



Universidad  
Técnica de  
Cotopaxi

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y**  
**APLICADAS**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TESIS DE GRADO**

**TEMA:**

“ESTUDIO DE LAS CONDICIONES ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ 138 KV, PARA FUTURA IMPLEMENTACIÓN DEL RELÉ ELECTRÓNICO SIPROTEC 7SA612 PARA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA CONTRA FALLAS ELÉCTRICAS, CON LOS RELÉS 21 Y 67 UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT 13.2 EN LAS SUBESTACIONES PUCARÁ Y MULALÓ DE CELEC EP-TRANSLECTRIC, 2014”

Proyecto de Tesis de grado previo a la obtención del título de  
Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia

**AUTORES:** Bastidas Gallo Claudio Wladimir  
Tobar Trávez William Hernán

**DIRECTOR DE TESIS:** Ing. Miguel Lucio

Latacunga – Ecuador

-2015 -





## FORMULARIO DE LA APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi y por la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, l@s postulantes:

- Bastidas Gallo Claudio Wladimir
- Tobar Trávez William Hernán

Con la tesis, cuyo título es: **“ESTUDIO DE LAS CONDICIONES ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ 138 KV, PARA FUTURA IMPLEMENTACIÓN DEL RELÉ ELECTRÓNICO SIPROTEC 7SA612 PARA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA CONTRA FALLAS ELÉCTRICAS, CON LOS RELÉS 21 Y 67 UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT 13.2 EN LAS SUBESTACIONES PUCARÁ Y MULALÓ DE CELEC EP-TRANSLECTRIC, 2014”**.

Han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúnen los méritos suficientes para ser sometidos al **Acto de Defensa de Tesis** en la fecha y hora señalada.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, 24 de febrero del 2015

Para constancia firman:

  
Ing. Xavier Proaño  
**PRESIDENTE**

  
Ing. Franklin Medina  
**OPOSITOR**

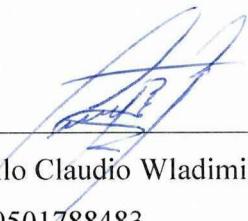
  
Ing. Idalia Pácheo  
**MIEMBRO**

  
Ing. Miguel Lucio  
**TUTOR (DIRECTOR)**

## AUTORÍA


Bastidas Gallo Claudio Wladimir y Tobar Trávez William Hernán, declaramos bajo juramento que, el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional.

La responsabilidad de esta tesis de grado nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la Universidad Técnica de Cotopaxi.



---

Bastidas Gallo Claudio Wladimir  
C.I. 0501788483



---

Tobar Trávez William Hernán  
C.I. 0502181332

## **AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS**

En calidad de Director de Tesis del Trabajo de Investigación sobre el tema:

“ESTUDIO DE LAS CONDICIONES ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ 138 KV, PARA FUTURA IMPLEMENTACIÓN DEL RELÉ ELECTRÓNICO SIPROTEC 7SA612 PARA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA CONTRA FALLAS ELÉCTRICAS, CON LOS RELÉS 21 Y 67 UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT 13.2 EN LAS SUBESTACIONES PUCARÁ Y MULALÓ DE CELEC EP-TRANSLECTRIC, 2014”, de los señores estudiantes Bastidas Gallo Claudio Wladimir y Tobar Trávez William Hernán postulantes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

### **CERTIFICO QUE:**

Una vez revisado el documento entregado a mi persona, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científicos - técnicos necesarios para ser sometidos a la Evaluación del Tribunal de Validación de Tesis que el Honorable Consejo Académico de la Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 20 de febrero del 2015



Ing. Miguel Ángel Lucio Castro  
**DIRECTOR**

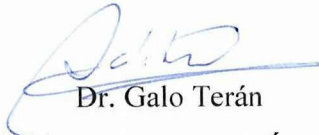
## **AVAL DE ASESOR METODOLÓGICO**

En calidad de Asesor Metodológico del Trabajo de Investigación sobre el tema: “ESTUDIO DE LAS CONDICIONES ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ 138 KV, PARA FUTURA IMPLEMENTACION DEL RELÉ ELECTRÓNICO SIPROTEC 7SA612 PARA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA CONTRA FALLAS ELÉCTRICAS, CON LOS RELES 21 Y 67 UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT 13.2 EN LAS SUBESTACIONES PUCARÁ Y MULALÓ DE CELEC EP-TRANSLECTRIC, 2014”, de los señores estudiantes Bastidas Gallo Claudio Wladimir y Tobar Trávez William Hernán postulantes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

### **CERTIFICO QUE:**

Una vez revisado el documento entregado a mi persona, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científicos - técnicos necesarios para ser sometidos a la Evaluación del Tribunal de Validación de Tesis que el Honorable Consejo Académico de la Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 20 de febrero del 2015

  
Dr. Galo Terán  
**ASESOR METODOLÓGICO**

## CERTIFICACIÓN

En calidad de Supervisor de Operación de la Zona Nororiental de CELEC EP – TRANSELECTRIC, y como coordinador del tema de tesis: **“ESTUDIO DE LAS CONDICIONES ELECTRICAS DE LA LINEA DE TRANSMISION PUCARA MULALO 138 KV, PARA FUTURA IMPLEMENTACION DEL RELE ELECTRONICO SIPROTEC 7SA612 PARA PROTECCION DE LA LINEA CONTRA FALLAS ELECTRICAS, CON LOS RELES 21 Y 67 UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT 13.2 EN LAS SUBESTACIONES PUCARA Y MULALO DE CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2014”** me permito indicar que fue desarrollada y concluida por los señores Bastidas Gallo Claudio Wladimir y Tobar Trávez William Hernán, egresados de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando a los señores antes mencionados hacer uso del presente documento, en la forma que estimen conveniente.

Atentamente,



Ing. Juan Carlos Astudillo  
SUPERVISOR OPERACION  
ZONA NORTE

Ing. Juan Carlos Astudillo

**SUPERVISOR DE OPERACIÓN ZONA NORIENTAL  
CELEC EP - TRANSELECTRIC**

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo está dedicado a cada una de nuestras familias, por su apoyo incondicional brindado en todo momento.

Wladimir y William

## **AGRADECIMIENTO**

Un agradecimiento especial a la Empresa CELEC EP - TRANSELECTRIC por permitirnos realizar el presente estudio, en especial al Ing. Juan Carlos Astudillo Supervisor de la Zona Nororiental por su ayuda incondicional, a la Universidad Técnica de Cotopaxi, a nuestro Director de Tesis el Ing. Miguel Lucio quien con su conocimiento y experiencia contribuyo al desarrollo de ésta tesis y a todas aquellas personas que en su determinado momento nos brindaron su apoyo.

Wladimir y William

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>CONTENIDO</b>	<b>PÁGINAS</b>
PORTADA .....	i
AUTORÍA.....	ii
AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS.....	iii
AVAL DEL ASESOR METODOLÓGICO .....	iv
AVAL DE LA EMPRESA.....	v
DEDICATORIA .....	vi
AGRADECIMIENTO .....	vii
INDICE DE CONTENIDOS .....	viii
INDICE DE GRAFICOS .....	xii
INDICE DE TABLAS .....	xiv
INDICE DE ANEXOS.....	xv
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT.....	xviii
AVAL DE TRADUCCION.....	xix
INTRODUCCIÓN.....	xx

### **CAPITULO I**

#### **FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA**

1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 DESCRIPCIÓN SUBESTACIÓN MULALÓ Y LA CENTRAL PUCARÁ ....	1
1.3 SITUACIÓN ACTUAL.....	2
1.4 IMPORTANCIA .....	2
1.5 SISTEMA DE PROTECCION ELECTRICA .....	3
1.5.1 Elementos de un Sistema de Protección Eléctrica .....	3
1.5.1.1 Banco de Baterías de Alimentación .....	4
1.5.1.2 Circuitos de control.....	5
1.5.1.3 Transformadores de medida para protección .....	5
1.5.1.3.1 Transformadores de Potencial (TP's).....	6
1.5.1.3.2 Transformadores de Corriente (TC's) .....	10
1.5.1.4 Relé de Protección.....	12
1.5.1.5 Interruptor Automático.....	13

1.5.2 Características de un Sistema de Protecciones.....	14
1.6 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS RELES DE PROTECCIÓN.....	15
1.6.1 Relés Electromecánicos .....	15
1.6.2 Relés Digitales .....	16
1.7 RELES PARA PROTECCION DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	18
1.8 PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO .....	18
1.8.1 Proteccion Principal .....	19
1.8.2 Protecciones de respaldo (backup).....	19
1.8.2.1 La protección de respaldo local.....	20
1.8.2.2 La protección de respaldo remota .....	20
1.9 RELÉ DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA .....	21
1.9.1 Zonas de protección .....	22
1.9.1.1 Zona 1 .....	22
1.9.1.2 Zona 2 .....	23
1.9.1.3 Zona 3 .....	23
1.9.1.4 Zona de reversa .....	23
1.9.2 Característica de operación de la protección de distancia.....	24
1.9.2.1 Característica de Impedancia .....	24
1.9.2.2 Característica Mho .....	25
1.9.2.3 Característica Lenticular .....	26
1.9.2.4 Característica Cuadrilateral .....	27
1.9.2.5 Característica Reactancia .....	27
1.9.3 Factor Compensación Residual a Tierra ( $k_0$ ).....	28
1.10 RELÉ DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE .....	28
1.10.1 Protecciones de Sobrecorriente .....	28
1.10.1.1 La protección de Sobrecorriente Instantánea (50) .....	29
1.10.1.2 La protección de sobrecorriente con retardo de tiempo (51) .....	30
1.10.1.3 Relés de sobrecorriente de fase y de tierra.....	31
1.10.2 Ajuste de los Relés de Sobrecorriente.....	32
1.10.3 El relé Direccional de Sobrecorriente (67).....	33

## CAPITULO II

### ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

2.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN .....	38
2.1.1 Tipo de Investigación .....	38
2.1.2 Métodos .....	38
2.1.3 Técnicas .....	38
2.2 OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES .....	38
2.3 VARIABLE INDEPENDIENTE Y DEPENDIENTE .....	39
2.4 DESCRIPCIÓN DEL RELÉ ELECTRÓNICO 7SA612.....	40
2.5 DIMENSIONES Y DISEÑO DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 .....	43
2.6 BORNERAS DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612.....	43
2.7 MENÚ PRINCIPAL DEL RELE SIPROTEC 7SA612 .....	44
2.8 DETALLE DEL RELE SIPROTEC 7SA612.....	44
2.8.1 Elementos principales del relé SIPROTEC 7SA612 .....	45
2.8.2 Indicaciones de los LED'S del relé Siprotec 7SA612 .....	45
2.9 APLICACIONES Y FUNCIONES DEL RELÉ ELECTRÓNICO 7SA612..	46
2.9.1 Aplicación de la protección Siprotec 7SA612 .....	46
2.9.2 Funciones del relé Siprotec 7SA612 .....	46
2.10 PROTECCIONES QUE PERMITE EFECTUAR EL RELÉ SIPROTEC 7SA612.....	48
2.10.1 Impedancia .....	48
2.10.2 Corriente.....	49
2.10.3 Voltaje.....	50
2.11 REGISTRO DE FALLAS DE LA L/T PUCARA MULALO 138KV .....	51
2.12 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARA MULALÓ 138 KV .....	51
2.13 ESTRUCTURAS Y DISPOSICION DE CABLES EN LA LINEA DE TRANSMISION PUCARA-MULALO 138 KV .....	52
2.14 CALCULOS PREVIOS PARA LA CALIBRACION DEL RELE DE DISTANCIA (21) .....	53
2.14.1 Cálculo de las impedancias de secuencia positiva ( $Z_1$ ) y secuencia negativa ( $Z_2$ ).....	54

2.14.2	Cálculo de la Impedancia de secuencia cero ( $Z_0$ ).....	55
2.14.3	Ohmios primarios de la protección de distancia de fase (21) .....	56
2.14.4	Ohmios secundarios de la protección de distancia de fase (21).....	56
2.14.5	Ohmios primarios de la protección de distancia de tierra ( $Z_0$ ).....	57
2.14.6	Ohmios secundarios de la protección de distancia de tierra ( $Z_0$ ) .....	57
2.15	CALCULOS PREVIOS PARA LA CALIBRACION DEL RELE DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL(67).....	58
2.16	ANALISIS DE FLUJOS DE CARGA Y CORTOCIRCUITOS L/T PUCARA-MULALO 138 KV CON EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY .....	60
2.16.1	Flujos de carga .....	60
2.16.2	Corrientes de cortocircuito.....	63
2.17	VERIFICACION DE LA HIPÓTESIS .....	65

### **CAPITULO III**

#### **PROPUESTA**

#### **CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL RELÉ ELECTRÓNICO SIPROTEC 7SA612 Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ENTRE LOS RELÉS DE DISTANCIA (21) Y EL DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE (67), USANDO EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY 13.2, PARA LA PROTECCIÓN CONTRA FALLAS ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARA - MULALÓ 138 KV, DE CELEC EP – TRANSELECTRIC**

3.1	OBJETIVOS .....	66
3.1.1	General.....	66
3.1.2	Específicos .....	66
3.2	JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA .....	67
3.3	CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DEL RELÉ SIPROTEC7SA612 PARA LA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA .....	68
3.4	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS RELÉS DE DISTANCIA (21) Y DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (67).....	69
3.4.1	Fallas trifásicas en la Línea de Transmisión al 20%, 85% y al 100%.....	70
3.4.2	Falla monofásica a tierra en la Línea de Transmisión en Zona 3 vista desde la subestación Mulaló.....	82

3.4.3 Falla bifásica a tierra en la Línea de Transmisión en Zona 3 vista desde la subestación Pucará. ....	85
3.5 REDISEÑO DEL PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 EN LA S/E. MULALÓ .....	87
3.6 REDISEÑO DEL PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 EN LA S/E. PUCARA .....	87
3.7 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN ELECTRÓNICA.....	87
3.7.1 Presupuesto .....	87
3.7.2 Desconexiones No Programadas.....	88
3.7.2.1 Notificación de la Falla .....	88
3.7.2.2 Normalización de la línea mediante Relés Electromecánicos.....	88
3.7.2.3 Notificación y Normalización de una Falla mediante Relés Electrónicos .89	
3.7.3 Ventajas de los relés electrónicos .....	89
3.7.3.1 Ventaja Técnica .....	89
3.7.3.2 Ventaja Económima .....	90
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	91
BIBLIOGRAFÍA .....	94

## INDICE DE GRAFICOS

GRAFICO N° 1.1ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCION ELECTRICA.....	4
GRAFICO N° 1.2 BANCO DE BATERIAS .....	4
GRAFICO N° 1.3 CIRCUITO DE CONTROL .....	5
GRAFICO N° 1.4 TRANSFORMADOR DE VOLTAJE INDUCTIVO.....	8
GRAFICO N° 1.5 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN DCP .....	9
GRAFICO N° 1.6 DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL.....	10
GRAFICO N° 1.7 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE .....	11
GRAFICO N° 1.8 RELÉ DIGITAL DE PROTECCIÓN.....	13
GRAFICO N° 1.9 INTERRUPTOR DE POTENCIA .....	14
GRAFICO N° 1.10 RELE ELECTROMECAÁNICO .....	16
GRAFICO N° 1.11RELE DIGITAL .....	17
GRAFICO N° 1.12 ZONAS DE PROTECCION PRINCIPAL .....	19

GRAFICO N° 1.13	PROTECCION DE RESPALDO LOCAL .....	20
GRAFICO N° 1.14	PROTECCION DE RESPALDO REMOTO.....	21
GRAFICO N° 1.15	ZONAS DE PROTECCION DE DISTANCIA .....	23
GRAFICO N° 1.16	DIAGRAMA UNIFILAR LINEA TRANSMISION.....	24
GRAFICO N° 1.17	CARACTERISTICA DE IMPEDANCIA .....	25
GRAFICO N° 1.18	CARACTERISTICA MHO .....	25
GRAFICO N° 1.19	CARACTERISTICA MHO OFFSET.....	26
GRAFICO N° 1.20	CARACTERISTICA LENTICULAR .....	26
GRAFICO N° 1.21	CARACTERISTICA CUADRILATERAL .....	27
GRAFICO N° 1.22	CARACTERISTICA REACTANCIA.....	27
GRAFICO N° 1.23	CONEXIÓN DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE ....	31
GRAFICO N° 1.24	TAP Y DIAL DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE...	33
GRAFICO N° 1.25	CONEXIÓN DE LOS RELÉS 67/67N.....	35
GRAFICO N° 1.26	POLARIZACIÓN DEL RELÉ DIRECCIONAL.....	35
GRÁFICO N° 1.27	DIAGRAMA FUNCIONAL Y CIRCUITO DE CONTROL.	36
GRAFICO N° 1.28	SISTEMAS CON ALIMENTACIÓN NO RADIAL.....	37
GRAFICO N° 2.1	RELÉ SIPROTEC 7SA612 SIEMENS.....	42
GRAFICO N° 2.2	BORNERAS DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612.....	43
GRAFICO N° 2.3	MENU PRINCIPAL DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 .....	44
GRÁFICO N° 2.4	ELEMENTOS PRINCIPALES DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 .....	44
GRAFICO N° 2.5	DISPOSICION DE CABLES ESTRUCTURA TIPO N .....	52
GRAFICO N° 2.6	FLUJO DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN MULALO PUCARA .....	62
GRAFICO N° 2.7	SIMULACIÓN DE FALLA EN LA LINEA DE TRANSMISION MULALÓ-PUCARÁ .....	63
GRAFICO N° 3.1	DATOS DE LA LINEA DE TRANSMISION MULALO- PUCARA OBTENIDOS DEL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY.....	69
GRAFICO N° 3.2	DIAGRAMA DE FLUJO DE CARGA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MULALO-PUCARA .....	70
GRAFICO N° 3.3	DIAGRAMA RESISTENCIAVS REACTANCIA (R-X) EN PORCENTAJE AL 20 % EN S/E MULALO Y PUCARA .....	71

GRAFICO N° 3.4 DIAGRAMA CORRIENTE VS TIEMPO (I-T) EN PORCENTAJE AL 20 % DE LA LINEA EN S/E MULALO Y PUCARA.....	72
GRAFICO N° 3.5 DIAGRAMA RESISTENCIAVS REACTANCIA (R-X) EN PORCENTAJE AL 85 % EN S/E MULALO Y PUCARA .....	75
GRAFICO N° 3.6 DIAGRAMA CORRIENTE VS TIEMPO (I-T) EN PORCENTAJE AL 85 % DE LA LINEA EN S/E MULALO Y PUCARA .....	76
GRAFICO N° 3.7 DIAGRAMA RESISTENCIAVS REACTANCIA (R-X) EN PORCENTAJE AL 100 % EN S/E MULALO Y PUCARA .....	79
GRAFICO N° 3.8 DIAGRAMA CORRIENTE VS TIEMPO (I-T) EN PORCENTAJE AL 100 % DE LA LINEA EN S/E MULALO Y PUCARA.....	80
GRAFICO N° 3.9 DIAGRAMA RESISTENCIAVS REACTANCIA (R-X) EN PORCENTAJE AL 40 % DE LA LINEA PUCARA-AMBATO .....	83
GRAFICO N° 3.10 DIAGRAMA RESISTENCIAVS REACTANCIA (R-X) EN PORCENTAJE AL 20 % DE LA LINEA MULALÓ-VICENTINA .....	85

#### **INDICE DE TABLAS**

TABLA N° 1.1 CLASE DE PRESICION PARA MEDICION TP's.....	6
TABLA N° 1.2 CLASE DE PRESICION PARA PROTECCION TP's.....	7
TABLA N° 1.3 CLASE DE PRESICION PARA MEDICION TC's.....	11
TABLA N° 1.4 CLASE DE PRESICION PARA PROTECCION TC's .....	12
TABLA N° 1.5 NOMENCLATURA DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE.....	32
TABLA N° 2.1 VARIABLE INDEPENDIENTE .....	39
TABLA N° 2.2 VARIABLE DEPENDIENTE .....	39
TABLA N° 2.3 RESUMEN DE FALLAS EN LA L/T PUCARA MULALO ....	51
TABLA N° 2.4 DATOS CARACTERISTICOS LÍNEA DE TRANSMISIÓN ..	52
TABLA N° 2.5 DATOS DE LA LÍNEA PUCARA – MULALO 138 KV .....	53
TABLA N° 2.6 RESUMEN DE IMPEDANCIAS SECUNDARIAS DE FASE Y TIERRA .....	58
TABLA N° 2.7 SIMULACIÓN FLUJO DE CARGA EN BARRAS .....	60
TABLA N° 2.8 SIMULACIÓN FLUJO DE CARGA EN LAS LÍNEAS .....	61

TABLA N° 2.9 CORTOCIRCUITOS EN LA LINEA DE TRANSMISIÓN MULALO-PUCARÁ .....	64
TABLA N° 3.1 DATOS DE LA LÍNEA MULALÓ – PUCARÁ REGISTRADOS POR EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY .....	68
TABLA N° 3.2 TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA612 (21) AL 20% DE LA LÍNEA VISTA DESDE LA S/E MULALO .....	73
TABLA N° 3.3 TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA612 (21) AL 20% DE LA LÍNEA VISTA DESDE LA S/E PUCARA .....	73
TABLA N° 3.4 TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA612 (21) AL 85% DE LA LÍNEA VISTA DESDE LA S/E MULALO .....	77
TABLA N° 3.5 TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA612 (21) AL 85 % DE LA LÍNEA VISTA DESDE S/E PUCARA .....	77
TABLA N° 3.6 TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA612 (21) AL 100% DE LA LÍNEA VISTA DESDE LA S/E MULALO .....	81
TABLA N° 3.7 TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA612 (21) AL 100% DE LA LÍNEA VISTA DESDE LA S/E PUCARA .....	81
TABLA N° 3.8 TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA612 (21) AL 40% DE LA LÍNEA PUCARA-AMBATO VISTA DESDE S/E MULALO.....	84
TABLA N° 3.9 TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA612 (21) AL 20% DE LA LÍNEA MULALO-VICENTINA VISTA DESDE S/E PUCARA .....	86
TABLA N° 3.10 PRESUPUESTO .....	88

### **INDICE DE ANEXOS**

ANEXO N° 1.1 CURVAS ANSI DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE ....	96
ANEXO N° 2.1 DIMENSIONES DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 PARA EL MONTAJE .....	97
ANEXO N° 2.2 BORNERAS DE CONEXION RELÉ SIPROTEC 7SA612.....	98
ANEXO N° 2.3 DISPLAY DE DISPARO DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 .....	99
ANEXO N° 2.4 DISPLAY DE CORRIENTES DE FALLA DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612.....	100
ANEXO N° 2.5 DISPLAY DE DISTANCIA DE FALLA DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612.....	101
ANEXO N° 2.6 INDICACIONES DEL DISPLAY DEL RELÉ ELECTRÓNICO 7SA612 .....	102
ANEXO N° 2.7 ESTRUCTURA TIPO N .....	108

ANEXO N° 2.8 RESISTIVIDAD DEL TERRENO .....	109
ANEXO N° 3.1 PARAMETRIZACIÓN DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 (21) DESDE LA S/E MULALO PARA PROTECCIÓN CONTRA FALLAS Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	110
ANEXO N° 3.2PARAMETRIZACIÓN DEL RELÉ SIPROTEC 7SJ62 (67) DESDE LA S/E MULALO PARA PROTECCIÓN CONTRA FALLAS Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	115
ANEXO N° 3.3 REDISEÑO DE PLANOS S/E MULALO .....	118
ANEXO N° 3.4DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCION Y MEDICION 138 KV S/E MULALO .....	119
ANEXO N° 3.5REDISEÑO DE PLANOS S/E PUCARA.....	120

## RESUMEN

La presente investigación tiene como propósito minimizar los tiempos de reposición del servicio eléctrico mejorando la confiabilidad del sistema eléctrico, por esta razón se recurre a la tecnología de punta es así que, mediante el presente estudio se demostrará el beneficio de la implementación del relé electrónico para protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.

El caso de estudio detalla la utilización en las Subestaciones Pucará y Mulaló del relé electrónico SIPROTEC 7SA612, usado para protección contra fallas eléctricas de la línea de transmisión Pucará-Mulaló 138 KV, utilizando su amplio rango de funcionalidad para mejorar tiempos de desconexión y proporcionar información de la distancia de falla, datos que quedan memorizados para un análisis postfalla, reduciendo recursos técnicos y económicos.

Para la protección principal de la línea se implementará un relé de distancia 21 y una de respaldo el relé de sobrecorriente direccional 67, para la demostración práctica de la funcionalidad de los relés y su coordinación de protecciones se utilizará el software DIGSILENT POWER FACTORY 13.2.

La información requerida para la realización de este estudio como: datos, planos, manuales y el software fueron proporcionados por TRANSELECTRIC.

## ABSTRACT

The present investigation takes as an intention to minimize the times of restoration of the electrical service, improving the reliability of the electrical system. That's why it's used the top technology. In this way the present study will demonstrated the benefit of the implementation of the electronic relay to protect the Potency Electrical Systems.

The case of study details the use in the Substations Pucara and Mulalo of the electronic relay SIPROTECT 7SA612, used for protection from electrical flaws of the line of transmission Pucara – Mulalo 138 KV. It's also used wide functionality status to improve disconnection times and to provide information of the distance of flaw, information which is memorized for a postflaw analysis, reducing technical and economic resources.

For de main protection of the line, it will be implemented a distance relay 21 and one as a support which is the relay of directional sobrecorriente 67. For the practical demonstration of the functionality of the relays and is protection coordination there will be used the software DIGSILENT POWER FACTORY 13, 2.

The information needed for this achievement study was information data, maps, manuals and the software. All of them were provided by TRANSELECTRIC.

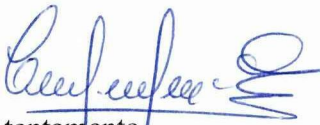
## AVAL DE TRADUCCIÓN

Yo, Msc. Mercedes Abata, en mi calidad de Docente de la Carrera de Inglés de la Universidad Técnica de Cotopaxi, a petición verbal de los interesados:

Certifico que el contenido correspondiente al ABSTRACT de la Tesis: “ESTUDIO DE LAS CONDICIONES ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ 138 KV, PARA FUTURA IMPLEMENTACIÓN DEL RELÉ ELECTRÓNICO SIPROTEC 7SA612 PARA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA CONTRA FALLAS ELÉCTRICAS, CON LOS RELÉS 21 Y 67 UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT 13.2 EN LAS SUBESTACIONES PUCARÁ Y MULALÓ DE CELEC EP-TRANSLECTRIC, 2014”, de autoría de los señores Bastidas Gallo Claudio Wladimir y Tobar Trávez William Hernán, expresa gramática y estructuralmente similar significado al resumen del mencionado documento.

Es todo cuanto certificar en honor a la verdad, facultando a los señores antes mencionados hacer uso del presente documento como convenga a sus intereses.

Latacunga, 20 de febrero del 2015



Atentamente,

Msc. Mercedes Abata

Docente Carrera de Inglés

## INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es uno de los pilares fundamentales para el crecimiento de los pueblos, su continuidad y calidad son condiciones del Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P) que deben adaptarse a las exigencias de los clientes.

La continuidad se refiere al hecho de que el S.E.P debe garantizar que la energía producida en los centros de generación sea suministrada de forma ininterrumpida a los centros de consumo y la calidad se refiere a que la energía debe ser suministrada bajo determinadas condiciones con el fin de garantizar que los diferentes equipos conectados a la red operen en condiciones normales.

Considerando éstos aspectos es necesario a futuro el cambio de los relés de protección electromecánicos instalados actualmente en las Subestaciones Pucará y Mulaló por los relés electrónicos para la protección contra fallas eléctricas de la L/T Pucará-Mulaló.

Para esto, la investigación comprende tres capítulos:

En el Capítulo 1, se describe los antecedentes, situación actual de las Subestaciones Pucará y Mulaló en cuanto al sistema de protecciones que poseen, la importancia del estudio y la descripción de los relés de protección de distancia (21) y el de sobrecorriente direccional (67), todo ello fundamentado con aspectos teóricos de aquellos elementos involucrados en los sistemas de protección.

El Capítulo 2, comprende aspectos importantes al relé electrónico SIPROTEC 7SA612, cálculos matemáticos para la calibración de la protección principal como es el relé de distancia con sus respectivas zonas de protección y para la protección de respaldo las corrientes de cortocircuito utilizados en la calibración del relé direccional de sobrecorriente.

En el Capítulo 3, se realiza la configuración de parámetros del relé electrónico y la respectiva coordinación de protecciones del relé de distancia con el relé de sobrecorriente direccional, para ello se realizarán simulaciones de fallas que pueden ocurrir en la línea mediante el software digsilent 13.2.

# **CAPITULO I**

## **FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA**

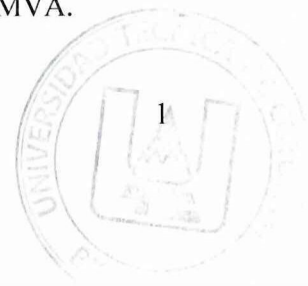
### **1.1 ANTECEDENTES**

La EMPRESA PUBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR, CELEC EP y su Unidad de Negocios TRANSELECTRIC se encarga del mantenimiento y operación de todas las subestaciones y líneas de transmisión a nivel nacional dentro de las cuales se encuentra la Subestación Mulaló, la Central Pucará y la línea de transmisión Pucara-Mulaló a 138 KV.

El área de Operación de la S/E Mulaló y la Central Pucara, se encargan del monitoreo, control y operación de la subestaciones en la cual para la protección de la línea de transmisión Pucara-Mulaló existen los relés de protección electromecánicos, los mismos que presentan ciertos inconvenientes en su operación, por esta razón, se realizará en este trabajo un estudio para la futura implementación del relé digital SIPROTEC 7SA612 en reemplazo de los relés electromecánicos.

