES Y CABLES AEREOS

## CONDICIONES DE INSTALACION:

- TEMPERATURA AMBIENTE : 30 °C.
- TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION : 60 °C, AA Y CU.  
90 °C, N2XS2Y-S Y NA2XSA2Y-S.  
80 °C, SAX.
- TEMPERATURA DE EMERGENCIA : 75 °C, AA Y CU.  
130 °C, N2XS2Y-S Y NA2XSA2Y-S.
- VELOCIDAD DEL VIENTO : 2 km/h.
- SEPARACION ENTRE CONDUCTORES : SEGUN TIPO DE ESTRUCTURA, AA Y CU.  
CONDUCTORES TRENZADOS, N2XS2Y-S Y  
NA2XSA2Y-S.

TABLA N°7

PARAMETROS ELECTRICOS DE CABLES Y CONDUCTORES AEREOS DE M.T. - 10 KV.

TIPO	SECCION (mm <sup>2</sup> )	NUM. FASES	R <sub>20</sub> (Ohm/Km)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	X <sub>c</sub> (Ohm/Km)	F.C.T.
AA	33	3	1.0141	1.1601	0.4421	2.7024E+05	2.067
	35	3	0.9520	1.0891	0.4396	2.7024E+05	1.966
	67	3	0.5360	0.6132	0.4155	2.5456E+05	1.281
	70	3	0.5100	0.5834	0.4152	2.5456E+05	1.240
	120	3	0.2820	0.3226	0.3935	2.4084E+05	0.856
	125	3	0.2677	0.3062	0.3911	2.3580E+05	0.831
	185	3	0.1840	0.2210	0.3767	2.2965E+05	0.698
	240	3	0.1420	0.1624	0.3667	2.2395E+05	0.606
CU	8	3	2.1900	2.5246	0.4939	3.0100E+05	4.011
	13	3	1.3750	1.5851	0.4762	2.9403E+05	2.691
	16	3	1.1700	1.3488	0.4697	2.8901E+05	2.357
	21	3	0.8648	0.9969	0.4590	2.8294E+05	1.858
	25	3	0.7410	0.8542	0.4526	2.8294E+05	1.654
	33	3	0.5439	0.6270	0.4415	2.7184E+05	1.328
	35	3	0.5340	0.6156	0.4400	2.7024E+05	1.310
	42	3	0.4310	0.4969	0.4326	2.7429E+05	1.138
	50	3	0.3950	0.4554	0.4277	2.7907E+05	1.075
	67	3	0.2730	0.3147	0.4145	2.5366E+05	0.867
	70	3	0.2730	0.3147	0.4138	2.5366E+05	0.866
	120	3	0.1560	0.1798	0.3925	2.0326E+05	0.657
N2XS2Y-S	35	3	0.5240	0.6681	0.1827	1.7769E+04	1.1156
	50	3	0.3870	0.4934	0.1690	1.5920E+04	0.8594
	70	3	0.2680	0.3417	0.1614	1.3980E+04	0.6412

NOTA :

- F.C.T.: FACTOR DE CAIDA DE TENSION
- R : RESISTENCIA ELECTRICA A 90°C, N2XS2Y-S.  
RESISTENCIA ELECTRICA A 60°C, AA Y CU.
- X : REACTANCIA INDUCTIVA TRIFASICA.
- ESTOS PARAMETROS FUERON CALCULADOS CON EL METODO CONVENCIONAL CONSIDERANDO UN SISTEMA BALANCEADO DE 3 HILOS. PARA UN SISTEMA DE 4 HILOS CONSIDERAR DE 5% A 10% MÁS DICHOS PARAMETROS.
- LA REACTANCIA INDUCTIVA TRIFASICA PARA CONDUCTORES DE AA Y CU, HA SIDO OBTENIDA PARA UNA DISPOSICION VERTICAL DE CONDUCTORES, SEPARADOS 800 mm.
- EL FACTOR DE CAIDA DE TENSION SE CALCULA A TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION

## PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT

Modifi: JUNIO-2001  
 Fecha: ENERO 2008  
 V. B. Rev. ABRIL 2009  
 JUNIO 2009  
 ABRIL 2010





**TABLA N°7**

PARAMETROS ELECTRICOS DE CABLES Y CONDUCTORES AEREOS DE M.T. - 10 KV.

TIPO	SECCION (mm2)	NUM. FASES	R <sub>20</sub> (Ohm/Km)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	X <sub>c</sub> (Ohm/Km)	F.C.T.
NA2XSA2Y-S	35	3	0.8680	1.1067	0.1828	1.7780E+04	1.7235
	70	3	0.4430	0.5648	0.1676	1.4043E+04	0.9568
	120	3	0.2530	0.3226	0.1468	1.1469E+04	0.5995
	185	3	0.1640	0.2091	0.1394	9.7971E+03	0.4346
SAX	70	3	0.4930	0.5995	0.4212	7.7305E+03	1.228
	120	3	0.2880	0.3502	0.4003	6.3427E+03	0.878
	185	3	0.1880	0.2286	0.3849	5.6980E+03	0.701

- R : RESISTENCIA ELECTRICA A 90°C, NA2XSA2Y-S.  
RESISTENCIA ELECTRICA A 80°C, SAX.
- X : REACTANCIA INDUCTIVA TRIFASICA.
- ESTOS PARÁMETROS FUERON CALCULADOS CON EL MÉTODO CONVENCIONAL CONSIDERANDO UN SISTEMA BALANCEADO DE 3 HILOS. PARA UN SISTEMA DE 4 HILOS CONSIDERAR DE 5% A 10% MÁS DICHS PARÁMETROS.
- LA REACTANCIA INDUCTIVA TRIFASICA PARA CONDUCTORES DE AA Y CU, HA SIDO OBTENIDA PARA UNA DISPOSICION VERTICAL DE CONDUCTORES, SEPARADOS 800 mm.
- EL FACTOR DE CAIDA DE TENSION SE CACULA A TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION.

**TABLA N°8**

CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CABLES Y CONDUCTORES AEREOS DE M.T. - 10 KV.

TIPO	SECCION (mm2)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)	
		NOMINAL (*)	EMERGENCIA
AA	33	130	156
	35	139	166
	67	200	240
	70	201	250
	120	284	355
	125	293	366
	185	405	488
	240	472	566
CU	8	78	93
	13	98	118
	16	112	138
	21	131	157
	25	154	184
	33	174	209
	35	182	225
	42	200	240
	50	226	271
	67	264	317
	70	275	342
	120	404	485
N2XS2Y-S	35	185	220
	50	225	268
	70	280	333
NA2XSA2Y-S	35	153	182
	70	228	271
	120	320	381
	185	410	488
SAX	70	283	325
	120	393	451
	185	511	587

NOTA :  
(\*) CAPACIDAD DE CORRIENTE NOMINAL A LA TEMPERATURA MAXIMNA DE OPERACION.

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT

NORMA DE DISTRIBUCION

RD-3-010  
10 DE 15

Modifi: JUNIO-2001  
 Fecha: ENERO 2008  
 V. B. Rev.  
 0  
 1  
 2  
 3  
 4  
 5  
 6



### 3) MEDIA TENSION - 22.9 KV.

#### CABLES SUBTERRANEOS

##### CONDICIONES DE INSTALACION:

- TEMPERATURA AMBIENTE (SUELO) : 25 °C.
- TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION : 90 °C, N2XSY y NA2XSY.
- TEMPERATURA DE EMERGENCIA : 130 °C, N2XSY.
- RESISTIVIDAD TERMICA DEL TERRENO : 150 °C-cm/W.
- PROFUNDIDAD DE INSTALACION : 1.00 m.
- CANTIDAD DE CABLES EN UNA MISMA ZANJA : 3 UNIPOLARES EN PARALELO, N2XSY.
- TIPO DE INSTALACION : DIRECTAMENTE ENTERRADOS.
- SEPARACION ENTRE CABLES : 70 mm. EN PARALELO, N2XSY.

**TABLA N°9**

PARAMETROS ELECTRICOS DE CABLES SUBTERRANEOS DE M.T. - 22.9 KV.

TIPO	SECCION (mm2)	NUM. FASES	R <sub>20</sub> (Ohm/Km)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	X <sub>c</sub> (Ohm/Km)	F.C.T.
N2XSY	50	3	0.387	0,4935	0,2763	2.0743E+04	0.971
	70	3	0.268	0,3417	0,2637	1.8403E+04	0.748
	120	3	0.153	0,1951	0,2440	1.5150E+04	0.524
	240	3	0.0754	0,0961	0,2212	1.2035E+04	0.363
	300	3	0.0601	0,0766	0,2143	1.1634E+04	0.329
NA2XSY	50	3	0,641	0,822	0,281	2.1243E+04	1.431
	95	3	0,320	0,410	0,259	1.7903E+04	0.837
	120	3	0,253	0,324	0,252	1.6403E+04	0.711
	185	3	0,164	0,210	0,237	1.1684E+04	0.537
	400	3	0,078	0,100	0,214	1.5150E+04	0.361

**NOTA :**

- R : RESISTENCIA ELECTRICA A 90°C N2XSY y NA2XSY
- F.C.T. : FACTOR DE CAIDA DE TENSION
- EL FACTOR DE CAIDA DE TENSION SE CALCULA A TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION

**TABLA N°10**

CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CABLES SUBTERRANEOS DE M.T. - 22.9 KV.

TIPO	SECCION (mm2)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)	
		NOMINAL (*)	EMERGENCIA
N2XSY	25	121	144
	50	186	222
	70	228	272
	120	309	368
	240	483	575
	300	520	619
NA2XSY	50	152	180
	95	220	262
	120	296	353
	185	316	376
	400	472	562

(\*) CAPACIDAD DE CORRIENTE NOMINAL A LA TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION.

**NOTA :**

- LOS VALORES CORRESPONDEN A TIPOS DE CARGA CON FACTOR DE CARGA ≤ 0.75.

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT

Modif: JUNIO-2001  
 Fecha: ENERO 2008  
 V. B. Rev. ABRIL 2009  
 JUNIO 2009  
 ABRIL 2010  
 0  
 1  
 2  
 3  
 4  
 5  
 6

## CONDUCTORES AEREOS

### CONDICIONES DE INSTALACION:

- TEMPERATURA AMBIENTE : 30 °C.
- TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION : 60 °C, AA Y CU.
- TEMPERATURA DE EMERGENCIA : 75 °C, AA Y CU.
- VELOCIDAD DEL VIENTO : 2 km/h.
- SEPARACION ENTRE CONDUCTORES : SEGUN TIPO DE ESTRUCTURA, AA Y CU.

**TABLA N°11**

PARAMETROS ELECTRICOS DE CONDUCTORES AEREOS DE M.T. - 22.9 KV.

TIPO	SECCION (mm <sup>2</sup> )	NUM. FASES	R <sub>20</sub> (Ohm/Km)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	X <sub>c</sub> (Ohm/Km)	F.C.T.
AA	35	3	0.9520	1.0891	0.4702	2.8543E+05	1.998
	70	3	0.5100	0.5834	0.4458	2.6976E+05	1.272
	120	3	0.2820	0.3226	0.4241	2.5604E+05	0.888
	185	3	0.1840	0.2210	0.4073	2.4485E+05	0.730
	240	3	0.1420	0.1624	0.3972	2.3914E+05	0.638
CU	16	3	1.1700	1.3488	0.5003	3.0421E+05	2.389
	35	3	0.5340	0.6156	0.4706	2.8543E+05	1.342
	70	3	0.2730	0.3147	0.4444	2.6886E+05	0.898

- F.C.T.: FACTOR DE CAIDA DE TENSION

**NOTA :**

- R : RESISTENCIA ELECTRICA A 60°C AA y CU
- X : REACTANCIA INDUCTIVA TRIFASICA.
- ESTOS PARÁMETROS FUERON CALCULADOS CON EL MÉTODO CONVENCIONAL CONSIDERANDO UN SISTEMA BALANCEADO DE 3 HILOS. PARA UN SISTEMA DE 4 HILOS CONSIDERAR DE 5% A 10% MÁS DICHOS PARÁMETROS.
- LA REACTANCIA INDUCTIVA TRIFASICA PARA CONDUCTORES DE AA Y CU, HA SIDO OBTENIDA PARA UNA DISPOSICION VERTICAL DE CONDUCTORES, SEPARADOS 1200 mm.
- EL FACTOR DE CAIDA DE TENSION SE CALCULA A TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION

**TABLA N°12**

CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTORES AEREOS DE M.T. - 22.9 KV.

TIPO	SECCION (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)	
		NOMINAL (*)	EMERGENCIA
AA	35	139	166
	70	201	250
	120	284	355
	185	405	488
	240	472	566
CU	16	112	138
	35	182	225
	70	275	342

(\*) CAPACIDAD DE CORRIENTE NOMINAL A LA TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION.

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT

Modif: JUNIO-2001  
 Fecha: ENERO 2008  
 V. B. Rev.  
 0  
 1  
 2  
 3  
 4  
 5  
 6  
 JUNIO 2009  
 ABRIL 2009  
 ABRIL 2010

## PARAMETROS MECANICOS

### 1) BAJA TENSION - 0.22 KV.

#### CONDUCTORES Y CABLES AEREOS

LOS CUADROS SIGUIENTES PRESENTAN LOS PARAMETROS MECANICOS DE LOS TIPOS DE CONDUCTORES Y CABLES EN REDES AEREAS DE BAJA TENSION DE LUZ DEL SUR.

**TABLA N°13**  
PARAMETROS MECANICOS DE CABLES AEREOS DE BAJA TENSION

TIPO	CONDUCTOR		PORTANTE			
	SECCION (mm <sup>2</sup> )	PESO (kg/km)	CARGA DE ROTURA (kg)	PESO (kg/km)	COEF. DILAT. LINEAL A 20°C (1/°C)	MODULO DE ELASTICIDAD (kg/mm <sup>2</sup> )
CAI-S	6	53.0	624	45.0	1.15E-05	18980
	10	88.0	624	45.0	1.15E-05	18980
	16	141.0	624	45.0	1.15E-05	18980
	25	223.0	624	45.0	1.15E-05	18980
	35	310.0	1260	88.0	1.15E-05	18980
	50	430.0	3020	205.0	1.15E-05	18980
	70	607.0	3020	205.0	1.15E-05	18980
CAAI-S	16	43.5	624	45.0	1.15E-05	18980
	25	66.7	624	45.0	1.15E-05	18980
	35	92.4	624	45.0	1.15E-05	18980
	50	125.0	624	45.0	1.15E-05	18980
	70	181.0	1260	80.0	1.15E-05	18980
	95	125.0	1810	125.0	1.15E-05	18980
	120	181.0	3020	204.0	1.15E-05	18980

**TABLA N°14**  
PARAMETROS MECANICOS DE CONDUCTORES AEREOS DE BAJA TENSION

TIPO	SECCION (mm <sup>2</sup> )	CARGA DE ROTURA (kg)	PESO (kg/km)	COEF. DILAT. LINEAL A 20°C (1/°C)	MODULO DE ELASTICIDAD (kg/mm <sup>2</sup> )
CPI	10	391	106.0	1.70E-05	12650
	16	621	161.0	1.70E-05	12650
	25	992	260.0	1.70E-05	12650
	35	1363	350.0	1.70E-05	12650
	50	1806	510.0	1.70E-05	12650
	70	2529	685.0	1.70E-05	12650
	95	3432	925.0	1.70E-05	12650
	120	4335	1180.0	1.70E-05	12650
	150	5419	1475.0	1.70E-05	12650
AL	35	979	95.5	2.30E-05	6000
	70	1918	184.0	2.30E-05	5700
	120	3331	322	2.30E-05	5700
	240	6905	670	2.30E-05	5700

### PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT



2) MEDIA TENSION - 10 KV.

CONDUCTORES Y CABLES AEREOS

LOS CUADROS SIGUIENTES PRESENTAN LOS PARAMETROS MECANICOS DE LOS TIPOS DE CONDUCTORES Y CABLES EN REDES AEREAS DE MEDIA TENSION 10 KV. DE LUZ DEL SUR.

TABLA N°15

PARAMETROS MECANICOS DE CABLES AEREOS DE M.T. - 10 KV.

TIPO	CONDUCTOR		PORTANTE			
	SECCION (mm <sup>2</sup> )	PESO (kg/km)	CARGA DE ROTURA (kg)	PESO (kg/km)	COEF. DILAT. LINEAL A 20°C (1/°C)	MODULO DE ELASTICIDAD (kg/mm <sup>2</sup> )
N2XS2Y-S	35	2970	8673	549	1.15E-05	18980
	50	3440	8673	549	1.15E-05	18980
	70	4260	8673	549	1.15E-05	18980
NA2XSA2Y-S	35	2100	8673	549	1.15E-05	18980
	70	2600	8673	549	1.15E-05	18980
	120	3300	8673	549	1.15E-05	18980
	185	4100	8673	549	1.15E-05	18980

TABLA N°16

PARAMETROS MECANICOS DE CONDUCTORES AEREOS DE M.T. - 10 KV.