### **1.2 DESCRIPCIÓN SUBESTACIÓN MULALÓ Y LA CENTRAL PUCARÁ**

En la Parroquia Mulaló de la ciudad de Latacunga, la Unidad de Negocios Transelectric CELEC EP – TRANSELECTRIC, se encuentra la Subestación Mulaló, normalmente su barra principal es alimentada desde la Central Pucará, de ésta se derivan las bahías: Vicentina, Pucará, Novacero, Autotransformador (ATQ 138 KV) y Transferencia a 138 KV, la bahía Autotransformador (ATQ 69 KV) alimenta a la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi – Elepco S.A., mediante un Autotransformador de 138/69/13,8 KV con una potencia de 66,7 MVA.



En la Parroquia Poaló de la ciudad de Ambato, la Unidad de Negocios Hidroagoyán CELEC EP-HIDROAGOYAN, se encuentra la Central de Generación Hidráulica Pucará que cuenta con dos unidades de generación de 35 MW cada una, las bahías Ambato, Mulaló y Transferencia, con un transformador de 13.8/138 KV.

Las bahías Pucará y Mulaló de estas subestaciones se conectan a través de la L/T. Pucara - Mulaló a 138 KV, como medio de transmisión de energía con una distancia de 35 km, en estas Subestaciones para protección contra fallas eléctricas de la L/T. Pucara - Mulaló se emplean los relés electromecánicos.

### **1.3 SITUACIÓN ACTUAL**

Tanto en la S/E. Mulaló como en la central Pucará se emplean relés electromecánicos para protección de la línea de transmisión contra fallas eléctricas, estos relés con más de 14 años en la subestación Mulaló y más de 35 años en la central hidráulica Pucará presentan ciertas falencias como: Mayor mantenimiento, calibración, la no ubicación de la falla ya que estos relés no indican donde ocurrió la falla solamente la despeja, esto provoca que el personal de mantenimiento de líneas de transmisión recorra toda la línea en busca de la falla provocando una pérdida de tiempo, de recursos económicos y técnicos.

### **1.4 IMPORTANCIA**

La protección SIPROTEC 7SA612 es un sistema de protección basado en microprocesadores con múltiples capacidades que realizan funciones de protección, medición, control y supervisión que han revolucionado el enfoque tradicional de las protecciones eléctricas al estar implantada su lógica de protección en software.

Las protecciones de las bahías Pucara y Mulaló disponen de relés electromecánicos, de funcionalidad limitada ya que al momento de existir una falla esta solo la detecta y la despeja pero no indica donde ha ocurrido dicha falla ni proporciona información para hacer un análisis postoperativo.

Para evitar este tipo de inconvenientes en el sistema de protección, existe la propuesta de realizar el estudio para futura implementación del relé electrónico SIPROTEC 7SA612 en lugar de los electromecánicos en la S/E. Mulaló y en la central Pucará, mediante los relés de distancia (21) como protección principal y el relé de sobrecorriente direccional (67) como protección de respaldo, que detectaran fallas en la línea de transmisión, además, integran un amplio rango de funciones una de ellas es localizar el sitio de fallas donde se especifica la distancia en km con un error de  $\pm 3\%$  y así mejorar el desempeño del sistema, optimizar tiempo, recursos técnicos y económicos.

## **1.5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA**

“Los sistemas de protección eléctrica es una de las más complejas y que continuamente son sometidas a un cambio de tecnología, debido a la permanente evolución en los sistemas eléctricos, en ese sentido un sistema de protección es el conjunto de equipos o elementos necesarios para la detección y eliminación de las fallas en las instalaciones eléctricas en el menor tiempo” (Montane y Sangrá, 1999).

### **1.5.1 Elementos de un sistema de protección eléctrica**

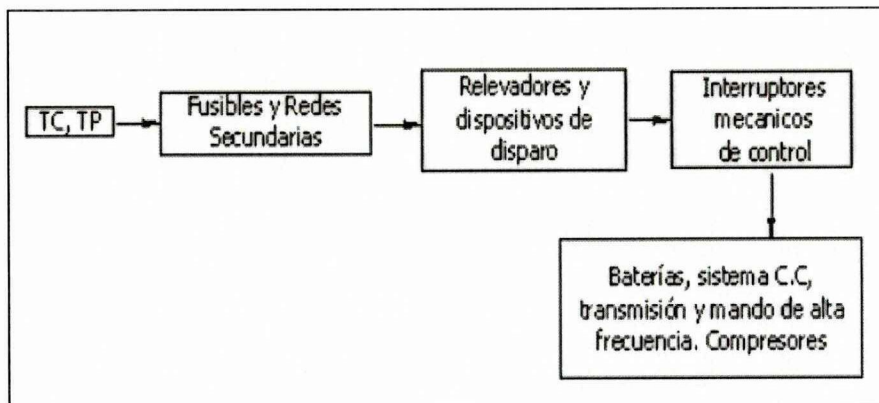
Los principales elementos que forman parte de un sistema de protección son los siguientes:

- Banco de baterías de alimentación
- Circuitos de control
- Transformadores de medida para protección
- Relé de protección
- Interruptor automático.

En el grafico N° 1.1 se muestra los elementos de un sistema de protección eléctrica.

## GRÁFICO N° 1.1

### ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCION ELÉCTRICA



Fuente: <http://www.bdigital.unal.edu.co/3392/1/samuelramirezcastano.2003.pdf>

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

#### 1.5.1.1 Banco de baterías de alimentación

El banco de baterías es el último recurso que proporciona energía de corriente continua (125 VCD) para los relés de protección, circuitos de control, señalización e iluminación a una Subestación cuando ha fallado el servicio de corriente alterna de los servicios auxiliares provista por el terciario del transformador de potencia, ha fallado el suministro de voltaje de la red pública y por último ha fallado el generador de emergencia. El gráfico N° 1.2, muestra el banco de baterías de 125 VCD, instalado en la S/E. Mulaló.

## GRAFICO N° 1.2 BANCO DE BATERÍAS



Fuente: S/E Mulaló/Banco de baterías 125 VCD

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

### ***1.5.1.2 Circuitos de control***

El circuito de control interconecta los relés de protección, transformadores de medida, interruptores, selectores, brakers, alarmas sonoras y luminosas, etc., con la única finalidad de garantizar el normal funcionamiento del sistema de protección.

El gráfico N° 1.3, muestra el circuito de control para el interruptor de la Bahía Pucara 138 KV.

**GRAFICO N° 1.3**  
**CIRCUITO DE CONTROL**



**Fuente:** S/E Mulaló//Circuito control interruptor 138 KV/Bahía Pucara

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

### ***1.5.1.3 Transformadores de medida para protección***

Son equipos que transforman las señales de voltaje y corriente de alta tensión a valores seguros de manejar para protección, control y medición, es decir, aíslan el circuito de alta tensión (primario) con el de baja tensión (secundario).

“La carga o burden en el secundario para un transformador de instrumento es aquella que esta propiamente conectada al devanado secundario y determina las potencias activa y reactiva en los terminales del secundario, se puede expresar en voltios-amperios (VA) normalizados por los fabricantes” (Harper, 2006).

En función de la magnitud que transforman, los transformadores de medida son: Transformadores de potencial y transformadores de corriente.

#### **1.5.1.3.1 Transformadores de Potencial (TP's)**

Es un transformador con su devanado primario conectado en alto voltaje y su devanado secundario de bajo voltaje conectado a los equipos de medición, control y protección, son instalados generalmente uno por cada fase.

“Su voltaje primario será el voltaje del sistema, en transformadores monofásicos conectados entre línea y tierra el voltaje será dividido para  $\sqrt{3}$ , y su voltaje secundario generalmente es 115 V, para sistemas de transmisión, en transformadores monofásicos conectados entre línea y tierra, el voltaje secundario será dividido para  $\sqrt{3}$ ” (Seminario de entrenamiento zonas operativas subestaciones y líneas de transmisión, 2008).

En la tabla N°. 1.1 se especifica la clase de precisión para medición y en la tabla N° 1.2, la clase de precisión para protección para transformadores de potencial.

**TABLA N° 1.1**  
**CLASE DE PRECISIÓN PARA MEDICIÓN TP's**

<b>Clase de Precisión</b>	<b>Error de voltaje (%)</b>	<b>Desfase (min)</b>
0.1	±0.1	±5
0.2	±0.2	±10
0.5	±0.5	±20
1.0	±1.0	±40
3.0	±3.0	No especificada

**Fuente:** Seminario de entrenamiento zonas operativas subestaciones

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**TABLA N° 1.2**

**CLASE DE PRECISIÓN PARA PROTECCIÓN TP's**

<b>Clase de Precisión</b>	<b>Error de voltaje (%)</b>	<b>Desfase (min)</b>
3P	±3.0	±120
6P	±6.0	±240

**Fuente:** Seminario de entrenamiento zonas operativas subestaciones

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

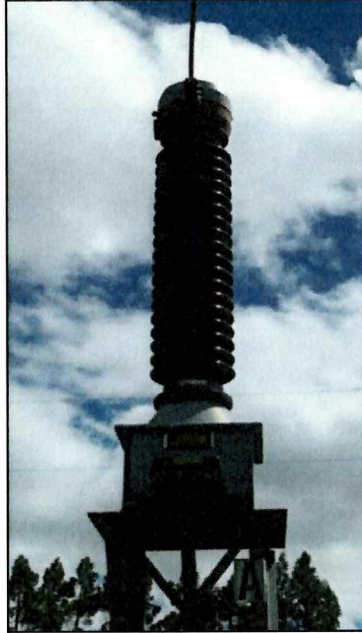
Estos equipos pueden ser: Inductivo y Divisor Capacitivo de Potencial (DCP).

- **TP's Inductivo.-** Los transformadores inductivos reducen los niveles de alto voltaje a valores de bajo voltaje (115 V), que son valores seguros y manejables en los instrumentos de medida, control y protección, se diferencian de los DCP's, por no poseer elementos capacitivos para el acoplamiento de señales de comunicación de onda portadora de alta frecuencia PLC (power line carrier).

“Su aislamiento depende del voltaje nominal de operación, se fabrican de tres tipos: En aire, resina epóxica y aceite, para voltajes nominales superiores a 115 KV, se fabrican sumergidas en aceite” (Seminario de entrenamiento zonas operativas subestaciones y líneas de transmisión, 2008).

El gráfico N° 1.4, muestra un transformador de voltaje inductivo 138 KV conectado en la barra principal de la S/E Mulaló.

**GRAFICO N° 1.4**  
**TRANSFORMADOR DE VOLTAJE INDUCTIVO**



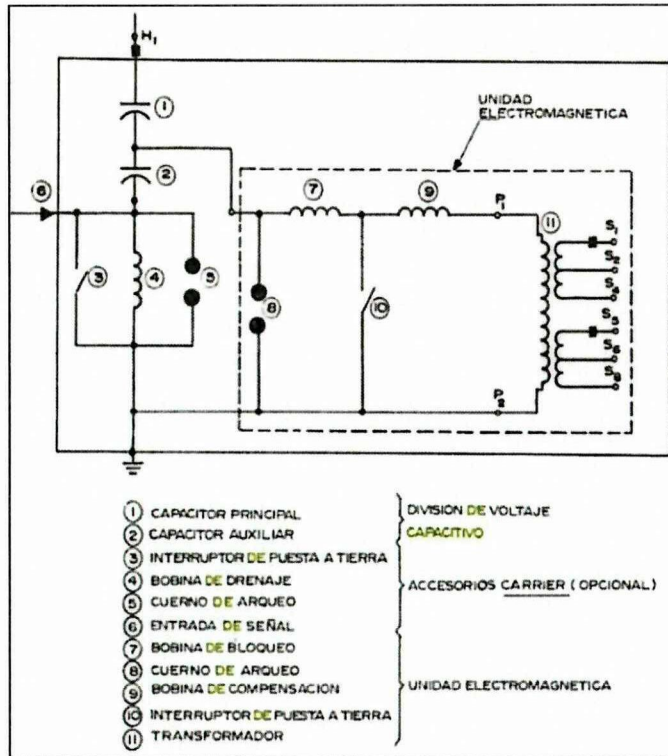
**Fuente:** S/E Mulaló/TP de barras 138 KV.

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

- ***Divisor Capacitivo de Potencial (DCP).***- “Para voltajes mayores a 115 KV los llamados transformadores de potencial capacitivos (TCP) son los más empleados. Básicamente están constituidos por dos capacitores C1 y C2 que cumple con funciones de divisor de voltaje y de acoplar una comunicación por medio de un carrier a un sistema de potencia” (Harper, 1991).

En el gráfico N° 1.5, se muestra el circuito equivalente de un dispositivo de potencial (DCP).

**GRAFICO N° 1.5**  
**CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN DCP**



**Fuente:** Harper Enríquez, Fundamentos de Electricidad

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

El divisor de voltaje capacitivo, aísla el circuito de alto voltaje con el de bajo voltaje donde se conectan los instrumentos de medida y protección, es decir, reducen los altos voltajes a valores manejables y proporcionales a la red primaria, tienen la posibilidad de transmitir señales de alta frecuencia a través de las líneas de alto voltaje mediante señales de onda portadora PLC (power line carrier).

El grafico N° 1.6 se observa un DCP instalado en la Subestación Mulaló, que recibe señales de voltaje de la L/T Pucará-Mulaló.

## GRAFICO N° 1.6

### DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL



**Fuente:** S/E Mulaló/DCP bahía Pucará 138 KV  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

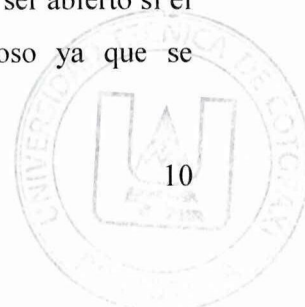
#### 1.5.1.3.2 Transformadores de Corriente (TC's)

“Se conoce como transformador de corriente a aquel cuya función principal es cambiar el valor de la corriente de uno más o menos elevado a otro con el cual se pueden alimentar instrumentos de medición, control o protección” (Harper, 2006).

El primario de un TC está conectado en serie con la línea de alto voltaje y el secundario a los circuitos de protección y medida, generalmente en sistemas trifásicos las conexiones se realizan entre ellos (estrella, triángulo) y su secundario siempre se conecta a tierra por seguridad de las personas que operan esto equipos.

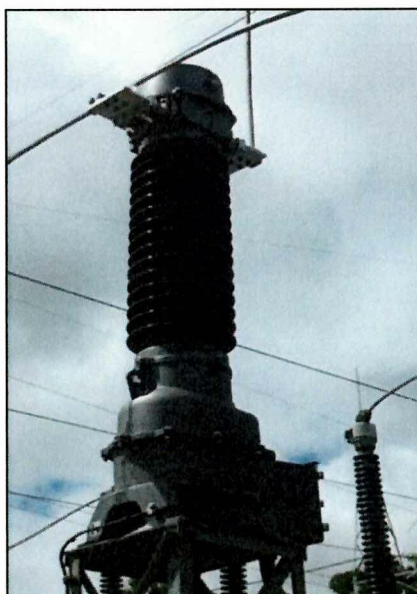
Las relaciones de transformación más usuales son 600/5, 800/5, 1000/5, 2000/5. En el grafico N° 1.7 un transformador de corriente instalado en la Subestación Mulaló, que recibe señales de corriente de la L/T Pucará-Mulaló

“Es muy importante que el circuito secundario de un TC no debe ser abierto si el primario está energizado pues resulta extremadamente peligroso ya que se



inducen sobrevoltajes del circuito primario al circuito secundario que causan daños al personal y a los equipos, antes de efectuar cualquier trabajo siempre su secundario debe ser cortocircuitado” (Seminario de entrenamiento zonas operativas subestaciones y líneas de transmisión, 2008).

**GRAFICO N° 1.7**  
**TRANSFORMADOR DE CORRIENTE**



**Fuente:** S/E Mulaló/TC bahía Pucará 138 KV

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

La tabla N° 1.3, muestra la clase de precisión para medición y la tabla N° 1.4, la clase de precisión para protección de los transformadores de corriente.

**TABLA N° 1.3**  
**CLASE DE PRECISIÓN PARA MEDICIÓN TC's**

<b>Clase de Precisión</b>	<b>Error de corriente (%)</b>	<b>Desfase (min)</b>
0.1	±0.1	±5
0.2	±0.2	±10
0.5	±0.5	±30
1.0	±1.0	±60

**Fuente:** Seminario de entrenamiento zonas operativas subestaciones

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**TABLA N° 1.4**

**CLASE DE PRECISIÓN PARA PROTECCIÓN TC's**

<b>Clase de Precisión</b>	<b>Error de corriente (%)</b>	<b>Desfase (min)</b>
5P	±1	±60
10P	±3	No especificada

**Fuente:** Seminario de entrenamiento zonas operativas subestaciones

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**1.5.1.4 Relé de Protección**

“Son los elementos que reciben la información de los transformadores de medida (TC's, TP's o DCP's) y desconectan rápidamente cualquier elemento que sufra una falla (corto circuito) para evitar que cause daños al resto del sistema, cuando ocurre una falla, los relés de protección son auxiliados por interruptores de potencia que desconectan la parte afectada del sistema de potencia, los interruptores deben de tener una capacidad suficiente para manejar momentáneamente la máxima corriente de corto circuito que pueda fluir a través de sus contactos” (Harper, 2002).

De acuerdo a su tipo de construcción y funcionamiento pueden ser:

- Electromecánicos.
- Estáticos (transistores).
- Digital (microprocesadores)

El gráfico N° 1.8, muestra un relé digital marca SEL-311A, instalado en la S/E Mulaló para protección de la L/T Mulaló-Novacero 138 KV, es un modelo compacto que ocupa un espacio reducido en el tablero dúplex.

**GRAFICO N° 1.8**  
**RELÉ DIGITAL DE PROTECCIÓN**



**Fuente:** Relé digital/tablero dúplex Novacero 138 KV, S/E Mulaló

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

### ***1.5.1.5 Interruptor Automático***

Es un dispositivo cuya función es interrumpir un circuito eléctrico ya sea en condiciones normales o de falla, pueden operar con carga (corriente) y deben tener la capacidad suficiente para manejar momentáneamente corrientes de cortocircuito que fluyan a través de sus contactos sin sufrir ningún daño.

“Cuando el interruptor se encuentre abierto debe comportarse como un aislador ideal y cuando se encuentre cerrado debe ser un conductor ideal, la operación de cierre y apertura de un interruptor se lo realiza de manera mecánica ya sea por sistemas de resortes o aire comprimido y para la extinción del arco se tienen interruptores de gas SF<sub>6</sub> (hexafluoruro de azufre), aceite y neumáticos” (Harper, 2006).

Un interruptor de gas SF<sub>6</sub> para extinción del arco eléctrico de tres polos y accionamiento mediante aire comprimido se muestra en el gráfico N° 1.9, instalado en la S/E Mulaló para proteger la L/T Pucara-Mulaló.

**GRAFICO N° 1.9**  
**INTERRUPTOR DE POTENCIA**



**Fuente:** S/E Mulaló/Disyuntor trifásico de SF<sub>6</sub> 138 KV

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

### **1.5.2 Características de un Sistema de Protección**

“Un Sistema de Protección debe cumplir con varias características para asegurar su correcto funcionamiento al momento de ocurrir una falla en el sistema eléctrico, entre las principales citar:” (Renso, 2007)

#### ***a) Sensibilidad***

Es la capacidad de detectar una falla por más pequeña que sea y diferenciar entre una situación de falla con una situación de no existencia de falla (sobrecarga).

### ***b) Selectividad***

Es la capacidad de detectar una falla dentro de su zona de protección y debe tener la capacidad de descartar una falla cercana a su zona de protección.

### ***c) Velocidad***

Es el tiempo de respuesta que debe ser el mínimo posible, con la finalidad de minimizar daños por causa de la falla.

### ***d) Confiabilidad***

La confiabilidad o reliability, es la posibilidad que el equipo pueda operar sin fallas durante un tiempo determinado, debido a errores en los ajustes o por falta de mantenimiento.

### ***e) Seguridad***

La protección no debe operar incorrectamente, es decir, no debe operar cuando no corresponde que lo haga.

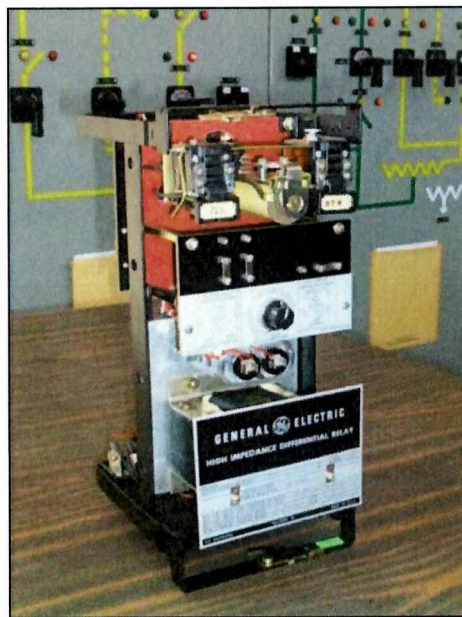
## **1.6 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS RELES DE PROTECCIÓN**

### **1.6.1 Relés Electromecánicos**

“Es el tipo de relé más utilizado en la protección de sistemas eléctricos, actualmente están siendo desplazados por los electrónicos. La información suministrada a los relés en forma de corriente o voltaje, el flujo magnético producido en los devanados genera en una fuerza que produce un par de giro en el disco, obteniéndose un tiempo de actuación inversamente proporcional a la magnitud medida, a la vez que cierran unos contactos que establecen la continuidad del circuito de disparo del interruptor” (Renso, 2007).

En el gráfico N°. 1.10 se muestra un relé electromecánico de distancia de fase para protección de la L/T Pucara-Mulaló, está fuera de servicio por motivos de mantenimiento, opera girando su disco de inducción cuando circula por la bobina del relé una corriente, cerrando un contacto de disparo del interruptor y acciona una alarma.

**GRAFICO N° 1.10**  
**RELÉ ELECTROMECAÁNICO**



**Fuente:** S/E Mulaló/Relé electromecánico de distancia de fase  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

### **1.6.2 Relés Digitales**

“Su funcionamiento está basado en microprocesadores, muy parecido al de las protecciones electrónicas. La diferencia fundamental es que las electrónicas realizan la medida de forma analógica, mientras que las digitales la realizan por medio de unos algoritmos que operan con los señales analógicas de voltaje y corriente, disponen de una unidad que realice un muestreo de esta señal y de un conversor analógico-digital que son procesados numéricamente por algoritmos que detectan fallas, su sistema de comunicación utilizan fibra óptica para

transmitir gran cantidad de información a altas velocidades” (Montane y Sangrá 1999).

El grafico N° 1.11, muestra varios modelos de relés digitales marca Siemens Siprotec.

### GRAFICO N° 1.11 RELÉ DIGITAL



**Fuente:** Catalogo SIEMENS/Relé digital SIPROTEC 7SA612

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

“Los relés digitales presentan las siguientes ventajas:

- Inmune a choques y vibraciones
- No ocasionan arcos ni rebotes al no existir partes móviles.
- Ocupan menor espacio y rápidos en su operación.
- Detectan la distancia aproximada donde se produjo la falla.
- Pueden almacenar y enviar datos de prefalla y falla para su posterior análisis.
- Simplifican el cableado necesario para un sistema de protección.
- Reducen mantenimientos.
- Capacidad de alojar en el mismo relé diferentes funciones de protección dependiendo de las características del hardware y software del relé” (Montane y Sangrá 1999).

## **1.7 RELES PARA PROTECCION DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

“El elemento más expuesto a fallas en una red eléctrica, es la línea de transmisión, ya sea por su longitud, condiciones climatológicas y ambientales. La mayoría de las fallas que ocurren son de fase a tierra debido a descargas atmosféricas, problemas en los aisladores, hilos de guarda, caída de árboles sobre la línea” (Seminario de entrenamiento zonas operativas subestaciones y líneas de transmisión, 2008).

Las protecciones usadas para proteger las líneas de transmisión son:

- Relé diferencial de línea (87)
- Relé de sobrecorriente (50/51)
- Relé de sobrecorriente direccional (67)
- Relé de distancia (21)

El uso de estas protecciones dependerá de las especificaciones técnicas y consideraciones económicas, para el presente estudio, se utilizará el relé de distancia como protección principal y el relé de sobrecorriente direccional como protección de respaldo, para protección contra fallas de la L/T Pucará – Mulaló.

## **1.8 PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO**

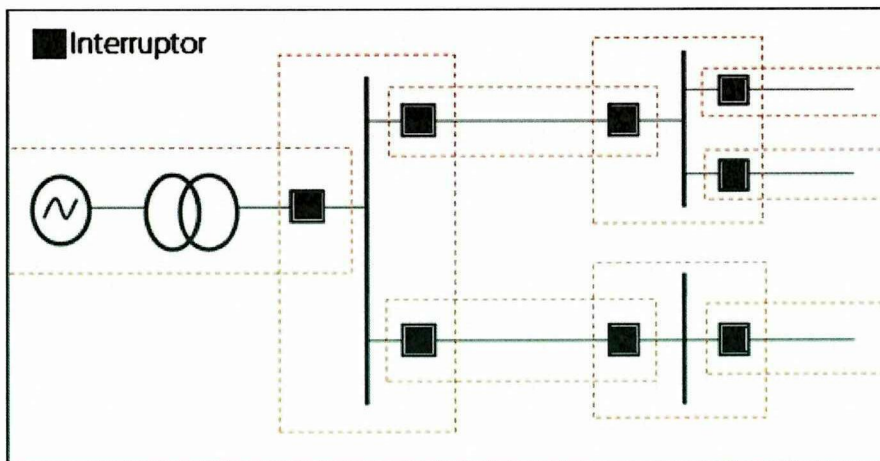
Por la gran importancia que tiene el Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P), el sistema de protección debe ser dotado de una estructura que impida que la falla de cualquiera de ellos deje desprotegida al sistema eléctrico, desencadenando una serie de consecuencias indeseables, por esta razón, el sistema de protección se planifica en base a una protección principal y a una de respaldo. El caso de estudio se aplicará al relé de distancia (21) como protección principal y al relé de sobrecorriente direccional (67) como respaldo.

### 1.8.1 Protección Principal

“Despejan la falla en primera instancia y desconectan el mínimo número de elementos, el S.E.P. se divide en zonas de protección definidas en función de cada elemento importante (generadores, barras, transformadores, L/T). Cada zona se traspone con sus adyacentes con el fin de evitar que se produzcan zonas muertas no cubiertas por las protecciones” (Renso, 2007).

Según el gráfico N° 1.12, cuando se produce una falla en el interior de una zona las protecciones correspondientes deben disparar los interruptores pertenecientes a la zona de falla, pero solamente estos y ninguno más debe ser disparado para despejar la falla. En el caso que la falla ocurra en zonas traslapadas (caso de barras, según el gráfico), ésta se despejará con el disparo de todos los interruptores asociados a la barra.

**GRAFICO N° 1.12**  
**ZONAS DE PROTECCIÓN PRINCIPAL**



Fuente: <http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf>

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

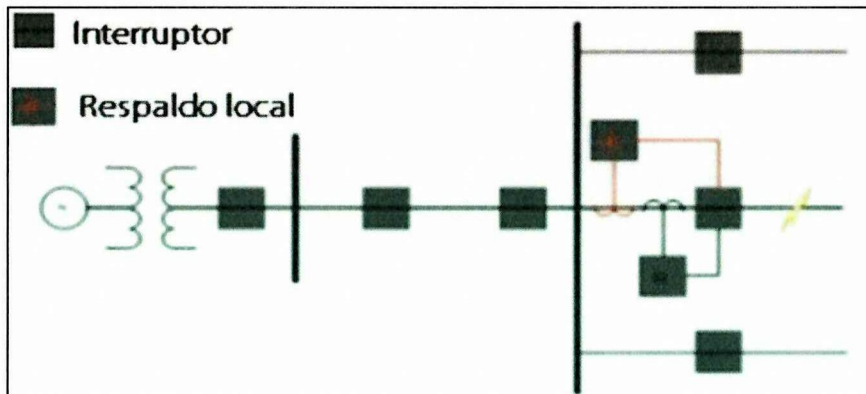
### 1.8.2 Protección de respaldo (backup)

Despejan la falla en segunda instancia con retardo de tiempo para que puedan actuar las protecciones principales y solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones principales correspondientes.

“El Backup no tiene ningun elemento en comun con la proteccion principal por lo tanto la probabilidad de que ambas protecciones fallen es muy reducida, por esta razon es muy importante independizar las dos protecciones de forma tal que el fallo de la proteccion principal no provoque el fallo de la proteccion de respaldo, se consigue empleando distintos elementos, circuitos de alimentacion y circuitos de control, puede ser complementaria o idéntica al sistema principal y se consideran como local o remota” (Renso, 2007).

**1.8.2.1 La protección de respaldo local.-** Se encuentra dentro de la misma subestación y tiene una temporización suficiente para que la protección principal opere, por ejemplo, la segunda o tercera zona de una protección de distancia que disparan el interruptor local, refiriéndose al gráfico N° 1.13, el respaldo local se encuentra en la misma zona de protección y dispara el interruptor asociado a la falla.