TIPO	SECCION (mm <sup>2</sup> )	CARGA DE ROTURA (kg)	PESO (kg/km)	COEF. DILAT. LINEAL A 20°C (1/°C)	MODULO DE ELASTICIDAD (kg/mm <sup>2</sup> )
AA	33	924	93	2.30E-05	5700
	35	980	96	2.30E-05	5700
	67	1876	176	2.30E-05	5700
	70	1918	184	2.30E-05	5700
	120	3331	322	2.30E-05	5700
	125	3500	335	2.30E-05	5700
	185	5255	510	2.30E-05	5700
	240	6720	662	2.30E-05	5700
CU	8	270	76	1.70E-05	12650
	13	459	121	1.70E-05	12650
	16	648	144	1.70E-05	12650
	21	816	192	1.70E-05	12650
	25	1061	229	1.70E-05	12650
	33	1286	287	1.70E-05	12650
	35	1386	310	1.70E-05	12650
	42	1653	353	1.70E-05	12650
	50	1929	460	1.70E-05	12650
	67	2602	586	1.70E-05	12650
	70	2752	608	1.70E-05	12650
	120	4898	1080	1.70E-05	12650
SAX	70	2102	270	2.30E-05	6122
	120	3592	430	2.30E-05	6122
	185	5551	620	2.30E-05	6122

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT

3) MEDIA TENSION - 22.9 KV.

CONDUCTORES AEREOS

EL CUADRO SIGUIENTE PRESENTA LOS PARAMETROS MECANICOS DE LOS TIPOS DE CONDUCTORES EN REDES AEREAS DE MEDIA TENSION 22,9 KV. DE LUZ DEL SUR.

TABLA N°17

PARAMETROS MECANICOS DE CONDUCTORES AEREOS DE M.T. - 22.9 KV.

TIPO	SECCION (mm <sup>2</sup> )	CARGA DE ROTURA (kg)	PESO (kg/km)	COEF. DILAT. LINEAL A 20°C (1/°C)	MODULO DE ELASTICIDAD (kg/mm <sup>2</sup> )
AA	35	980	96	2.30E-05	5700
	70	1918	184	2.30E-05	5700
	120	3331	322	2.30E-05	5700
	185	5255	510	2.30E-05	5700
	240	6720	662	2.30E-05	5700
CU	16	648	144	1.70E-05	12650
	35	1386	310	1.70E-05	12650
	70	2752	608	1.70E-05	12650

6					
5					
4	ABRIL 2010				
3	JUNIO 2009				
2	ABRIL 2009				
1	ENERO 2008				
0	JUNIO-2001				
Modif:					
Fecha:					
V. B. Rev.					

PARAMETROS DE CABLES Y CONDUCTORES DE BT Y MT

**Anexo 2. INFORMACIÓN TÉCNICA DEL RELÉ DE PROTECCIÓN DIGITAL  
REF541**

# Terminal de Línea

Guía del Comprador

REF 541,  
REF 543,  
REF 545



**ABB**

**Características**

- Terminal de línea para protección, control, medida y supervisión de redes de media tensión.
- Medida de tensión e intensidad mediante transformadores de medida convencionales o sensores de intensidad y divisores de tensión.
- Interfaz humano-máquina fija incluyendo una amplia pantalla gráfica, o módulo de visualización externo para una instalación flexible en cuadros de distribución.
- Funciones de protección incluyendo, p. ej. protección no direccional y direccional de sobreintensidad y de faltas a tierra, protección de tensión residual, sobretensión y subtensión, protección de sobrecarga térmica, protección contra fallo de interruptor y reenganchador automático.
- Funciones de control incluyendo control local y remoto de objetos de conmutación con comprobación de sincronismo, indicación de estado de los objetos de conmutación y enclavamientos a nivel de bahía y estación.
- Medida de las intensidades de fase, tensiones fase-a-fase y fase-a-neutro, intensidad de neutro y tensión residual, frecuencia, factor de potencia, potencia y energía activa y reactiva.
- Posibilidades avanzadas de medida de calidad de potencia. Medida de distorsión total de armónicos (THD) tanto para intensidades como tensiones. Medida de variaciones de tensión de corta duración tales como crecidas, caídas e interrupciones cortas.
- Monitorización de condición incluyendo monitorización de condición de interruptor, supervisión de circuito de disparo y auto-supervisión interna del terminal de línea.
- Sincronización horaria a través de entrada digital. Un pulso de sincronización por segundo o por minuto.
- Localizador de falta para cortocircuitos en todo tipo de redes y para faltas a tierra en redes rigidamente puestas a tierra y en redes puestas a tierra mediante baja resistencia/baja reactancia.
- Funciones adicionales incluyendo comprobación de sincronismo, protección de frecuencia, protección y control de batería de condensadores.
- Módulo analógico/RTD para la medida de temperatura, medida de intensidad/tensión y salidas de mA.
- Comunicación sobre tres interfaces de comunicación: uno para comunicación local con un PC y dos para comunicación por puerto dual simultáneo con, por ejemplo, un sistema de comunicación de subestación y un sistema de monitorización de subestación.
- Nomenclatura de bloque de función seleccionable: números de dispositivo ANSI, símbolos CEI o nomenclatura ABB.
- Soporte del protocolo CEI 61850 a través del adaptador SPA-ZC 400.
- Soporte del protocolo Profibus-DPV1 a través del adaptador SPA-ZC 302.
- Parte del sistema de ABB Distribution Automation.

```

[SETTING GROUP 1]
=Definite time
Start current
=001.0 % In
Operate time
=000.50 s
Drop-off time
=0000 ms
Time multiplier
=0.05
Minimum time
=00.30 s
CBFP time
=0100 ms

↑,↓ move cursor
*Submenu E set

```

Fig.1 Ventana de ejemplo de grupo de ajustes.



## Aplicación

Los terminales de línea REF 541, REF 543 y REF 545 están diseñados para ser utilizados como protección, control, medida y supervisión de redes de media tensión.

Pueden ser utilizados con diferentes tipos de instalaciones de distribución incluyendo barra simple, doble barra y sistemas duplex. Las funciones de protección permiten también diferentes tipos de redes como por ejemplo redes con neutro aislado, redes puestas a tierra mediante resonancia y redes parcialmente puestas a tierra.

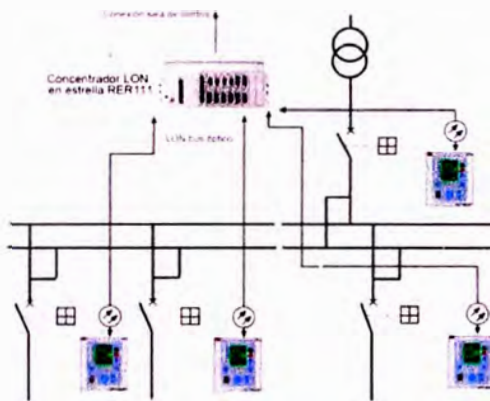


Fig.2 Sistema de protección y control distribuido basado en los terminales de línea REF 54\_.

El área de aplicación cubre también funciones de protección para una gran variedad de aplicaciones, p. ej. protección basada en frecuencia y tensión, protección de motor, protección de sobrecarga térmica, protección de batería de condensadores y función de comprobación de sincronismo/tensión.

Los terminales de línea, además de funciones de protección, medida, control y monitorización de condición, están provistos de una gran cantidad de funciones de PLC permitiendo que varias funciones de automatización y secuenciación lógica, necesarias para que la automatización de subestación, sean integradas en una unidad.

Las características de comunicación incluyen las siguientes comunicaciones: SPA bus, LON bus, CEI 60870-5-103, CEI 61850, Profibus-DPV1, DNP 3.0 ó comunicación Modbus con los equipos de nivel superior. Además, la comunicación LON junto con las funciones de PLC minimizan la necesidad de cableado entre las unidades.

## Diseño

Los terminales de línea REF 541, REF 543 y REF 545 se diferencian los unos de los otros por lo que se refiere al número de entradas y salidas digitales disponibles. Rogamos se dirija a la sección "Pedido" para más detalles.

Los terminales de línea REF 54\_ incorporan una amplia gama de funciones de terminal de línea:

- Funciones de protección
- Funciones de medida
- Registrador de perturbaciones
- Funciones de calidad de potencia
- Funciones de control
- Localizador de falta
- Funciones de monitorización de condición
- Funciones generales
- Funciones de comunicación
- Funciones estándar

Los bloques de función son documentados en el CD-ROM "Descripciones técnicas de las funciones" (1MRS 750889-MCD).

## Funciones de protección

La protección es una de las funciones más importantes del terminal de línea REF 54\_. Los bloques de función de protección (por ejemplo NOC3Low) son independientes entre ellos y tienen, p. ej. sus propios grupos de ajuste y registro de datos. La protección no direccional de sobreintensidad incluye, por ejemplo, las tres etapas NOC3Low, NOC3High y NOC3Inst, cada una con funciones de protección independientes.

Para las funciones de protección basadas en la medida de intensidad se pueden utilizar tanto bobinas de Rogowski como transformadores de intensidad convencionales. Del mismo modo, para las funciones basadas en la medida de tensión se pueden utilizar tanto divisores de tensión como transformadores de tensión.

Para información adicional acerca de los niveles de funcionalidad y de las funciones de protección incluidas en ellos, dirijase a la tabla "Niveles de Funcionalidad, funciones de protección" en la sección "Pedido".

## Funciones de medida

Las funciones de medida incluyen intensidades trifásicas, intensidad de neutro, tensiones trifásicas, tensión residual, frecuencia, potencia

activa y reactiva y factor de potencia. Adicionalmente, otras funciones de medida están disponibles.

Como característica estándar, el terminal REF 54\_ incluye entradas de contador de pulsos. El número de entradas de pulso varía de 7 (REF 541) a 10 (REF 545) de acuerdo con la variante REF.

### Registrador de perturbaciones

El registrador de perturbaciones transitorias es capaz de registrar 16 formas de onda de intensidad o tensión y 16 señales lógicas digitales. La frecuencia de muestreo de las entradas analógicas es de 2 kHz a la frecuencia nominal de 50 Hz y 2.4 kHz a la frecuencia nominal de 60 Hz.

El usuario puede ajustar la longitud de los registros dentro de un rango determinado por el número de entradas analógicas usadas. El número de registros depende de la frecuencia de muestreo, longitud de los registros y número de entradas analógicas.

Los registros pueden ser descargados con el DR-Collector Tool que convierte los datos a un formato CONTRADE. El DR-Collector Tool se incluye en las herramientas de relé CAP501 y CAP505.

### Funciones de calidad de potencia

Las funciones de calidad de potencia permiten la medida de la distorsión armónica total (THD) de tensión e intensidad, y la distorsión de consumo total (TDD) de intensidad. Se miden los armónicos individuales hasta el 13<sup>º</sup>.

Las funciones de calidad de potencia también incluyen la medida de variaciones de tensión de corta duración tales como crecidas, caídas e interrupciones cortas. La medida se realiza de acuerdo con el estándar CEI 61000-4-30.

El LIB 510 soporta herramientas para la presentación de armónicos y variaciones de tensión de corta duración.

### Funciones de control

Las funciones de control se utilizan para indicar la posición de los dispositivos de conmutación, es decir, interruptores y seccionadores, y ejecutar las órdenes de apertura y cierre para dispositivos de conmutación controlables en la instalación de distribución. Además, hay funciones suplementarias para necesidades de lógica de control, por ejemplo objetos de conmutación on/off, alarma en MIMICO, control de LED, datos numéricos para el MIMICO y selección de posición controlada por lógica.

Las funciones de control, configuradas usando el *Relay Configuration Tool*, se pueden asociar a indicadores de posición que forman parte de la representación de configuración en MIMICO

visualizada en el HMI. Los indicadores de posición se utilizan para indicar la posición de los dispositivos de conmutación mediante la representación en MIMICO y para controlarlos localmente. Se puede designar libremente el estado de diferentes objetos visualizados en la representación de MIMICO, por ejemplo abierto/cerrado/indefinido.

### Localizador de faltas

Función de localizador de falta para sistemas de distribución radial. Localización de cortocircuito en todo tipo de redes de distribución. Localización de falta a tierra en redes rígidamente puestas a tierra y en redes puestas a tierra mediante baja reactancia/baja resistencia. Asiste la rápida reposición de potencia después de la falta. Mejora la disponibilidad y prestación del sistema.

### Funciones de monitorización de condición

Los bloques de funciones de monitorización de condición, tales como supervisión de la intensidad de energización y del circuito de entrada de tensión, contador de tiempo de operación, desgaste eléctrico del interruptor, mantenimiento programado, supervisión de circuito de disparo y tiempo de recorrido del interruptor, están disponibles en los terminales de línea REF54\_.

### Funciones generales

Las funciones adicionales están disponibles para ser utilizadas en diferentes aplicaciones generales en lógicas tales como activación de la retroiluminación del HMI, conmutación de grupos y reposición de indicadores de operación, señales de salida autorretenidas, registros y registrador de perturbaciones.

### Funciones de comunicación

El terminal de línea REF 54\_ proporciona los protocolos de comunicación serie CEI 60870-5-103, CEI 61850, Profibus-DPV1, Modbus, DNP 3.0, SPA y LON.

En una configuración del terminal de línea específica del cliente, los eventos especiales pueden ser generados a través de una función de evento EVENT230.

### Funciones estándar

Las funciones estándar se utilizan para lógicas tales como enclavamiento, alarmas y secuencias de control. El uso de las funciones lógicas no está limitado y las funciones se pueden interconectar entre ellas, al igual que con funciones de protección, medida, calidad de potencia, control, monitorización de condición y generales. Adicionalmente las entradas y salidas digitales, así como las entradas y salidas LON, se pueden conectar a funciones estándar usando el *Relay Configuration Tool*.

## Otras funciones

### Indicación de tensión auxiliar baja

El terminal de línea REF 54\_ está provisto de una indicación de tensión auxiliar baja. El módulo de fuente de alimentación emite una señal de alarma interna cuando se detecta una caída en la tensión de la fuente de alimentación (ACFail, activa en nivel bajo). La señal de alarma se activa si la tensión de la fuente de alimentación cae alrededor del 10% por debajo de la mínima tensión nominal de entrada CC del módulo de fuente de alimentación.

La indicación de una tensión auxiliar baja está disponible en la configuración del terminal de línea y se puede conectar a cualquier salida de señalización del REF54\_.

### Indicación de exceso de temperatura

El terminal de línea REF 54\_ incluye una función de supervisión de temperatura interna. El módulo de fuente de alimentación emite una señal de alarma interna cuando se ha detectado un exceso de temperatura dentro del encapsulado del terminal. La señal de alarma se activará una vez la temperatura dentro del encapsulado del terminal alcance +78°C (+75°...+83°C). La indicación de exceso de temperatura está disponible en la configuración del terminal de línea y se puede conectar a cualquier salida de señalización del REF54\_.

### Canales analógicos

El terminal de línea mide las señales analógicas necesarias para protección, medida, etc. mediante sensores o transformadores adaptadores con separación galvánica.

Dependiendo de sí se incluyen sensores o no, los terminales de línea REF 54\_ tienen 9 (sin sensores) o 10 (con sensores) canales analógicos. El número de canales usados depende de la configuración del terminal de línea y del tipo de transformadores adaptadores o entradas de sensores usadas. Además, el terminal de línea incluye canales analógicos virtuales para el cálculo de las tensiones fase-a-fase, la intensidad de neutro y la tensión residual a partir de las intensidades y tensiones de fase.

Adicionalmente a los 9 transformadores adaptadores convencionales, se pueden utilizar en paralelo sensores desarrollados por ABB en los terminales de línea REF54\_. El terminal de línea tiene 9 entradas de sensor. Un sensor de tensión (bobina de Rogowski) o un divisor de tensión se puede conectar a cada entrada de sensor. Rogamos vean el diagrama de conexión para los detalles. Cuando realice su pedido, rogamos haga constar el tipo de entradas analógicas.

Cada canal analógico se configura por separado mediante el *Relay Configuration Tool*. Tanto la unidad de medida para cada canal analógico como el tipo de la señal a medir serán configurados.

Se puede ajustar un factor de escala separado para cada canal analógico. Los factores permiten diferencias entre los nominales de la unidad protegida y del dispositivo de medida (TIs, TTs etc.). El valor de ajuste 1.00 significa que el valor nominal de la unidad protegida es exactamente el mismo que el del dispositivo de medida.