**GRAFICO N° 1.13  
PROTECCIÓN DE RESPALDO LOCAL**



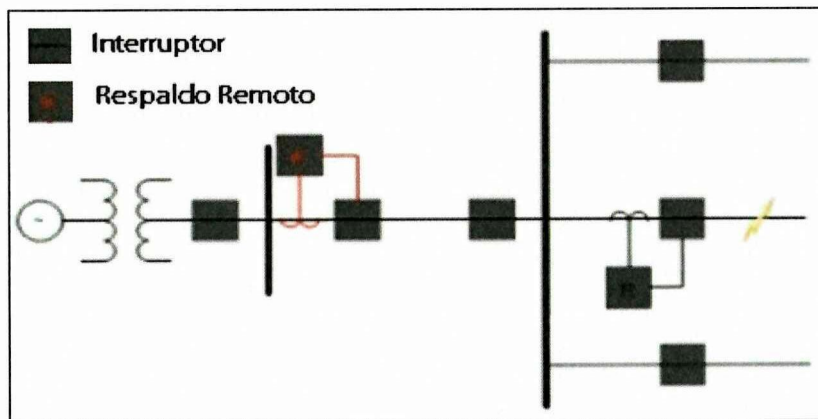
**Fuente:** <http://es.slideshare.net/germaneiravargas/introduccion-a-las-protecciones-electricas?related=3>

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**1.8.2.2 La protección de respaldo remota.-** Se encuentra en las subestaciones vecinas y deben tener una temporización mayor al sistema de respaldo local, el sistema remoto en la mayoría de los casos desenergiza circuitos que no presentan falla, afectando gran parte del sistema eléctrico y por consiguiente a usuarios que no deberían afectarse.

En el gráfico N° 1.14, la falla ocurre en una línea de transmisión, pero la protección de respaldo local no opera, luego de transcurrido un tiempo funciona el respaldo remoto que dispara el interruptor en otra zona de protección y una subestación diferente, afectando circuitos ajenos a la falla.

**GRAFICO N° 1.14**  
**PROTECCIÓN DE RESPALDO REMOTO**



**Fuente:** <http://es.slideshare.net/germaneiravargas/introduccion-a-las-protecciones-electricas?related=3>

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

“En ambos casos, la protección principal y la de respaldo detectan la falla simultáneamente, pero la operación de la protección de respaldo es retardada para asegurar que la protección principal despeje la falla si es posible. Es necesario señalar que una misma protección puede desempeñar funciones de protección principal para un determinado elemento y al mismo tiempo funciones de respaldo para otro elemento. Cuando las protecciones principales se encuentran fuera de servicio por tareas de mantenimiento, las protecciones de respaldo se convierten en protección principal” (Renso, 2007).

## 1.9 RELÉ DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Según la norma ANSI/IEEE, el relé de distancia se lo identifica con el número 21, que define: Un relé de distancia es el que funciona cuando la impedancia del circuito disminuyen a los límites preestablecidos.

La protección de distancia, opera con el principio de dividir el voltaje y la corriente medidos en el punto de ubicación del relé, de este valor se obtiene la impedancia de la línea  $Z_L = U_L/I_L$ . Si la impedancia medida es menor que la calibrada se asume la existencia de una falla.

Dónde:  $Z_L$ = Impedancia de la línea

$U_L$ = Voltaje de la línea

$I_L$ = Corriente de la línea

“La magnitud de las corrientes de cortocircuitos depende, entre otras cosas, del nivel de generación del sistema, para los estados de mínima generación, las corrientes de cortocircuitos disminuyen a valores muy pequeños y esto puede provocar insensibilidad en algunos relés de sobrecorriente y la coordinación por tiempos de funcionamiento resultaría demasiado altos, retardo el tiempo de desconexión” (Ramirez Castaño, 2003).

Las protecciones de distancia son relativamente simples de aplicar, poseen una alta velocidad de operación, puede proporcionar protección principal (local) y de respaldo (backup) y no son afectados por los cambios en la configuración del sistema de potencia como los relés de sobrecorriente.

**1.9.1 Zonas de Protección:** “La selección de los ajustes y de los tiempos de operación de cada zona, proporciona una correcta coordinación entre relés de distancia, comprende una zona 1 con un tiempo instantáneo y al menos dos zonas con disparo temporizado, los relés digitales pueden tener hasta cinco zonas” (Renso, 2007).

**1.9.1.1 Zona 1:** Tienen usualmente un alcance del 80% de la impedancia de la línea protegida para la  $Z_1$ , el tiempo de operación  $T_1$  es instantáneo.

La  $Z_1$  no se puede ajustar al 100% de la línea porque puede haber el riesgo que opere para fallas en la línea siguiente o en la barra y esta tiene su propia

protección (diferencial de barras). Este 20% es el margen de seguridad para asegurar que no hay riesgo de que la Z1 sobre-alcance la línea protegida debido a errores en la medición de los TC's o TP's, errores en los datos de impedancia de la línea, errores en el ajuste.

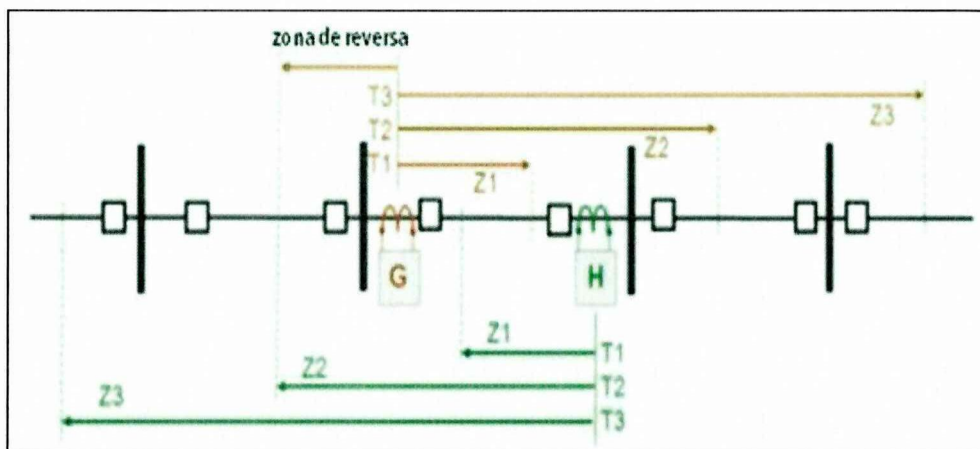
**1.9.1.2 Zona 2:** El alcance del ajuste de la Z2 debe ser al 100 % de la impedancia de la línea protegida más el 20 % de la línea adyacente (120 %). El tiempo de operación T2 debe ser temporizado en el orden de los 300-600 mseg.

**1.9.1.3 Zona 3:** Se puede implementar una protección de respaldo para fallas en las líneas adyacentes, se debe ajustar al 100% de la impedancia de ambas líneas (200%), el tiempo de operación se ajusta entre 800 mseg -1 seg.

**1.9.1.4 Zona de reversa:** Se utiliza como respaldo para fallas en la barra local, aplicando un ajuste hacia atrás del 25% del ajuste de la Z1. En algunos relés se ajusta como una zona adicional (Z4).

En el gráfico N° 1.15, se muestra las zonas de protección del relé de distancia, tanto desde la Subestación G como desde la Subestación H, además se puede ver la zona de reversa.

**GRAFICO N° 1.15**  
**ZONAS DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA**



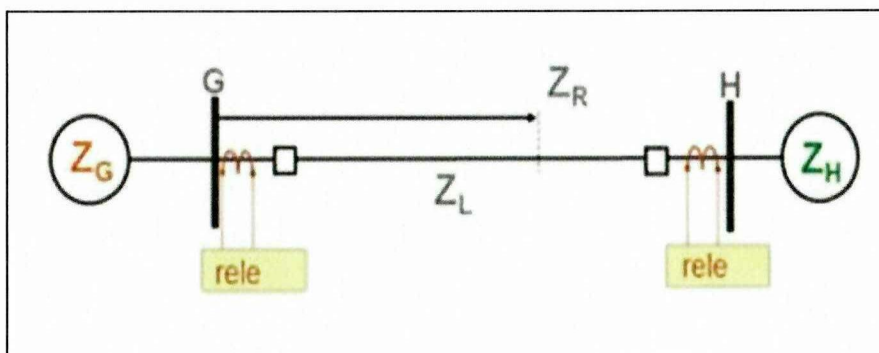
Fuente: [http://www.youtube.com/watch?v=Jged\\_drUW2k](http://www.youtube.com/watch?v=Jged_drUW2k)

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

## 1.9.2 Característica de operación de la protección de distancia

“Partiendo como referencia el diagrama unifilar de una línea de transmisión, gráfico N° 1.16, se describe las diferentes características de operación de la protección de distancia” (Cuellar, 2011).

**GRAFICO N° 1.16**  
**DIAGRAMA UNIFILAR LÍNEA TRANSMISIÓN**



Fuente: [http://www.youtube.com/watch?v=Jged\\_drUW2k](http://www.youtube.com/watch?v=Jged_drUW2k)

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

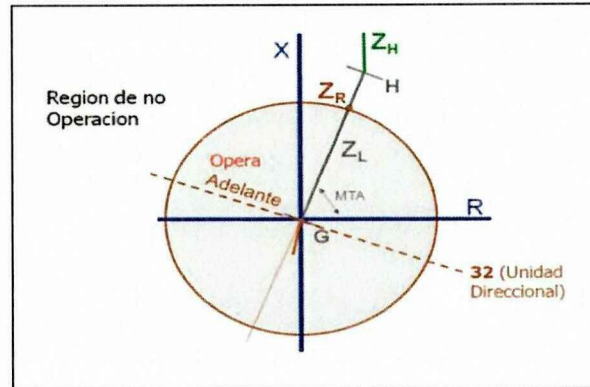
### 1.9.2.1 Característica de Impedancia

“Mide la relación entre la Voltaje y la Corriente sin considerar ningún ángulo de fase. Su característica es un círculo en el plano R/X y opera cuando las impedancias medidas están dentro de este círculo. No es direccional y si desea obtener direccionalidad se necesita una característica direccional adicional” (Cuellar, 2011).

Ver gráfico N° 1.17, característica de impedancia.

GRAFICO N° 1.17

CARACTERÍSTICA DE IMPEDANCIA



Fuente: [http://www.youtube.com/watch?v=Jged\\_drUW2k](http://www.youtube.com/watch?v=Jged_drUW2k)

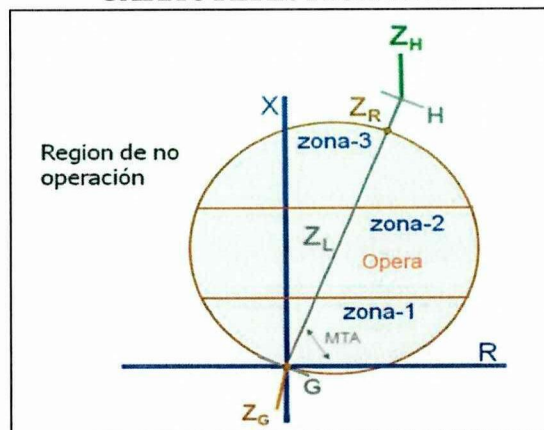
Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

1.9.2.2 Característica Mho

Ver gráfico N° 1.18, “su característica es un círculo que pasa por el origen en el plano R/X que corresponde a la ubicación física del relé, de radio igual al alcance del relé e inclinado un ángulo MTA (ángulo Z línea), es direccional por naturaleza y opera solo para falla por delante de su ubicación, los ajustes se seleccionan ingresando el valor de la impedancia de zona en ohmios y el valor del MTA” (Cuellar, 2011).

GRAFICO N° 1.18

CARACTERÍSTICA MHO

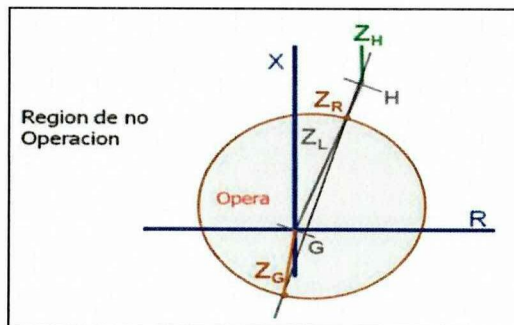


Fuente: [http://www.youtube.com/watch?v=Jged\\_drUW2k](http://www.youtube.com/watch?v=Jged_drUW2k)

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

Ver gráfico N° 1.19, “a veces se modifica la característica mho, el círculo se deslaza fuera del origen por la impedancia de fuente ( $Z_G$ ), mientras mayor es la impedancia de fuente mayor el desplazamiento, a esta característica modificada se le denomina mho desplazado (mho offset)” (Cuellar, 2011).

**GRAFICO N° 1.19**  
**CARACTERISTICA MHO OFFSET**



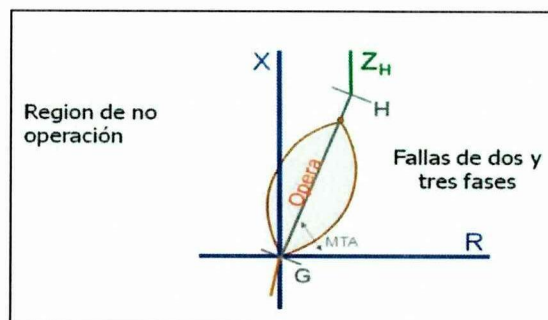
Fuente: [http://www.youtube.com/watch?v=Jged\\_drUW2k](http://www.youtube.com/watch?v=Jged_drUW2k)

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

### 1.9.2.3 Característica Lenticular

Ver gráfico N° 1.20, “su característica es una superposición de dos características circulares (mho) para constituir una forma de lente. Útil para proteger líneas de alta impedancia las cuales tienen una elevada trasferencia de potencia, es direccional por naturaleza, opera cuando las impedancias medidas están dentro de la zona” (Cuellar, 2011).

**GRAFICO N° 1.20**  
**CARACTERÍSTICA LENTICULAR**



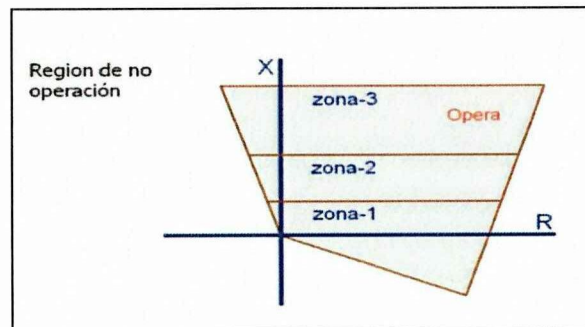
Fuente: [http://www.youtube.com/watch?v=Jged\\_drUW2k](http://www.youtube.com/watch?v=Jged_drUW2k)

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

#### 1.9.2.4 Característica Cuadrilateral

Ver gráfico N° 1.21, “ésta característica corresponde a un polígono cuyos lados están delimitados por los alcances resistivos y reactivos del relé. Es direccional por naturaleza y opera cuando las impedancias medidas están dentro del cuadrilátero” (Cuellar, 2011).

**GRAFICO N° 1.21**  
**CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL**



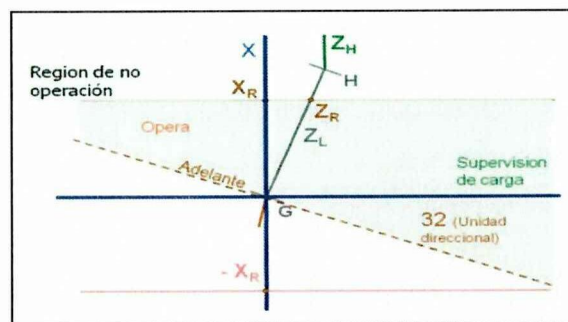
Fuente: [http://www.youtube.com/watch?v=Jged\\_drUW2k](http://www.youtube.com/watch?v=Jged_drUW2k)

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

#### 1.9.2.5 Característica Reactancia

Ver gráfico N° 1.22, “este tipo de relé está diseñado para medir solamente la componente reactiva de Z, como la impedancia de falla es prácticamente resistiva se puede asumir que la resistencia de falla no tiene efecto sobre el relé de reactancia” (Cuellar, 2011).

**GRAFICO N° 1.22**  
**CARACTERÍSTICA REACTANCIA**



Fuente: [http://www.youtube.com/watch?v=Jged\\_drUW2k](http://www.youtube.com/watch?v=Jged_drUW2k)

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

### 1.9.3 Factor Compensación Residual a Tierra ( $k_0$ )

“La impedancia de secuencia cero ( $Z_0$ ) de la línea de transmisión es diferente de la impedancia de secuencia positiva ( $Z_1$ ), se introduce un factor de compensación residual en los elementos de medida de los relés de distancia. Este factor de compensación ( $k_0$ ) contribuye a la correcta detección de fallas monofásicas a tierra, su valor se calcula mediante la siguiente expresión:” (Vasquez, 2006)

$$k_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3 Z_1}$$

Dónde:  $k_0$  = Factor Compensación Residual a Tierra

$Z_0$  = Impedancia de secuencia cero

$Z_1$  = Impedancia de secuencia positiva

## 1.10 RELÉ DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE

Según la norma ANSI/IEEE, el relé direccional de sobrecorriente se lo identifica con el número 67, que define: Un relé direccional de sobrecorriente es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobreintensidad en una dirección dada.

Para entender su principio de funcionamiento, primero se hará una breve introducción a las protecciones de sobrecorriente.

**1.10.1 Protecciones de Sobrecorriente.-** “Son las más sencillas de todas las existentes y la menos costosa, su operación se basa en el incremento de la corriente de entrada y supera el valor de referencia que se establece en función de la carga del sistema, por lo que debe ser reajustada adecuadamente cada vez que la carga del sistema cambia” (Ramírez Castaño, 2003).

El funcionamiento del esquema de protección depende de lo siguiente:

- a) PICK UP, es aquella corriente mínima de operación que produce el cambio de los contactos del relé de abierto a cerrado (opera el relé).
- b) TIEMPO, en el cual la protección opera, es decir, la respuesta que tendrá el relé luego de haber recibido el pick up.

“Los relés de sobrecorriente son aplicables de mejor manera en sistemas radiales ya que en estos no se requiere de características direccionales. Para una red radial el flujo de potencia siempre tiene el mismo sentido, este se dirige desde el extremo de generación hacia el extremo de la carga. Si se produce una falla el aporte a la corriente de falla es solamente del lado de generación que deben ser despejadas mediante la apertura del interruptor situado del lado de la generación” (Ramírez. Alanis, 2005)

En función del tiempo de operación, las protecciones de sobrecorriente se clasifican en:

- Instantánea
- Con retardo de tiempo

#### ***1.10.1.1 La protección de Sobrecorriente Instantánea (50)***

Según nomenclatura ANSI/IEEE, son de corriente definida, no introducen ningún tiempo de retraso en su operación desde el instante en que la intensidad de entrada sobrepasa el valor de referencia.

“El ajuste se realiza de manera que, en la subestación más alejada de la fuente, el relé operará para una corriente de bajo valor y las corrientes de operación de los relés son incrementadas progresivamente en cada subestación, en dirección hacia la fuente. Así, el relé con el ajuste más bajo operará primero y desconecta la carga en el punto más cercano a la falla” (Ramírez Castaño, 2003).

Refiérase al ANEXO 1.1, donde se muestra la curva de sobrecorriente instantánea.

### **1.10.1.2 La protección de sobrecorriente con retardo de tiempo (51)**

Según nomenclatura ANSI/IEEE, esta característica puede ser: tiempo definido y tiempo inverso.

- **Relé de tiempo definido**

“Las protecciones de sobrecorriente de tiempo definido son aquellas que introducen un tiempo de retraso en su operación, cuando este tiempo es independiente del valor de la intensidad de entrada recibe el nombre de protección de sobrecorriente de tiempo fijo” (Ramirez Castaño, 2003).

Según el ANEXO N° 1.1, para corrientes mayores que  $I_0$ , el relé siempre operara en un tiempo siempre igual a  $t_0$ , sin importar la magnitud de la sobrecorriente, el tiempo de operación siempre será el mismo.

Su ajuste permite manejar diferentes niveles de corriente con diferentes tiempos de operación, es decir, el interruptor más cercano a la falla se dispare en menor tiempo y los interruptores restantes sean disparos sucesivamente en tiempos de retardo cada vez mayor conforme se acerque hacia la fuente.

La gran desventaja con este método de coordinación es que las fallas cerca de la fuente dan como resultado grandes corrientes de cortocircuito que podrían ser eliminadas en un tiempo relativamente largo que podrían causar daños en el sistema.

- **Relé de tiempo inverso**

“Los relés de tiempo inverso operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla, es decir, para las corrientes muy altas, pueden obtenerse tiempos de disparo más cortos y viceversa” (Ramirez Castaño, 2003).



La curva característica de los relés de tiempo inverso se clasifican en función de la velocidad de operación, siendo éstas:

- ✓ Inversa
- ✓ Muy inversa
- ✓ Extremadamente inversa

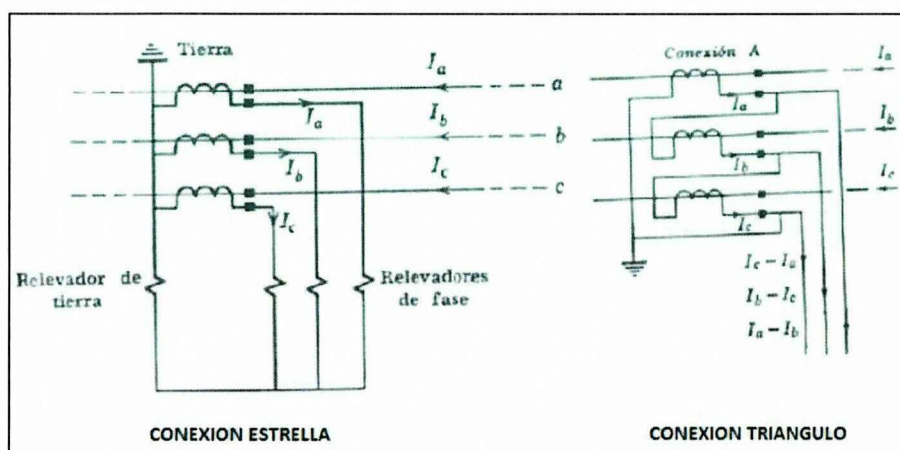
Refiérase al ANEXO N° 1.1, CURVAS ANSI DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE.

### 1.10.1.3 Relés de sobrecorriente de fase y de tierra

- Los relés sobrecorriente de fase operan para todo tipo de falla en cualquiera de sus fases.
- Los relés sobrecorriente de tierra solo detectan fallas a tierra.

En el gráfico N° 1.23, se muestra la conexión de los relés de sobrecorriente con los TC's en estrella y triángulo con cada fase de corriente entrando a cada relé de fase, mientras que al relé de tierra entra la suma de las corrientes de fases.

**GRAFICO N° 1.23**  
**CONEXIÓN DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE**



Fuente: <http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf>

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

En la tabla N° 1.5, se indica la nomenclatura de los relés de fase y tierra, tanto del rele instantáneo como del temporizado, según códigos de identificación NEMA.

**TABLA N° 1.5**  
**NOMENCLATURA DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE**

<b>NOMENCLATURA</b>		
<b>FASE</b>	Rele de sobrecorriente instantaneo (50)	Rele de sobrecorriente retardados (51)
Fase A	50 A	51 A
Fase B	50 B	51 B
Fase C	50 C	51 C
Neutro/tierra	50 N	51 N

**Fuente:** Libro Protección de Sistemas Eléctricos/Ramírez Samuel

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

### 1.10.2 Ajuste de los Relés de Sobrecorriente

Sus ajustes se basan en el TAP y el DIAL.

- “**TAP**, es un dispositivo que permite variar la corriente mínima de operación del relé permitiendo que opere a diferentes valores de corriente, es decir, al variar el **TAP** se varía el número de espiras, y por tanto la corriente mínima de operación” (Renso, 2007).

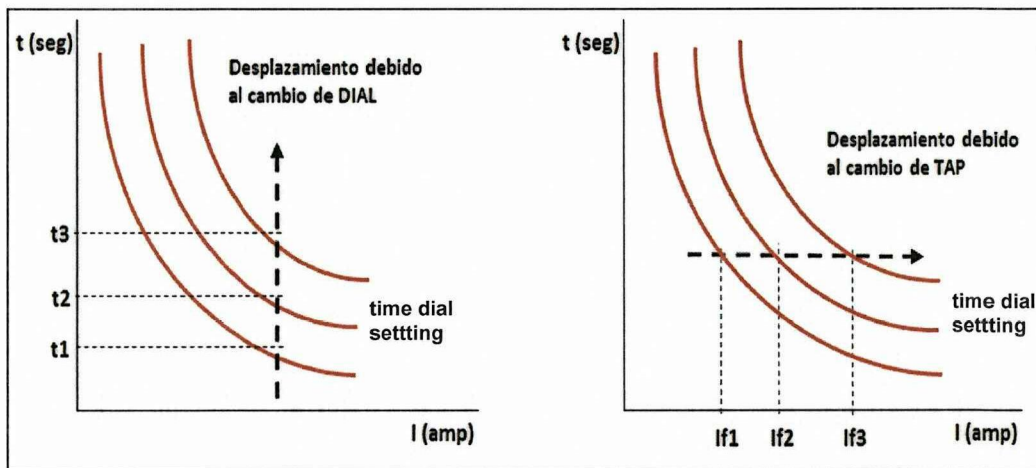
El **TAP** se debe seleccionar de manera que cumpla con la siguiente condición:

Debe ser mayor que la máxima corriente de carga en condiciones normales y menor que la mínima corriente de falla, con la finalidad que el relé no opere en condiciones de máxima carga, solamente ante corrientes de falla.

- “*DIAL*, es un dispositivo para cambiar el tiempo de operación del rele, la fijación de dial se lo hace usando diferentes tiempos de operación, el mas cercano a la carga debe ser el mas bajo posible, e incrementar su valor conforme se vaya acercando a la fuente” (Renso, 2007).

El gráfico N° 1.24, muestra las diferentes curvas que se obtienen al desplazar el tap y el dial.

**GRAFICO N° 1.24**  
**TAP Y DIAL DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE**



Fuente: <http://ocw.uis.edu.co/ingenieria-electrica/protecciones-electricas/material-de-clase-1/libroproteccionesgcc.pdf>

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

### 1.10.3 El relé Direccional de Sobrecorriente (67)

“El principio de operación de un relé direccional de sobrecorriente se basa en dos elementos:

- Un elemento de sobrecorriente, que controla la magnitud de corriente.
- Un elemento direccional, que controla el sentido de circulación de la corriente” (Montane y Sangrá 1999).

Es decir, el relé direccional opera por sobrecorriente en una dirección determinada, y son útiles en cualquier punto de la red donde el sentido de circulación de la energía puede de cambiar ante un cortocircuito.

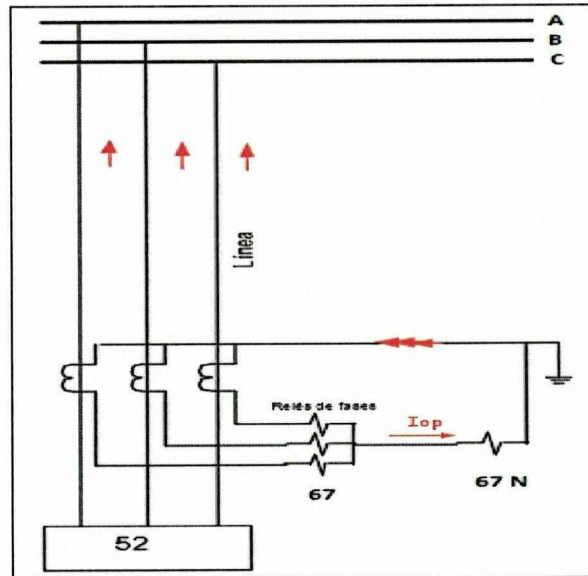
La protección direccional es básicamente un relé de sobrecorriente, con un elemento direccional, pueden ser instantáneos, de tiempo definido o de tiempo inverso. Poseen los mismos ajustes de un relé de sobrecorriente con la particularidad que reciben señales de voltaje y corriente.

Se pueden encontrar dos tipos de protecciones direccionales: La protección direccional de fase y de tierra.

- ***Protección direccional de fase (67).***- Es una protección de la corriente que circula por cada una de las fases en una línea. En este tipo de protección el relé mide la corriente de fase y utiliza como magnitud de polarización un voltaje.
- ***“Protección direccional de tierra (67N).***- Esta protección se hace necesaria porque en líneas largas las fallas a tierra lejanas pueden provocar corrientes de neutro de poca magnitud y no detectables por la protección direccional de fase, ésta protección sensa la corriente en los neutros (corriente residual) de generadores, transformadores y máquinas sólidamente aterrizadas” (Bertrand, 2000).

En el gráfico N° 1.25, se muestra la conexión de los relés 67/67N, en una línea de transmisión, con una corriente de operación  $I_{op}$ , para el relé direccional de tierra 67N.

**GRAFICO N° 1.25**  
**CONEXIÓN DE LOS RELES 67/67N**

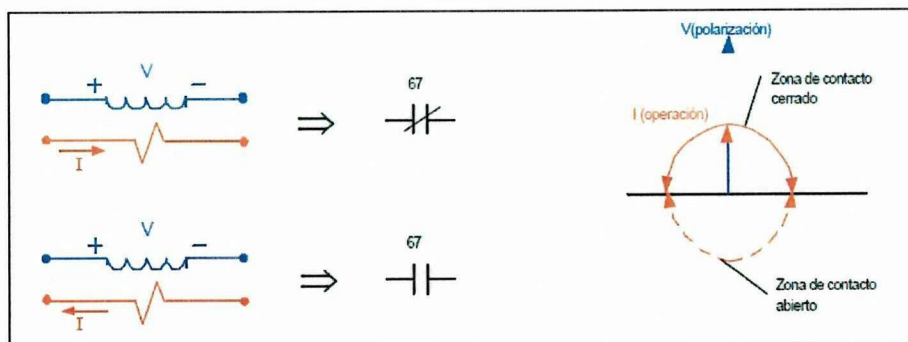


Fuente: <http://www.elistas.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?K9D9K9Q8L8xumopxC-qjd-uluCRTYSCvthCnoqdy-qlhhyCVTYRQifb7>

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

El gráfico N° 1.26, muestra la polarización del relé direccional, alimentado por un voltaje de polarización y una corriente de operación, polarizados correctamente entran en la zona de contacto cerrado y operación del relé, caso contrario entra en la zona de contacto abierto.