### Canales analógicos calculados

El terminal de línea REF 54\_ incluye canales virtuales para obtener las tensiones fase-a-fase, la intensidad de neutro y la tensión residual cuando se utilizan sensores. Los sensores se conectan al terminal de línea vía cables coaxiales y por tanto no se puede hacer una conexión residual de intensidades de fase o una conexión en triángulo abierto de las tensiones de fase. Tanto la amplitud como el ángulo de fase son calculados para los canales virtuales.

A pesar de que están principalmente pensados para ser usados con sensores, los canales analógicos calculados también pueden ser utilizados con transformadores convencionales de intensidad y tensión.

¡Nota! Cuando se necesita la protección sensible de falta a tierra, no se recomienda reemplazar los transformadores toroidales por la suma de intensidades de fase obtenida numéricamente. Normalmente, un ajuste para falta a tierra por debajo del 10% del valor nominal requiere el uso de un transformador toroidal.

### Entradas digitales

Las entradas digitales de los terminales de línea están controladas por tensión y aisladas ópticamente. La función de una entrada digital se puede invertir. El tiempo de filtrado programable elimina rebotes y perturbaciones cortas en la entrada digital. El tiempo de filtrado se puede ajustar separadamente para cada entrada digital.

Algunas entradas digitales específicas se pueden programar para operar como entradas digitales, contadores de pulsos o usadas para sincronización horaria. Cuando una entrada digital opera como contador de pulsos, la frecuencia de conteo de pulsos puede ser de hasta 100 Hz.

### Supresión de la oscilación

Los terminales de línea tienen dos parámetros globales para la supresión de oscilación en entrada digital. Los ajustes de estos parámetros determinan el nivel de oscilación e histéresis

para todas las entradas digitales. Se genera un evento en caso de que la oscilación sea detectada.

#### **Atributos de una entrada digital para la configuración del terminal de línea**

Para cada entrada digital, el estado de la entrada (valor), el marcado de tiempo para el cambio de estado (tiempo) y la validez de la entrada digital (invalidez) pueden ser entregados por los atributos. Estos atributos están disponibles en la configuración del terminal de línea y se pueden usar en varias aplicaciones.

#### **Entradas analógicas/RTD**

Los terminales de línea REF 541 y REF 543 equipados con un módulo analógico/RTD (RTD1) tienen ocho entradas analógicas de propósito general para la medida de CC. Las entradas analógicas/RTD están aisladas galvánicamente de la fuente de alimentación y del encapsulado del terminal de línea. Sin embargo las entradas tienen una tierra común. Las entradas analógicas/RTD de propósito general aceptan señales de tipo tensión, intensidad o resistencia. Para cada modo de medida, se proporciona un parámetro separado para la selección entre los márgenes de medida disponibles. Las entradas analógicas /RTD se pueden aplicar, por ejemplo, a la medida de temperatura.

#### **Salidas digitales**

Las salidas del terminal de línea se categorizan del siguiente modo:

- HSPO: Salida de potencia de alta velocidad, contacto de doble polo, preferentemente para disparo y control de interruptor y seccionador
- PO: Salida de potencia, contacto tanto de un sólo polo como de doble polo, preferentemente para control de interruptor y seccionador
- SO: Salida de señal, contacto tanto NO (Normalmente Abierto) como NO/NC (Normalmente Abierto/Normalmente Cerrado). El contacto de salida es un contacto de carga normal y no puede ser usado para el control de grandes cargas como la de un interruptor.

#### **Salidas analógicas**

Los terminales de línea REF 541 y REF 543 equipados con un módulo analógico/RTD tienen cuatro salidas analógicas de intensidad de 0...20 mA de propósito general. Todas las salidas están aisladas galvánicamente del suministro y del encapsulado del terminal de línea y entre ellas.

Las salidas analógicas se pueden utilizar para transferir cualquier medida o información calculada a paneles de medida o PLCs por ejemplo.

#### **Indicadores LED de alarma**

El terminal de línea ofrece ocho indicadores LED de alarma a ser configurados con el Relay Mimic Editor. Los colores de los LED (verde, amarillo y rojo), su uso y los textos de estado ON y OFF pueden ser libremente definidos. Se ofrecen tres modos de operación básicos: no autorretenido, autorretenido fijo y autorretenido parpadeando. Las alarmas pueden ser reconocidas remotamente, localmente o usando la lógica del terminal de línea.

Los canales de alarma incluyen el marcado de tiempo para alarmas detectadas. El principio de marcado de tiempo usado depende del modo de operación.

#### **LED indicador de enclavamiento**

El LED de enclavamiento indica que la operación de control ha sido enclavada o que el enclavamiento está en modo bypass, p. ej. cuando el control es posible a pesar del enclavamiento.

#### **Supervisión de circuito de disparo**

El objetivo de esta función es supervisar la circuitería de disparo del interruptor. Una alarma será generada en caso de un circuito de disparo defectuoso, p. ej. se detecta que un circuito no es capaz de realizar un disparo.

La supervisión está basada en la inyección de intensidad constante a través de la circuitería de disparo.

#### **Panel de pantalla**

El terminal de línea se ofrece con una pantalla fija o bien con un módulo de visualización externo. El módulo de visualización externo requiere un suministro de tensión propio de origen común con la unidad principal. La pantalla está formada por 19 líneas divididas en dos ventanas: una ventana principal (17 líneas) y una ventana de asistencia (2 líneas).

La pantalla gráfica presenta información detallada a modo de MIMICO, objetos, eventos, medidas, alarmas de control y parámetros. La ventana de asistencia se usa para indicaciones /alarmas en dependencia con el terminal y mensajes de ayuda.

Adicionalmente, el panel incluye los siguientes elementos de HMI:

- tres pulsadores para el control de objeto (I, O, selección de objeto)
- ocho LEDs de alarma libremente programables con diferentes colores y modos de acuerdo con la configuración
- un indicador LED para el control del enclavamiento
- tres indicadores LED de protección



- una agrupación de pulsadores del HMI con cuatro pulsadores de flecha y pulsadores para salir y entrar
- un puerto de comunicación serie ópticamente aislado
- control de retroiluminación y contraste
- un pulsador (F) libremente programable, que se puede usar en la configuración del terminal de línea
- un pulsador de control remoto/local

El HMI tiene dos niveles principales, el nivel de usuario y el nivel técnico. El nivel de usuario se orienta a las medidas y monitorización del "día a día", mientras que el nivel técnico está dedicado a la programación avanzada del terminal de línea.

### Comunicación serie

El terminal de línea tiene tres puertos de comunicación serie, uno en el panel frontal y dos en el panel posterior.

#### El conector óptico para PC en el panel frontal

El panel frontal está dedicado a la conexión de un PC para la configuración del terminal de línea con las herramientas CAP50\_. La interfaz frontal utiliza el protocolo SPA bus.

El conector óptico en el panel frontal aísla galvánicamente el PC del terminal de línea. El conector frontal para PC está estandarizado para los productos de relé de ABB y requiere un cable óptico específico. El cable se conecta al puerto serie RS-232 del PC. Los otros parámetros de comunicación para la interfaz trasera RS-485 también son ajustados en el menú de Comunicación del terminal de línea REF 54\_.

#### Comunicación SPA/CEI\_103 en el conector trasero X3.2

El conector subminiatura tipo macho D de nueve pines (conexión RS-232) en el panel posterior conecta el terminal de línea al sistema de automatización de distribución vía el SPA bus ó el CEI\_103. El módulo interfaz de fibra óptica tipo RER 123 se utiliza para conectar el terminal de línea al bus de comunicación de fibra óptica para los protocolos SPA y CEI\_103.

#### Comunicación DNP 3.0/Modbus en el conector trasero X3.2

El conector subminiatura tipo macho D de nueve pines (conexión RS-232) en el panel posterior conecta el terminal de línea al sistema de automatización de distribución vía los protocolos DNP 3.0 ó Modbus. La interfaz entre el terminal de línea y el bus de comunicación RS-485 se puede realizar a través del Módulo de Conexión al Bus RER 133. La interfaz entre el terminal de línea y el bus óptico se puede realizar a través del Módulo de Conexión al Bus RER 123.

#### Comunicación CEI 61850 utilizando el SPA-ZC 400 en el conector trasero X3.2

El conector subminiatura tipo macho D de nueve pines (conexión RS-232) en el panel posterior conecta el terminal de línea al sistema de automatización de distribución vía el protocolo CEI 61850. En el modo CEI 61850, se requiere el Módulo de Conexión al Bus SPA-ZC 400.