**GRAFICO N° 1.26**  
**POLARIZACION DEL RELE DIRECCIONAL**



Fuente: <http://www.elistas.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?K9D9K9Q8L8xumopxC-qjd-uluCRTYSCvthCnoqdy-qlhhyCVTYRQifb7>

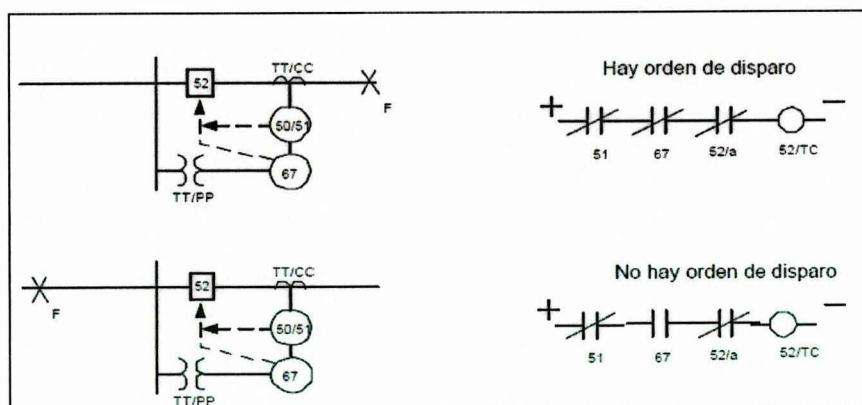
Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

Por lo general, la protección direccional no se aplica sola, se usa en combinación con otra unidad que es la que detecta la falla y da la orden de disparo del interruptor.

En la figura N° 1.27, la unidad sensora de corriente puede ser un relé de sobrecorriente temporizado (51), instantáneo (50) o ambos (51/50), mediante la acción de ambos relés que detectan si la corriente de falla alcanza el valor calibrado (pick-up) y si la dirección del flujo es concordante con la dirección establecida en el relé direccional se tiene la orden de disparo del interruptor (52), caso contrario, si la corriente de falla es mayor que el valor calibrado (pick-up) y la dirección del flujo no es concordante con la dirección del relé direccional no hay orden de apertura del interruptor.

**GRAFICO N° 1.27**

**DIAGRAMA FUNCIONAL Y CIRCUITO DE CONTROL**



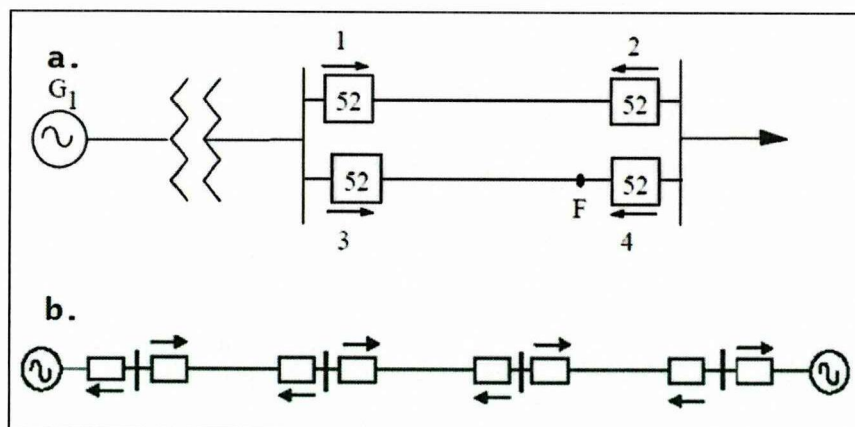
Fuente: <http://www.elistas.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?K9D9K9Q8L8xumopxC-qjd-uluCRTYSCvthCnoqdy-qlhhyCVTYRQifb7>

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

“Los relés direccionales son normalmente requeridos en sistemas mallados o bialimentados, donde la falla se puede alimentar por la derecha o por la izquierda y resulta imposible la coordinación de protecciones con relés de sobrecorriente (actúan por sobrecorriente más no por dirección), por lo tanto, los interruptores solo responderán a fallas en la línea ubicadas hacia delante” (Carrillo, 2007).

El gráfico N° 1.28, “muestra un sistema mallado y un bialimentado donde se aplica la proteccion direccional de sobrecorriente, para el caso del sistema mallado, una falla (F) que ocurra en el lugar indicado del gráfico, operan los relés 3 y 4 del circuito fallado disparando sus respectivos interruptores. El relé direccional 2, bloquea el disparo de su interruptor, impidiendo así una desconexión inadecuada del circuito no fallado, de esta forma conseguimos selectividad que no podríamos tener con los relés de sobrecorriente, y para el sistema bialimentado se muestra la direccionalidad de los relés direccionales.” (Carrillo, 2007).

**GRAFICO N° 1.28**  
**SISTEMAS CON ALIMENTACIÓN NO RADIAL**  
**a) Mallado. b) Bialimentado**



Fuente: <http://referencias111.wikispaces.com/file/view/6PROTECCIONESCAPITULO3.pdf>

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

## **CAPITULO II**

### **ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

#### **2.1 METODOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN**

##### **2.1.1 Tipo de Investigación**

Se utilizará la investigación de campo en donde se realiza un estudio de los hechos en el lugar en que se producen y el investigador toma contacto en forma directa donde se describen situaciones reales y se obtiene información de acuerdo con los objetivos del proyecto, además se utilizará la investigación bibliográfica de la cual se obtendrá información adicional referente al proyecto

##### **2.1.2 Métodos**

El Método Experimental, utiliza procesos lógicos como la inducción y la deducción, que consiste en realizar actividades con el propósito de comprobar, demostrar o reproducir varios hechos presentes en el proyecto.

##### **2.1.3 Técnicas**

Esta técnica puede generar una observación productiva de un suceso que actúa ante un problema y otra proactiva que busca la solución del mismo, se observarán varios aspectos reales e importantes en las Subestaciones Mulaló y Pucará para la ejecución del proyecto.

#### **2.2 OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES**

Consiste en establecer el método o técnica mediante el cual las variables van a ser medidas y se definen los indicadores, para eso se debe obtener la mayor información posible referente al tema que compromete las citas bibliográficas.

### 2.3 VARIABLE INDEPENDIENTE Y DEPENDIENTE

La variable independiente (tabla N° 2.1) y variable dependiente (tabla N° 2.2) con sus respectivos indicadores, se describen a continuación:

**TABLA N° 2.1**  
**VARIABLE INDEPENDIENTE**

CONCEPTUALIZACIÓN	INDICADORES	ÍTEMS BÁSICOS
El estudio de las condiciones eléctricas y la implementación del relé electrónico SIPROTEC 7SA612 para protección de la Línea de Transmisión Pucara Mulaló 138 KV contra fallas eléctricas con los relés 21 y 67, utilizando el software DIGSILENT 13.2 en las Subestaciones Pucara y Mulaló.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cálculos previos para la calibración de los relés.</li> <li>• Relés electrónicos con un margen de error igual a <math>\pm 3\%</math> en la distancia de falla.</li> <li>• Parametrización de los de los relés electrónicos, de distancia y sobrecorriente direccional</li> </ul>	<p>Características técnicas de los relés.</p> <p>Características técnicas de los parámetros eléctricos de los relés electromecánicos</p> <p>Características de las protecciones de relés electromecánicos.</p>

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**TABLA N° 2.2**  
**VARIABLE DEPENDIENTE**

CONCEPTUALIZACIÓN	INDICADORES	ÍTEMS BÁSICOS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Optimización de recursos humanos y económicos.</li> <li>• Aumentar los índices de confiabilidad en el sistema.</li> <li>• Disminuir el margen de error en cuanto a las distancias de falla localizadas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rediseño del proceso de implementación de los relés electrónicos.</li> <li>• Coordinación de protecciones del relé 21 y 67 mediante el software Digsilent.</li> <li>• Planos de control y protección de la línea de transmisión Mulaló – Pucará.</li> <li>• Optimización de recursos técnicos y económicos.</li> </ul>	<p>La importancia de los recursos técnicos y económicos en CELEC EP-TRANSELECTRIC</p>

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

## 2.4 DESCRIPCIÓN DEL RELÉ ELECTRÓNICO 7SA612

Este producto ha sido elaborado y aceptado bajo exigentes normas técnicas del Consejo de la Comunidad Europea para la adecuación de las normas legales de los Estados Miembros respecto a la compatibilidad electromagnética (Norma CEM 89/336/EEC) y las relativas a equipos eléctricos para aplicaciones dentro y la IEEE Std C37.90 (Manual SIEMENS SIPROTEC, 2006).

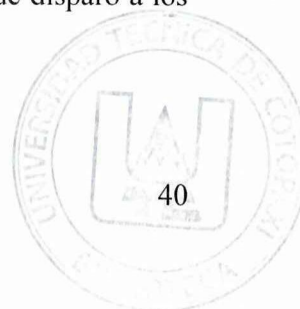
La Protección de distancia digital SIPROTEC 7SA612 está equipada con un sistema microprocesador de alta potencia, éste proporciona un procesamiento plenamente digital de todas las funciones del equipo, desde la adquisición de los valores de medida hasta la salida de órdenes a los interruptores.

Mediante el interface de operación serie, situado en el panel frontal, se puede efectuar la comunicación por medio de un ordenador personal utilizando el software de configuración y análisis DIGSI.

A través del interface de sistema serie se pueden transmitir todos los datos del equipo hacia un equipo central de evaluación o un sistema de control. Según la aplicación, este interface puede estar previsto para diferentes medios físicos y diferentes protocolos de transmisión.

El relé SIPROTEC 7SA612 es de tipo IED (Dispositivo Electrónico Inteligente) y es empleado para: protección, control, medición y supervisión de los elementos protegidos, con un margen amplio de posibilidades funcionales y de configuración y diseño de hardware ampliable para cumplir con los requerimientos exigidos por el cliente. Es un equipo de protección selectivo y rápido para líneas aéreas y cables, que pueden estar alimentados tanto de un lado como de varios lados, en redes radiales, de anillo o malladas de cualquier nivel de voltaje, el neutro puede estar puesto a tierra. (Manual SIEMENS SIPROTEC, 2006).

Para el presente estudio, el relé IED es utilizado para la protección, control y supervisión de líneas aéreas de transmisión, éste enviará la señal de disparo a los disyuntores que correspondan a la zona protegida.



Los equipos situados en los extremos de la zona a proteger, pueden intercambiar informaciones mediante esquemas de teleprotección a través de líneas convencionales (contactos) o interfaces opcionales para datos de protección utilizando medios de comunicación dedicados, en la actualidad se usan conductores de fibra óptica.

La función básica del equipo es la determinación de la distancia de la falla mediante un localizador de falla integrado. Diferentes procedimientos de detección de faltas permiten una amplia adaptación a las condiciones de red y a los requerimientos del usuario.

La protección de distancia puede ser complementada con funciones de teleprotección en diversos esquemas para transmisión de señales (para una desconexión inmediata. Se dispone también de una protección de cortocircuito para fallas a tierra de alta impedancia (opcional), que puede ser direccional o no direccional y puede incorporarse también en un esquema de transmisión de señales para su rápida desconexión.

En caso de un defecto en la voltaje de medida, debido a una falla en los circuitos secundarios (apertura del relé de protección del transformador de voltaje o de un fusible), el equipo puede cambiar automáticamente a un estado de funcionamiento de emergencia en el cual se activa una protección integrada de sobreintensidad de tiempo definido, este estado permanece hasta que el voltaje de medida se normalice nuevamente.

Además de las funciones de protección de cortocircuito mencionadas, se disponen de más funciones de protección tales como detección de fallas a tierra, protección de sobre voltaje (59) y bajo voltaje (27), protección de frecuencia, protección de falla del disyuntor, protección contra las oscilaciones de potencia (con arranque por impedancia con bloqueo simultáneo de la protección de distancia), como también protección de sobrecarga térmica, para los elementos de la subestación especialmente cables (Manual SIEMENS SIPROTEC, 2006).

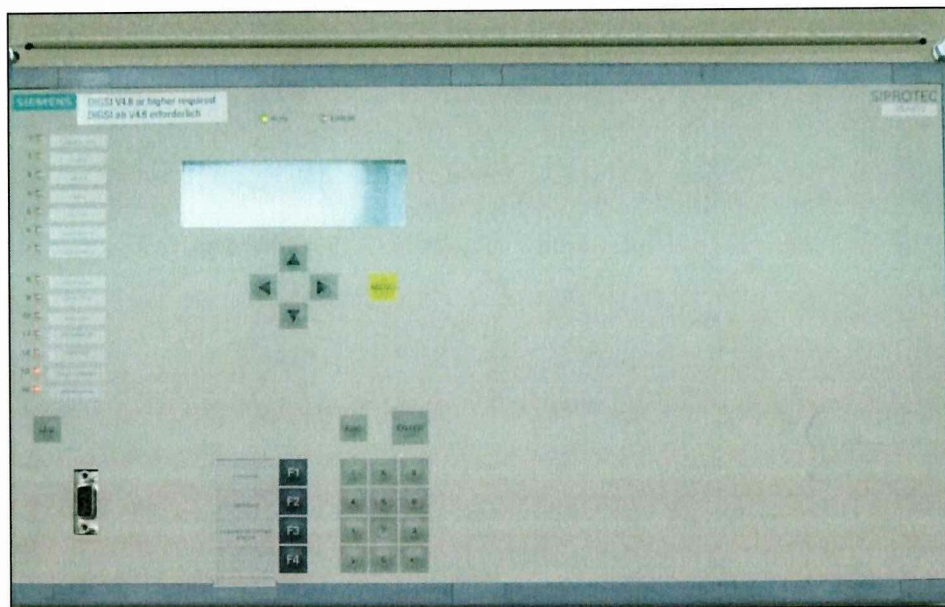
Las entradas de medida “EM” de intensidades y voltajes procedentes de los secundarios de los transformadores de medida (señales analógicas) son conectadas al equipo, para que éste realice un proceso interno y obtener varias salidas digitales para protección, alarma y medida. El equipo dispone de 4 entradas de intensidad y 4 entradas de voltaje.

Se han previsto tres entradas para medir las intensidades de fase y una entrada adicional configurable (I4) para medir la intensidad de tierra (intensidad residual del neutro de la estrella de los transformadores).

Para cada voltaje fase-tierra está prevista una entrada de voltaje y una entrada de voltaje adicional (U4) puede ser utilizado para un voltaje homopolar, para un voltaje complementario de control de sincronismo y cierre o para una voltaje de libre aplicación UX (como protección de sobrevoltaje). (Manual SIEMENS SIPROTEC, 2006).

El gráfico N° 2.1 se muestra el panel frontal del relé SIPROTEC.

### GRAFICO N° 2.1 RELÉ SIPROTEC 7SA612 SIEMENS



**Fuente:** Subestación Totoras, Bahía San Francisco 1, Tablero de Protecciones.

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

## 2.5 DIMENSIONES Y DISEÑO DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612

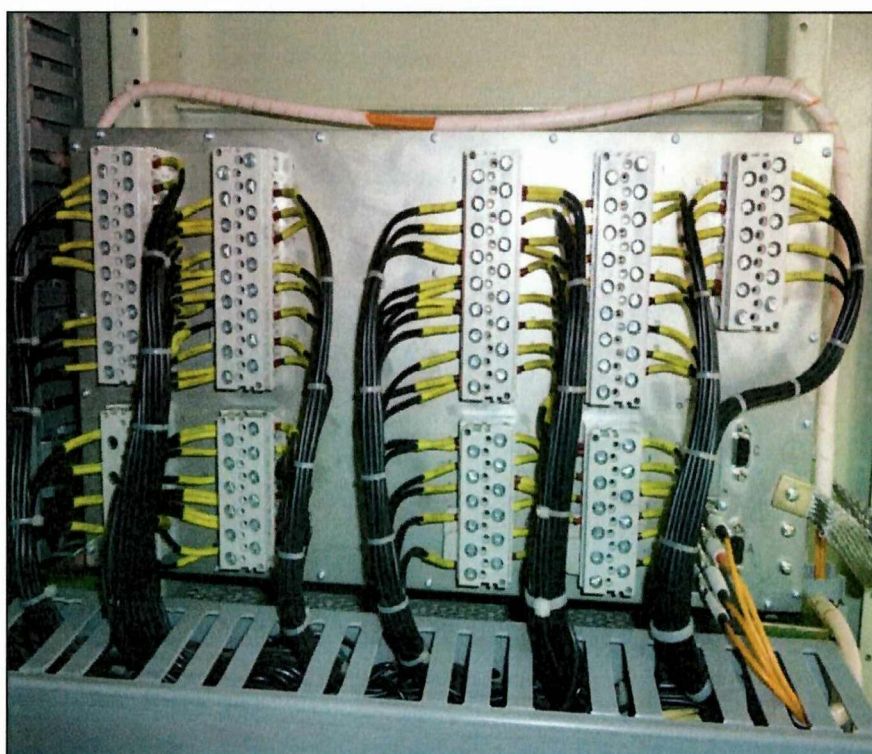
La protección Siprotec 7SA612 está disponible en seis tamaños dependiendo de las funciones que se necesite. Ver ANEXO N° 2.1.

## 2.6 BORNERAS DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612

En el gráfico N° 2.2, se muestra la disposición de cables conectados en la parte posterior del relé.

En el ANEXO N° 2.2, se ilustra las borneras de conexión del relé.

**GRAFICO N° 2.2**  
**BORNERAS DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612**



**Fuente:** Subestación Totoras, Bahía San Francisco 1, Tablero de Protecciones.

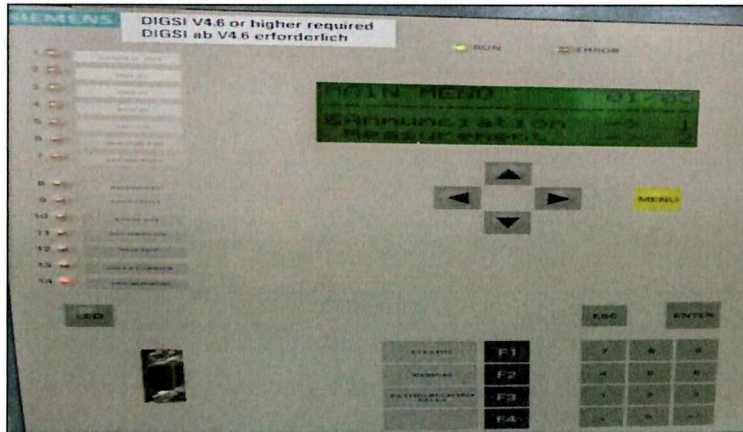
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

## 2.7 MENÚ PRINCIPAL DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612

En el gráfico N° 2.3, se muestra el panel frontal del relé y sus distintos elementos, en el cual mediante los botones se puede acceder a las funciones del relé.

### GRAFICO N° 2.3

#### MENÚ PRINCIPAL DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612



Fuente: Subestación Totoras, Bahía San Francisco 1, Tablero de Protecciones.

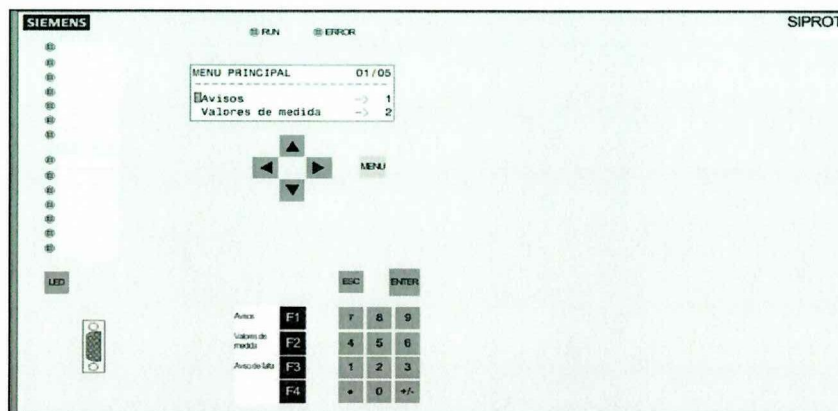
Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

## 2.8 DETALLE DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612

De acuerdo al detalle del gráfico N° 2.4, se observa sus elementos principales y sus led's indicativos.

### GRÁFICO N° 2.4

#### ELEMENTOS PRINCIPALES DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612



Fuente: SA6 Manual SIPROTEC/ C53000-G1178-C156-1

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

### **2.8.1 Elementos principales del relé SIPROTEC 7SA612**

- LED'S, elementos ópticos de relés generalmente de disparo y alarmas operados.
- LCD, pantalla de menú, información sobre el equipo y señalizan eventos.
- Teclados de menú para navegación.
- Teclas Numéricas y Funcionales, en combinación con la pantalla LCD, posibilitan la comunicación con el equipo localmente. Por medio de estas teclas se pueden consultar y modificar todas las informaciones del equipo, como por ejemplo parámetros de configuración y parámetros de ajuste, avisos de servicio, avisos de perturbación y valores de medida
- Conector de PC, mediante el interface con un puerto serial RS232 o RS485, se puede efectuar la comunicación a un ordenador personal utilizando el software de configuración DIGSI.

### **2.8.2 Indicaciones de los LED'S del relé Siprotec 7SA612**

- LED's apagados: Relé apagado.
- Rojo intermitente: Salida bloqueada.
- Rojo permanente: Alarma, disparo generalmente por falla.
- Verde intermitente: Relé arrancando, Falla interna.
- Verde permanente: Relé funcionando.
- Amarillo intermitente: Relé en modo de prueba.
- Amarillo permanente: Error en el funcionamiento del Relé.

En los siguientes anexos se muestra la información de varios eventos que se pueden visualizar en el display.

ANEXO N° 2.3 DISPLAY DE DISPARO DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612

ANEXO N° 2.4 DISPLAY DE LA CORRIENTE DE FALLA DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612

ANEXO N° 2.5 DISPLAY DE LA DISTANCIA DE FALLA DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612

## **2.9 APLICACIONES Y FUNCIONES DEL RELÉ ELECTRÓNICO 7SA612**

### **2.9.1 Aplicación de la protección Siprotec 7SA612**

- Es un equipo de protección selectivo y rápido en las líneas aéreas, en redes radiales o de anillo para cualquier nivel de voltaje.
- Para redes con neutro a tierra.
- El equipo tiene también aplicación como protección de reserva con escalonamiento de tiempo para las funciones de protección por comparación para todo tipo de líneas, transformadores, generadores, motores y barras para cualquier nivel de voltaje.
- Líneas con compensación serie.
- Intercambio de información mediante esquemas de teleprotección a través de líneas convencionales o interfaces por fibra óptica a través de una red de comunicación.

### **2.9.2 Funciones del relé Siprotec 7SA612**

- La función básica del equipo es determinar la distancia a la que ocurrió la falla.

- Función de teleprotección en diversos esquemas para transmisión de señales.
- El relé permite operaciones de mando, para poder abrir y cerrar los elementos de maniobra mediante las teclas de operación, mediante el interface de sistema, mediante el PC, y el software de configuración y análisis DIGSI, este procedimiento se lo conoce como Interface Hombre - Máquina (IHM).
- Durante una perturbación, se registran los eventos importantes y cambios de estado en los registros de perturbación. Los valores instantáneos de las magnitudes de perturbación son memorizados en el equipo y quedan disponibles para un análisis de faltas posterior.
- Supervisión de los circuitos internos de medida, la voltaje auxiliar de alimentación, así como el hardware y el software, con el resultado de una mayor fiabilidad.
- Control de los circuitos secundarios de los transformadores de intensidad y de voltaje mediante verificaciones de suma y simetría.
- Posibilidad de supervisión del circuito de disparo.
- Reloj tiempo real con batería de respaldo, el cual puede sincronizarse mediante una señal de sincronización (DCF77, IRIG B vía receptor de satélite), entrada binaria, o interface de sistema.
- Monitoreo de canales analógicos de medida.
- Configuración lógica.
- Registro de avisos para las últimas 8 perturbaciones de la red (faltas en la red), con asignación de tiempo real.
- Registro de faltas a tierra para un máximo de 8 cortocircuitos a tierra (equipos con detección sensible de faltas a tierra).

- Registro de los valores de perturbación y transferencia de datos en un rango máximo de tiempo de 15 s.
- Protección de impedancia 3 zonas de protección fase-fase.
- Protección de impedancia 3 zonas de protección fase-tierra.
- Zona 4 y 5 adicional.
- Protección de alta velocidad.
- Lógica de selección de fase.
- Protección de sobrecorriente (instantánea y tiempo inverso).
- Protección de sobrecorriente de tierra (instantánea y de tiempo inverso).
- Detección de línea muerta.
- Disparo monopolar, bipolar o tripolar.

## **2.10 PROTECCIONES QUE PERMITE EFECTUAR EL RELÉ SIPROTEC 7SA612**

### **2.10.1 Impedancia**

- Protección para todo tipo de cortocircuitos en redes con neutro puesto a tierra, compensado o aislado.
- Adicional para sistemas con compensación serie.
- Configurable: curva característica de disparo poligonal o circular.
- Diferenciación correcta entre condiciones de carga y condiciones de cortocircuito, también en líneas de gran longitud y con sobrecarga.

- Alta sensibilidad durante el funcionamiento a baja carga, estabilidad muy alta frente a los cambios bruscos de carga y oscilaciones de potencia.
- Determinación de la dirección con tensiones ajenas al cortocircuito y memoria de voltaje, logrando por consiguiente sensibilidad direccional ilimitada, y no influenciada por transitorios de los transformadores de voltaje.
- Apropiado para líneas con compensación serie;
- Protección de alimentador radial
- Insensible en caso de saturación del transformador de intensidad.
- Posible compensación contra las influencias de una línea paralela.
- Tiempo mínimo de disparo aprox.17 ms (con  $f_n = 50$  Hz) o 15 ms (con  $f_n = 60$  Hz).
- Disparo de una fase segregada (conjuntamente con reenganche monopolar o tripolar y reenganche automático).
- Disparo inmediato por cierre sobre falta.
- Cierre sobre falla.

### **2.10.2 Corriente**

- Sobrecorriente de fase O/C.
- Sobrecorriente de fase direccional O/C.
- Protección de sobrecarga.
- Protección de cortocircuitos a tierra.

- Protección de fallas a tierra intermitentes. Desconexión después de un tiempo integrado ajustable.
- Protección direccional de sobre intensidad temporizada. Escalón de sobreintensidad con temporización independiente (tiempo definido) o dependiente de la intensidad (tiempo inverso);
- Protección de sobreintensidad de tiempo inverso (S/I t.inv.) es posible seleccionar diversas curvas características estándar.
- Protección de sobre intensidad monofásica.
- Protección de sobre carga térmica.
- Protección fallo del disyuntor, por vigilancia de la corriente y/o evaluación de los contactos auxiliares del interruptor de potencia.
- Tiempo dependiente y definido, No direccional y Direccional
- Esquema de comunicación lógica.

### 2.10.3 Voltaje

- Protección de sobre - subvoltaje con diferentes escalones.
- Detección de subvoltaje con dos escalones para la componente de secuencia positiva de las tensiones así como detección del voltaje mínimo existente.
- Detección de sobrevoltaje con dos escalones separados para la mayor de las tensiones existentes así como detección de la componente de secuencia negativa de las tensiones.
- Tiempo inverso U/V
- Tiempo inverso O/V



- Tiempo inverso residual O/V

En el ANEXO N° 2.6, se muestran las indicaciones del display en el relé.

### 2.11 REGISTRO DE FALLAS DE LA L/T PUCARA MULALO 138 KV

La línea de transmisión Pucara Mulaló entró en operación el 04 de junio de 1999, transmitiendo una potencia de 50 MVA, la misma que con el transcurso del tiempo se ha ido incrementando, contándose en la actualidad con una potencia transmitida de aproximadamente 100 MVA en horas de máxima demanda. Durante este tiempo se han registrado varias fallas, entre las más importantes se ven en la tabla N° 2.3.

**TABLA N° 2.3**  
**RESUMEN DE FALLAS EN LA L/T PUCARA MULALO**

<b>RESUMEN DE FALLAS EN LA L/T PUCARA MULALO</b>				
<b>AÑO</b>	<b>FECHA</b>	<b>CONDICIONES PREFALLA 1Ø</b>		
		<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>KV</b>
2005	20-sep	-31	12,8	135
2006	Ninguna			
2007	26-dic	-97	1	138
2008	Ninguna			
2009	15-ene	-86	3	140,8
	27-ago	-90	2	140
2010	Ninguna			
2011	29-jul	-100	10	139
2012	05-sep	-85	10	133,6
2013	Ninguna			
2014	Ninguna			

**Fuente:** S/E Mulaló/Bitácora de registro de fallas

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

### 2.12 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARA MULALÓ 138 KV

Los datos característicos de la línea de transmisión Pucará-Mulaló, que se utilizan en la calibración de protecciones se presentan en la tabla N° 2.4.