#### Comunicación Profibus-DPV1 utilizando el SPA-ZC 302 en el conector trasero X3.2

El conector subminiatura tipo macho D de nueve pines (conexión RS-232) en el panel posterior conecta el terminal de línea al sistema de automatización de distribución vía el protocolo Profibus. La interfaz entre el terminal de línea y el Profibus se puede realizar a través del Gateway SPA-ZC 302.

#### Comunicación LON/SPA bus en el conector trasero X3.3

El conector subminiatura tipo hembra D de nueve pines (conexión RS-485) en el panel posterior conecta el terminal de línea al sistema de automatización de subestación vía el SPA bus o el LON bus. El módulo interfaz de fibra óptica tipo RER 103 se utiliza para conectar el terminal de línea al bus de comunicación de fibra óptica. El módulo RER 103 soporta tanto la comunicación SPA bus como la LON bus.

### Autosupervisión

El terminal de línea REF 54\_ está provisto de un completo sistema de autosupervisión. El sistema de autosupervisión controla situaciones de fallo durante el tiempo de ejecución e informa al usuario de los fallos vía el HMI y la comunicación LON/SPA bus.

Cuando se ha detectado un fallo, el indicador verde de Listo empieza a parpadear, se visualiza un texto indicador de fallo en el HMI y se genera un evento Q/E57. El texto indicador de fallo en el HMI consiste en dos líneas: un mensaje general de "fallo interno", seguido por el código IRF generado del fallo.

El relé intentará restablecerse del fallo bien reiniciando el módulo (módulo E/S ó HMI) que ha reportado el fallo, o bien reiniciando el relé completo. Durante la reinicialización el estado IRF permanecerá activo hasta que el programa interno de autosupervisión haya determinado que el relé está funcionando normalmente. Si el fallo todavía persiste después de reiniciarse tres veces, el relé se mantendrá en estado IRF permanente.

### Configuración del terminal de línea

El *Relay Configuration Tool*, basado en el estándar CEI 61131-3, se utiliza para configurar el terminal básico, los bloques de protección y función lógica, las funciones de control y medida, los temporizadores y otros elementos funcionales incluidos en la categoría de funciones lógicas.

El sistema programable de los terminales de línea REF 54\_ permite que los contactos de salida sean operados de acuerdo con el estado de las entradas y salidas lógicas de las funciones de protección, control, medida y monitorización de condición. Las funciones de PLC (p. ej. lógica de enclavamiento y alarma) son programadas con funciones Booleanas, temporizadores, contadores, comparadores y básculas. El programa se escribe en un lenguaje de diagrama de bloques de función usando el software de configuración.

### Configuración del mímico

Las funciones de control configuradas utilizando el *Relay Configuration Tool* se pueden asociar con indicadores de posición que forman parte de la representación de configuración del MIMICO visualizado en el LCD gráfico del HMI. La representación de configuración del MIMICO se diseña con el *Relay Mimic Editor*. Adicionalmente, el editor se utiliza para definir los ocho indicadores LED programables y los correspondientes textos de alarma en el panel frontal, los modos de alarma y los textos del LED de enclavamiento.

La representación del MIMICO puede incluir un diagrama unifilar, valores medidos con unidades, textos libres, etc. Los indicadores de posición (abierto, cerrado, indefinido) se representan de acuerdo con los requerimientos de cliente. Tenga en cuenta que la operación propia de los objetos se determina mediante el *Relay Configuration Tool*.

Los ocho bloques de función de alarma se pueden configurar en la misma pantalla de alarmas del editor de mímico. Se pueden definir los textos de estado ON y OFF (para las alarmas sólo se permite una única versión de idioma al mismo tiempo) y los colores de LED. Se pueden usar tres colores diferentes para definir el estado ON y OFF. Se dispone de tres modos básicos:

- no autorretenido
- autorretenido permanente
- autorretenido parpadeando

Los textos del LED de enclavamiento también se pueden definir en la misma pantalla de alarma, pero el color del LED de enclavamiento no se puede cambiar.

### Configuración de la red Lon

El *LON Network Tool* se utiliza para unir las variables de red entre los terminales RED 500. Típicamente, el LON se utiliza para transferir datos del estado del objeto (abierto, cerrado, indefinido) entre las unidades para las secuencias de enclavamiento en ejecución en las unidades.

### Configuración del DNP 3.0 y del Modbus

El *Protocol Mapping Tool*, incluido en el CAP 505, se utiliza para configurar las interfaces DNP 3.0 y Modbus del terminal de línea.

### Parametrización del terminal de línea

Los parámetros de las unidades de terminal de línea se pueden ajustar tanto localmente sobre el HMI como externamente vía la comunicación serie.

#### Parametrización local

Cuando los parámetros se ajustan localmente a través del HMI, los parámetros de ajuste se pueden escoger desde la estructura de menú jerárquico. Se puede seleccionar el idioma deseado para la descripción del parámetro.

#### Parametrización externa

Se utiliza el *Relay Setting Tool* para parametrizar y ajustar externamente los terminales de línea. Los parámetros se pueden ajustar off-line en el PC y descargarlos al terminal de línea a través de un puerto de comunicación. La estructura de menú de la herramienta de ajuste, incluyendo pantallas para parametrización y ajustes, es la misma que la estructura de menú del terminal de línea.

### Conexiones del terminal

Todos los circuitos externos son conectados a los bloques de bornas en el panel posterior. El bloque de bornas para los transformadores de medida consta de bornas de tornillo fijas.

Los sensores ABB (bobina de Rogowski o divisor de tensión) son conectados al terminal de línea con un tipo especial de conectores blindados dobles BNC. Este tipo de conectores se utiliza para mejorar la fiabilidad y protección contra perturbaciones. Las entradas de sensor no usadas se deben cortocircuitar con conectores especiales, tipo 1MRS 120515.

La interfaz serie RS-232 en el panel posterior se utiliza para conectar el terminal de línea al bus SPA, CEI\_103, Modbus, DNP 3.0, Profibus ó CEI 61850. El bus SPA, CEI\_103, Modbus y DNP 3.0 se conecta vía el Módulo de Conexión al Bus RER 123. El DNP 3.0/Modbus se puede conectar también vía el Módulo de Conexión al Bus RER 133.

Profibus está disponible a través del Gateway SPA-ZC 302 y CEI 61850 está disponible a través del Adaptador Ethernet SPA-ZC 400.

Los contactos de entrada y salida digital del terminal de línea son conectados a los conectores multipolares.

La interfaz serie RS-485 en el panel posterior se utiliza para conectar el terminal de línea al SPA bus o al LON bus. El SPA/LON bus se conecta vía el Módulo de Conexión RER 103 ajustado al conector miniatura tipo D de nueve pines y atornillado al panel posterior.

La tierra protectora se conecta al tornillo marcado con el símbolo de tierra.