**TABLA N° 2.4**

**DATOS CARACTERÍSTICOS LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

<b>LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARA MULALO</b>	
Voltaje Nominal	138000 V
RTC	1200/5
RTP	138000/115
Flujo máximo resultante	240 MVA
Variación de la carga	±10%
Tipo de Conductor	Flicker ACSR
Calibre conductor	477 MCM 24/7
Longitud	35 km
Sobrecarga	120 % de su capacidad x20 min

**Fuente:** Departamento de Gestión de Estudios Eléctricos – TRANSELECTRIC

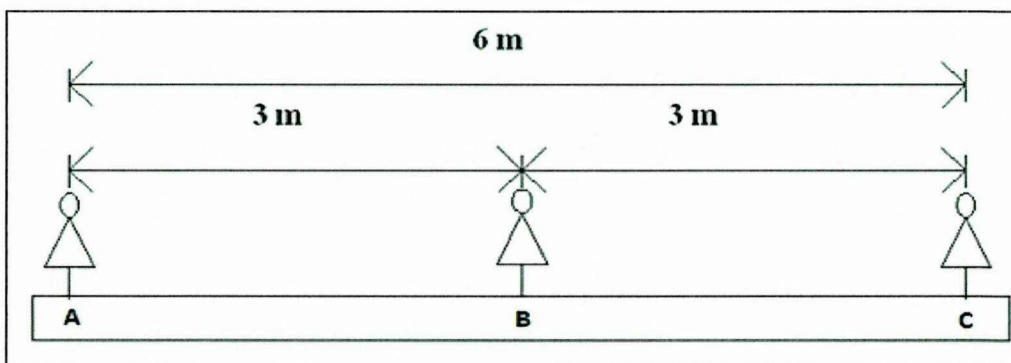
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**2.13 ESTRUCTURAS Y DISPOSICIÓN DE CABLES EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARA-MULALÓ 138 KV**

En vista que la gran mayoría de las estructuras usadas en la L/T del estudio son tipo N (ANEXO N° 2.7, ESTRUCTURA TIPO N, plano N° 002), las distancias tomadas en cuenta para el cálculo de la DMG, son indicadas en el gráfico N° 2.5.

**GRAFICO N° 2.5**

**DISPOSICIÓN DE CABLES ESTRUCTURA TIPO N**



**Fuente:** Departamento de Gestión de Estudios Eléctricos – TRANSELECTRIC

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

## 2.14 CALCULOS PREVIOS PARA LA CALIBRACION DEL RELÉ DE DISTANCIA (Z1)

Se realizará los cálculos respectivos de impedancia de secuencia positiva Z1, negativa Z2 y secuencia cero Zo, en la tabla N° 2.5, se observa los datos de la línea de transmisión necesarios para éste procedimiento.

**TABLA N° 2.5**  
**DATOS DE LA LÍNEA PUCARA – MULALO 138 KV**

TIPO CONDUCTOR	Flicker ACSR
CALIBRE	477 MCM 24/7
RESISTENCIA 20 <sup>0</sup> C (Ra)	0,0359 Ω/1000 pies
RADIO MEDIO GEOMÉTRICO (RMG <sub>cond</sub> )	0,0284 pies
REACTANCIA INDUCTIVA (Xa), a 1 pie de espaciamiento,60 hz	0,432 Ω/milla
RESISTIVIDAD DEL SUELO (ρ)	125.92 Ω m
LONGITUD DE LA LINEA (L)	35 km

**Fuente:** Análisis de Sistemas de Potencia, Grainger-Stevenson, Tabla A.3, página N° 707

**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**Nota:** Los datos de la resistividad del suelo (ρ) por donde atraviesa la L/T, son medidos en campo por personal de mantenimiento de líneas de transmisión y es un valor promedio, según el ANEXO N° 2.8, RESISTIVIDAD DEL TERRENO, plano N° 001.

### Unidades

$$1\text{m} = 3.28 \text{ pies}$$

$$1 \text{ milla} = 5280 \text{ pies} = 1,609 \text{ km}$$

### Impedancia de Secuencia Positiva Z1 y Negativa Z2

$$Z1 = Z2 = Ra + j(Xa + Xd) \quad \text{“Análisis de Sistemas de Potencia, Grainger-Stevenson, pág. N° 196”}$$

$$Ra = \text{Resistencia conductor } (\Omega/1000\text{pies})$$

$$DMG_{\text{cond}} = \text{Distancia Media Geométrica (pies)}$$

$RMG_{cond} = \text{Radio Medio Geométrico (pies)}$

$X_a = \text{Reactancia del conductor a 1 pie de espaciamento, 60 hz } (\Omega/\text{milla})$

$X_d = \text{Factor de espaciamento en función del } DMG_{cond} (\Omega/\text{milla})$

$DMG_{cond} = \sqrt[3]{(dAB)(dBC)(dCA)}$ ; (Refiérase al gráfico N° 2.5, disposición de cables estructura tipo N).

$$DMG_{cond} = \sqrt[3]{(3m)(3m)(6m)}$$

$$DMG_{cond} = 12,3976 \text{ pies}$$

Considerando el  $DMG_{cond}$  (pies),  $X_d$  ( $\Omega/\text{milla}$ ) se puede obtener directamente de la tabla A.4 “Análisis de Sistemas de Potencia, Grainger-Stevenson, pág. N° 708”, o aplicando la siguiente fórmula:

$$X_d = 0,2794 \log DMG_{cond}.$$

$$X_d = 0,2794 \log 12,3976 \text{ pies}$$

$$X_d = 0,3054 \Omega/\text{milla}$$

#### **RESISTENCIA DEL CONDUCTOR ( $\Omega/1000\text{pies}$ )**

$$R_a = 0,0359 \frac{\Omega}{1000 \text{ pies}} \times \frac{5280 \text{ pies}}{1 \text{ milla}}$$

$$R_a = 0,1889 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

#### **2.14.1 Cálculo de las impedancias de secuencia positiva (Z1) y secuencia negativa (Z2)**

$$Z_1 = Z_2 = R_a + j(X_a + X_d) \frac{\Omega}{\text{milla}} ; \text{ Grainger - Stevenson, pág. N° 196.}$$

$$Z_1 = Z_2 = 0,1889 \frac{\Omega}{\text{milla}} + j(0,432 \frac{\Omega}{\text{milla}} + 0,3054 \frac{\Omega}{\text{milla}})$$

$$Z_1 = Z_2 = (0,1173 + j 0,432) \Omega/\text{km}$$

$$Z1 = Z2 = (0,1173 + j 0,432) \Omega/\text{km} \times 35 \text{ km (longitud de la línea)}$$

$$\boxed{Z1 = Z2 = (4,105 + j 15,1221) \Omega}$$

$$\boxed{Z1 = Z2 = (15,764 // 74,81^\circ) \Omega}$$

#### 2.14.2 Cálculo de la Impedancia de secuencia cero ( $Z_0$ )

$$Z_0 = R_a + 0,2858 \frac{f}{60} + j0,8382 \frac{f}{60} \log \frac{Dt^2}{RMGeq} \left[ \frac{\Omega}{\text{milla}} \right]$$

$R_a$  = resistencia conductor  $\Omega/1000$  pies

$f$  = Frecuencia (60 hz)

$DMG_{\text{cond}}$  = Distancia Media Geométrica (pies)

$RME_{\text{cond}}$  = Radio Medio Geométrico (pies)

$RMG_{\text{eq}}$  = Radio Medio Geométrico equivalente (pies)

$\rho$  = Resistividad del terreno (ohmios-pies)

$Dt^2$  = Constante en función de la resistividad del terreno y la frecuencia.

$$\rho_{\text{suelo}} \frac{L}{T} \text{ PUC-MUL} = 125,92 \Omega \text{ m}$$

$$\rho \frac{L}{T} = 125,92 \Omega \text{ m} \times 3,28 \text{ pies/m}$$

$$\rho \frac{L}{T} = 413,0176 \Omega \text{ pies}$$

$$Dt^2 = 2160 \sqrt{\frac{\rho}{f}} = 2160 \sqrt{\frac{413,0176 \text{ pies}}{60\text{hz}}}$$

$$Dt^2 = 5667,1089 \text{ pies}$$

$$RMGeq = \sqrt[3]{(RMG_{\text{cond}})(DMG_{\text{cond}})^2}$$

$$RMGeq = \sqrt[3]{(0,0284 \text{ pies})(12,3976 \text{ pies})^2}$$

$$RMGeq = 1,6342 \text{ pies}$$

$$Z_0 = 0,0359 \frac{\Omega}{1000 \text{pies}} + 0,2858 \left( \frac{60}{60} \right) + j 0,8382 \frac{60}{60} \log \frac{5667,1089 \text{ pies}}{1,6342 \text{ pies}}$$

$$Z_0 = 0,1177 \frac{\Omega}{\text{km}} + 0,2858 \left( \frac{60}{60} \right) + j 0,8382 \left( \frac{60}{60} \right) \log \frac{1,7272 \text{ km}}{0,00049 \text{ km}}$$

$$Z_0 = (0,4035 + j 2,9655) \frac{\Omega}{\text{km}} \times 35 \text{ km (longitud de la línea)}$$

$$\boxed{Z_0 = (14,122 + j 103,7925) \Omega}$$

### 2.14.3 Ohmios primarios de la protección de distancia de fase (21)

$$Z_1 = Z_2 = (4,105 + j 15,1221) \Omega \quad ; \text{ Dato calculado en el literal 2.14.1}$$

$$\text{Zona 1, protección L/T 80\%} = 0,8 \quad t = 0 \text{ mseg. (instantáneo)}$$

$$\text{Zona 2, protección L/T 120\%} = 1,2 \quad t = 300 \text{ mseg.}$$

$$\text{Zona 3, protección L/T 200\%} = 2 \quad t = 800 \text{ mseg.}$$

#### Zona 1

$$Z_{z1} = 0,8 (4,105 + j 15,1221) = (3,284 + j 12,097) \Omega$$

#### Zona 2

$$Z_{z2} = 1,2 (4,105 + j 15,1221) = (4,926 + j 18,146) \Omega$$

#### Zona 3

$$Z_{z3} = 2 (4,105 + j 15,1221) = (8,21 + j 30,2442) \Omega$$

### 2.14.4 Ohmios secundarios de la protección de distancia de fase (21)

Los ohmios primarios se reflejan en el secundario, por lo tanto, se calcula los ohmios secundarios que son los datos que van seteados en el relé.

$$\text{RTC} = \text{Relación del TC: } 1200/5 = 240$$

$$\text{RTP} = \text{Relación del TP: } 138000/115 = 1200$$

$$Z_{\Omega s} = \frac{Z \times RTC}{RTP}$$

$$Z_{z1} = 3,284 + j 12,097$$

$$Z_{1\Omega s} = \frac{3,284 \times 240}{1200} = 0,6568 \text{ (real)}$$

$$Z_{1\Omega s} = \frac{12,097 \times 240}{1200} = 2,4194 \text{ (imaginaria)}$$

$$\boxed{Z_{1\Omega s} = 0,6568 + j2,4194}$$

$$\boxed{Z_{2\Omega s} = 0,9852 + j3,6292}$$

$$\boxed{Z_{3\Omega s} = 1,642 + j6,0488}$$

#### 2.14.5 Ohmios primarios de la protección de distancia de tierra ( $Z_o$ )

$$Z_o = (14,122 + j 103,7925) \Omega \quad ; \quad \text{Dato calculado en el literal 2.14.2}$$

##### Zona 1

$$Z_{o1} = 0,8 (14,1225 + j 103,7925) = 11,248 + j 83,034$$

##### Zona 2

$$Z_{o2} = 1,2 (14,1225 + j 103,7925) = 16,947 + j 124,551$$

##### Zona 3

$$Z_{o3} = 2 (14,1225 + j 103,7925) = 28,245 + j 207,585$$

#### 2.14.6 Ohmios secundarios de la protección de distancia de tierra ( $Z_o$ )

$$Z_{\Omega s} = \frac{Z \times RTC}{RTP}$$

$$Z_{o1} = 11,248 + j 83,034$$

$$Z_{01\Omega s} = \frac{11,298 \times 240}{1200} = 2,2596 \text{ (real)}$$

$$Z_{01\Omega s} = \frac{83,034 \times 240}{1200} = 16,6068 \text{ (imaginaria)}$$

$$\boxed{Z_{01\Omega s} = 2,2596 + j16,6068}$$

$$\boxed{Z_{02\Omega s} = 3,3894 + j24,9102}$$

$$\boxed{Z_{03\Omega s} = 5,644 + j41,517}$$

En la tabla N° 2.6 se muestra en resumen las impedancias de fase y tierra

**TABLA N° 2.6**

**RESUMEN DE IMPEDANCIAS SECUNDARIAS DE FASE Y TIERRA**

IMPEDANCIAS	ZONAS DE PROTECCIÓN L/T		
	Z1 (80%) t = 0 mseg	Z2 (120%) t = 300 mseg	Z3 (200%) t = 800 mseg
DE FASE	Z1 $\Omega$ s = 0,6568 + j 2,4194	Z2 $\Omega$ s = 0,9852 + j 3,6292	Z3 $\Omega$ s = 1,642 + j 6,0488
DE TIERRA	Z01 $\Omega$ s = 2,2596 + j 16,6068	Z02 $\Omega$ s = 3,3894 + j 24,9102	Z03 $\Omega$ s = 5,644 + j 41,517

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

**2.15 CÁLCULOS PREVIOS PARA LA CALIBRACIÓN DEL RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (67)**

Se calculan las corrientes de cortocircuito, partiendo de los siguientes datos:

$$V_{\text{línea}} = 138 \text{ KV}$$

$$X_{1/S} = 0,432 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$L_{\text{línea}} = 35 \text{ km (longitud L/T)}$$

$$S_{\text{línea}} = 240 \text{ MVA}$$

$$R_{1/S} = 0,1173 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$T/C = 1200/5 = 240$$

**Nota:** R<sub>1/S</sub>, X<sub>1/S</sub>, son datos calculados anteriormente en el literal 2.12.1

$$Z_{1/S} = \sqrt{R_{1/S}^2 + X_{1/S}^2} = \sqrt{(0,1173)^2 + (0,432)^2}$$

$$Z_{l/S} = 0.448 \text{ } \Omega/\text{km}$$

**$Z_L =$  Impedancia total de la línea**

$$Z_L = Z_{l/S} \times 35 \text{ km} = 0.448 \text{ } \Omega/\text{km} \times 35 \text{ km}$$

$$Z_L = 15.68 \text{ } \Omega$$

**$Z_S$  de cortocircuito**

$$Z_S = \frac{V_{\text{línea}}^2}{\text{Potencia MVA}}$$

$$Z_S = \frac{(138 \text{ kv})^2}{240 \text{ MVA}} = 79.35 \text{ } \Omega$$

**$I_K =$  Intensidad de cortocircuito trifásico primarios**

$$I_K = K \frac{V_{\text{línea}}}{\sqrt{3} (Z_S + Z_L)}$$

Siendo: K la variación y crecimiento de carga, error de medida,  $1 < K \leq 2$ , en este caso  $K = 1.1$  (Rosas, 2009).

$$I_K = 1.1 \times \frac{V_{\text{línea}}}{\sqrt{3} (Z_S + Z_L)}$$

$$I_K = 1.1 \times \frac{138\,000 \text{ V}}{1.73 (79.35 + 15.68) \Omega}$$

$$\boxed{I_K = 922.35 \text{ Amp. primarios}}$$

**$I_K =$  Intensidad de cortocircuito trifásico secundarios**

$$I_{K_{\text{secundarios}}} = \frac{I_{K_{\text{primarios}}}}{RTC}$$

$$I_{K_{\text{secundarios}}} = \frac{922.35}{240}$$



$$I_{K_{secundarios}} = 3.84 \text{ Amp. secundarios}$$

## 2.16 ANALISIS DE FLUJOS DE CARGA Y CORTOCIRCUITOS EN L/T PUCARA-MULALO 138 KV CON EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY

### 2.16.1 Flujos de carga

Este análisis tiene como fin, determinar las cargas de las líneas de transmisión y demás elementos que están directamente relacionadas con el objeto de nuestro estudio (Línea de Transmisión Mulaló – Pucará), parámetros y que podrían verse afectados en el caso de fallas como consecuencia de que sus protecciones no estén debidamente coordinadas.

En el software Digsilent, se realizará un análisis de flujo de carga en el circuito de la línea de transmisión Mulaló – Pucara en la modalidad de un sistema balanceado en condiciones de máxima carga. Este flujo de carga no solo involucra a las barras de las subestaciones Mulaló y Pucará, sino también a las líneas de transmisión Pucará-Ambato y Mulaló-Vicentina ya que todas son parte de CELEC EP-TRANSELECTRIC, ver tablas N° 2.7 y 2.8 y gráfico N° 2.6.

**TABLA N° 2.7**  
**SIMULACIÓN FLUJO DE CARGA EN BARRAS**

SIMULACIÓN FLUJO DE CARGA EN BARRAS				
Subestación	Barras	Nivel de Voltaje (KV)	Voltaje (pu)	Angulo (°)
Mulaló	BP	136.83	0.99	-33.62
Pucará	BP	140.31	1.02	-29.02

**Fuente:** DIgSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**TABLA N° 2.8**

**SIMULACIÓN FLUJO DE CARGA EN LAS LÍNEAS**

<b>SIMULACIÓN FLUJO DE CARGA EN LAS LÍNEAS</b>				
<b>Subestación</b>	<b>L/T</b>	<b>Potencia Activa (MW)</b>	<b>Potencia Reactiva (MVAR)</b>	<b>Carga (%)</b>
Mulaló	Llegada Pucará	-101.88	0.85	69.45
	Salida Novacero	7.38	2.08	5.07
	Salida ATQ	37.92	12.83	61.17
	Salida Vicentina	56.58	-14.06	52.45
Pucará	Salida Mulaló	104.16	7.01	69.45
	Llegada Ambato	-31.54	0.53	27.73
	Llegada Unidad 1	13.57	0.98	-23.46
	Llegada Unidad 2	13.59	0.98	-23.47

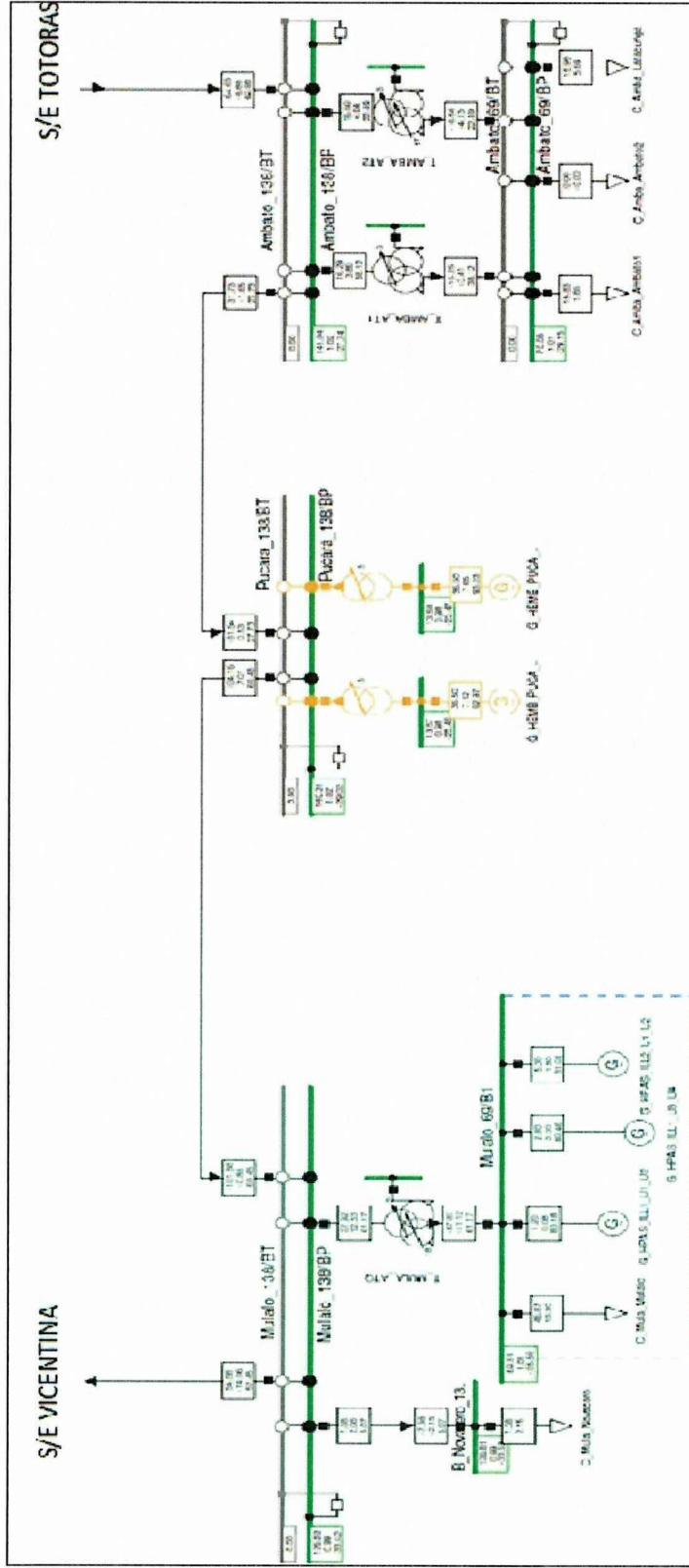
**Fuente:** DIgSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

Los datos de la simulación de flujo de carga en la línea (tabla N° 2.8), mediante el software indicado, donde se muestran todas las bahías en operación que tienen éstas Subestaciones con sus respectiva potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y la cargabilidad (%) de los mismos.

Transselectric realiza el monitoreo de líneas y transformadores de todo el Sistema Nacional de Transmisión en tiempo real, esto es muy importante porque permite tomar decisiones a futuro, como por ejemplo, conocer la cargabilidad en los equipos, para realizar estudios y proyectos de repotenciación o expansión.

GRAFICO N° 2.6

FLUJO DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN MULALO – PUCARA 138 KV



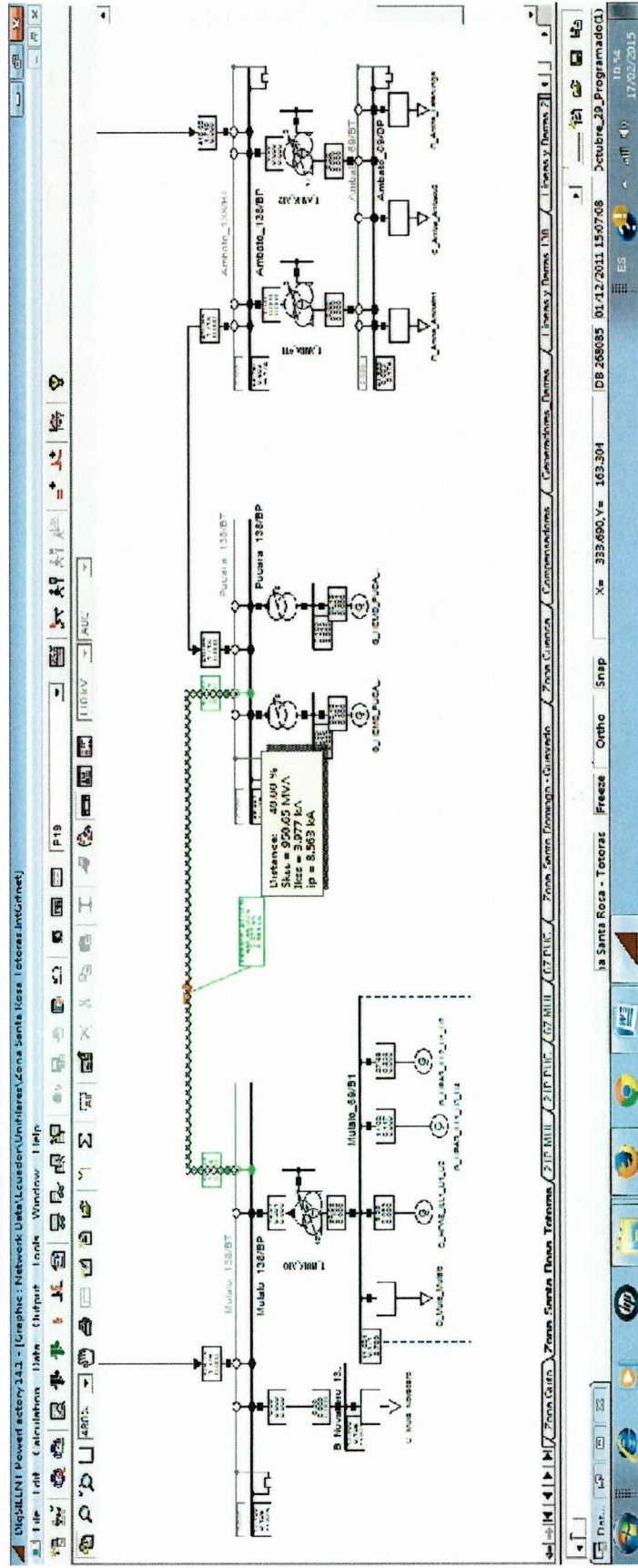
Fuente: DigSILENT Power Factory  
 Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

### 2.16.2 Corrientes de cortocircuito

Este análisis determina corrientes, distancia de falla y observar gráficamente la afectación del sistema. El software digilent, simula cortocircuitos monofásicos a tierra, bifásicos y trifásicos de la línea a diferentes distancias dado en porcentajes, observar gráfico N° 2.7.

GRAFICO N° 2.7

### SIMULACIÓN DE FALLA EN LA LINEA DE TRANSMISIÓN MULALÓ-PUCARÁ



Fuente: DigSILENT Power Factory  
Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

Un resumen del resultado de todas las fallas simuladas se muestra en la tabla N° 2.9.

**TABLA N° 2.9**  
**CORTOCIRCUITOS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MULALÓ-PUCARÁ**

<b>DATOS DE CORTOCIRCUITO DE LA LÍNEA MULALÓ - PUCARÁ ANALIZADA DESDE EL LA SUBESTACIÓN MULALÓ</b>										
Localización de falla en (%)	Localización de falla en (Km)	Fallas 1 Ø a tierra			Fallas 2 Ø			Fallas 3 Ø		
		Skss Potencia (MVA)	Ikss Corriente min (KA)	Ip Corriente pico (KA)	Skss Potencia (MVA)	Ikss Corriente min (KA)	Ip Corriente pico (KA)	Skss Potencia (MVA)	Ikss Corriente min (KA)	Ip Corriente pico (KA)
40	14	239.08	3.001	6.461	270.07	3.390	7.298	950.65	3.977	8.563
60	21	249.17	3.127	6.806	280.79	3.524	7.669	989.08	4.138	9.005
80	28	284.13	3.566	7.877	296.31	3.719	8.215	1044.9	4.372	9.656

**Skss:** Potencia cortocircuito; **Ikss:** corriente mínima de cortocircuito; **Ip:** Corriente pico o máxima de cortocircuito.

**Fuente:** DlgSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

## 2.17 VERIFICACIÓN DE LA HIPÓTESIS

En base a la hipótesis que manifiesta, el estudio de las condiciones eléctricas de la línea de transmisión y la aplicación al relé electrónico SIPROTEC 7SA612, se demuestra las múltiples ventajas tales como: Localización de falla, rapidez, menor espacio físico, etc. y mediante cálculos correspondientes de los relés de distancia (21) y de sobrecorriente direccional (67) para su respectiva coordinación, análisis de flujos de carga y cortocircuitos realizados mediante el software digsilent, se obtienen datos de distancia de falla aproximada en kilómetros, potencias y corrientes de cortocircuito, los cuales son importantes para un análisis postfalla, de ésta manera mejorar la confiabilidad y calidad del servicio, los tiempos de reposición, optimizar recursos técnicos y económicos, que son factores muy importantes considerados en la política de CELEC EP - TRANSELECTRIC.

## **CAPITULO III**

### **PROPUESTA**

**CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL RELÉ ELECTRÓNICO SIPROTEC 7SA612 Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ENTRE LOS RELÉS DE DISTANCIA (21) Y EL DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE (67), USANDO EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY 13.2, PARA LA PROTECCIÓN CONTRA FALLAS ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARA - MULALÓ 138 KV, DE CELEC EP – TRANSELECTRIC.**

#### **3.1 OBJETIVOS**

##### **3.1.1 General**

Realizar la parametrización del relé electrónico SIPROTEC 7SA612, para la protección contra fallas eléctricas de la línea de transmisión Pucará - Mulaló 138 KV, la coordinación de protecciones de los relés de distancia (21) y el direccional de sobrecorriente (67) usando el software Digsilent Power Factory 13.2, y el rediseño de planos de protección en las Subestaciones Mulaló y Pucará de CELEC EP - TRANSELECTRIC.

##### **3.1.2 Específicos**

- Analizar el sistema de protecciones electromecánicas de la Bahías Pucará y Mulaló para conocer su estado actual de funcionamiento.

- Ejecutar el estudio de coordinación de protecciones usando el relé 21 como protección principal y el relé 67 como respaldo, para protección de la línea de transmisión, mediante el software digsilent.
- Realizar el análisis económico para determinar si es justificable el cambio a futuro del relé SIPROTEC 7SA612 por los relés electromecánicos actualmente instalados.

### **3.2 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA**

- Es importante la implementación de este relé electrónico, ya que si se mantienen los relés electromecánicos se perderá tiempo valioso al momento que ocurra una falla en la línea de transmisión, pues se produce pérdida de recursos técnicos y económicos por el desplazamiento de personal para localizar la falla. Además, durante este tiempo se suministrará energía a la subestación Mulaló desde la subestación Vicentina con el problema de tener bajos niveles de voltaje en barras, lo cual afectará a ELEPCO S.A. en la distribución de energía.
- Los resultados de estos estudios deben ser conocidos por el personal de protecciones, operación y mantenimiento de las unidades de negocios Transelectric e Hidroagoyán, ya que ellos serán los que monitorean y verifiquen los datos de los parámetros eléctricos en condiciones normales y en falla que registren los relés.
- La utilización de este relé SIPROTEC 7SA612 ayudará notablemente a detectar las fallas eléctricas en la Línea de Transmisión Pucará y Mulaló, ahorrando tiempo, dinero y recursos humanos a Transelectric, que es la empresa que se encarga de la operación y el mantenimiento de la línea de transmisión, además, de mejorar el servicio a ELEPCO S.A.