Diagramas de conexión básicos

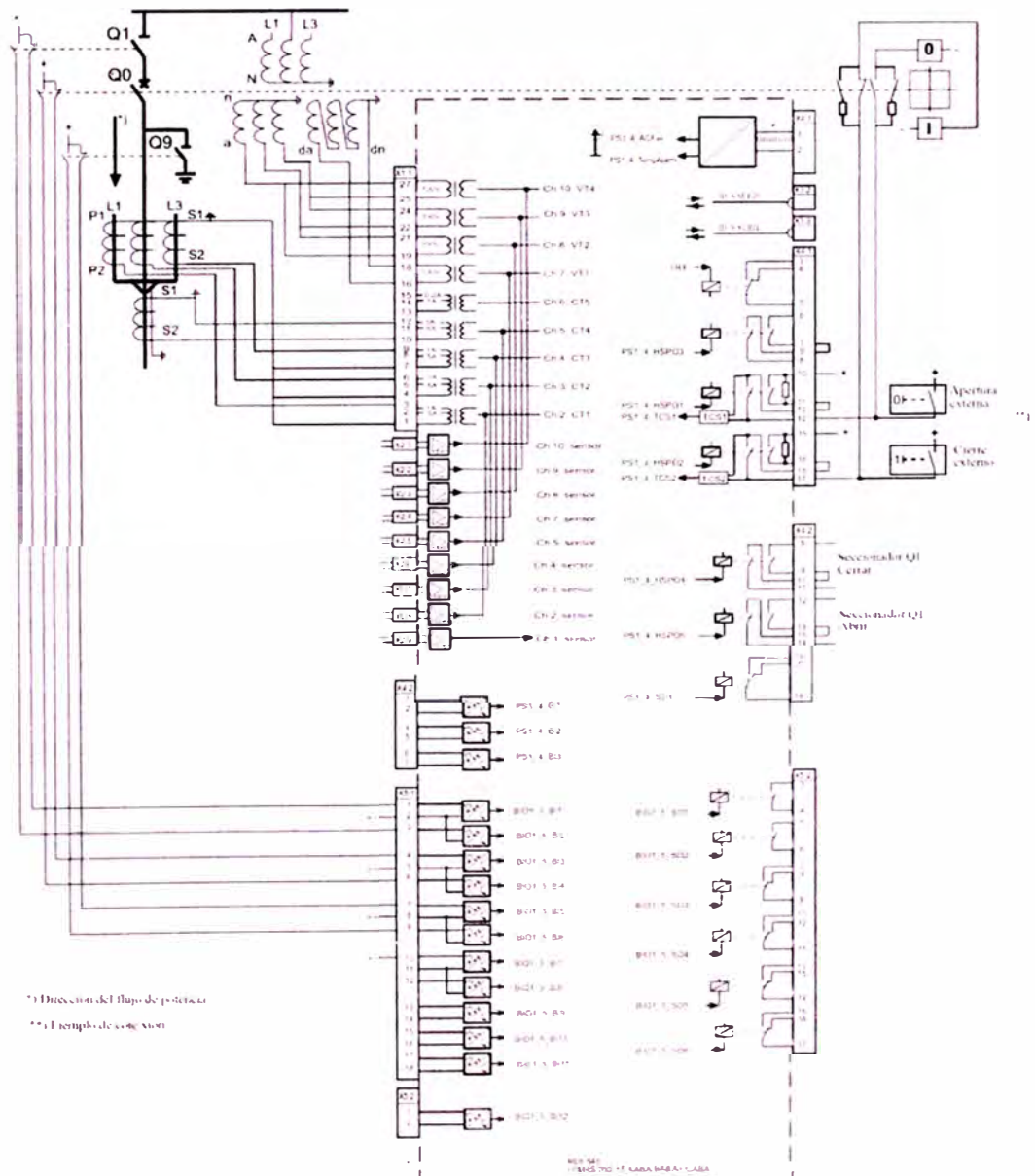


Fig. 3 Diagrama de conexión básico del REF 541.

A050202



### Tablas de selección de aplicación para las funciones de los REF 541, REF 543 y REF 545

Tabla 20: Funciones de protección

Función	Nº dispositivo ANSI	Símbolo IEC	Descripción
AR5Func	79	O-->I	Función reenganche automático (5 intentos)
CUB1Cap <sup>2)</sup>	51NC-1	dl>C	Protección de desequilibrio de intensidad para baterías de condensadores shunt
CUB3Cap <sup>3)</sup>	51NC-2	3dl>C	Protección trifásica de desequilibrio de intensidad para condensador shunt conectado en puente-en-H
CUB3Low	46	lub>	Protección de discontinuidad de fase
DEF2Low	67N-1	lo>-->	Protección de falta a tierra direccional, etapa de ajuste bajo
DEF2High	67N-2	lo>>-->	Protección de falta a tierra direccional, etapa de ajuste alto
DEF2Inst	67N-3	lo>>>-->	Protección de falta a tierra direccional, etapa instantánea
DOC6Low <sup>1)</sup>	67-1	3l>-->	Protección de sobreintensidad direccional trifásica, etapa de ajuste bajo
DOC6High <sup>1)</sup>	67-2	3l>>-->	Protección de sobreintensidad direccional trifásica, etapa de ajuste alto
DOC6Inst <sup>1)</sup>	67-3	3l>>>-->	Protección de sobreintensidad direccional trifásica, etapa instantánea
FLOC <sup>4)</sup>	21FL	FLOC	Localizador de falta
Freq1St1 <sup>1)</sup>	81-1	f1	Protección de subfrecuencia o sobrefrecuencia, etapa 1
Freq1St2 <sup>1)</sup>	81-2	f2	Protección de subfrecuencia o sobrefrecuencia, etapa 2
Freq1St3 <sup>1)</sup>	81-3	f3	Protección de subfrecuencia o sobrefrecuencia, etapa 3
Freq1St4 <sup>1)</sup>	81-4	f4	Protección de subfrecuencia o sobrefrecuencia, etapa 4
Freq1St5 <sup>1)</sup>	81-5	f5	Protección de subfrecuencia o sobrefrecuencia, etapa 5
FuseFail <sup>3)</sup>	60	FUSEF	Supervisión de fallo fusible
Inrush3	68	3I2f>	Detector trifásico de inserción de transformador y de intensidad de arranque de motor
MotStart <sup>2)</sup>	48	Is2t n<	Supervisión trifásica de arranque para motores
NEF1Low	51N-1	lo>	Protección de falta a tierra no direccional, etapa de ajuste bajo
NEF1High	51N-2	lo>>	Protección de falta a tierra no direccional, etapa de ajuste alto
NEF1Inst	51N-3	lo>>>	Protección de falta a tierra no direccional, etapa instantánea
NOC3Low	51-1	3l>	Protección de sobreintensidad no direccional trifásica, etapa de ajuste bajo
NOC3High	51-2	l>>	Protección de sobreintensidad no direccional trifásica, etapa de ajuste alto
NOC3Inst	51-3	3l>>>	Protección de sobreintensidad no direccional trifásica, etapa instantánea
OL3Cap <sup>2)</sup>	51C	3l>3l<	Protección trifásica de sobrecarga para baterías de condensadores shunt
OV3Low	59-1	3U>	Protección de sobretensión trifásica, etapa de ajuste bajo
OV3High	59-2	3U>>	Protección de sobretensión trifásica, etapa de ajuste alto
PSV3St1 <sup>2)</sup>	47-1	U1U2<> 1	Protección de tensión de secuencia de fase, etapa 1
PSV3St2 <sup>2)</sup>	47-2	U1U2<> 2	Protección de tensión de secuencia de fase, etapa 2
ROV1Low	59N-1	Uo>	Protección de sobretensión residual, etapa de ajuste bajo
ROV1High	59N-2	Uo>>	Protección de sobretensión residual, etapa de ajuste alto
ROV1Inst	59N-3	Uo>>>	Protección de sobretensión residual, etapa instantánea
SCVCS1 <sup>1)</sup>	25-1	SYNC1	Comprobación de sincronismo/ comprobación de tensión, etapa 1
SCVCS2 <sup>1)</sup>	25-2	SYNC2	Comprobación de sincronismo/ comprobación de tensión, etapa 2
TOL3Cab <sup>1)</sup>	49F	3lth>	Protección de sobrecarga térmica trifásica para cables
TOL3Dev <sup>2)</sup>	49M/G/T	3lthdev>	Protección de sobrecarga térmica trifásica para dispositivos
UV3Low	27-1	3U<	Protección de subtensión trifásica, etapa de ajuste bajo
UV3High	27-2	3U<<	Protección de subtensión trifásica, etapa de ajuste alto

1) Estas funciones sólo están soportadas en las revisiones del terminal de línea de Entrega 1.5 o posterior.

2) Estas funciones sólo están soportadas en las revisiones del terminal de línea de Entrega 2.0 o posterior.

3) Estas funciones sólo están soportadas en las revisiones del terminal de línea de Entrega 2.5 o posterior.

4) Esta función sólo está soportada en las revisiones del terminal de línea de Entrega 3.5 o posterior.