### 3.3 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 PARA LA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA

Se procede a configurar, parametrizar y polarizar los relés, ingresando datos propios de la línea (longitud en Km.) y valores calculados anteriormente (impedancias de secuencia positiva, secuencia cero, corrientes de falla, factor de compensación residual, etc.), el software DIgSILENT Power Factory calcula otros datos como: reactancias, resistencias, corriente nominal y ángulos, los mismos que se muestran en la Tabla N° 3.1.

Para la demostración práctica de este estudio se simularán fallas: monofásica a tierra, bifásica y trifásica. El software, se lo programa para calcular máximas corrientes de cortocircuito según la norma IEC 60909 y el análisis de los resultados obtenidos servirán para realizar la coordinación de protecciones con los relés seleccionados para ello (relés 21 y 67).

**TABLA N° 3.1**  
**DATOS DE LA LÍNEA MULALÓ – PUCARÁ REGISTRADOS POR EL**  
**SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY**

DATOS DE LA LÍNEA MULALÓ – PUCARÁ REGISTRADOS POR EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY								
L/T	Long. (Km)	In Corriente nominal (kA)	R1 ( $\Omega$ )	X1 ( $\Omega$ )	Ángulo ( $^\circ$ )	R0 ( $\Omega$ )	X0 ( $\Omega$ )	Factor de Magnitud a Tierra K0
Mulaló - Pucará	35	0.619	4.105	15.122	74.8108	14.122	103.79	1.8982

**Fuente:** DIgSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

Estos parámetros pueden apreciarse de mejor manera en el gráfico N° 3.1, que es una captura de pantalla del software indicado.



### GRAFICO N° 3.1

## DATOS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN MULALO – PUCARA OBTENIDOS DEL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY

Resulting Values	
Rated Current	0.619 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	15.66949 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	74.81088 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	4.1055 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	15.1221 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	14.1225 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	103.7925 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	17.39562 A
Earth Factor, Magnitude	1.898262
Earth Factor, Angle	8.743802 deg

Fuente: DigSILENT Power Factory  
Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

Ya ingresados en el software los datos de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, se procederá con la habilitación y parametrización de los relés de Impedancia (21) y Sobrecorriente Direccional (67), para visualizar lo señalado referirse al ANEXO N° 3.1 y 3.2 respectivamente.

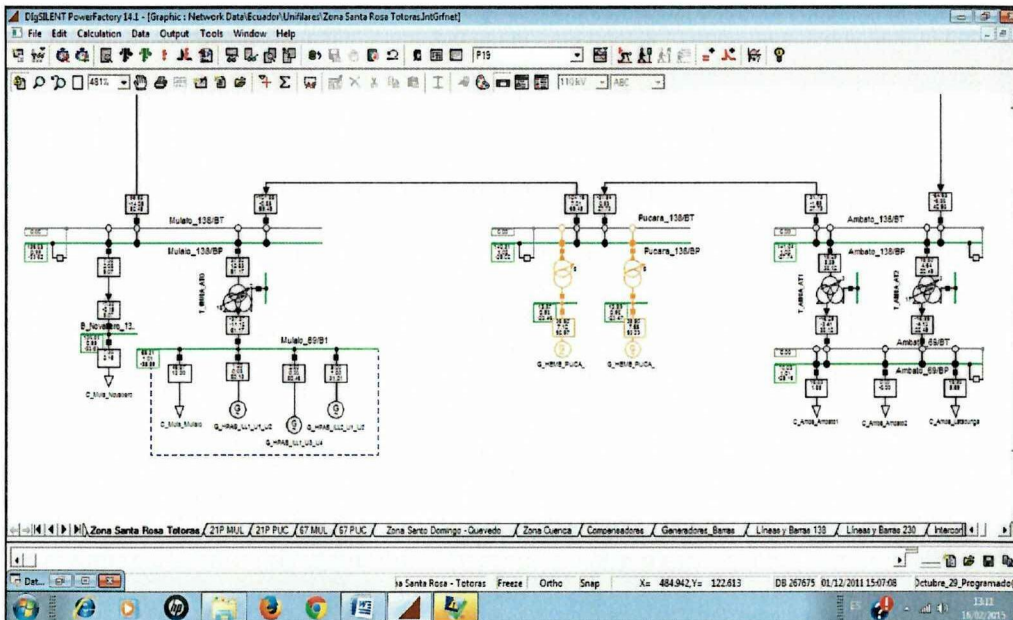
### 3.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS RELÉS DE DISTANCIA (21) Y DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (67)

Una vez polarizados los relés se procede a simulará algunas de las posibles fallas que pueden presentarse en la Línea de Transmisión.

El resultado tabulado que arroja el programa, más los gráficos en los que se indica la actuación de los relés según la parametrización del mismo y el tipo de falla ocurrida, servirán para la coordinación de las protecciones.

En el gráfico N° 3.2, se presenta el diagrama de flujo de carga de la línea de transmisión Mulaló – Pucará, en el cual se simularán fallas: trifásicas, monofásicas y bifásicas a tierra; a diferentes porcentajes de la misma.

**GRAFICO N° 3.2**  
**DIAGRAMA DE FLUJO DE CARGA DE LINEA DE TRANSMISIÓN**  
**MULALO – PUCARA**



**Fuente:** DigSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

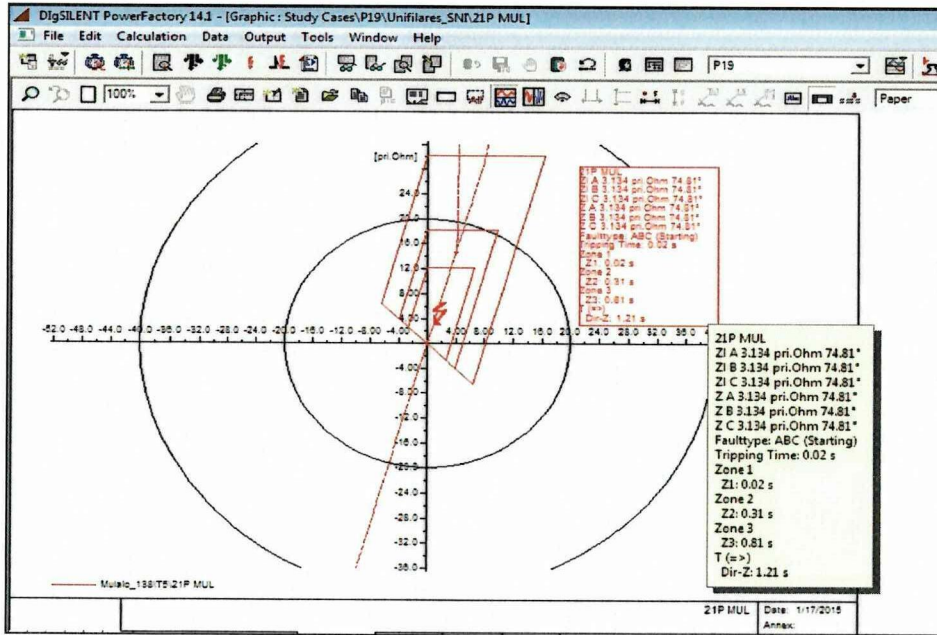
A continuación, mediante el software se simulan fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas, las gráficas que se mirarán en cada uno de los siguientes casos hacen referencia a lo siguiente:

- En el caso de los relés de impedancia 21, la zona en la que actuó y el tiempo en que lo hizo.
- Los gráficos para los relés de sobrecorriente direccionales 67, mostrarán la corriente mínima con los que arrancan su operación y el tiempo de actuación.

**3.4.1 Fallas trifásicas en la Línea de Transmisión al 20%, 85% y al 100%**

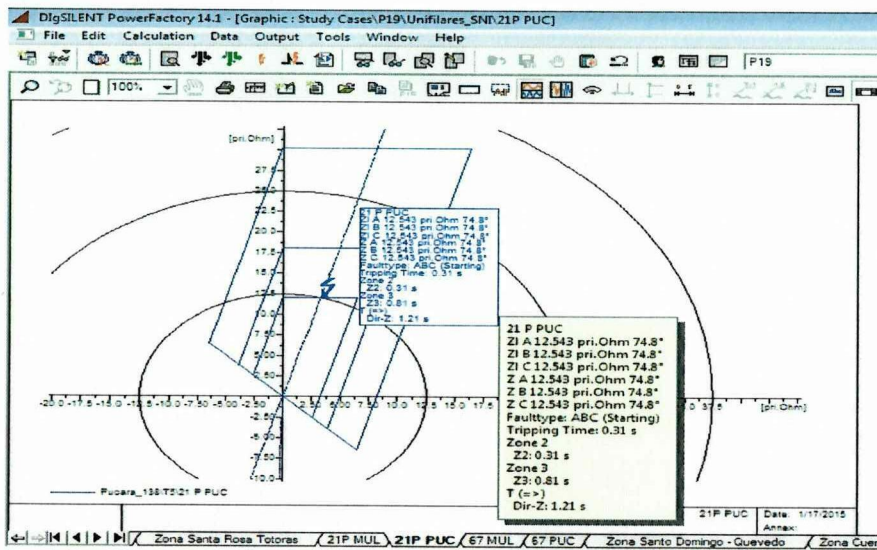
Se inicia este análisis con la simulación de una falla al 20% de la línea de transmisión desde la subestación Mulaló y se verificará en los gráficos N° 3.3 y 3.4, la operatividad de los relés 21 y 67 respectivamente, los mismos que se encuentran ubicados en los extremos de la línea Mulaló – Pucará.

**GRAFICO N° 3.3**  
**DIAGRAMA RESISTENCIA VS REACTANCIA (R-X) EN PORCENTAJE**  
**AL 20% DE LA LÍNEA EN S/E MULALÓ Y PUCARA**  
**SUBESTACIÓN MULALÓ**



Fuente: DigSILENT Power Factory  
 Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

**SUBESTACIÓN PUCARÁ**

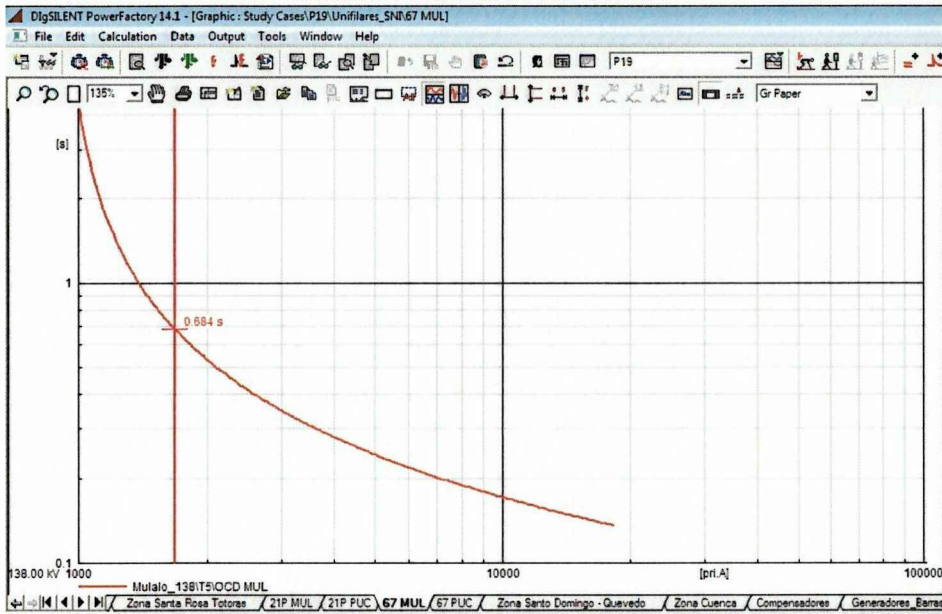


Fuente: DigSILENT Power Factory  
 Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

### GRAFICO N° 3.4

## DIAGRAMA CORRIENTE VS TIEMPO (I-T) EN PORCENTAJE, AL 20% DE LA LÍNEA EN S/E MULALO Y PUCARA

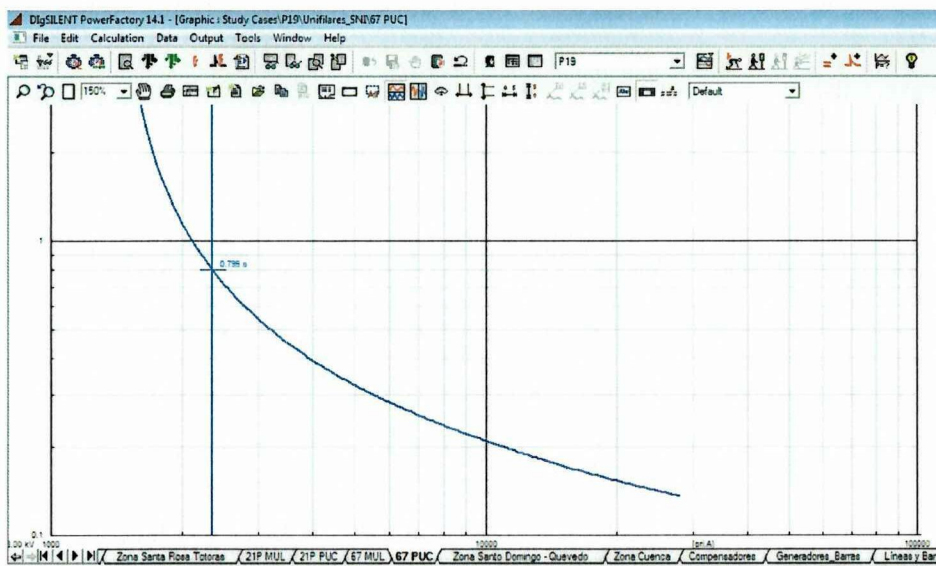
### SUBESTACIÓN MULALÓ.



Fuente: DigSILENT Power Factory

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

### SUBESTACIÓN PUCARÁ.



Fuente: DigSILENT Power Factory

Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

Seguidamente serán tabulados los resultados gráficos de los relés 21 de la falla al 20 % de la línea de transmisión, prueba realizada del lado de la S/E. Mulaló, pero mirando la actuación de los relés desde los dos extremos de la línea y analizaremos la actuación del relé 67 como respaldo del 21.

En la tabla N° 3.2, se registran los tiempos de actuación de las diferentes zonas del relé 7SA612 (21) realizada y mirada desde la S/E. Mulaló.

**TABLA 3.2**  
**TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 20% DE LA LÍNEA VISTA DESDE LA S/E MULALÓ**

<b>TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 20% DE LA LÍNEA MUL-PUC ANALIZADA DESDE LA SE MULALÓ</b>				
Localización de falla en (%)	Tiempo Protección Zona 1 (seg.)	Tiempo Protección Zona 2 (seg.)	Tiempo Protección Zona 3 (seg.)	Tiempo de Disparo del Relé (seg)
20	0.02	0.31	0.81	0.02

Fuente: DlgSILENT Power Factory  
Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

En la tabla N° 3.3, se registran los tiempos de actuación de las diferentes zonas del relé 7SA612 (21) mirada desde la Subestación Pucará.

**TABLA N° 3.3**  
**TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 20% DE LA LÍNEA VISTA DESDE LA S/E PUCARÁ**

<b>TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 20% DE LA LÍNEA MUL-PUC ANALIZADA DESDE LA SE PUCARÁ</b>				
Localización de falla en (%)	Tiempo Protección Zona 1 (seg.)	Tiempo Protección Zona 2 (seg.)	Tiempo Protección Zona 3 (seg.)	Tiempo de Disparo del Relé (seg)
20		0.31	0.81	0.31

Fuente: DlgSILENT Power Factory  
Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

Con los resultados gráficos y los datos tabulados de la simulación de cortocircuito al 20% desde la S/E. Mulaló en la línea de transmisión Mulaló – Pucará, se

comprueba que el relé Siprotec 7SA612 de SIEMENS opera satisfactoriamente y despeja falla ocurrida.

El relé 21 opera de manera Instantánea en la Zona 1, mirando la falla desde la S/E. Mulaló y actúa de manera Temporizada en la Zona 2 mirada desde la S/E. Pucará. Para el relé 21 de Pucará, la falla ocurre sobre el 80% de la línea, ver datos de la tabla N° 3.3 y en el gráfico N° 3.3.

Como respaldo de los relés 21, se ha coordinado la protección con el relé 67 y se detalla el análisis gráfico de los mismos desde los dos lados de la línea de transmisión Mulaló – Pucará, ver gráfico N° 3.4.

El relé 67 de la S/E Mulaló, frente a la falla de cortocircuito simulada al 20 % de la línea, dispararía el circuito en un tiempo de 0.684 segundos, el mismo que es mayor al tiempo de actuación del relé 21 en las Zonas 1 y 2 con los tiempos de 0.02 y 0.31 segundos respectivamente, esto nos garantiza que el relé 67 de Mulaló actuaría como respaldo ante cualquier eventualidad de fallo del relé 21 de la misma subestación, tal como se puede apreciar en las tablas N° 3.2 y 3.3 y en el gráfico N° 3.4.

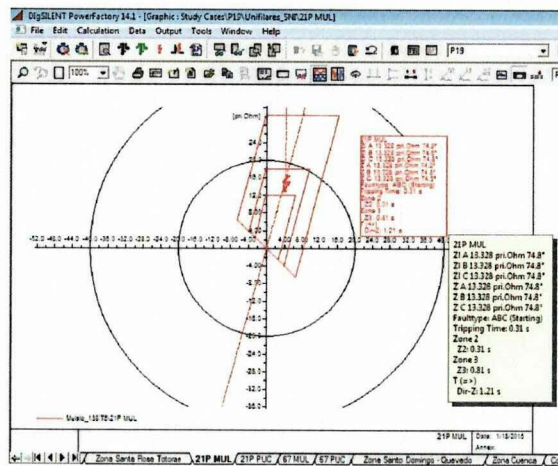
El relé 67 de la S/E Pucará también mira la falla, éste tendrá un tiempo para el disparo de 0.799 segundos, el mismo que es mayor al tiempo de actuación del relé 67 de la S/E Mulaló (0.684 seg) que se encuentra más cerca de la falla, este análisis es en base al gráfico N° 3.4.

Luego de todo lo expuesto anteriormente, podemos confirmar que la coordinación de las protecciones entre el relé principal y el de respaldo para la proteger la línea de transmisión Mulaló – Pucará, funcionan de manera adecuada y acorde a los requerimientos de Transelectric.

Ahora se realizará una falla al 85% de la línea de transmisión desde la subestación Mulaló y se verificará en los gráficos N° 3.5 y 3.6, la operatividad de los relés 21 y 67 respectivamente, los mismos que se encuentran ubicados en los extremos de la línea Mulaló – Pucará.

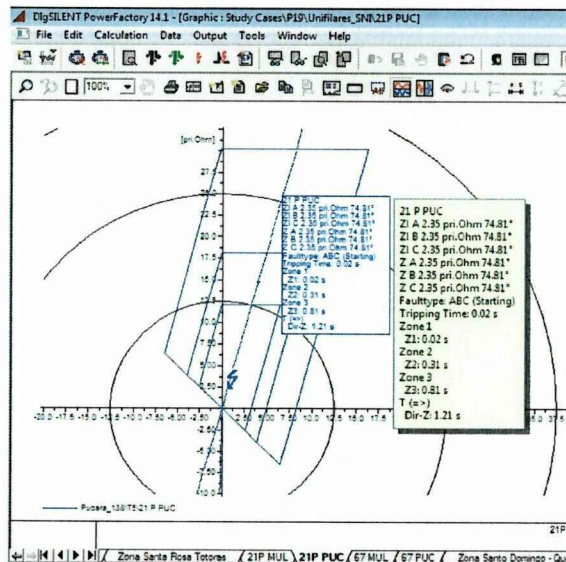
**GRAFICO N° 3.5**  
**DIAGRAMA RESISTENCIA VS REACTANCIA (R-X) EN**  
**PORCENTAJE, AL 85% DE LA LÍNEA**

**SUBESTACIÓN MULALÓ.**



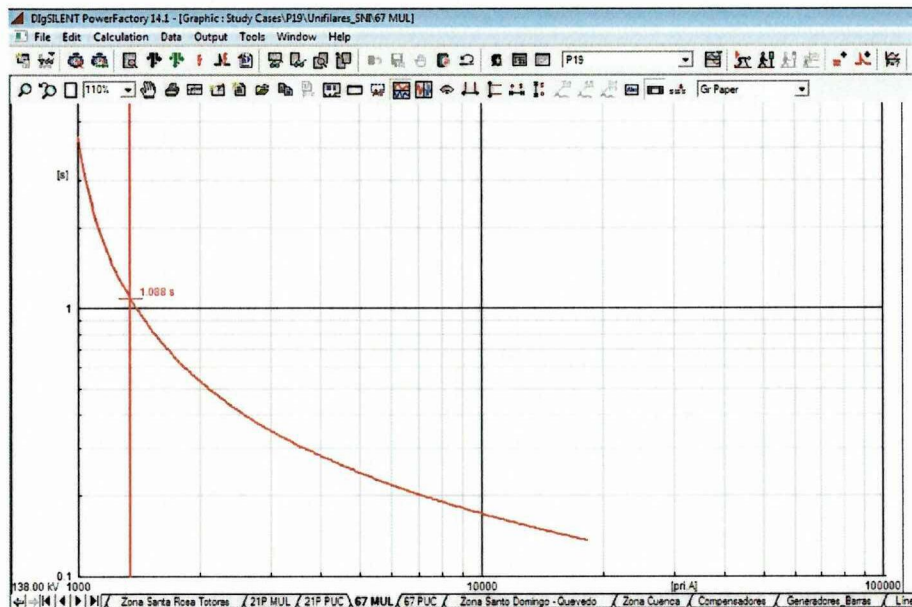
**Fuente:** DigSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**SUBESTACIÓN PUCARÁ.**



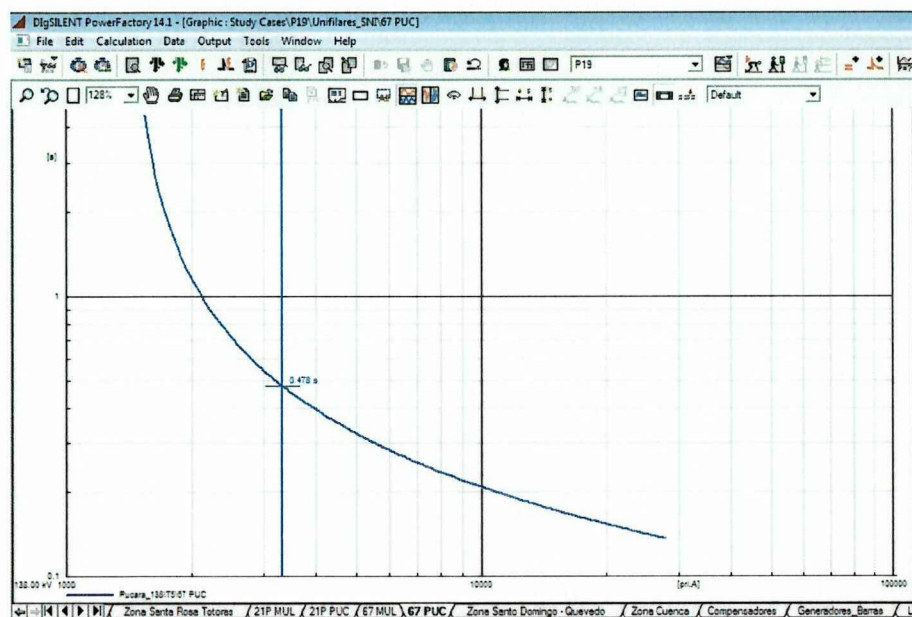
**Fuente:** DigSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**GRAFICO N° 3.6**  
**DIAGRAMA CORRIENTE VS TIEMPO (I-T) EN PORCENTAJE, AL**  
**85% DE LA LÍNEA**  
**SUBESTACIÓN MULALÓ.**



**Fuente:** DigSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**SUBESTACIÓN PUCARÁ.**



**Fuente:** DigSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

De la misma manera que en el caso anterior se tabulará los resultados gráficos de los relés 21 de la falla al 85 % de la línea de transmisión Mulaló – Pucará, prueba realizada del lado de la Subestación Mulaló, pero mirando la actuación de los relés desde los dos extremos de la línea y analizaremos la actuación del relé 67 como respaldo del 21.

En la tabla N° 3.4, se registran los tiempos de actuación de las diferentes zonas del relé 7SA612 (21) realizada y mirada desde la Subestación Mulaló.

**TABLA N° 3.4**  
**TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 85% DE LA LÍNEA VISTA DESDE LA S/E MULALÓ**

<b>TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 85% DE LA LÍNEA MUL-PUC ANALIZADA DESDE LA SE MULALÓ</b>				
Localización de falla en (%)	Tiempo Protección Zona 1 (seg.)	Tiempo Protección Zona 2 (seg.)	Tiempo Protección Zona 3 (seg.)	Tiempo de Disparo del Relé (seg)
85		0.31	0.81	0.31

Fuente: DIgSILENT Power Factory  
Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

En la tabla N° 3.5, se registran los tiempos de actuación de las diferentes zonas del relé 7SA612 (21) mirada desde la Subestación Pucará.

**TABLA N° 3.5**  
**TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 85% DE LA LÍNEA VISTA DESDE LA S/E PUCARÁ**

<b>TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 85% DE LA LÍNEA MUL-PUC ANALIZADA DESDE LA SE PUCARÁ</b>				
Localización de falla en (%)	Tiempo Protección Zona 1 (seg.)	Tiempo Protección Zona 2 (seg.)	Tiempo Protección Zona 3 (seg.)	Tiempo de Disparo del Relé (seg)
85	0.02	0.31	0.81	0.02

Fuente: DIgSILENT Power Factory  
Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

Al igual que en el caso anterior, los resultados gráficos y los datos tabulados de la simulación de cortocircuito al 85% desde la Subestación Mulaló en la línea de transmisión Mulaló – Pucará, se comprueba que el relé Siprotec 7SA612 de SIEMENS opera satisfactoriamente y despeja falla ocurrida, pero en éste caso los relés que operan más rápido son el 21 y el 67 de la Subestación Pucará, ya que para este caso la falla simulada se encuentra más cercana a la subestación mencionada.

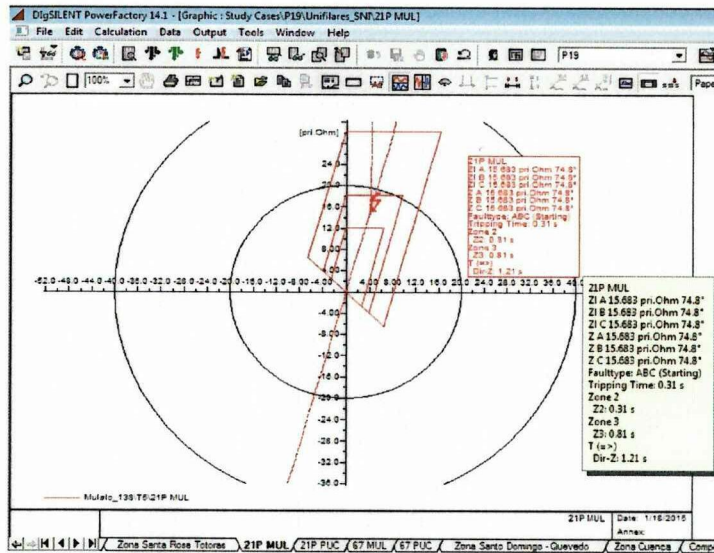
Bajo el criterio que terminamos de citar, explicamos que: el relé (21) que opera de manera Instantánea en la Zona 1, mirando la falla desde la Subestación Mulaló es el de la Subestación Pucará y el que actúa de manera Temporizada en la Zona 2 es el 21 de la Subestación Mulaló, tal como se puede apreciar en los datos de las tablas N° 3.4 y 3.5 y en el gráfico N° 3.5.

El relé 67 de la Subestación Mulaló, frente a la falla de cortocircuito simulada al 85 % de la línea, dispararía el circuito en un tiempo de 1.088 segundos, es decir luego de que actúe el 67 de la Subestación Pucará que es donde más cerca se encuentra la falla en un tiempo de 0.478 segundos, este análisis se basa en el gráfico N° 3.6.

Finalmente se realizará una falla trifásica al 100% de la línea de transmisión desde la subestación Mulaló y se verificará en los gráficos N° 3.7 y 3.8, la operatividad de los relés 21 y 67 respectivamente, los mismos que se encuentran ubicados en los extremos de la línea Mulaló – Pucará.

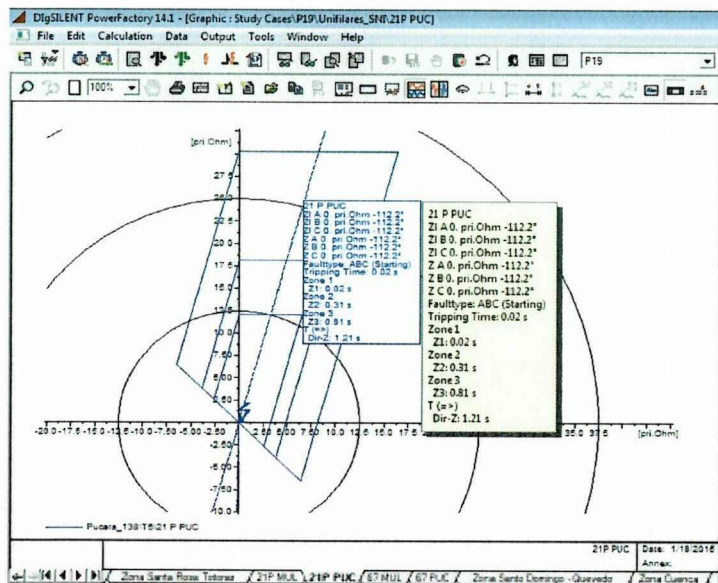
**GRAFICO N° 3.7**  
**DIAGRAMA RESISTENCIA VS REACTANCIA (R-X) EN**  
**PORCENTAJE, AL 100% DE LA LÍNEA**

**SUBESTACIÓN MULALÓ.**



Fuente: DigSILENT Power Factory  
 Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

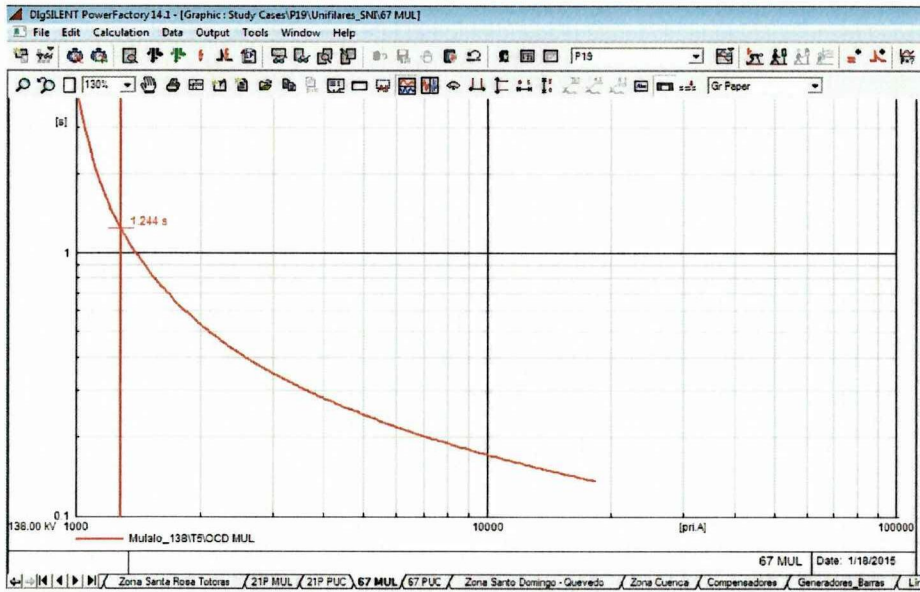
**SUBESTACIÓN PUCARÁ.**



Fuente: DigSILENT Power Factory  
 Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

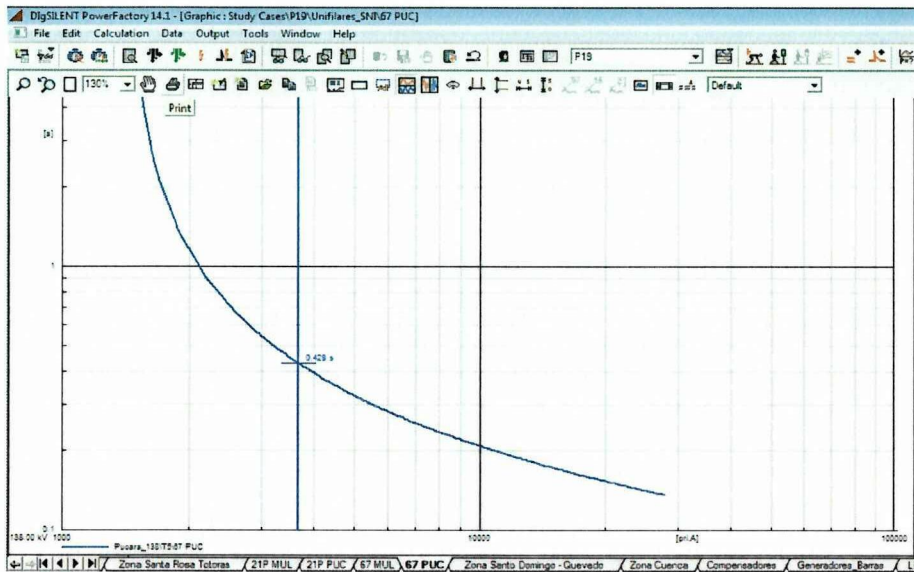
**GRAFICO N° 3.8**  
**DIAGRAMA CORRIENTE VS TIEMPO (I-T) EN PORCENTAJE, AL**  
**100% DE LA LÍNEA**

**SUBESTACIÓN MULALÓ.**



**Fuente:** DigSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

**SUBESTACIÓN PUCARÁ.**



**Fuente:** DigSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

En esta simulación de cortocircuito al igual que en los anteriores, se tabulará los resultados gráficos de los relés 21 de la falla al 100 % de la línea de transmisión Mulaló – Pucará, prueba realizada del lado de la S/E Mulaló, pero mirando la actuación de los relés desde los dos extremos de la línea y analizaremos la actuación del relé 67 (sobrecorriente direccional) como respaldo del 21.

En la tabla N° 3.6, se registran los tiempos de actuación de las diferentes zonas del relé 7SA612 (21) realizada y mirada desde la Subestación Mulaló.

**TABLA N° 3.6**  
**TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 100% DE LA LÍNEA VISTA DESDE LA S/E MULALÓ**

<b>TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 100% DE LA LÍNEA MUL-PUC ANALIZADA DESDE LA SE MULALÓ</b>				
Localización de falla en (%)	Tiempo Protección Zona 1 (seg.)	Tiempo Protección Zona 2 (seg.)	Tiempo Protección Zona 3 (seg.)	Tiempo de Disparo del Relé (seg)
100		0.31	0.81	0.31

Fuente: DIgSILENT Power Factory  
Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

En la tabla N° 3.7, se registran los tiempos de actuación de las diferentes zonas del relé 7SA612 (21) mirada desde la Subestación Pucará.

**TABLA N° 3.7**  
**TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 100% DE LA LÍNEA VISTA DESDE LA S/E PUCARÁ**

<b>TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 100% DE LA LÍNEA MUL-PUC ANALIZADA DESDE LA SE PUCARÁ</b>				
Localización de falla en (%)	Tiempo Protección Zona 1 (seg.)	Tiempo Protección Zona 2 (seg.)	Tiempo Protección Zona 3 (seg.)	Tiempo de Disparo del Relé (seg)
100	0.02	0.31	0.81	0.02

Fuente: DIgSILENT Power Factory  
Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

El análisis de este caso es muy similar al anterior, los resultados gráficos y los datos tabulados de la simulación de cortocircuito al 100% desde la Subestación Mulaló en la línea de transmisión Mulaló – Pucará, se comprobará que el relé Siprotec 7SA612 de SIEMENS opera satisfactoriamente y despeja falla ocurrida, pero en éste caso los relés que operan más rápido son el 21 y el 67 de la Subestación Pucará, ya que la falla ocurre prácticamente al inicio de la línea desde la subestación mencionada, es decir, al extremo de la subestación Mulaló.

Al igual que en el ejemplo anterior, la falla se encuentra en la Zona 2 del relé 21 de Mulaló y en la Zona 1 del relé 21 de Pucará entonces, el relé (21) que opera de manera Instantánea en Zona 1, es de la Subestación Pucará y el que actúa de manera Temporizada en la Zona 2 es el 21 de la Subestación Mulaló, tal como se puede apreciar en los datos de las tablas N° 3.6 y 3.7 y en el gráfico N° 3.7.

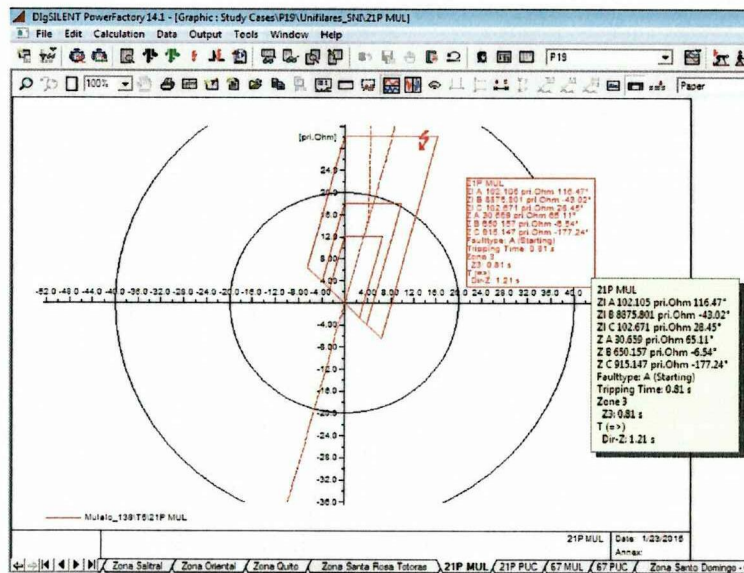
El relé 67 de la Subestación Mulaló, frente a la falla de cortocircuito simulada al 100 % de la línea, dispararía el circuito en un tiempo de 1.244 segundos, es decir luego de que actúe el 67 de la Subestación Pucará que es donde más cerca se encuentra la falla en un tiempo de 0.428 segundos, este análisis es en base al gráfico N° 3.8.

### **3.4.2 Fallas monofásicas a tierra en la Línea de Transmisión en la zona 3, vista desde la Subestación Mulaló.**

Para que el relé actúe en su tercera zona de protección, se simulará una falla (en este caso monofásica a tierra) al 40 % de la línea de transmisión Pucará – Ambato vista desde la subestación Mulaló, el gráfico N° 3.9, se usará para el análisis de la operatividad del relé de impedancia 21.

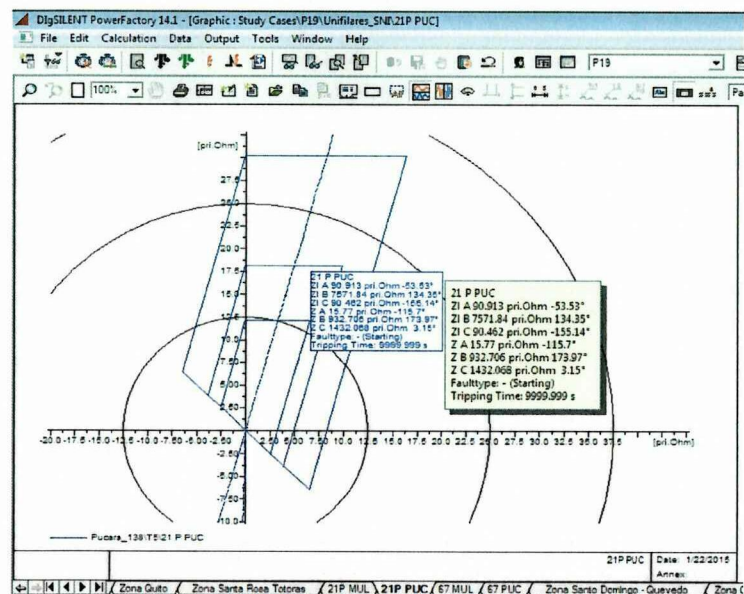
**GRAFICO N° 3.9**  
**DIAGRAMA RESISTENCIA VS REACTANCIA (R-X) EN**  
**PORCENTAJE, AL 40% DE LA LÍNEA PUCARÁ - AMBATO**

**SUBESTACIÓN MULALÓ.**



Fuente: DigSILENT Power Factory  
 Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

**SUBESTACIÓN PUCARÁ.**



Fuente: DigSILENT Power Factory  
 Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

Cuando el cortocircuito sobrepasa el 100% de la línea analizada (ejemplo el 40% de la línea Pucará - Ambato), significa que en una de las líneas con la que se realizó la coordinación de las protecciones sufrió una falla, entonces la corriente de cortocircuito corresponde a la línea afectada, razón por la cual no tabularemos las Corrientes de cortocircuitos solo los tiempos de protección de la Zona 3 del relé 7SA612 (21) en la tabla N° 3.8.

**TABLA N° 3.8**  
**TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA612 (21) AL 40% DE LA**  
**LÍNEA PUCARÁ-AMBATO VISTA DESDE S/E MULALÓ**

<b>TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 40% DE LA LÍNEA PUC-AMB ANALIZADA DESDE LA SE MULALÓ</b>				
Localización de falla en (%)	Tiempo Protección Zona 1 (seg.)	Tiempo Protección Zona 2 (seg.)	Tiempo Protección Zona 3 (seg.)	Tiempo de Disparo del Relé (seg)
40% L/T PUC-AMB			0.81	0.81

Fuente: DIgSILENT Power Factory  
 Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

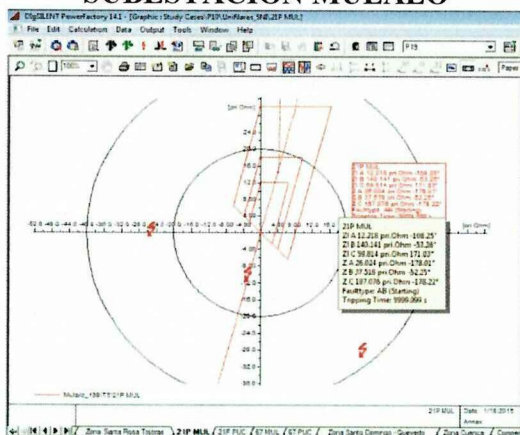
Como se podrá observar en el gráfico N° 3.9 y los datos de la tablas N° 3.8 de la simulación de cortocircuito al 40% de la línea PUC – AMB y mirada desde la Subestación Mulaló, comprobamos que el relé Siprotec 7SA712 de SIEMENS opera satisfactoriamente y despeja falla ocurrida en la Zona 3 en un tiempo de 0.81 segundos, en la cual se ve afectada la línea de transmisión PUCARÁ-AMBATO a 11.10 Km de la subestación Pucará.

En el gráfico N° 3.9 también se apreciará que el relé de impedancia 21 de la subestación Pucará no mira la falla en la línea, comprobando de esta manera que ve en una solo dirección (hacia adelante).

### 3.4.3 Falla bifásica a tierra en la Línea de Transmisión en Zona 3 vista desde la subestación Pucará.

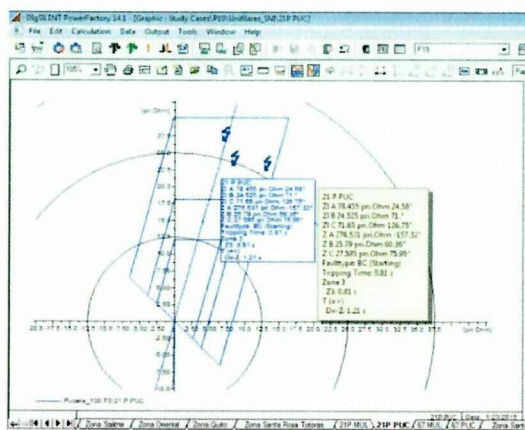
Para que el relé actúe en su tercera zona de protección, se simulará una falla (en este caso bifásica a tierra) al 20 % de la línea de transmisión Mulaló – Vicentina vista desde la subestación Pucará, el gráfico N° 3.10, se usará para el análisis de la operatividad del relé de impedancia 21.

**GRAFICO N° 3.10**  
**DIAGRAMA RESISTENCIA VS REACTANCIA (R-X) EN**  
**PORCENTAJE, AL 20% DE LA LÍNEA MULALÓ-VICENTINA**  
**SUBESTACIÓN MULALÓ**



Fuente: DigSILENT Power Factory  
 Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

### SUBESTACIÓN PUCARÁ



Fuente: DigSILENT Power Factory  
 Elaborado por: Wladimir Bastidas y William Tobar

Cuando el cortocircuito sobrepasa el 100% de la línea analizada (ejemplo el 20% de la línea Mulaló - Vicentina), significa que en una de las líneas con la que se realizó la coordinación de las protecciones sufrió una falla, entonces la corriente de cortocircuito corresponde a la línea afectada, razón por la cual no tabularemos las Corrientes de cortocircuitos solo los tiempos de protección de la Zona 3 del relé 7SA612 (21) en la tabla N° 3.9.

**TABLA N° 3.9**  
**TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 20% DE LA**  
**LÍNEA MULALÓ-VICENTINA VISTA DESDE S/E PUCARÁ**

<b>TIEMPOS DE ACTUACIÓN DEL RELÉ 7SA 612 (21) AL 20% DE LA LÍNEA MUL-VIC ANALIZADA DESDE LA SE PUCARÁ</b>				
Localización de falla en (%)	Tiempo Protección Zona 1 (seg.)	Tiempo Protección Zona 2 (seg.)	Tiempo Protección Zona 3 (seg.)	Tiempo de Disparo del Relé (seg)
20% L/T MUL-VIC			0.81	0.81

**Fuente:** DigSILENT Power Factory  
**Elaborado por:** Wladimir Bastidas y William Tobar

Como se podrá observar en el gráfico N° 3.10 y los datos de la tabla N° 3.9 de la simulación de cortocircuito al 20% de la línea MUL – VIC y mirada desde la Subestación Pucará, comprobamos que el relé Siprotec 7SA712 de SIEMENS opera satisfactoriamente y despeja falla ocurrida en la Zona 3 en un tiempo de 0.81 segundos, en la cual se ve afectada la línea de transmisión MULALÓ-VICENTINA a 14.80 Km de la subestación Mulaló.

En el gráfico N° 3.10 también se apreciará que el relé de impedancia 21 de la subestación Mulaló no mira la falla en la línea, comprobando de esta manera que ve en una solo dirección (hacia adelante).

### **3.5 REDISEÑO DEL PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 EN LA S/E MULALÓ**

ANEXO N° 3.3 REDISEÑO DE PLANOS S/E MULALO (plano N° ST3D15-1341)

ANEXO N° 3.4 DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCION Y MEDICION 138 KV S/E MULALO (plano N° 0823-E-1002-0)

### **3.6 REDISEÑO DEL PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 EN LA S/E PUCARÁ**

ANEXO N° 3.5 REDISEÑO DE PLANOS S/E PUCARA (plano N° 12E-101-41-I22).

### **3.7 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN ELECTRÓNICA**

Este análisis está basado en las ventajas que presenta la aplicación del relé electrónico frente a los electromecánicos, para realizar un estudio económico se deben considerar varios factores al momento de ocurrir una falla que no serán analizados en éste proyecto ya que serán datos alejados de la realidad.

Más bien éste análisis está enfocado el costo total de la inversión, procedimientos de reposición de fallas y ventajas del relé electrónico.

#### **3.7.1 Presupuesto**

El presupuesto tiene por objeto determinar el costo total de la inversión, ver tabla N° 3.10.

**TABLA N° 3.10**  
**PRESUPUESTO**

<b>CANT</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>V/UNITARIO (USD)</b>	<b>V/TOTAL (USD)</b>
2	Relés Electrónicos	15.000	30.000
2	Trabajos técnicos de instalación	500	1.000
2	Materiales varios	100	200
<b>INVERSION TOTAL(USD)</b>			<b>31.200</b>

### **3.7.2 Desconexiones No Programadas**

Al momento de ocurrir una falla en la línea de transmisión, su reposición debe ser en el menor tiempo posible, para garantizar el abastecimiento normal de la energía eléctrica e inclusive no comprometer la operación de otras líneas por sobrecarga.

El análisis de reposición de los equipos está en función del tiempo, ya que al ocurrir una falla el procedimiento para restituir los equipos a condiciones normales consiste en:

#### **3.7.2.1 Notificación de la Falla**

Cuando ocurre una falla el operador de la Subestación notifica lo ocurrido al COT (Centro de Operaciones de Transelectric), que es el departamento encargado de supervisar el Sistema Nacional de Transmisión y al Supervisor de Operación, este a su vez notifica al CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) que luego de una análisis de la falla solicita al COT la conexión de la línea fallada y éste solicita al operador de la Subestación la reposición del servicio, toda esta comunicación se la establece vía telefónica.

#### **3.7.2.2 Normalización de la línea mediante relés electromecánicos**

El COT notifica al operador se realice la conexión de la línea, mientras tanto el operador debe llenar sus respectivos registros de fallas, alarmas y relés actuados; reposición de relés y alarmas; así proceder a la conexión, todo esto con su respectiva hora. Este procedimiento está sujeto a errores humanos por ejemplo, no

se restó algún relé actuado que impidió el cierre del disyuntor, que se refleja en la pérdida de tiempo.

Luego el personal de mantenimiento de líneas recorre la línea que fallo a realizar una inspección de daños producidos por la falla y debido a que se produjo la falla con la finalidad de realizar un mantenimiento programado o emergente según sea el caso.

### **3.7.2.3 Notificación y Normalización de la línea mediante relés electrónicos**

Esta tecnología posibilitara al COT, supervisor y personal técnico obtener información de la subestación en tiempo real y no necesita que el operador durante este tiempo de falla llene su respectivo registro de falla ni la reposición del relé, además proporciona datos aproximados del lugar donde se produjo la falla y el personal de mantenimiento de líneas puede dirigirse directamente sin pérdida de tiempo, adicional el relé memoriza datos usados para un análisis postfalla.

### **3.7.3 Ventajas de los Relés Electrónicos**

**3.7.3.1 Ventaja Técnica.-** Mejorar el control, monitoreo y operación de la línea de transmisión, optimizando recursos técnicos ante ocurrencia de una falla, así, podemos señalar algunas ventajas como:

- ✓ Menor espacio físico y cableado.
- ✓ Mínimo mantenimiento
- ✓ En los relés electromecánicos para la protección de distancia de tierra se necesita de un relé auxiliar específico para fallas a tierra (21NA-21NB-21NC), en comparación con los electrónicos que viene dado por el factor de compensación a tierra ( $K_o$ ) programable.
- ✓ Son más rápidos, no producen rebotes ni arcos eléctricos ya que no poseen partes móviles.
- ✓ Distancia aproximada de la falla en Km ( $\pm 3\%$ ).

- ✓ No producen falsas operaciones por vibraciones o golpes.
- ✓ Posibilidad de alojar en el mismo relé diferentes funciones de protección que únicamente dependen de las características de hardware y software.

Cabe señalar que la instalación de los relés electrónicos no evitara la desconexión de una L/T pero si reducirá considerablemente el tiempo de desconexión, mejorando la confiabilidad del sistema y la calidad del servicio suministrado a los usuarios.

**3.7.3.2 Ventaja Económica.-** El ahorro de los recursos económicos al momento de ocurrir una falla es debido al menor tiempo de reposición del equipo en comparación al relé electromecánico, además, es posible ubicar rápidamente el punto de falla para inspecciones realizadas por el personal de mantenimiento de líneas, todo esto se refleja en mayor energía transmitida y por consiguiente mayor rentabilidad para Transelectric.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. Se analiza el sistema de protecciones mediante los resultados obtenidos en el software DIGSILENT Power Factory de la corrida de flujos en las barras de las Subestaciones Mulaló y Pucará, así como también en las del resto del sistema y se encuentran dentro de los niveles permitidos, razón por la cual podemos señalar que el sistema eléctrico se halla en condiciones operativas normales.
2. Los cálculos de: impedancias (secuencia positiva, negativa y cero) y corrientes de falla, deben ser bien realizados para una correcta parametrización de los relés, ya que de no ser así, existirán errores al momento de analizar de manera tabulada y gráfica las múltiples fallas en la línea con ayuda del software DIGSILENT Power Factory, a más de no tener una correcta coordinación en las protecciones.
3. Para esta conclusión, se analizará desde la subestación Mulaló, los tiempos de disparo de los relés 21 y 67 ante fallas a diferentes porcentajes de la línea Mulaló-Pucará, los mismos que señalamos a continuación:
  - ✓ En una falla de la línea al 20%, el orden de actuación de los relés y los tiempos son: primero el 21 de Mulaló en 0.02seg., segundo el 21 de Pucará en 0.31seg., tercero del 67 de Mulaló en 0.684seg y cuarto el 67 de Pucara 0.799seg.
  - ✓ En una falla de la línea al 85%, el orden de actuación de los relés y los tiempos son: primero el 21 de Pucará en 0.02seg., segundo el 21 de Mulaló en 0.31seg., tercero del 67 de Pucará en 0.478seg y cuarto el 67 de Mulaló 1.08seg.

Como se puede observar en los datos registrados, el relé de distancia (21) que actuará casi de manera instantánea, será el que se encuentre más cerca a la falla, luego el relé 21 ubicado al otro extremo de la línea, si por cualquier eventualidad estos dos relés no abrieran el circuito, procedería con él disparo el primer relé 67 de respaldo, que al igual que en los de distancia, actuaría el más próximo a la falla y por último, el 67 que se encuentra en el lado opuesto de la línea.

Luego de lo expuesto anteriormente, podemos confirmar que la coordinación de las protecciones entre los relés principales y de respaldo para la proteger la línea de transmisión Mulaló – Pucará, funcionan de manera adecuada, lo que garantiza el rápido despeje de la falla y la protección de los equipos.

4. El reemplazo de las protecciones electromecánicas por las de tipo “IED” (dispositivo electrónico inteligente), en este caso el relé Siprotec 7SA612, requiere de ciertos cambios en el conexionado (control y protección), es decir, una adaptación para el nuevo relé, hecho que tiene un grado mínimo de complejidad.
5. El relé posee un registrador de falla con un bajo porcentaje de error del  $\pm 3\%$ , esto permitirá localizar el cortocircuito en una línea de transmisión en el menor tiempo posible y ayudará a tomar decisiones operativas acertadas minimizando el tiempo de indisponibilidad del circuito.
6. La inversión en el Dispositivo Electrónico Inteligente se verá reflejada en los múltiples beneficios de éste, pero sin duda el más importante será el de mejorar la confiabilidad en el sistema eléctrico.

## Recomendaciones

1. Se recomienda el cambio por el relé “IED” Siprotec 7SA612, ya que con la parametrización del mismo y usando el factor  $K_0$  (factor de compensación residual a tierra), éste puede localizar fallas a tierra sin necesidad de relés auxiliares como en el caso de los electromecánicos 21N-A, 21N-B y 21N-C, razón por la cual se requiere de poco espacio físico para su montaje.
2. El hecho de que este tipo de relés electrónicos no requieren de calibración, minimizan el costo por mantenimiento y mejoran la confiabilidad en cuanto a la operatividad de funcionamiento, esta es una de las ventajas que garantizan que el cambio de tecnología es una buena inversión.
3. Esta tecnología del IHM (Interface Hombre-Máquina) nos permite programar, monitorear y descargar eventos de falla del relé desde un computador mediante el software DIGSI, por tal razón se debería implementar este tipo de protección en todos los sistemas eléctricos.
4. Algo muy importante para una correcta parametrización y coordinación de protecciones, es revisar que los cálculos del relé de distancia (21) y el direccional de sobrecorriente (67), sean bien realizados, caso contrario los resultados de la simulación en el software van a ser incorrectos.
5. Al realizar trabajos en instalaciones energizadas para el cambio de los relés, lo debe realizar personal calificado considerando todas las normas de seguridad y usando el EPP (equipo de protección personal), además coordinar los trabajos con el operador de la Subestación y así evitar contratiempos tanto en las instalaciones como al personal.

## BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

- ✓ **GRAINGER J, STEVENSON W. 1996.** *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*, México. S.l.: Editorial McGraw-Hill. ISBN 970-10-0908-8.
- ✓ **HARPER, E. 2002.** *Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales*. S.l.: Editorial Limusa. ISBN 9789681861520.
- ✓ **HARPER, G.E. 1991.** *Fundamentos de electricidad*. S.l.: DO NOT USE. ISBN 9789681838225.
- ✓ **HARPER, G.E. 2006.** *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. S.l.: Editorial Limusa. ISBN 9789681859763.
- ✓ **MONTANE, P. y SANGRÁ, P.M. 1999.** *Protecciones en las instalaciones eléctricas: evolución y perspectivas*. S.l.: Marcombo. ISBN 8426706886.
- ✓ **ROSAS, R.M.M. 2009.** *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. S.l.: Univ. Politèc. de Catalunya. ISBN 9788483016077.
- ✓ **ORTEGA, CRISTIAN. 2008.** *Seminario de entrenamiento zonas operativas subestaciones y líneas de transmisión.* Transelectric. Quito.
- ✓ **SIEMENS.** *Manual Siprotec, Protección de distancia 7SA6* . Vol. V4.61, C53000-G1178-C156-1.