Tabla 21: Funciones de medida

Función	Nº dispositivo ANSI	Símbolo IEC	Descripción
MEAI1 <sup>2)</sup>	AI1	AI1	Medida general 1/ entrada analógica en el módulo analógico/RTD
MEAI2 <sup>2)</sup>	AI2	AI2	Medida general 2/ entrada analógica en el módulo analógico/RTD
MEAI3 <sup>2)</sup>	AI3	AI3	Medida general 3/ entrada analógica en el módulo analógico/RTD
MEAI4 <sup>2)</sup>	AI4	AI4	Medida general 4/ entrada analógica en el módulo analógico/RTD
MEAI5 <sup>2)</sup>	AI5	AI5	Medida general 5/ entrada analógica en el módulo analógico/RTD
MEAI6 <sup>2)</sup>	AI6	AI6	Medida general 6/ entrada analógica en el módulo analógico/RTD
MEAI7 <sup>2)</sup>	AI7	AI7	Medida general 7/ entrada analógica en el módulo analógico/RTD
MEAI8 <sup>2)</sup>	AI8	AI8	Medida general 8/ entrada analógica en el módulo analógico/RTD
MEAO1 <sup>2)</sup>	AO1	AO1	Salida analógica 1 en el módulo analógico/RTD
MEAO2 <sup>2)</sup>	AO1	AO1	Salida analógica 2 en el módulo analógico/RTD
MEAO3 <sup>2)</sup>	AO3	AO3	Salida analógica 3 en el módulo analógico/RTD
MEAO4 <sup>2)</sup>	AO4	AO4	Salida analógica 4 en el módulo analógico/RTD
MECU1A	Io	Io	Medida de la intensidad de neutro, etapa A
MECU1B	Io B	Io B	Medida de la intensidad de neutro, etapa B
MECU3A	3I	3I	Medida trifásica de intensidad, etapa A
MECU3B <sup>2)</sup>	3I B	3I B	Medida trifásica de intensidad, etapa B
MEDREC16 <sup>1)</sup>	DREC	DREC	Registrador de perturbaciones transitorias
MEFR1	f	f	Medida de la frecuencia del sistema
MEPE7	PQE	PQE	Medida trifásica de potencia y energía
MEVO1A	Uo	Uo	Medida de tensión residual, etapa A
MEVO1B <sup>2)</sup>	Uo B	Uo B	Medida de tensión residual, etapa B
MEVO3A	3U	3U	Medida trifásica de tensión, etapa A
MEVO3B <sup>2)</sup>	3U B	3U B	Medida trifásica de tensión, etapa B

1) Estas funciones sólo están soportadas en las revisiones del terminal de línea de Entrega 1.5 o posterior.

2) Estas funciones sólo están soportadas en las revisiones del terminal de línea de Entrega 2.0 o posterior.

Tabla 22: Funciones de calidad de potencia

Función	Nº dispositivo ANSI	Símbolo IEC	Descripción
PQCU3H <sup>1)</sup>	PQ 3Inf	PQ 3Inf	Medida de distorsión de la forma de onda de intensidad
PQVO3H <sup>1)</sup>	PQ 3Unf	PQ 3Unf	Medida de distorsión de la forma de onda de tensión
PQVO3Sd <sup>2)</sup>	PQ 3U<>	PQ 3U<>	Variaciones de tensión de corta duración

1) Estas funciones sólo están soportadas en las revisiones del terminal de línea de Entrega 2.0 o posterior.

2) Esta función sólo está soportada en las revisiones del terminal de línea de Entrega 3.5 o posterior.

Tabla 23: Funciones de control

Función	Nº dispositivo ANSI	Símbolo IEC	Descripción
CO3DC1	CO3DC1	I<->O 3DC1	Seccionador de tres estados (1) con indicación
CO3DC2	CO3DC2	I<->O 3DC2	Seccionador de tres estados (2) con indicación
COCB1	COCB1	I<->O CB1	Control interruptor 1 con indicación
COCB2	COCB2	I<->O CB2	Control interruptor 2 con indicación
COCBDIR	COCBDIR	CBDIR	Apertura directa para interruptores vía el HMI
CODC1	CODC1	I<->O DC1	Control seccionador 1 con indicación
CODC2	CODC2	I<->O DC2	Control seccionador 2 con indicación
CODC3	CODC3	I<->O DC3	Control seccionador 3 con indicación
CODC4	CODC4	I<->O DC4	Control seccionador 4 con indicación
CODC5	CODC5	I<->O DC5	Control seccionador 5 con indicación
COIND1	COIND1	I<->O IND1	Indicación de dispositivo de conmutación 1

Tabla 23: Funciones de control

Función	Nº. Dispositivo ANSI	Símbolo IEC	Descripción
COIND2	COIND2	I<->O IND2	Indicación de dispositivo de conmutación 2
COIND3	COIND3	I<->O IND3	Indicación de dispositivo de conmutación 3
COIND4	COIND4	I<->O IND4	Indicación de dispositivo de conmutación 4
COIND5	COIND5	I<->O IND5	Indicación de dispositivo de conmutación 5
COIND6	COIND6	I<->O IND6	Indicación de dispositivo de conmutación 6
COIND7	COIND7	I<->O IND7	Indicación de dispositivo de conmutación 7
COIND8	COIND8	I<->O IND8	Indicación de dispositivo de conmutación 8
COLOCAT	COLOCAT	I<->O POS	Selector de posición de control de lógica controlada
COPFC <sup>1)</sup>	55	COPFC	Controlador de factor de potencia
COSW1	COSW1	SW1	Conmutador On/off 1
COSW2	COSW2	SW2	Conmutador On/off 2
COSW3	COSW3	SW3	Conmutador On/off 3
COSW4	COSW4	SW4	Conmutador On/off 4
MMIALAR1	ALARM1	ALARM1	Canal de Alarma 1, LED indicador
MMIALAR2	ALARM2	ALARM2	Canal de Alarma 2, LED indicador
MMIALAR3	ALARM3	ALARM3	Canal de Alarma 3, LED indicador
MMIALAR4	ALARM4	ALARM4	Canal de Alarma 4, LED indicador
MMIALAR5	ALARM5	ALARM5	Canal de Alarma 5, LED indicador
MMIALAR6	ALARM6	ALARM6	Canal de Alarma 6, LED indicador
MMIALAR7	ALARM7	ALARM7	Canal de Alarma 7, LED indicador
MMIALAR8	ALARM8	ALARM8	Canal de Alarma 8, LED indicador
MMIDATA1	MMIDATA1	MMIDATA1	Punto de monitorización de datos del MIMICO 1
MMIDATA2	MMIDATA2	MMIDATA2	Punto de monitorización de datos del MIMICO 2
MMIDATA3	MMIDATA3	MMIDATA3	Punto de monitorización de datos del MIMICO 3
MMIDATA4	MMIDATA4	MMIDATA4	Punto de monitorización de datos del MIMICO 4
MMIDATA5	MMIDATA5	MMIDATA5	Punto de monitorización de datos del MIMICO 5

Tabla 24: Funciones de monitorización de condición

Función	Nº. Dispositivo ANSI	Símbolo IEC	Descripción
CMBWEAR1	CB wear1	CB wear1	Desgaste eléctrico del interruptor 1
CMBWEAR2	CB wear2	CB wear2	Desgaste eléctrico del interruptor 2
CMCU3	MCS 3I	MCS 3I	Función de supervisión del circuito de entrada de intensidad de energización
CMGAS1	CMGAS1	GAS1	Monitorización de la presión del gas
CMGAS3 <sup>1)</sup>	CMGAS3	GAS3	Monitorización de la presión del gas para tres polos
CMSCHED	CMSCHED	SCHED	Mantenimiento programado
CMSPRC1	CMSPRC1	SPRC1	Control de carga del muelle 1
CMTCS1	TCS1	TCS1	Supervisión de circuito de disparo 1
CMTCS2	TCS2	TCS2	Supervisión de circuito de disparo 2
CMTIME1	TIME1	TIME1	Contador del tiempo de operación 1 para el tiempo de operación usado (p.ej. motores)
CMTIME2	TIME2	TIME2	Contador del tiempo de operación 2 para el tiempo de operación usado (p.ej. motores)
CMTRAV1	CMTRAV1	TRAV1	Tiempo de recorrido del interruptor 1
CMVO3	MCS 3U	MCS 3U	Función de supervisión del circuito de entrada de tensión de energización

1) Esta función sólo está soportada en las revisiones del terminal de línea de Entrega 2.0 o posterior.

**Referencias****Información adicional**

Manual de Referencia Técnica del Terminal de Línea REF54_, General	1MRS750527-MUM
Descripciones técnicas de las funciones	1MRS750889-MCD (Sólo en CD-ROM)
Manual de Instalación	1MR 750526-MUM
Manual del Operador	1MR 750500-MUM
Manual de Referencia Técnica RER 103	1MRS750532-MUM
Manual de Referencia Técnica RER 123	1MRS751143-MUM
Guía de Configuración de Terminales de Protección y Control REF 54_, REM 54_, REC 523	1MRS750745-MUM
Descripción Técnica del Módulo de Conexión al BUS RER 133	1MRS755163

Echelon, LON y LonTalk son marcas registradas de Echelon Corporation.  
Cualquier otro nombre de producto o marca de fábrica son marcas, marcas registradas, o marcas de servicio de sus respectivos propietarios.