## BIBLIOGRAFÍA CITADA

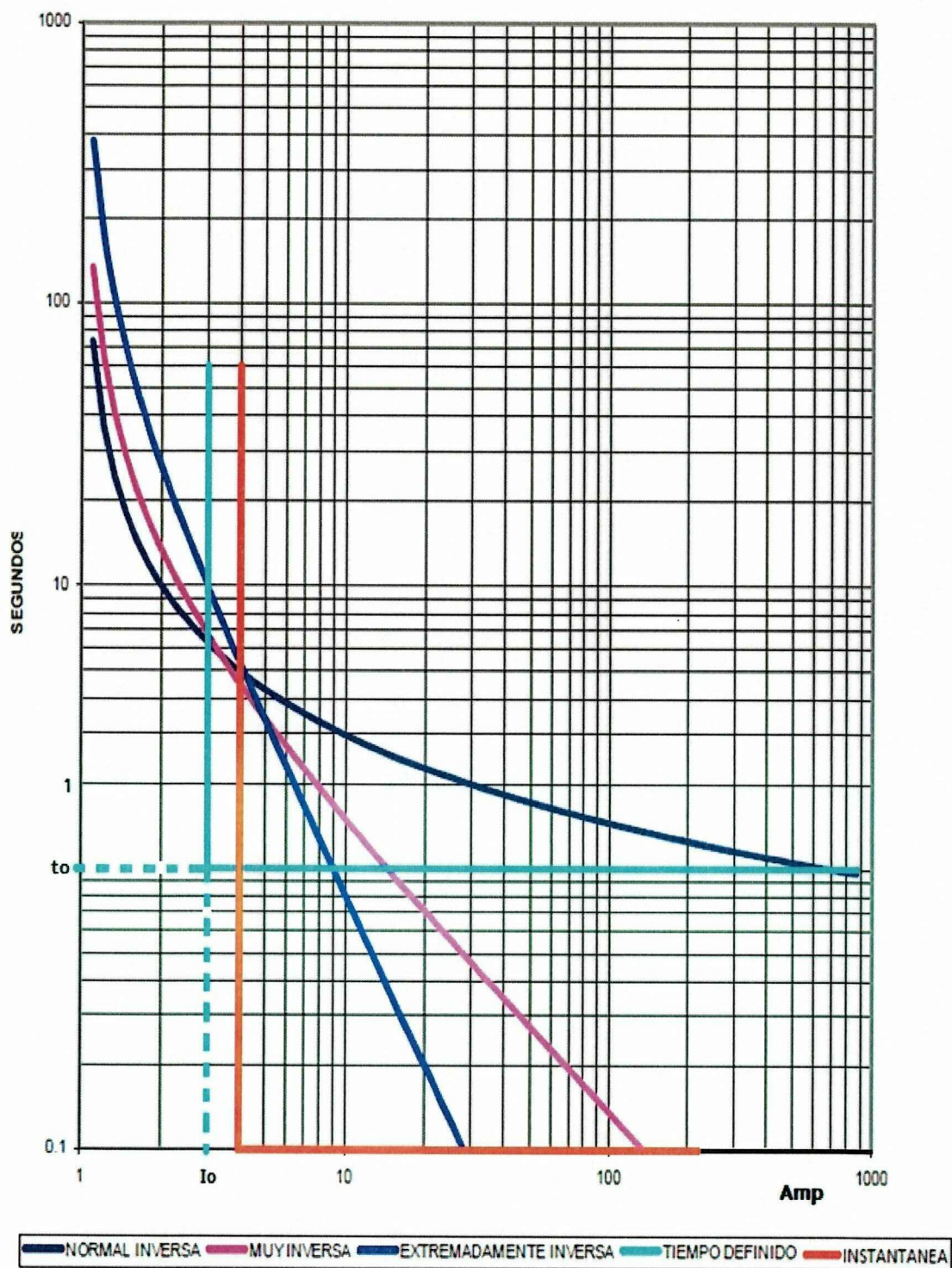
- ✓ **Bertrand, Pierre. 2000.** Cuadreno Técnico n° 181 Las protecciones direccionales. [En línea] 2000 .  
<http://www.unge.gq/ftp/biblioteca%20digital/Ingenieria%20Electricidad%20Manuales%20Baja%20Tension%20Media%20Tension%20Tecnicos/CT181Las%20protecciones%20direccionales.pdf>

- ✓ **Carrillo, Gilberto. 2007.** Protecciones Eléctricas. [En línea] 2007.  
<http://ocw.uis.edu.co/ingenieria-electrica/protecciones-electricas/material-de-clase-1/libroproteccionesgcc.pdf>
  
- ✓ **Cuellar, Alejandro. 2011.** WEBinars ABB Fundamentos de proteccion de distancia para líneas. [En línea] 2011.  
[http://www.youtube.com/watch?v=Jged\\_drUW2k](http://www.youtube.com/watch?v=Jged_drUW2k).
  
- ✓ **Ramirez Castaño, Samuel. 2003.** Protección de sistemas eléctricos. [En línea] 2003.  
<http://www.bdigital.unal.edu.co/3392/1/samuelramirezcastano.2003.pdf>.
  
- ✓ **Ramirez. Alanis, Margil S. 2005.** *Protección de sistemas eléctricos de potencia.* [En línea] 2005.  
<http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf>
  
- ✓ **Renso, Amador. 2007.** *Proteccion de Sistemas de Potencia.* [En línea] Agosto 2007.  
<http://es.scribd.com/doc/47677806/Proteccion-de-Sistemas-de-Potencia-Ing-Renzo-Tamasco-ojo>.
  
- ✓ **Vasquez, Jorge. 2006.** *Seguridad, riesgo, calidad y protecciones eléctricas.* [En línea] Junio 2006.  
<http://www.unalmed.edu.co/eventosiem/presentacionespdf/UNALProteccionLineas-JJVR.pdf>

# ANEXOS

## ANEXO N° 1.1

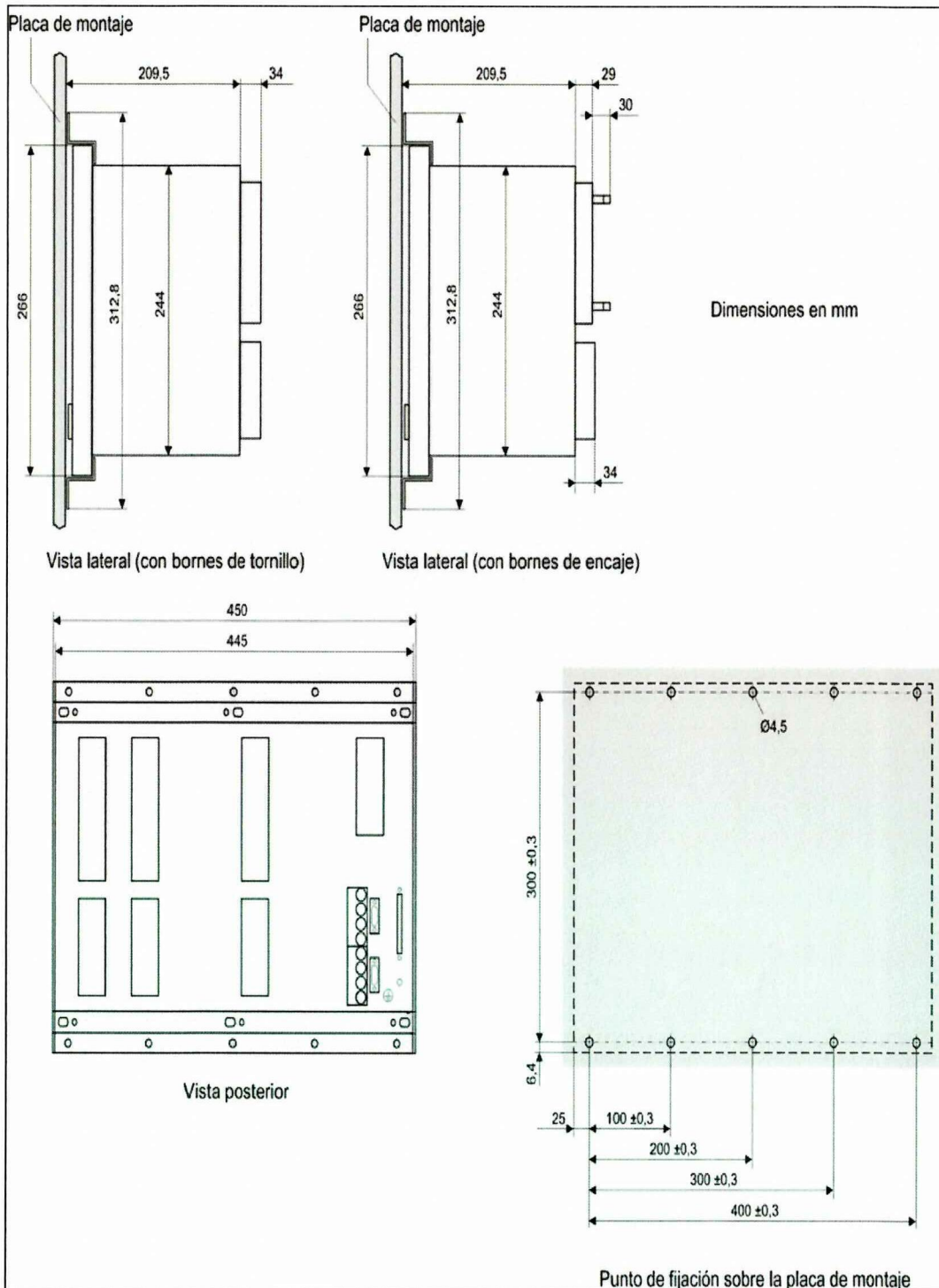
### CURVAS ANSI DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE



Fuente: <http://www.actiweb.es/servipasatiempoestrada/archivo3.pdf>

## ANEXO N° 2.1

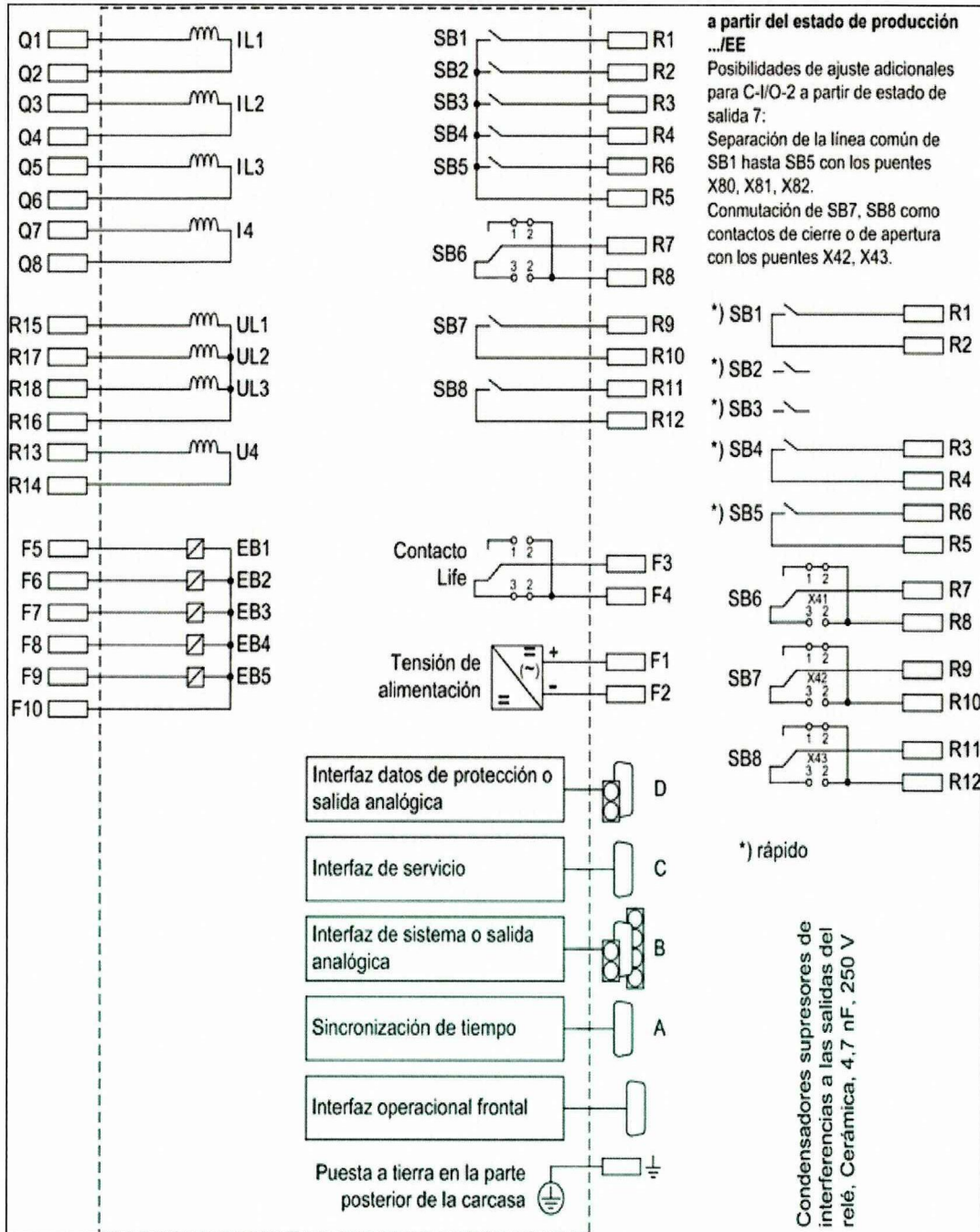
### DIMENSIONES DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612 PARA EL MONTAJE



Fuente: SA6 Manual C53000-G1178-C156-1

## ANEXO N° 2.2

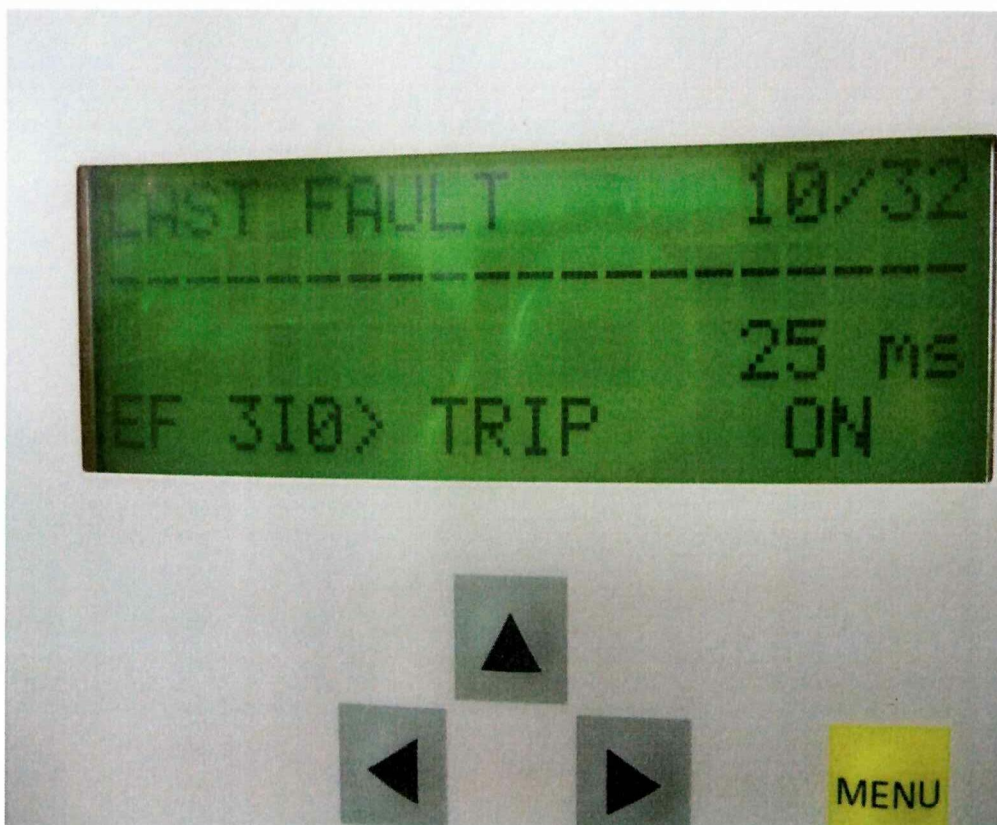
### BORNERAS DE CONEXIÓN RELÉ SIPROTEC 7SA612



Fuente: SA6 Manual C53000-G1178-C156-1/ PAG. N° 667

ANEXO N° 2.3

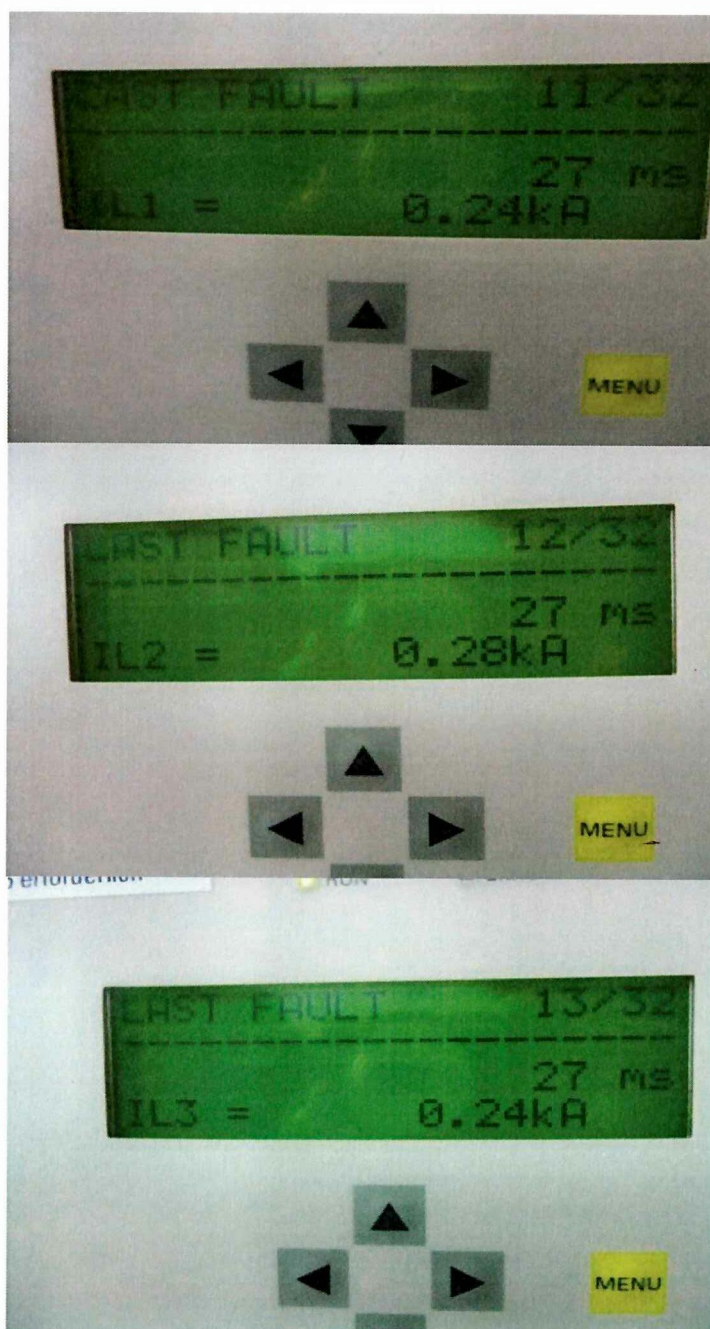
DISPLAY DE DISPARO DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612



Fuente: DIgSILENT Power Factory

ANEXO N° 2.4

DISPLAY DE CORRIENTES DE FALLA DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612



Fuente: DIgSILENT Power Factory

ANEXO N° 2.5

DISPLAY DE DISTANCIA DE FALLA DEL RELÉ SIPROTEC 7SA612



Fuente: DlgSILENT Power Factory

## ANEXO N° 2.6

### INDICACIONES DEL DISPLAY DEL RELÉ ELECTRÓNICO 7SA612

- ARR DIS** Arranque protección distancia.
- ARR. I** Arranque por sobre intensidad.
- ARR U-I** Arranque por intensidad dependiente de la voltaje.
- ARR U-I- $\theta$**  Excitación de corriente dependiente de voltaje y ángulo.
- Teleprot. ARR** Disparo transferido.
- I>>>** Sobre intensidad.
- >IL1** Sobre intensidad línea 1.
- >IL2** Sobre intensidad línea 2.
- >IL3** Sobre intensidad línea 3.
- UO Inversa** Falla a tierra dependiente de la voltaje homopolar.
- Ciclos RE** Ciclos de reenganche y van de 1 a 8 ciclos.
- Autoriz. DISP 1P** Disparo tripolar.
- PROT. VOLTAJE** Protección de voltaje con diferentes escalones de subvoltaje o sobrevoltaje.
- Localizador FLT** Localiza la distancia de la falla mediante un código BCD.
- DIN.LOC.FALTA** Permite establecer unidad de longitud (Km o Milla), para señalar la localización de la falla.
- SUPER.CIRC.DISPLAY** Cuantos relés de disparo deben ser supervisados.
- Un PRIMARIA** Información del equipo respecto a voltaje nominal primaria.

**Un SECUNDARIA** Información del equipo respecto a voltaje nominal secundaria.

**FRECUEN. NOM** Frecuencia nominal, se puede ajustar 50 Hz o 60 Hz.

**PHI. DIST** Determina el ángulo de inclinación de la sección R del polígono en la protección de distancia.

**T.DETEC.CIERRE** Determina el periodo de tiempo durante el que se activan las funciones de protección durante el cierre de la línea.

**UL3-E** Vector de la voltaje de cortocircuito.

**IL3** Vector de la intensidad de cortocircuito de fase.

**IE** Vector de la intensidad de falta a tierra.

**∠U** Ángulo de fase de la voltaje de cortocircuito.

**∠L** Ángulo de fase de la intensidad de cortocircuito de fase.

**∠E** Ángulo de fase de la intensidad de falta a tierra.

**T ARR. Adelante** Tiempo extremo direccional, tiene efecto en cortocircuitos en dirección hacia adelante.

**Z1 START** Arranque de la protección en Z1

**Z1 TRIP** Disparo de la protección en Z1

**Z2 START** Arranque de la protección en Z2

**Z2 TRIP** Disparo de la protección en Z2

**Z3 START** Arranque de la protección en Z3

**Z3 TRIP** Disparo de la protección en Z3

**Z4-START** Arranque de la protección en Z4

<b>Z4-TRIP</b>	Disparo de la protección en Z4
<b>Z5-START</b>	Arranque de la protección en Z5
<b>Z5-TRIP</b>	Disparo de la protección en Z5

Las indicaciones señaladas se refieren a las zonas de operación de los relés, es necesario mencionar o indicar que Start (arrancar), es cuando el relé inicia su operación, la misma que no necesariamente termina en un TRIP (disparo).

**T. BLOQ. TRANS** Bloqueo de transitorio, prolonga la señal de bloqueo recibida.

Para vías de transmisión convencionales son posibles los siguientes procedimientos:

<b>Teleprot. ARR.</b>	Teleprotección con arranque,
<b>Teleprotección</b>	Teleprotección con aceleración de zona Z1B,
<b>Sobrealcance</b>	Teleprotección de sobrealcance,
<b>Compar. direcc.</b>	Comparación direccional,
<b>Desbloqueo</b>	Comparación direccional de desbloqueo,
<b>Bloqueo</b>	Comparación direccional de bloqueo,
<b>Prot.lín.piloto</b>	Teleprotección de hilo piloto,
<b>Bloqueo revers.</b>	Bloqueo reversible (hilo piloto).
<b>RUSH 3I0&gt;&gt;&gt;</b>	Estabilización de la intensidad de cierre (bloqueo inrush).
<b>AUTORI.DISP.I&gt;&gt;</b>	Disparo por sobre intensidad, se determina efectuar un disparo inmediato (no retardado) con este escalón.

## **SALIDAS BINARIAS:**

<b>Arranque Relé</b>	Arranque general del equipo de protección.
<b>DISP. Relé L1</b>	Disparo monopolar del equipo de protección, Fase L1.
<b>DISP. Relé L2</b>	Disparo monopolar del equipo de protección, Fase L2.
<b>DISP. Relé L3</b>	Disparo monopolar del equipo de protección, Fase L3.
<b>DISP.tripL123</b>	Disparo tripolar del equipo de protección.
<b>DISP L1 REE</b>	Orden de disparo L1 para el reenganche automático.
<b>DISP L2 REE</b>	Orden de disparo L2 para el reenganche automático.
<b>DISP L3 REE</b>	Orden de disparo L3 para el reenganche automático.
<b>RE SINCRONISMO</b>	Autorización con sincronismo.
<b>RE Usi1&lt;Usi2&gt;</b>	Autorización para punto de medida Usi1< (sin voltaje) y punto de medida Usi2> (con voltaje).
<b>RE Usi1&gt;Usi2&lt;</b>	Autorización para punto de medida Usy1> (con voltaje) y punto de medida Usy2< (sin voltaje).
<b>RE Usi1&lt;Usi2&lt;</b>	Autorización para punto de medida Usi1< (sin voltaje) y punto de medida Usi2< (sin voltaje).
<b>CIERR.SIN PRUE</b>	Autorización sin verificación de sincronismo (cierre directo).

A continuación detallaremos las lecturas en el Display al navegar con las diferentes funciones F1, F2, F3 y F4.

## **FUNCIÓN F1 EVENTOS:**

- Anuntiación (1)
- Measurement (2)

- Control (3)
- Settings (4)
- Test/Diagnosis (5)

**FUNCIÓN F2 MEDIDAS:**

- Fecha en que inicia la navegación >AR block
- Corrientes: > IL1, IL2, IL3

**FUNCIÓN F3 ÚLTIMO REGISTRO DE FALLA:**

- LAST FAULT. Fecha del último evento.
- LAST FAULT. Fault Event 1 ON.
- LAST FAULT. EF 3I0> Pickup ON.
- LAST FAULT. EF 3I0P Pickup ON.
- LAST FAULT. EF Tele SEND ON.
- LAST FAULT. EF Rec. Ch1 ON.
- LAST FAULT. Definitive TRIP ON.
- LAST FAULT. E/F Trip 3p ON.
- LAST FAULT. EF 3I0> TRIP ON.
- LAST FAULT. IL1 = kA
- LAST FAULT. IL2 = kA
- LAST FAULT. IL3 = kA
- LAST FAULT. EF Pickup ms
- LAST FAULT. Sync. Running ON ms.
- LAST FAULT. Sync. U-syn<< ON ms.
- LAST FAULT. Relay TRIP ms.

- LAST FAULT. Rsec =  $\Omega$ .
- LAST FAULT. Xsec =  $\Omega$ .
- LAST FAULT. Rpri =  $\Omega$ .
- LAST FAULT. Xpri =  $\Omega$ .
- LAST FAULT. Dist = KM.
- LAST FAULT. d[%] = %
- LAST FAULT. IL1 = kA

#### **FUNCIÓN F4 CIERRE DE EMERGENCIA SIN BCU (UNIDAD DE CONTROL DE BAHIA)**

Esta función permite en caso de emergencia cerrar el disyuntor, el relé lee su lógica y si encuentra que el BCU tiene alguna avería, éste realiza el proceso de sincronización y ordena el cierre del circuito (Manual SIEMENS SIPROTEC, 2006).

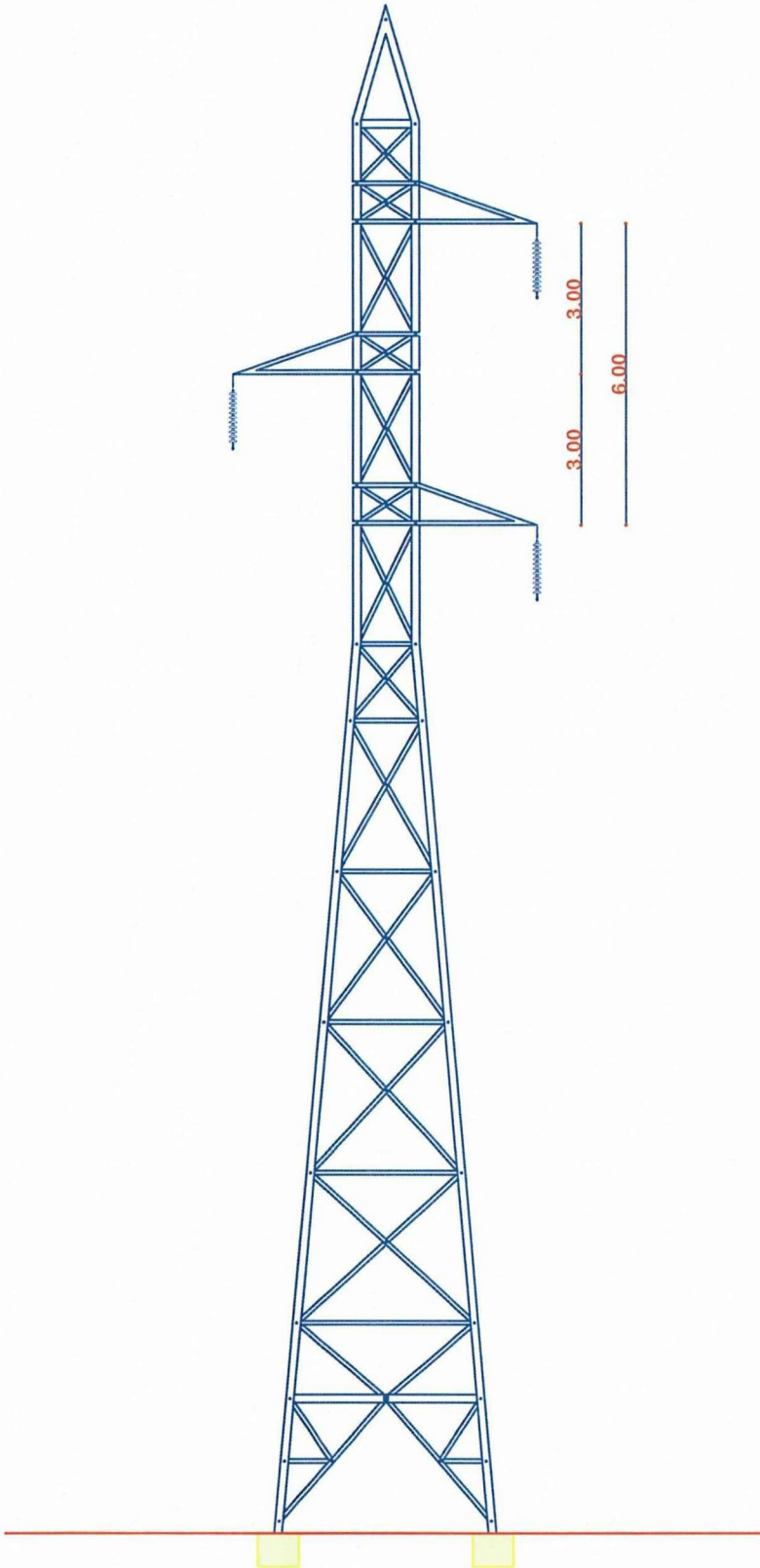
**ANEXO N° 2.7**

**ESTRUCTURA TIPO N**

Refiérase al plano N° 002

**Fuente:** CELEC EP-TRANSELECTRIC

**ESTRUCTURA TIPO N**



<b>DIBUJO:</b> Wladimir Bastidas William Tobar	<b>ESTRUCTURA DE TORRE DOMINANTE EN LA L/T MULALÓ-PUCARÁ</b>	<b>LINEA:</b> 138 kV
<b>L/T:</b> Mulaló - Pucará		<b>FECHA:</b> 19/01/2015
<b>TORRE:</b> TIPO N		<b>PLANO:</b> 002

**ANEXO N° 2.8**

**RESISTIVIDAD DEL TERRENO**

Refiérase al plano N° 001

**Fuente:** CELEC EP-TRANSELECTRIC